

Д.А. Ширяев, А.И. Зимин



**РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И
АВТОМАТИКА ИННОВАЦИОННЫХ
ЭНЕРГОБЛОКОВ ПОКОЛЕНИЯ 3+
С РЕАКТОРАМИ ТИПА ВВЭР-1200
НОВОВОРОНЕЖСКОЙ АЭС**



РОСАТОМ



РОСАТОМ

Д.А. Ширяев, А.И. Зимин

**РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И
АВТОМАТИКА ИННОВАЦИОННЫХ
ЭНЕРГОБЛОКОВ ПОКОЛЕНИЯ 3+
С РЕАКТОРАМИ ТИПА ВВЭР-1200
НОВОВОРОНЕЖСКОЙ АЭС**

**Воронеж
2024**

УДК 621.311.25

ББК 31.47

Ш 64

Ш 64 Релейная защита и автоматика инновационных энергоблоков поколения 3+ с реакторами типа ВВЭР-1200 Нововоронежской АЭС / Д.А. Ширяев, А.И. Зимин. – Воронеж: Кварта, 2024. – 408 с., ил. ISBN 978-5-89609-778-5

Данное пособие предназначено для персонала атомных электрических станций, осуществляющего эксплуатацию, обслуживание и ремонт электротехнического оборудования. Издание будет полезно для студентов профильных вузов и молодых специалистов, которые планируют своё трудоустройство в сфере электроэнергетики.

В книге описываются основные понятия и законы электротехники, организация схем, принцип работы и виды устройств релейной защиты и автоматики, виды повреждений в электроустановках, правила проведения технического обслуживания. Изложенная информация актуальна для всей линейки эксплуатируемых АЭС.

В книге «Электротехническое оборудование энергоблоков с реакторами типа ВВЭР-1200» авторы дают общее описание электротехнического оборудования, которое применяется на новых энергоблоках с реакторами типа ВВЭР-1200. Данное издание является дополнением к первому пособию и в нём более подробно рассмотрены вопросы, касающиеся релейной защиты и автоматики.

УДК 621.311.25

ББК 31.47



© Коллектив авторов, 2024

© Кварта, 2024

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	9
Список сокращений	11
1 Справочная информация	16
1.1 Виды защит.....	16
1.2 Простые и сложные устройства РЗА.....	17
1.3 Оценки срабатывания устройств РЗА.....	18
1.4 Обозначение элементов в электрической схеме	19
1.5 Маркировка шинок вторичных цепей	26
1.6 Обозначение зажимов	30
1.7 Способы защиты релейной аппаратуры от внешних воздействий, категории размещения и климатические исполнения.....	31
1.8 Обозначения и основные электротехнические зависимости, которые применяются в электротехнике	33
1.9 Расчетные формулы применяемые в электротехнике	36
1.10 Изоляция вторичных устройств РЗА	39
2 Основы электротехники	41
2.1 Определения	42
2.2 Понятие электрического заряда и электрического поля.....	44
2.3 Закон Кулона	48
2.4 Величины электромагнитного поля, применяемые в теории электрических цепей.....	49
2.5 Элементы схем замещения электрических цепей.....	53
2.6 Геометрические элементы схем замещения	56
2.7 Закон Ома.....	56
2.8 Последовательное и параллельное соединения проводников.....	58
2.9 Законы Кирхгофа.....	60
2.10 Закон Джоуля-Ленца	63

2.11 Понятие магнитного поля	64
2.12 Электромагнитное воздействие в магнитном поле	65
2.13 Магнитный поток, магнитная проницаемость и напряженность магнитного поля	67
2.14 Электромагнитная индукция	70
2.14.1 Самоиндукция. Индуктивность	71
2.14.2 Взаимоиндукция	72
2.15 Однофазный переменный ток.....	73
2.15.1 Генератор переменного тока	73
2.15.2 Характеристики переменного тока	75
2.15.3 Активные и реактивные сопротивления в цепях переменного тока	76
2.15.4 Мощность однофазного переменного тока.....	82
2.16 Трехфазный переменный ток.....	83
2.16.1 Трехфазные генераторы.....	83
2.16.2 Схемы соединений обмоток	85
2.16.3 Мощность трехфазного тока.....	88
2.17 Режимы заземления нейтрали.....	89
2.17.1 Достоинства и недостатки режима сети с изолированной нейтралью	89
2.17.2 Достоинства резонансного заземления нейтрали через дугогасящий реактор (ДГР)	90
2.17.3 Достоинства и недостатки высокоомного заземления нейтрали через резистор	91
2.17.4 Достоинства и недостатки низкоомного заземления нейтрали через резистор	92
2.17.5 Глухое заземление нейтрали	93
2.17.6 Смещение нейтрали	93
3 Трансформаторы тока и напряжения	95
3.1 Трансформаторы напряжения	95
3.2 Схема соединения «открытый треугольник» и «разомкнутый треугольник»	97
3.3 Неисправности в цепях ТН.....	100
3.4 Расчёт нагрузки на вторичную обмотку ТН	102

3.5 Выбор автоматических выключателей во вторичные цепи ТН	102
3.6 Трансформаторы тока	104
3.7 Схемы соединения ТТ	109
3.8 Маркировка ТТ	113
3.9 Проверка ТТ	115
3.10 Проверка ТТ, встроенных в силовой трансформатор	116
4 Общее описание Релейной защиты. Основные виды реле. Микроэлектроника, электромеханика	118
4.1 Назначение РЗА	118
4.2 Основные требования к релейной защите	121
4.3 Электромеханические устройства РЗА	124
4.4 Измерительные реле	127
4.5 Реле РП-252(256)	130
4.5.1 Внешний и внутренний осмотр	130
4.5.2 Проверка и регулировка механической части реле РП-256	130
4.5.3 Проверка и регулировка электрических характеристик	132
4.6 Реле РТ-40	132
4.6.1 Наладка и проверка регулировки механической части и состояния контактных поверхностей	132
4.6.2 Проверка сопротивления изоляции, которая включает в себя измерение сопротивления изоляции	138
4.6.3 Проверка и настройка электрических характеристик реле	138
4.6.4 Настройка реле на заданную уставку	140
4.6.5 Регулировка коэффициента возврата	141
5 Виды повреждений в ЭУ. Осциллограммы аварийных режимов работы	143
5.1 Короткие замыкания в электроустановках	144
5.1.1 Однофазное короткое замыкание	144
5.1.2 Двухфазное короткое замыкание	148
5.1.3 Двухфазное короткое замыкание на землю	151

5.1.4 Трёхфазное короткое замыкание	154
5.1.5 Правила построения векторных диаграмм	156
5.2 Перегрузки оборудования по току и перенапряжения	158
5.3 Перегрузки по току турбогенератора	162
5.4 Перегрузка по току статора асинхронного электродвигателя	164
5.5 Перегрузка по току силовых кабелей	166
5.6 Перегрузка по току трансформаторов	170
5.7 Атмосферные перенапряжения	171
5.8 Коммутационные перенапряжения	173
6 Микропроцессорные УРЗА	175
6.1 Основные характеристики микропроцессорных устройств	175
6.2 Структурная схема	175
6.3 Входные преобразователи	179
6.4 Аналогово-цифровые преобразователи	180
6.5 Ввод дискретных сигналов	182
6.6 Выходные реле	184
6.7 Отображение информации	184
6.8 Управление аппаратурой	186
6.9 Устройства хранения информации	186
6.10 Блоки питания	188
6.11 Интерфейсы цифровых устройств	189
6.12 Проводные каналы связи	192
6.13 Особенности эксплуатации микропроцессорных защит	196
6.13.1 Надежность функционирования систем с цифровыми реле	196
6.13.2 Помехозащищенность цифровых реле	198
7 Описание оперативного питания УРЗА	205
7.1 Выпрямители	206
7.2 Инверторы	210
8 Виды защит	216
8.1 Виды, принцип действия основных релейных защит и автоматики	216

8.2 Максимальная токовая защита.....	216
8.3 Защита от однофазных замыканий на "землю"	222
8.4 Защита от однофазных замыканий на "землю" в сети с изолированной нейтралью.....	223
8.5 Защита от однофазных замыканий на "землю" в сети с глухозаземленной нейтралью.....	224
8.6 Дифференциальные защиты.....	227
8.7 Продольная дифференциальная защита линий	227
8.8 Поперечная дифференциальная защита линий	229
8.9 Токовая поперечная дифференциальная защита.....	230
8.10 Дистанционная защита линий	231
8.11 Высокочастотные защиты.....	233
8.12 Автоматическое повторное включение.....	236
8.13 Автоматический ввод резерва.....	240
9 Релейная защита, автоматика, контроль и управление электрооборудованием Нововоронежской АЭС	245
9.1 Релейная защита линий 110-500 кВ.....	245
9.2 Релейная защита Генератора, Блочного трансфор- матора, Рабочего трансформатора собственных нужд, общее описание	255
9.3 Релейная защита генератора	258
9.4 Релейная защита блочного трансформатора	270
9.5 Релейная защита трансформаторов собственных нужд.....	276
9.6 Релейная защита СНЭ НЭ и САЭ	283
9.7 Противоаварийная автоматика	290
9.8 Система контроля и управления электротехническим оборудованием АЭС.....	305
9.8.1 Информационные задачи, реализуемые СКУ ЭЧ.....	307
9.8.2 Назначение и структура СКУ ЭЧ энергоблока	308
9.8.3 Принципы организации управления энергоблоком	315
9.8.4 Реализация измерений и сигнализации СКУ ЭЧ энергоблока	322
9.8.5 Назначение и структура СКУ ЭЧ ОУ.....	325

9.8.6 Реализация измерений и сигнализации СКУ ЭЧ ОУ ..	330
9.9 Назначение и структура СОТИ АССО	332
9.10 Назначение и структура АИИСКУЭ	336
9.11 Регистраторы аварийных событий	342
10 Техническое обслуживание цепей РЗА	347
10.1 Общие положения	347
10.2 Виды технического обслуживания	349
10.3 Организационные мероприятия	351
10.4 Технические мероприятия	359
11 Конкурсы профессионального мастерства по РЗА	363
11.1 ReaSkills	363
11.2 AtomSkills	364
11.3 Задание для конкурса	365
11.4 Критерии оценки	376
Список литературы	404

ПРЕДИСЛОВИЕ

История атомных электростанций с водо-водяными энергетическими реакторами началась в середине 60-х годов прошлого века. 30 сентября 1964 года состоялся энергетический пуск первого энергоблока Нововоронежской АЭС с экспериментальной реакторной установкой ВВЭР-210.

В XXI веке энергоблоки по проекту АЭС-2006 с реактором ВВЭР-1200 успешно эксплуатируются на Нововоронежской, Ленинградской и Белорусской АЭС. Сооружаются не только в России, но и за рубежом: в Бангладеш, Турции, Египте. Планируется строительство аналогичных энергоблоков на новых площадках Китая и Индии. Определяющий фактор, который позволил заключить контракты и начать сооружение атомных станций с ВВЭР, - референтность с подтвержденным высоким уровнем безопасности энергоблоков поколения «3+» с реакторами ВВЭР-1200. Однако все эти проекты и планы могут иметь право на жизнь только в одном случае - при безоговорочном обеспечении безопасности АЭС.

Высокий уровень безопасности подтверждается надежностью основного оборудования, наличием специальных систем безопасности, средств управления запроектными авариями, которых не было на блоках предыдущих поколений, высокой квалификацией и Культурой Безопасности персонала.

Одно из центральных мест в процессе эксплуатации АЭС занимает электротехническое оборудование, которое можно разбить на силовое и вторичное, называемое — устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА). Силовое оборудование описано в книге «Электротехническое оборудование энергоблоков с реакторами типа ВВЭР-1200». Информация по эксплуатации и техническому обслуживанию устройств РЗА содержится только в заводских инструкциях, руководящих документах, справочной литературе. Авторы внесли эти данные в учебное пособие, которое вы держите в руках, наряду с общими вопросами.

При составлении пособия использовались как оригинальные разработки авторов, так и материалы широко известных учебных изданий, проектно-техническая документация, заводская документация новейших проектируемых и сооружаемых атомных станций с реакторными установками ВВЭР.

В этой книге описаны электрические процессы и законы электротехники, которые необходимо знать персоналу электрических цехов АЭС, в особенности тем, кто обслуживает устройства релейной защиты и автоматики, привлекается к монтажным, ремонтным и наладочным работам. Кроме того, она поможет студентам и молодым специалистам понять объем знаний, необходимый для работы в электрическом цехе атомной станции.

Пособие актуально для всей линейки эксплуатируемых АЭС. При этом авторы приложили немало усилий, чтобы оно стало надежным справочником для работников проектируемых и сооружаемых АЭС с реакторами ВВЭР нового поколения.

Мы надеемся, что книга будет полезна, как справочное и учебное пособие для сотрудников атомной отрасли, а также для тех, кто только собирается связать свою жизнь с атомной энергетикой. Будем благодарны за отзывы и обратную связь, чтобы сделать книгу более содержательной и отвечающей вашим потребностям.

Авторский коллектив выражает благодарность коллегам, которые оказывали помощь в составлении пособия:

- Русинов Александр Иванович, Нововоронежская АЭС;
- Макаров Евгений Анатольевич, Нововоронежская АЭС;
- Тихонов Станислав Евгеньевич, Калининская АЭС;
- Мазеев Олег Владимирович, Курская АЭС;
- Животков Артём Алексеевич, Нововоронежская АЭС;
- Ерёмина Ангелина Евгеньевна, Нововоронежская АЭС.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АБ	– аккумуляторная батарея
АБП	– агрегат бесперебойного питания
АВЗК	– аппаратура высокочастотной защиты с контролем
АВП	– автоматическое восстановление питания
АВР	– автоматический ввод резерва
АГП	– автомат гашения поля
АЛАР	– автоматика ликвидации асинхронного режима
АОПО	– автоматика ограничения перегрузки оборудования
АПВ	– автоматическое повторное включение
АРВ	– автоматический регулятор возбуждения
АЧР	– автоматическая частотная разгрузка
АЭС	– атомная электростанция
АБП и СВ	– агрегаты бесперебойного питания и система возбуждения
АВП	– автоматическое восстановление питания
АОПН	– автоматическое ограничение повышения напряжения
АРМ	– автоматизированное рабочее место
АСУ	– автоматическая система управления
АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическими процессами
АЦП	– аналого-цифровой преобразователь
АТ	– автотрансформатор
БД	– бит данных
БП	– бит паритета
БП	– блок питания
БПУ	– блочный пульт управления
БМ	– блок мониторинга
ВАФ	– вольт-ампер фазометр
ВВЭР	– водо-водяной энергетический реактор
ВЛ	– воздушная линия электропередач
ВН	– обмотка высшего напряжения трансформатора

ВОК	– волоконно-оптический кабель
ВОЛС	– волоконно-оптическая линия связи
ВУ	– выпрямительное устройство
ВЧК	– высокочастотный канал
ГВЧ	– генератор высокой частоты
ГЦН	– главный циркуляционный насос
ГЩУ	– главный щит управления
ДГУ	– дизель-генераторная установка
ДЗ	– дистанционная защита
ДЗЛ	– дифференциальная защита линии
ДЗШ	– дифференциальная защита шин
ДФЗ	– дифференциально-фазная защита
ДЦ	– диспетчерский центр
ЖКИ	– жидко-кристаллический индикатор
ЗИП	– запасной инструмент и принадлежности
ЗМН	– защита минимального напряжения
ЗН	– заземляющий нож
ЗПУ	– защитное предохранительное устройство
ЗР	– заземляющий разъединитель
ИМС	– интегральная микросхема
ИОТ	– исполнительный орган тока
ИОН	– исполнительный орган напряжения
ИП	– измерительный преобразователь
КЗ	– короткое замыкание
КИВ	– контроль изоляции вводов
КИП	– комплект инструментов и принадлежностей
КиУВ	– контроль и управление выключателем
КОНл	– контроль отсутствия напряжения на линии
КОНш	– контроль отсутствия напряжения на шинах
КРУ	– комплектное распределительное устройство
КРУЗА П	– комплектное распределительное устройство запорной арматуры
КРУЭ	– комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией

КСЗ	– комплект ступенчатых защит
ЛВС	– локально-вычислительная сеть
ЛЗШ	– логическая защита шин
МКПА	– микропроцессорный комплекс противоаварийной автоматики
МП	– микропроцессор
МПИ	– микропроцессорный измеритель
МПРЗ	– микропроцессорная релейная защита
МСК	– микропроцессорная система контроля и управления
МТЗ	– максимальная токовая защита
НВАЭС	– Нововоронежская АЭС
НН	– обмотка низшего напряжения трансформатора
НСБ	– начальник смены блока
ОЗЗ	– однофазное замыкание на землю
ОЗУ	– оперативное запоминающее устройство
ОПН	– ограничитель перенапряжений
ОМВ	– ограничитель минимального возбуждения
ОУ	– оперативное ускорение
ОУ	– общестанционные устройства
ПАА	– противоаварийная автоматика
ПВЧ	– приёмник высокой частоты
ПДГУ	– передвижная дизель-генераторная установка
ПК	– персональный компьютер
ППЗУ	– перепрограммируемое постоянное запоминающее устройство
ПС	– подстанция
ПТС	– программно-технический комплекс
ПУЭ	– правила устройства электроустановок
РД	– руководящий документ
РЗА	– релейная защита и автоматика
РЗАИ и ВИ	– релейная защита автоматика измерения и высоковольтные испытания
РУ	– распределительное устройство
РПН	– регулирование под нагрузкой
РПУ	– резервный пункт управления

РТСН	– резервный трансформатор собственных нужд
РЩ	– релейный щит
САУ	– система автоматического управления
САЭ	– система аварийного электроснабжения
СБ	– система безопасности
СНЭ НЭ	– система надёжного электроснабжения нормальной эксплуатации
СВБУ	– система верхнего блочного уровня
СИЗ	– средства индивидуальной защиты
СКУ	– система контроля и управления
СКУ ЭЧ	– система контроля и управления электрической частью
СКУД	– система контроля удалённого доступа
СМИД	– система мониторинга и диагностики трансформаторов
СН	– собственные нужды
СН	– обмотка среднего напряжения трансформатора
СП	– ступенчатый пуск
СПБ	– стоповый бит
СС	– синхронизирующий сигнал
СТБ	– стартовый бит
СУМТО	– система управления, мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования
СШ	– секция шин
ТАПВ	– трёхфазное автоматическое повторное включение
ТГ	– турбогенератор
ТЗНП	– токовая защита нулевой последовательности
ТН	– трансформатор напряжения
ТНЗНП	– токовая направленная защита нулевой последовательности
ТО	– телеотключение
ТПТС	– технологические программно-технические средства
ТТ	– трансформатор тока
ТУ	– телеускорение

УВ	– управляющее воздействие
УВВ	– устройство ввода-вывода
УПАЭ	– устройство противоаварийной автоматики энергоузла
УПАСК	– устройство приёма-передачи аварийных сигналов и команд
УРЗА	– устройства релейной защиты и автоматики
УРОВ	– устройство резервирования при отказе выключателя
УСО	– устройство связи с объектом
ФВЛ	– фиксация включения линии
ФОЛ	– фиксация отключения линии
ФТКЗ	– фиксация тяжести короткого замыкания
ЦКУ	– центральное координирующее устройство
ЦЩУ	– центральный щит управления
ША	– шинка адреса
ШАОТ	– шкаф автоматики охлаждения трансформатора
ШД	– шинка пересылки данных
ШРОТ	– шкаф распределения оперативного тока
ШС	– шинка сигнализации
ШУ	– шинка управления
ШУМТ	– шкаф управления и мониторинга трансформаторного оборудования
ЩКА	– щеточно-контактный аппарат
ЩПТ	– щит постоянного тока
ЭБ	– энергоблок
ЭГРУ	– элегазовое генераторное распределительное устройство
ЭД	– электродвигатель
ЭДС	– электродвижущая сила
ЭМ	– электромонитор
ЭМО	– электромагнит отключения
ЭЦ	– электрический цех
ЭЧСР	– электронная часть системы регулирования

1 СПРАВОЧНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

1.1 Виды защит

1. *Основная защита* – защита, предназначенная для действия при всех видах КЗ в пределах всего защищаемого элемента, со временем меньшим, чем у других установленных на этом элементе защит.

2. *Резервная защита* – защита, предназначенная для резервирования действия основных защит при КЗ в пределах зоны действия основной защиты, а также для резервирования в полном или частичном объеме основной и резервной защит смежных присоединений. Резервная защита, как правило, выполняется многоступенчатой. Резервная защита ВЛ может дублировать основную защиту при наличии телеускорения, действующего при всех видах КЗ в пределах защищаемой ВЛ, а также выполнять функцию основной защиты, если по условиям устойчивости допускается ее использовать при всех видах КЗ.

3. *Защита с абсолютной селективностью* – защита без выдержки времени, зона действия которой не выходит за пределы защищаемого элемента. Основные быстродействующие защиты (например, дифференциальные, высокочастотные), как правило, имеют абсолютную селективность

4. *Защита с относительной селективностью* – защита, защищающая не только «свой» элемент, но и смежные. Селективность обеспечивается выбором выдержек времени.

5. *Дублирующая защита* – защита, которая по своим параметрам и характеристикам полностью дублирует основную или резервную защиту, но имеющая цепи оперативного тока, ТН и ТТ, независимые от них, при этом коммутационный аппарат не дублируется.

6. *Дальнее резервирование* – наличие на смежных элементах сети резервных защит с относительной селективностью, действующих при отказе защит защищаемого элемента.

7. *Ближнее резервирование* – наличие на защищаемом элементе второго комплекса защит от всех видов КЗ, с временем действия равным или близким времени действия основной защиты и имеющего полностью, или частично независимое от основной защиты питание по цепям оперативного тока, ТН и ТТ.

1.2 Простые и сложные устройства РЗА

Простыми устройствами РЗА называются:

- максимальные токовые защиты с пуском по напряжению и без него (кроме направленных) и токовые отсежки, а также аналогичные им;
- защиты минимального и максимального напряжения без контроля перетока мощности;
- дифференциальные токовые отсежки и защиты с реле РНТ;
- трехфазное простое АПВ и АВР;
- газовая защита;
- устройства защиты от замыканий на землю, контролирующие один параметр и действующие на сигнал или отключение.

Все остальные устройства РЗА отнесены к разряду сложных.

Кроме этого, существует термин прочая электроавтоматика, к ней можно отнести:

- автоматические осциллографы;
- устройства сигнализации замыкания на землю;
- контроль изоляции постоянного тока (на аккумуляторных батареях);
- устройство питания постоянного тока (ШУОТы), щиты постоянного тока ГЦУ;
- устройство питания выпрямленным током (БПТ, БПН, БПЗ, БПНС, УСН);
- шкафы отбора напряжения (ШОНЫ);
- выпрямительные подзарядные агрегаты типа ВАЗП, ВУК;
- схемы управления выключателями на постоянном оперативном токе;
- схемы управления выключателями на переменном оперативном токе;
- схемы автоматики ТН 110-220 кВ.

1.3 Оценки срабатывания устройств РЗА

Принимаются следующие оценки срабатывания УРЗА:

ПС - правильные срабатывания;

НС - неправильные срабатывания;

ИС - излишние срабатывания;

ЛС - ложные срабатывания;

ОС - отказы срабатывания;

НВС - невыясненные срабатывания.

К числу общей оценки, приняты следующие оценки:

- правильно;
- правильно с замечанием;
- неправильно.

Дополнительной категорией учета являются допущенные неправильные срабатывания и несрабатывания РЗА, к которым относятся случаи неправильных действий, возможность которых была заранее известна, что было признано допустимым из-за малой вероятности события или малой тяжести последствий. Допущенные неправильные срабатывания и несрабатывания учитываются отдельно и не суммируются с неправильными срабатываниями. Причинами допущенных неправильных срабатываний и не срабатываний могут быть:

а) не учет маловероятных режимов (например, с большим объемом ремонтных и аварийных отключений линий, трансформаторов, автотрансформаторов, генераторов) при выборе уставок РЗА, что может привести к их излишеству (неселективному) действию или отказу. Не учет таких режимов должен специально оформляться решением главного инженера или главного диспетчера согласно подведомственности устройств РЗА;

б) заранее известное техническое несовершенство того или иного устройства. Например, возможность неправильного действия поперечной дифференциальной токовой направленной защиты параллельных линий при КЗ с одновременным обрывом провода; возможность срабатывания дистанционной защиты при асинхронном режиме (с пуском устройства блокировки при качаниях от внешнего КЗ) и другие аналогичные причины;

в) заранее известная возможность неправильного действия устройств РЗА, исходя из его принципа действия. Например, излишнее действие полностью исправного полукомплекта защиты ДФЗ при внешнем КЗ из-за неисправности полукомплекта на противоположном конце линии.

К допущенным неправильным срабатываниям относятся также срабатывания исправных исполнительных устройств противоаварийной автоматики, действующих на отключение нагрузки, генераторов, деление сети и другое, если эти срабатывания не требовались по режиму и вызваны ложной или излишней пусковой командой.

Неправильная работа одного и того же устройства РЗА, происходящая (повторяющаяся) в течение одних суток, учитывается как один случай, одно неправильное срабатывание.

1.4 Обозначение элементов в электрической схеме

Маркировка (обозначение) вторичных цепей служит для их опознания в электрической схеме. Маркировку цепей выполняют на схемах и на концах физических проводников, подключаемых к зажимам изделий. Ее выполняют арабскими цифрами, а в ряде случаев – с буквенной приставкой из заглавных букв латинского алфавита.

Участки цепей обозначают независимо от условных обозначений зажимов аппаратов, к которым подключают проводники цепей. Участки цепей, разделенные контактами аппаратов, обмотками реле, резисторами, конденсаторами и другими элементами, считаются разными, поэтому они имеют разную маркировку. Участки цепей, сходящиеся в одном узле схемы, имеют одинаковую маркировку, при этом при переходе через зажимы маркировка цепи не меняется.

При горизонтальном способе изображения цепей на схеме маркировку проставляют над изображением цепей, а номера зажимов аппаратов – под изображением цепей. Разветвляющиеся участки цепи маркируют последовательно от источника питания (автомата, предохранителей) слева направо в направлении сверху вниз.

При вертикальном способе изображения цепей на схеме маркировку проставляют слева от изображения цепи, а номер

зажимов – справа, разветвляющиеся участки цепи маркируют сверху вниз в направлении слева направо.

Для присвоения кода уровня напряжения применяются буквенные обозначения указанные в таблице 1.1:

Таблица 1.1

Напряже- ние, кВ	1150	750	500	330	220	154	110	35	10	6	0,4
Код	A	B	C	D	E	F	G	H	K	P	N

Для присвоения кода электрооборудования применяются буквенные обозначения, сведенные в таблицу 1.2:

Таблица 1.2

Наименование оборудования, аппаратуры	Латинское (новое) обозначение	Русское (старое) обозначение
Генератор	G	Г
постоянного тока	GE	Г
переменного тока	G	Г
Синхронный компенсатор	GC	СК
Автотрансформатор	T	АТ
Выключатель в силовых цепях	Q	В
автоматический	QF	ВА
нагрузки	QW	ВН
обходной	QO	ОВ
секционный	QB	СВ
шиносоединительный	QA	ШСВ
Электродвигатель	M	Д
Сборные шины	A	СШ
Отделитель	QR	ОД
Короткозамыкатель	QN	КЗ
Разъединитель	QS	ШР, ЛР, ОШР, ТР
Разъединитель заземляющий	QSG	ЗН
Линия электропередач	W	ВЛ
Разрядник	FV	Р
Плавкий предохранитель	F	ПП
Реактор	LR	Р
Аккумуляторная батарея	GB	АБ
Конденсаторная силовая батарея	CB	КС
Зарядный конденсаторный блок	CG	БК

Наименование оборудования, аппаратуры	Латинское (новое) обозначение	Русское (старое) обозначение
Трансформатор напряжения	TV	ТН
Трансформатор тока	TA	ТТ
Электромагнитный стабилизатор	TS	СТ
Промежуточный трансформатор	TL	ПТ
насыщающийся трансформатор тока	TLA	НТТ
насыщающийся трансформатор напряжения	TLV	НТН
Трансформатор	T	Т
Трансформатор нулевой последовательности	TAN	ТНП
Трансреактор	TAV	ТР
Трансформатор регулировочный	TUV	
Измерительный прибор	P	ИП
Амперметр	PA	A
Вольтметр	PV	V
Ваттметр	PW	W
Частотомер	PF	Hz
Омметр	PR	Q
Варметр	PVA	Var
Часы, измеритель времени	PT	
Счетчик импульсов	PC	СИ
Счетчик активной энергии	PI	Var
Счетчик реактивной энергии	PK	Wh
Регистрирующий прибор	PS	
Указатель положения	PHE	УП
Указатель РПН	PQ	
Синхроскоп	PS	Т
Секундомер электронный	PTV	
Секундомер электрический	PTY	
Резисторы	R	R
Терморезистор	RK	TR
Потенциометр	RP	
Шунт измерительный	RS	ШИ
Варистор	RU	
Реостат	RR	
Преобразователи неэлектрических величин в электрические	B	
Громкоговоритель	BA	Гр
Датчик давления	BP	Дд
Датчик скорости	BR	Дс

Наименование оборудования, аппаратуры	Латинское (новое) обозначение	Русское (старое) обозначение
Датчик температуры	BK	Дт
Датчик уровня	BL	Ду
Сельсин датчик	BG	Сд
Датчик частоты вращения (тахогенератор)	BR	Тах
Пьезоэлемент	BQ	
Фотоприемник	BL	
Тепловой датчик	BK	
Детектор ионизирующих элементов	BD	
Микрофон	BM	
Звукосниматель	BS	
Комплект защиты, блок реле	AK	
Устройство блокировки	AKB	
Устройство АВР	AC	ABP
Устройство регулирования напряжения	AV	APHT
Устройство блокировки типа КРБ	AKB	КРБ
Устройство АПВ	AKS	АПВ
Устройство комплектное продольной дифзащиты ЛЭП	AKW	
Устройство комплектное реле сопротивления	AKZ	РС
Устройство комплектное реле УРОВ	AR	УРОВ
Реле	K	P
Блокировки	KB	PБ
Блокировки от многократных включений	KBS	PБМ
Блокировки от нарушений цепей напряжения	KBV	КРБ
Времени	KT	PВ
Газовое	KSG	PГ
Давления	KSP	Д
Импульсной сигнализации	KHA	PИС
Команды «включить»	KCC	PKB
Команды «отключить»	KCT	PКО
Контроля	KS	PK
Сравнения фаз	KS	PCФ
Контроля синхронизма	KSS	PKC
Контроля цепи напряжения	KSV	PKH
Мощности	KW	PM

Наименование оборудования, аппаратуры	Латинское (новое) обозначение	Русское (старое) обозначение
Тока	KA	РТ
Напряжения	KV	РН
Указательное	KN	РУ
Частоты	KF	РЧ
Положения разъединителя повторительное	KQS	РПР
Промежуточное	KL	РП
Напряжения прямого действия с выдержкой времени	KVT	РНВ
Фиксации положения выключателя	KQ	РФ
Положения выключателя «включено»	KQC	РПВ
Положения «отключено»	KQT	РПО
Фиксации команды включено	KQQ	РФ
Расхода	KSF	
Контроля напряжения на шинах	KVA	РНШ
Контроля напряжения на линии	KVW	РНЛ
Термо реле	KST	РТ ⁰
Скорости	KSR	
Сопротивления, дистанционная защита	KZ	РС
Струи, напора	KSH	
Тока с насыщающимся трансформатором	KAT	РТН
Тока с торможением, балластное	KAW	РТТ
Уровня	KSL	
Контактор, магнитный пускатель	KM	ПМ
Фильтр реле напряжения	KVZ	ФРН
Фильтр реле мощности	KWZ	ФРМ
Фильтр реле тока	KAZ	ФРТ
Устройства механические с электромагнитным приводом	Y	
Электромагнит	YA	
Электромагнит включения	YAC	ЭВ
Электромагнит отключения	YAT	ЭО
Тормоз с электромагнитным приводом	YB	
Муфта с электромагнитным приводом	YC	
Электромагнитный патрон или плита	YN	

Наименование оборудования, аппаратуры	Латинское (новое) обозначение	Русское (старое) обозначение
Электромагнитный ключ блокировки	YAB	КЭЗ
Электромагнитный замок блокировки	YAB	ЭМБЗ
Разъединителя	Y	ЭР
Заземляющего ножа	YG	ЭРЗ
Короткозамыкателя	YN	ЭКЗ
Отделителя	YR	ЭОД
Тележки выключателя КРУ	YSQ	
Устройства коммутационные в цепях управления, сигнализации и измерительных	S	
Рубильник	S	P
Переключатель (ключ цепей управления)	SA	КУ
Ключ, переключатель режима	SAC	КР
Выключатель кнопочный	SB	КН
Переключатель блокировки	SAB	ПБ
Выключатель автоматический	SF	АВ
Переключатель синхронизации	SS	КСС
Коммутатор	SC	
Выключатель, срабатывающий от различных воздействий:	S	
От уровня	SL	
От давления	SP	
От частоты вращения	SR	
От температуры	SK	
Переключатель измерений	SN	ПИ
Вспомогательный контакт выключателя	SQ	
Вспомогательный контакт разъединителя	SQS	
Испытательный блок	SG	БИ
Накладка оперативная	SX	Н
Устройства индикационные и сигнальные	H	
Прибор звуковой сигнализации	HA	Зв
Прибор световой сигнализации	HL	ЛС
Индикатор символьный	HG	
Табло сигнальное	HLA	ТС
Лампа осветительная	EL	ЛО

Наименование оборудования, аппаратуры	Латинское (новое) обозначение	Русское (старое) обозначение
Лампа сигнальная	HL	ЛС
С белой линзой	HLW	ЛБ
С зеленой линзой	HLG	ЛЗ
С красной линзой	HLR	ЛК
Приборы электровакуумные и полупроводниковые	V	
Диод	VD	Д
Стабилитрон	VD	СТ
Выпрямительный мост	VS	В
Тиристор	VD	Т
Транзистор, фототранзистор	VT	ТР
Прибор электровакуумный	VL	
Конденсатор	C	С
Катушки индуктивные	L	
Дроссель, дугогасящая катушка	L	Др
Реактор	LR	
Обмотка возбуждения генератора	LG	
Обмотка возбуждения возбудителя	LE	
Обмотка возбуждения электродвигателя	LM	
Преобразователи электрических величин в электрические	U	
Модулятор	UB	
Демодулятор	UR	
Инвертор	UZ	
Преобразователи тока	UA	
Преобразователь частоты	UF	
Наименование оборудования, аппаратуры	Латинское (новое) обозначение	Русское (старое) обозначение
Блоки питания БП	UG	БП
Фазорегулятор, преобразователь напряжения	UV	
Фазорегулятор моторный	UVM	ФР
Схемы интегральные, микросборки:	D	
Схема интегральная аналоговая	DA	
Схема интегральная цифровая, логический элемент	DD	
Устройство хранения информации	DS	
Устройство задержки	DT	

Наименование оборудования, аппаратуры	Латинское (новое) обозначение	Русское (старое) обозначение
Устройства соединительные	X	
Токоъемник, контакт скользящий	XA	
Штырь	XP	
Гнездо	XS	Гн
Соединение разборное	XT	
Соединитель высокочастотный	XW	
Перемычка	XB	П
Испытательный зажим	XG	
Соединение не разборное	XN	
Элементы разные	E	
Нагревательный элемент	EK	
Реагирующий элемент (нуль-индикатор)	EA	
Пиропатрон	ET	
Фильтр тока	ZA	
Фильтр частоты	ZF	
Фильтр напряжения	ZV	

1.5 Маркировка шинок вторичных цепей

Шинки маркируют условными обозначениями, состоящими из трех частей: EXX N (N или X). Расшифровка в порядке написания. Первая часть EXX состоит из трех букв латинского алфавита, имеющих смысловое значение: E – общий код шинки; X – код функционального назначения шинки (Y – питание электромагнитов включения, C – управление, H – сигнализация, S – синхронизация, V – напряжение, A – вспомогательная и т.д.); X – дополнительные сведения о шинке (A – аварийная, P – предупредительная и т.д.). Третья буква может быть опущена. Допускается в дополнение к трём буквам использовать четвертую, например, EPDT – шинка съема мигания технологической сигнализации. Вторая часть N состоит из цифры, обозначающей порядковый номер шинки, она может быть опущена, если в ней нет необходимости. Третья часть (N или X) состоит из цифры или буквы, обозначающих соответственно для шинки центральной сигнализации – номер участка, а для напряжения и синхронизации – фазу. Обозначения шинки приведены в таблице 1.3.:

Таблица 1.3

Назначение шинки	Обозначение шинки латинское (новое)	Обозначение шинки русское (старое)	Цифровое обозначение шинки
Шинки питания электромагнитов включения выключателей или механизмов заводки включающей пружины.	+ EY - EY	+ШП -ШП	
Шинки управления	+EC -EC	+ШУ -ШУ	1, 101, 201, 301 2, 102, 202, 302
Шинки «мигания» ламп сигнализации положения выключателей	(+) EP	(+)ШМ	100
«Темный» плюс сигнализации (при питании ламп сигнализации от цепей управления)	(+) EC	(+)ШУ	200
Шинки сигнализации «Темная» шинка сигнализации	+EH -EH (+) EH	+ШС -ШС (+)ШС	701 702 703
Шинка проверки исправности ламп сигнальных табло	EHL	ШПЛ	704
Шинка звуковой сигнализации аварийного отключения	ЕНА	ШЗА	707
Шинки звуковой предупредительной сигнализации: Мгновенного действия С выдержкой времени Общеподстанционных или других сигналов	ЕНР1 ЕНР2 ЕНР3	1ШЗП 2ШЗП 3ШЗП	709(715) 717 713
Шинка «съема мигания»	EPD	ШСМ	805
Шинка звуковой сигнализации неисправности	ЕНР	ШЗС	727
Шинка контроля цепей управления	ЕНС	ШКЦ	

Назначение шинки	Обозначение шинки латинское (новое)	Обозначение шинки русское (старое)	Цифровое обозначение шинки
Вспомогательные шинки	EA1 EA2	ВШ1 ВШ2	711 713
Шинка вызова к секции КРУН с.н. при неисправности на секции (N - секции)	EAN	НВШ	
Шинки защиты от дуговых замыканий в КРУ	ED1 ED2	1ШД 2ШД	
Шинки питания технологической сигнализации	+ЕНТ -ЕНТ	+ШСТ -ШСТ	811 812
Шинка «мигания» табло технологической сигнализации	EPT	ШМТ	800
Шинка «съема мигания» табло технологической сигнализации	EPDT	ШСМТ	804
Шинки звуковой технологической сигнализации: Мгновенного действия С выдержкой времени	ЕНРТ1 ЕНРТ2	1ШЗТ 2ШЗТ	813 815
Шинки автоматической частотной разгрузки	EPF1 EPF2	1ШАЧР 2ШАЧР	801 803
Шинки (минусовая) устройства АЧР	-EAF1 -EAF2	-1ШАЗ -2ШАЗ	
Шинка блокировки сигнала аварийного отключения при работе АЧР	ЕНВ1 ЕНВ2	1ВШС 2ВШС	
Шинки импульсов регулирования частоты при синхронизации	EPF1 EPF2	1ШРЧ 2ШРЧ	717 718
Шинки уставок времени опережения автоматического синхронизатора	EST1 EST2 EST3	1ШРС 2ШРС 3ШРС	719 723 725
Шинки импульсов включения при синхронизации	ECS1 ESC2	1ШИС 2ШИС	721 722

Назначение шинки	Обозначение шинки латинское (новое)	Обозначение шинки русское (старое)	Цифровое обозначение шинки
Питание и промежуточные шинки цепей синхронизации	ESS	ШСХ	
Шинки вспомогательные для синхронизации	EA.A EA.C	Вша ВШс	A790 C790
Шинки напряжения для синхронизации	ES1.A ES1.B ES1.C ES2.A ES2.B ES2.C ESD	1ШСХа 1ШСХв 1ШСХс 2ШСХа 2ШСХв 2ШСХс ШСХд	A610 B610 C610 A620 B620 C620 A780
Шинки напряжения	EV1.A EV1.B EV1.C EV1.N EV1.H EV1.U EV1.K EV1.F	1ШНа 1ШНв 1ШНс 1ШНо 1ШНн 1ШНи 1ШНк 1ШНф	661-662 - ТН-6-10 кВ; 631-632 - ТН-35 кВ; 611-612 - ТН-110 кВ; 621-622 - ТН-220 кВ; 641-642 - ТН-330 кВ; 651-652 - ТН-500 кВ
Шинки оперативной блокировки разъединителей	+EB -EB EBQ	+ШБ -ШБ ШБР	880
Шинки обеспеченного питания	EYG	ШОП	
Шинки замыкания на землю	EG	ШЗ	
Шинка освещения	EEL	ШЛ	
Шинка обогрева	EK	ШО	
Шинка защиты минимального напряжения секции РУ СН	EVM1 EVM2	1ШМН 2ШМН	011 013
Шинки цепей напряжения устройства ЗЗП-1	EVC1 EVC2	ШНВ1 ШНВ2	

1.6 Обозначение зажимов

Существует определенный порядок следования цепей в ряду зажимов. Далее перечисляются цепи в порядке следования по ряду зажимов сверху вниз (слева направо) при постоянном оперативном токе (при переменном оперативном токе порядок следования аналогичен).

- Токовые цепи фаз А, В, С, N каждой группы трансформаторов тока;

- цепи напряжения фаз А, В, С, N, Н, U, К, F каждого трансформатора напряжения;

- цепи оперативного тока:

- а) разводка «+» оперативного тока;

- б) плюсовые цепи устройств автоматики (АПВ, АВР, АЧР, и др.) и защиты;

- в) плюсовые цепи ламп сигнализации положения выключателя (при их питании от цепей управления), реле контроля положения, фиксации команд и другие промежуточные цепи (нечетные марки по возрастанию);

- г) цепи включения;

- д) цепи отключения;

- е) минусовые промежуточные цепи (четные марки по убыванию);

- и) разводка «-» оперативного тока;

- отправки к плюсу оперативного тока, цепям отключения или блокировок других монтажных единиц;

- цепи сигнализации: разводка + ШС, вспомогательные и промежуточные шинки сигнализации, промежуточные цепи предупредительной и аварийной сигнализации, лампы сигнализации положения (при их питании от цепей сигнализации), разводка – ШС;

- цепи от резервных контактов реле и аппаратов;

- прочие и транзитные цепи. Транзит токовых цепей выполняют через нормальные зажимы. Иногда возникает необходимость показать зажимы на принципиальных (полных) схемах. При этом применяют условные обозначения, показанные на рис.1.1.

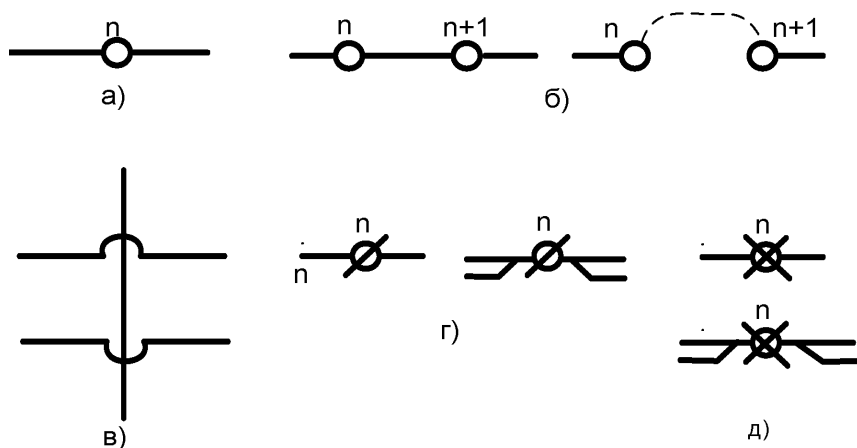


Рисунок 1.1. Условные обозначения зажимов в принципиальных схемах. а – нормальный зажим; б – соединительный зажим или перемычка между нормальными зажимами; в – пересечение двух проводников 1-й находится сверху 2-го; г – испытательный зажим в замкнутом положении; д – испытательный зажим в разомкнутом положении;.

Буквенное обозначение панелей: А – панель автоматики, S – панель управления, F – панель защиты, Н – панель сигнализации, Т – панель телемеханики, Р – панель регулирования, N – панель измерения, U – панель связи.

1.7 Способы защиты релейной аппаратуры от внешних воздействий, категории размещения и климатические исполнения

Разнообразные природные явления – осадки, холод, пыль и т.д. оказывают неблагоприятное воздействие на электрические аппараты, поэтому их требуется защищать. Очевидно, что требования к защите реле, работающего в сухом отапливаемом помещении и под открытым небом, будут значительно отличаться. Для приведения к единому образцу были разработаны показатели защиты устройств (IP).

Показатель защиты электроприборов IP состоит из двух цифр.

Первая показывает защиту от проникновения твердых частиц внутрь конструкции:

- 0 – защиты нет;
- 1 – размером от 50мм;
- 2 – размером от 12мм;
- 3 – размером от 2,5мм;
- 4 – размером от 1мм;
- 5 – защита от пыли;
- 6 – полная защита от пыли.

Вторая показывает защищенность от влаги:

- 0 – защиты нет;
- 1 – от вертикально падающих капель;
- 2 – от капель, падающих под углом 15°;
- 3 – от наклонно падающих брызг, угол наклона до 60°;
- 4 – от брызг;
- 5 – от водяных струй;
- 6 – от мощных водяных струй;
- 7 – от временного погружения в воду;
- 8 – от продолжительного погружения в воду.

Наряду с показателями защиты от внешних воздействий существуют понятия климатического исполнения и категории размещения изделия. Климатическое исполнение показывает, в каком диапазоне температур эксплуатируется устройство.

Категория размещения определяет ряд внешних факторов (например, влажность) в месте эксплуатации изделия.

Классификация изделий на соответствие категориям размещения указана в таблице 1.4.

Таблица 1.4

Исполне ния изделий	Катего рия изде лий	Значения температуры воздуха при эксплуатации, °С				
		рабочие			предельные рабочие	
		верхнее значе ние	нижнее значе ние	среднее значение	верхнее значение	нижнее значе ние
У	1, 2, 3	+40	-45	+ 10	+45	-50
ХЛ	1, 2, 3	+40	-60	+ 10	+45	-60
	5	+35	-10	+ 10	+35	-10
УХЛ	1, 2, 3	+40	-60	+ 10	+45	-60
	4	+35	+1	+20	+40	+1
	5	+35	-10	+ 10	+35	-10
Т	1, 2, 3	+45	-10	+27	+55	-10
	4	+45	+1	+27	+55	+1
	5	+35	+1	+ 10	+35	+1
О	1, 2	+45	-60	+27	+55	-60
	4	+45	+1	+27	+55	+1
	5	+35	-10	+10	+35	-10
М	1, 2, 3, 5	+40	-40	+ 10	+45	-40
	4	+40	-10	+20	+40	-10
ТМ	1, 2, 3, 4, 5	+45	+1	+27	+45	+1
ОМ	1, 2, 3, 5	+45	-40	+27	+45	-40
	4	+45	-10	+27	+45	-10

1.8 Обозначения и основные электротехнические зависимости, которые применяются в электротехнике

Основные электрические величины приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5

Наименование величины	Единица	Обозначение	
		русское	между- народное
Мощность электрической цепи активная	ватт	Вт	W
Мощность электрической цепи реактивная	вар	вар	var
Мощность электрической цепи полная	Вольт-ампер	ВА	VA
Количество теплоты	джоуль	Дж	J
Удельное количество теплоты	джоуль на килограмм	Дж/кг	J/kg
Удельная теплоемкость	джоуль на килограмм - кельвин	Дж/(кг*К)	J/(kg*К)
Тепловой поток	ватт	Вт	W
Коэффициент теплообмена (теплоотдачи)	ватт на квадратный метр-кельвин	Вт/(м ² *К)	W/(m ² *K)
Теплопроводность	ватт на метр- кельвин	Вт/(м*К)	W/(m*К)
Температурный коэффициент	кельвин в минус первой степени	К-1	K-1
Световой поток	люмен	лм	lm
Световая энергия	люмен-секунда	лм*с	lm*s
Освещенность	люкс	лк	lx
Светимость	люмен на квадратный метр	лм/м ²	lm/m ²
Яркость	кандела на квадратный метр	кд/м ²	cd/m ²
Сила электрического тока	ампер	А	A
Количество электричества (электрический заряд)	кулон	Кл	C
Электрическое напряжение, электрический потенциал, разность электрических	вольт	В	V

Наименование величины	Единица	Обозначение	
		русское	между- народное
потенциалов, Электродвижущая сила			
Электрическая емкость	фарада	Ф	F
Электрическое сопротивление	ом	Ом	Q
Удельное электрическое сопротивление	ом-метр	Ом-м	Q-m
Электрическая проводимость	сименс	См	S
Удельная электрическая проводимость	сименс на метр	См/м	S/m
Магнитный поток	вебер	Вб	Wb
Магнитная индукция	тесла	Тл	T
Магнитодвижущая сила	ампер	A	A
Индуктивность, взаимная индуктивность	генри	Гн	H
Магнитное сопротивление	ампер на вебер	A/Вб	A/Wb
Магнитная проводимость	вебер на ампер	Вб/A	Wb/A
Напряженность магнитного поля	ампер на метр	A/м	A/m
Работа. энергия	джоуль	Дж	J

Множители и приставки для образования десятичных кратных и дольных единиц и наименований представлены в таблице 1.6.

Таблица 1.6

Множи- тель	При- ставка	Обозначение		Множи- тель	При- ставка	Обозначение	
		русское	между- нар.			русское	между- нар.
10^{12}	тера	Т	T	10^{-1}	деци	д	d
10^9	гига	Г	G	10^{-2}	санти	с	c
10^6	мега	М	M	10^{-3}	милли	м	m
10^3	кило	к	k	10^{-6}	микро	мк	d
10^2	гекто	г	h	10^{-9}	нано	н	n
10^1	дека	да	da	10^{-12}	пико	п	p

1.9 Расчетные формулы применяемые в электротехнике

Основные расчётные формулы приведены в таблице 1.7.

Таблица 1.7

Формулы	Обозначение и единицы измерения
1. Сопротивление проводника постоянному току, Ом $R_0 = \rho l / s$	ρ – удельное сопротивление, 10^{-6} Ом·м (постоянная величина в зависимости от материала проводника); l – длина, м; s – сечение, мм ²
2. Зависимость активного сопротивления проводника от температуры $R = R_1(1 + \alpha(t - t_1))$	R, R_1 – сопротивление проводника соответственно при температурах t и t_1 °С, Ом; α – температурный коэффициент сопротивления, 1/°С
3. Сопротивление цепи из двух параллельных резисторов $R = \frac{R_1 R_2}{R_1 + R_2}$	R_1, R_2 – сопротивление резисторов, Ом; R – результирующее сопротивление, Ом
4. Сопротивление из n параллельных резисторов $R = \frac{1}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} + \dots + \frac{1}{R_n}}$	$R_1, R_2, R_3 \dots R_n$ – сопротивление резисторов, Ом; R – результирующее сопротивление, Ом
5. Реактивное (индуктивное) сопротивление, Ом $X_L = \omega L = 2\pi f L$	ω – угловая частота, рад/с; f – частота колебаний, Гц; L – индуктивность, Гн; C – емкость, Ф
6. Реактивное (емкостное) сопротивление, Ом $X_C = 1/\omega C = 1/2\pi f C$	
7. Реактивное сопротивление, Ом $X = X_L - X_C$	
8. Полное сопротивление, Ом $Z = \sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2}$	
9. Общая емкость при последовательном соединении конденсаторов $C = \frac{1}{\frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} + \frac{1}{C_3} + \dots + \frac{1}{C_n}}$	C – емкость, Ф

Формулы	Обозначение и единицы измерения
при параллельном соединении конденсаторов $C = C_1 + C_2 + C_3 + \dots C_n$	
10. Закон Ома; цепь переменного тока $I = \frac{U}{Z}$	I – ток, А; U – напряжение, В; Z – полное сопротивление, Ом
11. Закон Кирхгофа для узла (1 ^й закон) $\sum_{i=1}^{i=n} I_i = 0$ для замкнутого контура (2 ^й закон) $E = \Sigma U = \Sigma IZ$ Распределение тока в двух параллельных ветвях цепи переменного тока $\frac{I_1}{I_2} = \frac{Z_2}{Z_1}$	I_i – токи в отдельных ветвях цепи, сходящихся в одной точке, A ($i = 1, 2, 3, \dots, n$); E – Э.Д.С. действующая в контуре, В; U – напряжение на участке контура, В; Z – полное сопротивление участка, Ом; I_1 – ток в первой ветви, А; I_2 – ток во второй ветви, А; Z_1 – сопротивление первой ветви, Ом; Z_2 – сопротивление второй ветви, Ом
12. Закон электромагнитной индукции для синусоидального тока $E = 4,44f\omega Bs \cdot 10^{-4}$	E – наведенная Э.Д.С., В; f – частота, Гц; ω – число витков обмотки; B – магнитная индукция, Тл; s – сечение магнитопровода, см ²
13. Электродинамический эффект тока для двух параллельно расположенных проводников $F = 2I_{m1}I_{m2} l/a \cdot 10^{-7}$	F – сила действующая на проводники, Н; I_{m1}, I_{m2} – амплитудные значения токов в параллельных проводниках, А; l – длина проводника, см; a – расстояние между проводниками, см
14. Тепловой эффект (Закон Джоуля – Ленца) $Q = I^2 R t = U I t$	Q – количество выделяемого тепла, кал; t – время протекания тока, с; R – сопротивление, Ом
15. Зависимости для цепи переменного тока:	I – ток в цепи, А; I_R – активная составляющая тока, А

Формулы	Обозначение и единицы измерения
$I = \sqrt{I_R^2 + I_X^2}$ $I_R = I \cos \varphi; I_X = I \sin \varphi;$ напряжение в цепи $U = \sqrt{U_R^2 + U_X^2}$ $U_R = U \cos \varphi; U_X = U \sin \varphi;$	I_X – реактивная составляющая тока, А; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности; U – напряжение в цепи, В; U_R – активная составляющая напряжения, В; U_X – реактивная составляющая напряжения, В
16. Соотношение токов и напряжений в трехфазной схеме: а) схема звезда $I_L = I_\Phi; U_L = 1,73 U_\Phi$ б) схема треугольник $I_L = 1,73 I_\Phi; U_L = U_\Phi$	I_L – ток линейный, А; I_Φ – ток фазный, А; U_L – напряжение линейное, В; U_Φ – напряжение фазное, В
17. Коэффициент мощности $\cos \varphi = \frac{R}{Z} = \frac{U_R}{U} = \frac{I_R}{I} = \frac{P}{S}$	P – активная мощность, Вт; S – полная мощность, ВА; R – активное сопротивление, Ом; Z – полное сопротивление, Ом
18. Мощность и энергия тока в цепи переменного тока: а) цепь однофазного тока $P = IU \cos \varphi; Q = IU \sin \varphi;$ $S = IU = \sqrt{P^2 + Q^2}$ $W_R = IU \cos \varphi t; W_X = IU \sin \varphi t$ б) цепь трехфазного тока $P = 1,73 IU \cos \varphi; Q = 1,73 IU \sin \varphi;$ $W_R = 1,73 IU \cos \varphi t; W_X = 1,73 IU \sin \varphi t$	Q – реактивная мощность, вар; W_R – активная энергия, Вт·ч; W_X – реактивная энергия, вар·ч; t – время протекания тока, ч
19. Реактивная мощность конденсатора, вар $Q_C = U^2 \omega C = U^2 2\pi f C,$ где емкость конденсатора, Ф $C = \frac{I_c}{2\pi f U} 10^6$	I_c – ток протекающий через конденсатор, А; U – напряжение приложенное к конденсатору, В
20. Синхронная частота вращения электрической машины, об/мин, $n = 60 f / p$	f – частота питающей сети, Гц; p – число пар полюсов машины
21. Вращающий момент электрической машины, Н·м, $M = 9,555 P / n$	P – мощность, Вт; n – частота вращения, об/мин

1.10 Изоляция вторичных устройств РЗА

Значения сопротивления изоляции относительно земли и между электрически не связанными цепями приведены в таблицах 1.8 и 1.9.

Таблица 1.8

Наименование	Номинальное напряжение мегаомметра, кВ	Минимальное допустимое значение сопротивления изоляции, Мом
1. Отдельные панели, шкафы, блоки, ящики, пульты устройств РЗА с отключенными кабелями	1,0 - 2,5	10
2. Шинки оперативного тока и цепей напряжения (при отсоединенных цепях)	1,0 - 2,5	10
3. Устройства РЗА в полностью собранной схеме с подключенными контрольными кабелями	1,0 - 2,5	1,0
4. Цепи управления, защиты электродвигателей переменного тока напряжением до 0,4 кВ, присоединенные к силовым цепям.	1,0 - 2,5	0,5
5. Цепи устройств, содержащих микроэлектронные элементы: электрически связанные с источником питания устройств управления, защиты, измерения, источником тока или напряжения.	0,5 - 1,0	1,0
6. Тоже: при питании от отдельного источника питания или связанные с источником через разделительный трансформатор.	Проверяется отсутствие замыканий на землю омметром с номинальным напряжением, не превышающим напряжение питания проверяемых цепей, или в соответствии с указаниями завода - изготовителя.	

Таблица 1.9

Наименование	Ориентировочное значение сопротивления исправной изоляции относительно «земли», МОм
1. Отдельные панели устройства РЗА с отключенными контрольными кабелями.	50 - 100
2. Вторичные обмотки встроенных ТТ	10-20
3. Вторичные обмотки трансформаторов напряжения и выносных ТТ	50-100
4. Обмотки электромагнитов управления	15-25
5. Контрольный кабель длиной до 300 м.	10-25

2 ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

Электрическая энергия широко используется во всех отраслях экономики – в промышленности, строительстве, сельском хозяйстве, транспорте, устройствах связи, автоматики, быту. Это обусловлено следующими факторами - электрическая энергия:

- обладает универсальностью. Она создается путем преобразования других видов энергии (тепловой, механической, химической) и сама легко преобразуется в другие виды энергии;
- может передаваться на любые расстояния;
- распределяется по потребителям и электроприемникам;
- допускает контроль и регулирование с помощью приборов и средств автоматики;
- обеспечивает внедрение механизации и автоматизации производственных процессов.

Преобразование электрической энергии в механическую осуществляется с помощью электродвигателей, которые приводят в движение рабочие органы машин и механизмов (насосы, вентиляторы, металлорежущие и деревообрабатывающие станки, прокатные станы, подъемно-транспортные машины). Электропривод рабочих машин позволяет не только механизировать, но и автоматизировать трудоемкие процессы.

Во многих технологических процессах используется преобразование электрической энергии в тепловую (плавление металлов в электрических печах, сварка металлов, нагрев различных сред, обогрев оборудования, помещений).

Так же часто используются Электрохимические процессы – процессы взаимного превращения электрической формы энергии в химическую. В настоящее время электрохимические методы широко применяются в различных отраслях промышленности: электрометаллургии, электролитическом получении и рафинировании металлов, гальванотехнике, электросинтезе неорганических и органических веществ, производстве химических источников тока, электрохимической обработке металлов, хемотронике.

Электрические источники света обеспечивают качественное искусственное освещение.

Для применения электроэнергии в различных областях ее производят на электростанциях с помощью генераторов. Электроэнергию экономичнее производить на крупных электростанциях (тепловых, атомных). Находят применение ветровые, геотермальные, солнечные источники энергии.

Передача электроэнергии к потребителям осуществляется по линиям электропередач с применением трансформаторов. На линиях используются проводниковые и изоляционные материалы, кабельная продукция. По проводникам протекает электрический ток – поток заряженных частиц.

Для управления потоком электрической энергии применяются электрические аппараты.

Все физические процессы при производстве, передаче и распределении электроэнергии и сигналов основаны на законах электротехники.

2.1 Определения

Амплитуда – максимальное значение синусоидальной переменной величины, которая обозначается прописными буквами с индексом «m», например, I_m – амплитудный (максимальный) ток.

Период – промежуток времени, в течение которого сила тока (или напряжения) совершает полное колебание и принимает прежнее по модулю и знаку мгновенное значение. Его принято обозначать буквой T . ($T=1/f$). Для России и многих стран $f=50$ тогда $T=1/50=0,02$ с.

Действующее (эффективное) значение переменной электрической величины – среднее квадратическое значение периодически изменяющейся величины, которая за один период своего значения вызывает такой же эффект (например, тепловое воздействие тока или величины вращающего момента), как значение постоянной величины. Иными словами: действующее значение переменного тока – постоянная величина, численно равная постоянному току, который выделил бы в сопротивлении цепи в течение периода такое же количества тепла, какое выделяет данный переменный ток. Поэтому для практических целей наиболее удобно пользоваться действующими значениями, которые обозначаются прописными буквами без индекса и равны:

$$I = 0,707I_m \quad (2.1)$$

$$U = 0,707U_m. \quad (2.2)$$

$I = 0,707I_m$; $U = 0,707U_m$. Отношение амплитуды к действующей величине называется коэффициентом амплитуды K_a . Для синусной функции этот коэффициент равен $\sqrt{2}$; если кривая тока или напряжения имеет более острую форму, чем синусоида, то $K_a > \sqrt{2}$, в противном случае - $K_a < \sqrt{2}$ (при прямоугольной форме $K_a = 1$).

В некоторых случаях, при изучении электрических машин, выпрямительных устройств и других аппаратов, удобно пользоваться средним значением синусоидальной ЭДС (напряжения и тока).

Средней величиной переменного тока (ЭДС, напряжения) называется среднее арифметическое из всех мгновенных величин за полупериод и равно высоте прямоугольника с основанием π , площадь которого равна площади, ограниченной положительной полуволной тока и осью абсцисс. Обозначают прописными буквами с индексом «ср» и равно:

$$I_{cp} = 2/\pi \cdot I_m \quad (2.3)$$

$$U_{cp} = 2/\pi \cdot U_m = 0,637U_m \quad (2.4)$$

Средняя величина синусной функции за период равна нулю, так как площадь положительной и отрицательной полуволн равны. Отношение действующей величины к средней называется коэффициентом формы кривой $K_f = I_d/I_{cp} = 1,11$ для синусной функции.

Средняя (активная) мощность за период в цепи с индуктивностью и емкостью равна нулю, т.к. в цепи с индуктивностью и емкостью преобразования электрической энергии в другие виды энергии (тепловую, механическую) не происходит. Поэтому в цепи наряду с непрерывным превращением электрической энергии в другой вид энергии (активная энергия) часть ее совершает колебания между источником и приемником (реактивная энергия). Отсюда следует что, колебания энергии в цепи не только бесполезны, но и вредны, т.к. при этом в приемнике не совершается полного преобразования электрической энергии в работу или тепловую, а в соединительных проводах она тратится.

Абсолютная погрешность прибора определяется разностью между показанием прибора и действительным значением измеряемой величины. Она выражается в единицах измеряемой величины и может быть положительной и отрицательной.

Абсолютная погрешность прибора может быть определена наиболее точными лабораторными приборами.

Относительная погрешность прибора определяется отношением абсолютной погрешности к действительному значению измеряемой величины в точке измерения, она выражается в процентах. Эта погрешность, в основном, и определяет точность измерения.

Приведенная погрешность измерения, определяется отношением абсолютной погрешности к верхнему пределу измерений (шкалы прибора).

Импеданс – (означает препятствие) устаревшее название полного сопротивления электрической цепи переменному току, включающее в себе активное, индуктивное, емкостное сопротивление. В физике это комплексное сопротивление, возникающее при колебаниях акустических систем. В физиологии реактивное сопротивление, оказываемое живой тканью переменному току.

2.2 Понятие электрического заряда и электрического поля

Все вещества состоят из атомов и молекул. В состав атомов входят элементарные частицы, обладающие электрическим зарядом. К ним относятся протоны и электроны.

Протоны – положительно заряженные частицы, которые сосредоточены в ядре атома, сообщая ему положительный заряд.

Электроны – отрицательно заряженные частицы вещества, которые вращаются по замкнутым орбитам с огромной скоростью. Заряд электрона $e = -1,6 \cdot 10^{-19}$ Кл. Это наименьший электрический заряд, называемый элементарным.

В электрически нейтральном атоме заряд электронов равен по абсолютной величине заряду протонов. Такое вещество является электрически нейтральным.

Если нарушается равенство электронов и протонов, то атом становится положительно или отрицательно заряженным. Заряженный атом называется ионом. Если атом вещества теряет один или несколько электронов, то атом превращается в положительный ион. Если атом приобретает дополнительные электроны, то он превращается в отрицательно заряженный ион. Процесс превращения атома в заряженный ион называется ионизацией.

Тело называют электрически заряженным, если в нем преобладают заряды того или другого знака. Избыток зарядов в теле возникает вследствие передачи заряженных частиц от одного тела к другому или их перемещения внутри тела из одной области в другую.

Электризация - процесс переноса заряда и получение заряда телом, может быть осуществлена путем применения механического, теплового, химического воздействия. Механическое воздействие проявляется в виде трения, прикосновения, индукции.

При натирании стекла бумагой или шелком оно зарядится положительно, а бумага или шелк отрицательно. В этом случае электризация происходит трением.

Если прикоснуться заряженным телом к незаряженному, то заряд разделится. У обоих тел будут заряды одного знака, сумма которых равна исходному. Чем больше тело, тем большая часть заряда на нем окажется, поэтому если соединить тело проводником с Землей, фактически весь его заряд уйдет в Землю. На этом принципе основано заземление.

Если к незаряженному телу поднести заряженное, то вследствие взаимодействия зарядов они перераспределятся в незаряженном теле. Электризация произойдет через индукцию.

Если к электрически нейтральному телу поднести несколько заряженных тел, то заряды перераспределятся между всеми телами.

На практике электризация, как правило, вредна. На текстильных фабриках нити пряжи электризуются трением, притягивают пыль и загрязняются, поэтому с электризацией там приходится бороться. При разматывании больших рулонов бумаги в типографиях они также заряжаются, и может возникнуть разряд.

Электрический заряд или заряженное тело создают вокруг себя электрическое поле.

Электрическое поле - вид материи, представляющей собой пространство вокруг заряда или заряженного тела, в котором обнаруживается действие сил на пробный заряд, помещенный в это поле.

Совокупность нескольких заряженных частиц или тел создает результирующее электрической поле, которое проявляется как однородное поле.

Электрическое поле, создаваемое неподвижными зарядами, называется электростатическим.

Электрические заряды неразрывно связаны с окружающим их электромагнитным полем, характеризующимся двумя взаимосвязанными составляющими: магнитным полем и электрическим, которые способны оказывать силовое воздействие на электрически заряженные тела, т.е. совершать работу.

Следовательно, электрическое поле, создаваемое заряженными телами и частицами, обладает энергией, которую называют электрической энергией.

Характеристикой электрического поля в каждой его точке является напряженность электрического поля, которая определяется отношением силы $\vec{F}$, с которой поле заряженных частиц и/или тел действует на электрический заряд q , находящийся в данной точке поля, к величине этого заряда.

Если заряд настолько мал, что его внесение в исследуемое поле не приводит к перераспределению зарядов и линейные размеры тела малы по сравнению с расстоянием до тех точек, в которых определяется поле, то:

$$E = \frac{F}{q} \quad (2.5)$$

Направление напряженности поля совпадает с направлением силы, действующей на положительный заряд в данной точке поля, что можно увидеть на рисунке 2.1.

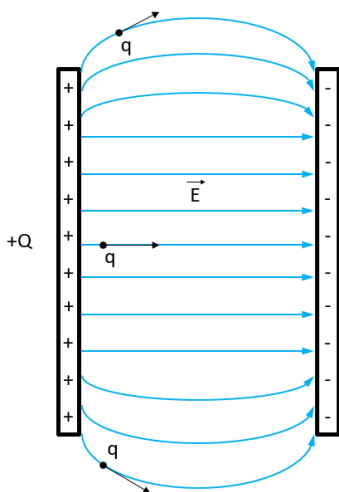


Рис. 2.1 – электрическое поле.

Электрическое поле графически изображается линиями напряженности электрического поля, которые проводятся так, чтобы в каждой ее точке вектор напряженности поля был направлен по касательной к ней.

Электрическое поле неподвижных зарядов называется электростатическим. В однородном поле работа A , совершаемая силами поля за счет энергии поля, по перемещению положительного заряда q на расстояние l в направлении поля равна:

$$A = Fl = Eq l \quad (2.6)$$

Величина, определяемая отношением работы по перемещению точечного положительного заряда q между двумя точками поля к величине заряда, называется электрическим напряжением U между этими точками.

В системе единиц СИ приняты единицы: длина - метр (м); масса - грамм (г); время - секунда (с); сила - ньютон (Н); работа - джоуль (Дж); электрический заряд - кулон (Кл); электрическое напряжение - вольт (В).

Следовательно, $1В = 1Дж/1Кл$, а напряженность измеряется в В/м, так как $E=U/l$. Если под действием сил поля заряд q удалится за пределы поля, то силами поля будет совершена работа, равная потенциальной энергии поля в точке, в которой заряд первоначально находился.

Потенциальная энергия, отнесенная к величине заряда, находящегося в какой-либо точке электрического поля, является одной из характеристик электрического поля для любых зарядов в данной точке и называется потенциалом φ этой точки поля.

Так как работа по перемещению заряда силами поля из точки A в точку B не зависит от формы пути и равна изменению потенциальной энергии поля, то:

$$U_{AB} = \frac{A}{q} = \frac{q\varphi_A - q\varphi_B}{q} = \varphi_A - \varphi_B \quad (2.7)$$

То есть, напряжение между двумя точками электрического поля равно разности потенциалов этих точек.

Если потенциал одной из них (точки отсчета) принять равной нулю, то напряжение между любой произвольно выбранной точкой электрического поля и данной является потенциалом этой точки.

Особенно часто принимают равным нулю потенциал земли.

2.3 Закон Кулона

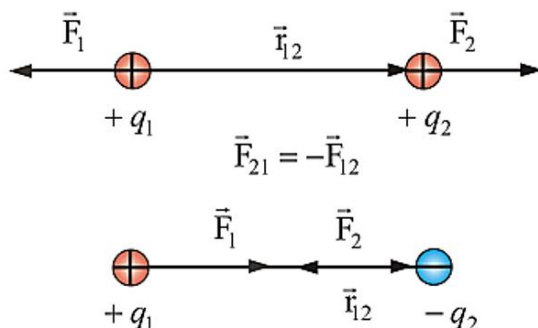


Рис. 2.2 – Закон Кулона.

Электрически заряженные частицы и тела в электрическом поле взаимодействуют друг с другом. При одноименных зарядах тела отталкиваются друг от друга, при разноименных – притягиваются.

На рисунке 2.2 показаны два точечных тела с зарядами q_1 и q_2 . Точечными называются заряженные тела, если их размеры значительно меньше расстояния между ними. Сила взаимодействия F между телами зависит от величины зарядов, расстояния между ними и от среды, в которой они находятся. Связь между этими величинами выражается формулой:

$$F = \frac{q_1 \times q_2}{4\pi R^2 \varepsilon_a} \quad (2.8)$$

где F – сила взаимодействия между заряженными телами, Н (ньютон),

q_1 и q_2 – заряды точечных тел, Кл (кулон),

R – расстояние между центрами тел, м (метр),

ε_a – абсолютная диэлектрическая проницаемость среды, в которой находятся заряды (для разных веществ различна), Ф/м (фарад на метр).

Это выражение получило название закона Кулона, который гласит: сила взаимодействия двух заряженных неподвижных точечных тел пропорциональна произведению зарядов этих тел, обратно пропорциональна квадрату расстояния между ними и зависит от среды, в которой они находятся.

2.4 Величины электромагнитного поля, применяемые в теории электрических цепей

Таковыми величинами являются ток, напряжение, мощность.

Электрический ток – это явление направленного движения заряженных частиц.

Количественную меру этого движения определяют, как силу тока. Но в электротехнических дисциплинах принято говорить просто: ток.

Величину тока определяют, как скорость изменения заряда во времени:

$$i = \frac{dq}{dt} \quad (2.9)$$

где q – заряд.

Если величину тока определить упрощенно, то это - количество зарядов через поперечное сечение проводника в единицу времени.

В результате расчетов ток может получиться с разными знаками. Ток положительный, если его выбранное направление совпадает с направлением движения положительных зарядов.

Ток измеряют в амперах (А). Французский академик Андре Мари Ампер ввел понятие электрического тока.

Человек начинает ощущать ток в своем теле при его величине 0,005 А. Ток 0,05 А опасен для жизни. Ток в люминесцентной лампе 0,15 А, в лампе накаливания – 0,2-1 А, в холодильнике – 0,5-0,8 А, в бытовых нагревательных приборах – 2-8 А, в электродвигателе трамвайного вагона – от 100 А и выше, в индукторе печи для плавления алюминия – 18000 А.

Напряжение – количество энергии, затраченной на перемещение единичного заряда из одной точки электромагнитного поля в другую

$$u = \frac{dW}{dq} \quad (2.10)$$

где W - энергия.

Эта величина может быть положительной и отрицательной. Напряжение положительно, если потенциал точки 1, из которого направлена стрелка u_{12} (см. рис. 2.3), выше потенциала точки 2.

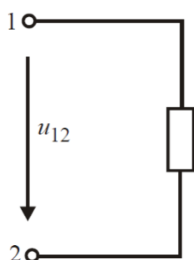


Рис. 2.3 – Напряжение между точками 1 и 2.

Единица измерения напряжения – вольт (В), международное – V – в международной системе единиц (СИ) единица измерения электрического потенциала, разности потенциалов, электрического напряжения и электродвижущей силы.

По определению разность потенциалов между двумя точками равна 1 вольту, если для перемещения заряда величиной 1 кулон из одной точки в другую над ним надо совершить работу величиной 1 джоуль. Вольт также равен электрическому напряжению, вызывающему в электрической цепи постоянный ток силой 1 ампер при мощности 1 ватт.

Названа в честь итальянца Алесандро Вольта, создателя первого источника электрической энергии – «Вольтова столба», который изображён на рисунке 2.4. Он первым ввел понятие напряжения.

Вольтов столб – устройство, применявшееся на заре электротехники для получения электричества.

В 1799 году итальянский учёный Алессандро Вольта опустил в банку с кислотой две пластинки — цинковую и медную — и соединил их проволокой. После этого цинковая пластина начала растворяться, а на медной стали выделяться пузырьки газа. Вольта предположил и доказал, что по проволоке протекает электрический ток.

Так был изобретён «элемент Вольта» — первый гальванический элемент. Для удобства Вольта придал ему форму вертикального цилиндра (столба), состоящего из соединённых между собой пластин (дисков) из цинка, меди и сукна, пропитанного кислотой. Вольтов столб высотой в полметра создавал напряжение, чувствительное для человека.

Извещение об открытии Вольта было отправлено 20 марта 1800 года в письме президенту Лондонского Королевского общества Бэнксу. Письмо было доложено 26 июня того же года и произвело сенсацию не только в научном мире. Наполеон

пригласил Вольту в Париж, лично присутствовал на демонстрации опыта, осыпал наградами и почестями.

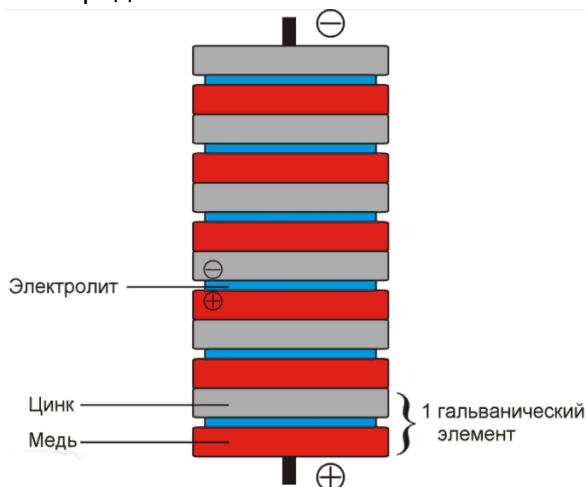


Рис. 2.4 – Вольтов столб.

Благодаря этим первым батареям постоянного тока были немедленно сделаны два выдающихся открытия:

- Электролиз. В том же 1800 году Николсон и Карлайл разложили воду на водород и кислород, а Дэви в 1807 году открыл металлический калий.

- Электрическая дуга. В 1803 году физик Василий Петров создал самый мощный в мире вольтов столб, составленный из 4 200 медных и цинковых кругов и развивающий напряжение до 1700 вольт. С помощью этого прибора ему удалось открыть такое важное явление, как электрическая дуга, применяемая в электросварке; а в армии стал применяться электрический запал пороха и взрывчатки.

Однако элемент имеет недостаток: задолго до химического истощения компонентов происходит поляризация положительного электрода из-за окружения его пузырьками или слоем водорода, и внутреннее сопротивление чрезмерно увеличивается. Поэтому непосредственно такой классический элемент в широкое потребление не пошёл, оставшись в экспериментальном поле. На практике потребовался другой подход, и был создан элемент Лекланше.

Мощность – это скорость изменения энергии во времени

$$p = \frac{dW}{dt} \quad (2.11)$$

Умножим и разделим на dq :

$$p = \frac{dW}{dq} \times \frac{dq}{dt} = u \times i \quad (2.12)$$

Следовательно, мощность — это произведение напряжения на ток. Единица измерения мощности в общем случае — В·А.

При отключении цепи тока выключателем высокого напряжения его контакты расходятся, однако цепь тока не разрывается, так как между контактами возникает электрическая дуга, т.е. сильно ионизированный столб газа, ставшим проводящим под влиянием высокой температуры. При малой отключающей мощности возникает лишь искра, при больших мощностях отключения возникает дуга, под действием которой контакты обгорают; требуются специальные устройства для ее гашения и размыкания цепи. Зависимость тока дуги от напряжения на ней носит название вольт-амперной характеристики дуги. Для дуги постоянного тока эта характеристика имеет падающий характер, что объясняется весьма быстрым ростом проводимости дугового промежутка при увеличении тока.

Иначе ведет себя дуга постоянного тока при неизменном напряжении. При повышении температуры в створе дуги увеличивается его проводимость, возрастает ток и соответственно мощность. Это приводит к дальнейшему повышению проводимости и температуры. Обратный процесс охлаждения дуги приводит в конечном счете к ее погасанию. Таким образом, дуга постоянного тока при неизменном напряжении неустойчива.

В дуге переменного тока, возникающей в выключателях переменного тока, ток изменяется периодически с частотой 50 Гц. Дуга поэтому не является стационарной, а находится в состоянии динамического равновесия. Максимальное значение напряжения на дуге, соответствующее моменту появления тока в дуге, называют «напряжением зажигания», а моменту перехода тока через нуль — «напряжением гашения».

Удовлетворительно организованный отвод теплоты дуги, как правило, означает успешное отключение короткого замыкания. Неудовлетворительный отвод теплоты дуги почти всегда ведет к неприятным последствиям — выбросу масла из масляных выключателей, повреждению дугогасителей воздушных выключателей и даже взрывам выключателей.

2.5 Элементы схем замещения электрических цепей

Электрическая цепь — это совокупность генерирующих, приемных и вспомогательных устройств, соединенных между собой электрическими проводами.

В теории электрических цепей оперируют не реальными электрическими цепями, а их схемами замещения.

Электрическая схема замещения — это графическое изображение электрической цепи идеализированными элементами, которые учитывают явления, происходящие в реальной цепи.

Генерирующие устройства преобразуют различные виды энергии (механическую, химическую, тепловую, световую) в электрическую.

Роль источника энергии заключается в поддержании разности потенциалов. Для этого нужны силы неэлектрического происхождения (сторонние силы), совершающие работу против сил электрического поля.

В теории электрических цепей различают два вида идеализированных источников энергии:

- идеальный источник ЭДС (рис.2.5, а);
- идеальный источник тока (рис.2.5, б).

У идеального источника ЭДС внутреннее сопротивление бесконечно мало. Вследствие этого напряжение на зажимах источника при изменении нагрузки не меняется, меняется ток. Стрелка источника показывает направление увеличения потенциала.

У идеального источника тока внутреннее сопротивление бесконечно велико. Поэтому при изменении нагрузки ток не меняется, меняется напряжение на его зажимах. Величины внутренних сопротивлений учтены в условных обозначениях: короткая линия в кружке идеального источника ЭДС и разрыв — у идеального источника тока.

Идеальных устройств в реальной жизни нет. Реальный источник ЭДС обладает небольшим сопротивлением (рис.2.5, в). Реальный источник тока обладает большим, но конечным сопротивлением (рис.2.5, г).

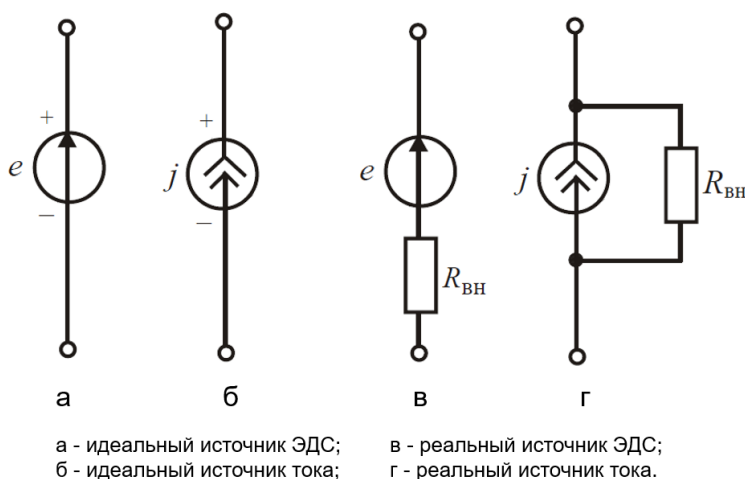


Рис. 2.5 – Источники тока и напряжения.

Различают три идеализированных приемных элемента.

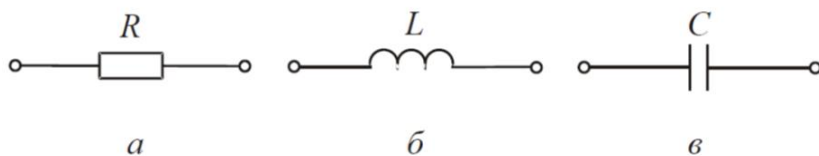


Рис. 2.6 – Электрические цепи с резистивным, индуктивным и емкостным элементами.

Резистивный элемент, или идеальный резистор (рис. 2.6, а) учитывает преобразование электрической энергии в другие виды энергии. Обладает сопротивлением R , которое измеряют в Омах (Ом). 1Ом - электрическое сопротивление проводника, в котором при не изменяющейся разности потенциалов в 1В протекает ток силой 1А, т.е. $1\text{Ом} = 1\text{В} / 1\text{А}$.

Способность проводника пропускать электрический ток характеризуется проводимостью, которая представляет собой величину, обратную сопротивлению, и обозначается g . Единица измерения Сименс (См): $g = 1 / R$, $\text{См} = 1/\text{Ом}$.

Индуктивный элемент, или идеальная индуктивная катушка (рис. 2.6, б) учитывает энергию магнитного поля катушки, а также ЭДС самоиндукции. Обладает индуктивностью L , которую измеряют в генри (Гн).

Катушка в цепи постоянного тока представляет собой очень малое сопротивление. Катушка индуктивности запасает энергию магнитного поля, которая зависит от:

$$W_L = \frac{LI^2}{2} \quad (2.13)$$

Напряжение на катушке нарастает мгновенно, а ток быстро измениться не может.

Емкостный элемент, или идеальный конденсатор (рис. 2.6, в) учитывает энергию электрического поля конденсатора, а также токи смещения. Обладает емкостью C , измеряемой в фарадах (Ф).

В цепях постоянного тока конденсатор ток не пропускает, поскольку между обкладками конденсатора находится диэлектрик, но в момент подключения конденсатора по цепи протекает ток заряда, до той поры пока не зарядится конденсатор. Конденсатор запасает энергию в виде электрического поля, которое зависит от:

$$W_C = \frac{CU^2}{2} \quad (2.14)$$

Напряжение на конденсаторе нарастает плавно, а ток может вырасти мгновенно.

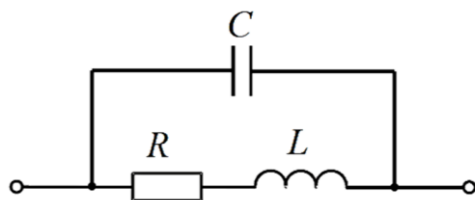


Рис. 2.7 – Схема замещения реальной катушки.

Элементы электрических цепей различным образом соединяют между собой.

В реальных электрических цепях есть реальные резисторы, индуктивные катушки и конденсаторы. В схемы замещения реальных деталей входят все три идеальных элемента, но количественно значения их параметров существенно различны.

2.6 Геометрические элементы схем замещения

Ветвь — часть электрической схемы, состоящая из одного или нескольких последовательно соединенных источников и приемников энергии, ток в которых один и тот же.

Можно сформулировать короче: ветвь - участок схемы с одним током.

Ветви могут быть активными, содержащими источники энергии, и пассивными, состоящими из одних приемников.

Узел — это точка в схеме, где сходятся не менее трех ветвей. Тогда ветвь - участок схемы от одного узла до другого узла.

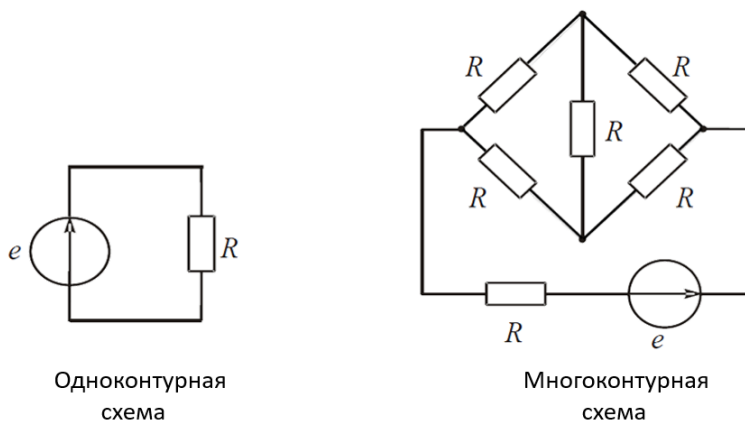


Рис. 2.8 – Схемы электрической цепи.

Контур - любой замкнутый по ветвям схемы путь. Схема может быть одноконтурной и многоконтурной.

2.7 Закон Ома

В 1802 г. профессор физики Петербургской медико-хирургической академии, академик Василий Петров впервые установил зависимость тока в проводнике от площади поперечного сечения проводника. Он первым ввел термин «сопротивление».

В 1821 г. англичанин Гемфри Дэви установил, что проводимость проводника зависит от материала и температуры.

В 1820-1825 г.г. немецкий физик Георг Ом более глубоко исследовал эти явления и сформулировал свой закон.

Соотношение между ЭДС, сопротивлением и силой тока в замкнутой цепи выражается законом Ома: сила тока в замкнутой цепи прямо пропорциональна электродвижущей силе и обратно пропорциональна сопротивлению всей цепи:

$$I = \frac{E}{R + r_0} \text{ или } E = IR + Ir_0 \quad (2.15)$$

где R - сопротивление внешней части цепи,

r_0 - внутреннее сопротивление источника.

Закон Ома справедлив не только для всей цепи, но и для любого ее участка. Если участок не содержит источника энергии, то положительные заряды на этом участке перемещаются из точек более высокого потенциала к точкам более низкого потенциала. Применяя закон Ома для участка цепи, получим:

$$I = \frac{U}{R} \quad (2.16)$$

$$R = \rho l / S \quad (2.17)$$

l – длина проводника

S – площадь сечения

ρ – удельное сопротивление проводника [Ом/м]

Сила тока на участке электрической цепи равна напряжению на зажимах этого участка, деленному на его сопротивление.

Из выражения Ома для замкнутой цепи получим:

$$E = IR + Ir_0 = U + Ir_0 \quad (2.18)$$

где IR - падение напряжения на сопротивлении R , т.е. во внешней цепи,

Ir_0 - падение напряжения на сопротивлении r_0 , т.е. внутри источника энергии.

Геометрической интерпретацией закона Ома является вольт-амперная характеристика (ВАХ). Для линейного элемента она имеет вид прямой линии (рис. 2.9).

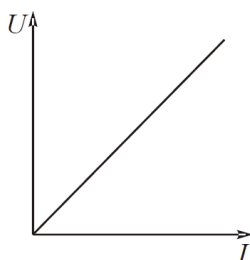


Рис. 2.9 - ВАХ линейного элемента.

2.8 Последовательное и параллельное соединения проводников

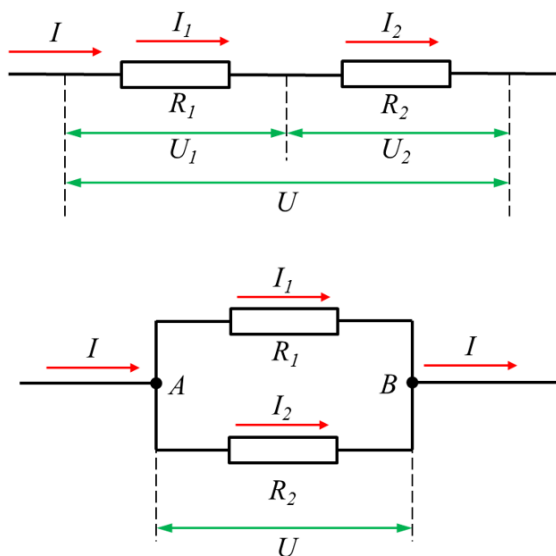


Рис. 2.10 – Последовательное и параллельное соединения проводников.

Электрическая цепь может содержать несколько приемников энергии, имеющих различные сопротивления. Предположим, что внешняя цепь генератора состоит из двух приемников энергии с сопротивлением R_1 и R_2 . Такое соединение приемников, при котором каждый из них поочередно включен в одну замкнутую электрическую цепь, называется последовательным. Очевидно, что ток при этом во всех приемниках одинаков, а сопротивление цепи равно сумме сопротивлений проводников.

Закон Ома для этого случая будет иметь вид:

$$I = \frac{U}{R_1 + R_2} \quad (2.19)$$

Сопротивление цепи $R = R_1 + R_2$.

Если внешняя цепь состоит из n проводников, соединенных последовательно, то общее сопротивление такой цепи будет равно:

$$R = R_1 + R_2 + \dots + R_n \quad (2.20)$$

При параллельном соединении элементы электрической цепи находятся под одним напряжением, а ток будет проходить по двум направлениям, что изменит общее сопротивление или увеличит общую проводимость, которая равна сумме проводимости отдельных ветвей:

$$g = g_1 + g_2 \text{ или } \frac{1}{R} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}; R = \frac{R_1 \times R_2}{R_1 + R_2} \quad (2.21)$$

Закон Ома для этого случая примет вид:

$$I = U \frac{R_1 + R_2}{R_1 \times R_2} \text{ или } I = U \times g \quad (2.22)$$

где $I = I_1 + I_2$.

Если цепь содержит n проводников, соединенных параллельно, то общее сопротивление и проводимость можно определить из соотношений:

$$\frac{1}{R} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}; g = g_1 + g_2 + \dots + g_n \quad (2.23)$$

В случае соединения параллельно или последовательно нескольких ёмкостей общая находится по формулам:

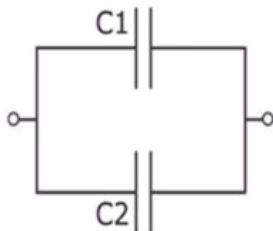


Рис. 2.11 – Параллельное соединение конденсаторов.

$$C = C_1 + C_2 + \dots + C_n \quad (2.24)$$



Рис.2.12 – Последовательное соединение конденсаторов

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} + \dots + \frac{1}{C_n} \quad (2.25)$$

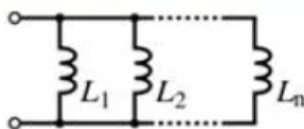


Рис. 2.13 – Параллельное соединение катушек индуктивности

$$\frac{1}{L} = \frac{1}{L_1} + \frac{1}{L_2} + \dots + \frac{1}{L_n} \quad (2.26)$$

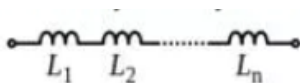


Рис. 2.14 – Последовательное соединение катушек индуктивности

$$L = L_1 + L_2 + \dots + L_n \quad (2.27)$$

где: $X_C = 1/\omega C$

$$X_L = \omega L$$

ω – угловая частота вращения = $2\pi f$

L – индуктивность (Генри)

C – ёмкость (Фарад)

2.9 Законы Кирхгофа

Для цепей, состоящих из последовательно или параллельно соединённых проводников, соотношение между током, напряжением и сопротивлением на каком-либо участке определяется законом Ома.

На практике приходится иметь дело с такими цепями, в которых токи от какой-либо точки могут идти по разным путям и в которых есть точки, где сходятся несколько проводников.

В 1845 г. Густав Роберт Кирхгоф, будучи студентом, написал работу, в примечании к которой были сформулированы два закона, являющиеся фундаментальными законами теоретической электротехники. Они были выведены в результате опытов.

Первый закон Кирхгофа

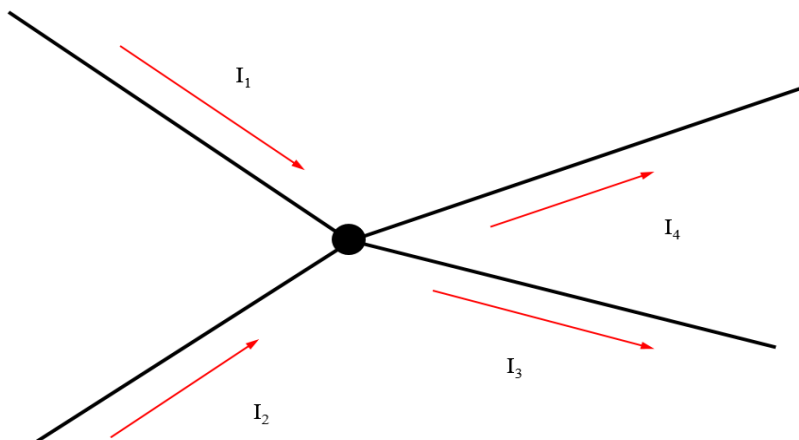


Рис. 2.15 – Узел электрической цепи.

Рассмотрим цепь, в узле которой сходятся несколько проводов, по которым текут токи с различным направлением. Согласно первому закону Кирхгофа: сумма токов, подходящих к узлу электрической цепи, равна сумме токов, уходящих от этого узла, или алгебраическая сумма токов в узловой точке электрической цепи равна нулю.

$$I_1 + I_2 = I_3 + I_4 \text{ или } \sum_{j=1}^n I_j = 0 \quad (2.28)$$

Принято считать, что притекающие к узлу токи - положительные, утекающие от узла - отрицательные.

Второй закон Кирхгофа

Схема замещения, демонстрирующая второй закон Кирхгофа, изображена на рисунке 2.16.

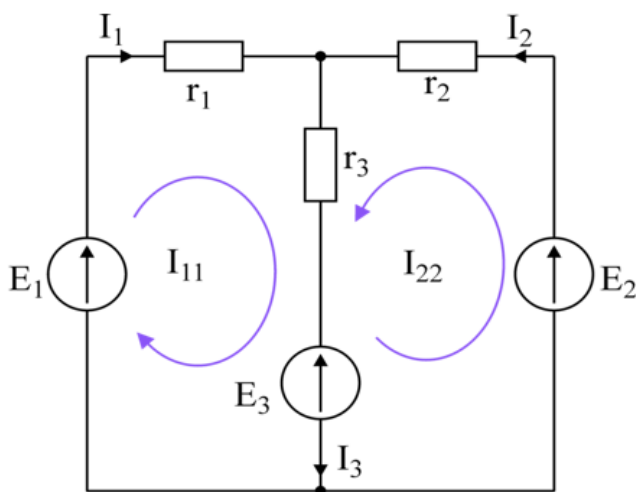


Рис. 2.16 – Схема замещения электрической цепи.

Второй закон Кирхгофа относится к контуру: во всякой замкнутой электрической цепи алгебраическая сумма всех ЭДС равна алгебраической сумме падений напряжения в сопротивлениях, включенных последовательно в эту цепь.

$$\sum_{j=1}^m E_j = \sum_{j=1}^n U_j \quad (2.29)$$

С учетом закона Ома:

$$E_1 + E_2 + \dots + E_m = R_1 I_1 + R_2 I_2 + \dots + R_n I_n \text{ или } \sum_{j=1}^m E_j = \sum_{j=1}^n R_j I_j \quad (2.30)$$

Если в электрическую цепь включены два источника энергии, ЭДС которых совпадают по направлению, то ЭДС всей цепи равна сумме ЭДС этих источников:

$$E = E_1 + E_2 \quad (2.31)$$

Если в цепь включены два источника, ЭДС которых имеют противоположные направления, т.е. включены встречно, то общая ЭДС равна разности ЭДС этих источников:

$$E = E_1 - E_2 \quad (2.32)$$

2.10 Закон Джоуля-Ленца

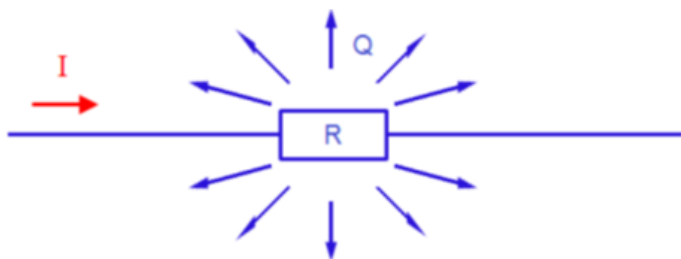


Рис. 2.17 – Иллюстрация закона Джоуля-Ленца.

Электрический ток, проходя по проводникам, нагревает их, рисунок 2.17. Происходит преобразование электрической энергии в тепловую. Как уже отмечалось, электрическая энергия может быть преобразована в другие виды. Электродвигатель преобразует электроэнергию в механическую, осуществляя работу машин и механизмов. При зарядке аккумулятора происходит преобразование электроэнергии в химическую. Но без нагрева токоведущих частей не обходится ни один процесс преобразования электрической энергии.

При протекании тока I по проводнику с сопротивлением R в течение времени t в проводнике выделяется тепло, преобразованное из электрической энергии.

Закон Джоуля-Ленца гласит: количество тепла, выделенного током в проводник, пропорционально квадрату тока, сопротивлению проводника и времени протекания тока.

$$Q = Pt = I^2 R t \quad (2.33)$$

где Q - количество тепла, выделенного в проводнике, Дж.

Для преобразования электроэнергии в теплоту существуют электротехнические устройства - нагреватели, в которых вся затраченная энергия является полезной. В лампах накаливания электроэнергия одновременно преобразуется в тепловую и в световую. Нить накала, изготовленная из тугоплавкого металла (вольфрама), нагревается до температуры близкой к 3000°C , выделяя при этом световой поток энергии. Световая энергия составляет порядка 10% общей энергии, излучаемой лампой.

Во многих случаях электрическая энергия превращается в тепловую, создавая непроизводительные расходы энергии в линиях электропередач, электрических машинах и аппаратах, снижая при этом их КПД.

2.11 Понятие магнитного поля

Известно, что постоянный магнит на определенном расстоянии воздействует на магнитную стрелку и может притягивать к себе некоторые материалы, называемые магнитными. Пространство, в котором проявляется действие сил на магнитную стрелку, называется магнитным полем. Магнитное поле создается не только постоянным магнитом.

В проводнике с током и вокруг него также возникает магнитное поле. Если к проводнику с током поднести магнитную стрелку, то она отклонится от первоначального положения. Если ток отключить, стрелка возвратится в исходное положение. То есть электрический ток создает магнитное поле. Поскольку электрический ток является направленным движением заряженных частиц, то возникает электромагнитное поле.

Электромагнитное поле является особой формой материи, посредством которой осуществляется взаимодействие между электрически заряженными частицами, а магнитное поле является составляющим электромагнитного поля.

Магнитное поле и электрический ток взаимосвязаны. Магнитное поле обладает рядом физических свойств:

- оказывает силовое воздействие на движущиеся в нем электрические заряды и на неподвижные проводники с электрическим током;
- может намагничивать некоторые (ферромагнитные) тела;
- возбуждает ЭДС в проводниках, перемещающихся в магнитном поле.

Направление магнитного поля показывает северный конец магнитной стрелки, расположенной в этом магнитном поле. Для наглядности магнитное поле изображают замкнутыми магнитными линиями. Направление магнитного поля вокруг проводника с током и направление тока в проводнике, создающего магнитное поле, связаны между собой правилом буравчика: если буравчик ввинчивать по направлению тока в проводе, то вращение рукоятки буравчика укажет направление магнитных силовых линий.

На рисунке 2.18 показано направление магнитного поля (магнитных силовых линий) при направлении тока от наблюдателя (рис. 2.18, а) и при направлении тока к наблюдателю (рис. 2.18, б). Магнитные силовые линии расположены по концентрическим окружностям.

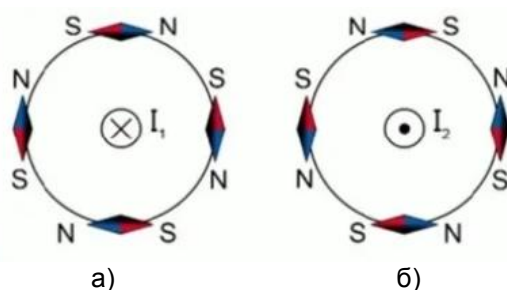


Рис. 2.18 – Направление магнитного поля (указано стрелками): при направлении тока от наблюдателя; при направлении тока к наблюдателю, соответственно.

Направление магнитного поля в каждой точке совпадает с касательной, проведенной к магнитной линии.

Электрический ток проходит не только по прямым проводникам, но и по проводникам в виде петель, витков катушки. Правило буравчика для катушки имеет другую формулировку: если рукоятку буравчика вращать по направлению тока в витках, то направление ввинчивания буравчика укажет направление магнитных силовых линий внутри катушки.

2.12 Электромагнитное воздействие в магнитном поле

На проводник с током, находящийся в электромагнитном поле, действует электромагнитная сила F (рис. 2.19, а). Выделим в проводнике участок dl . Угол между проводником и магнитными силовыми линиями равен 90° .

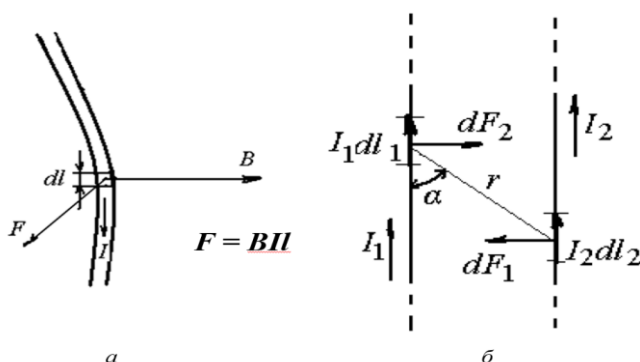


Рис. 2.19 – Проводник в электромагнитном поле.

Элементарная электромагнитная сила, действующая на участок dl равна:

$$dF = B I dl \sin \alpha \quad (2.34)$$

Сила dF , с которой магнитное поле действует на элемент dl проводника с током, находящийся в магнитном поле, прямо пропорциональна силе тока I в проводнике и векторному произведению элемента длины dl проводника на магнитную индукцию.

Сила, действующая на проводник с током в результате суммирования элементарных сил и при угле между векторами магнитной индукции и тока равно 90° .

$$F = B I l \quad (2.35)$$

Эта сила перпендикулярна к участку dl и к вектору магнитной индукции B . Направление электромагнитной силы определяется по правилу левой руки.

Ладонь левой руки нужно расположить так, чтобы магнитные силовые линии входили в нее, четыре выпрямленных пальца совпадали с направлением тока, тогда отогнутый большой палец укажет направление силы.

Рассмотрим два проводника с токами I_1 и I_2 , каждый из которых находится в магнитном поле, созданном другим проводником.

Бесконечный проводник с током I_1 создает на элементарном отрезке dl_2 проводника с током I_2 , находящемся от него на расстоянии r , магнитное поле с индукцией B_1 .

В свою очередь проводник с током I_2 создает на элементарном отрезке dl_1 проводника с током I_1 , находящемся от него на том же расстоянии r , магнитное поле с индукцией B_2 .

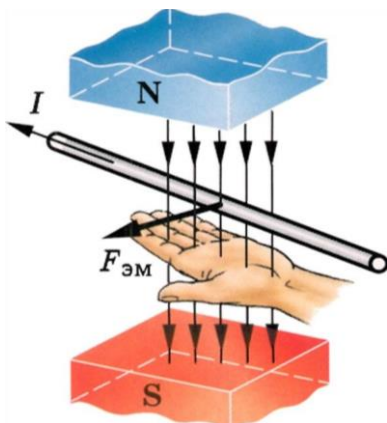


Рис. 2.20 – Правило левой руки (сила Ампера).

По закону Ампера найдём силу, с которой поле первого проводника (индукция B_1) действует на второй проводник с током I_2 .

$$dF_1 = B_1 I_2 dl = \frac{\mu_\alpha}{4\pi} \times \frac{2I_1}{r} I_2 dl \quad (2.36)$$

где μ_α – абсолютная магнитная проницаемость среды (подробное описание формула 2.41).

Эта сила направлена в сторону первого проводника. Аналогично определяем силу dF_2 .

$$dF_2 = B_2 I_1 dl = \frac{\mu_\alpha}{4\pi} \times \frac{2I_2}{r} I_1 dl \quad (2.37)$$

Сила dF_2 направлена в сторону второго проводника. Проводники притягиваются друг к другу.

Замечаем, что правые части уравнений равны, значит равны и левые части. Интегрируя, получим силу электромагнитного взаимодействия на проводнике конечной длины l .

$$F = \frac{\mu_\alpha}{4\pi} I_1 I_2 \frac{2l}{r} \quad (2.38)$$

При равенстве токов $I_1 = I_2 = I$ уравнение будет выглядеть так:

$$F = \frac{\mu_\alpha}{4\pi} I^2 \frac{2l}{r} \quad (2.39)$$

Электромагнитная сила между двумя проводниками с равными токами пропорциональна квадрату тока в проводниках.

При одинаковом направлении токов проводники притягиваются друг к другу, при встречных направлениях тока – отталкиваются друг от друга.

Единицей измерения магнитной индукции является тесла (Тл) и гаусс (Гс):

$$1 \text{ Гс} = 10^{-4} \text{ Тл}$$

2.13 Магнитный поток, магнитная проницаемость и напряженность магнитного поля

Магнитный поток

Если в однородном магнитном поле на пути к вектору магнитной индукции B расположить площадку S , то магнитная индукция будет пронизывать эту площадку, рисунок 2.21.

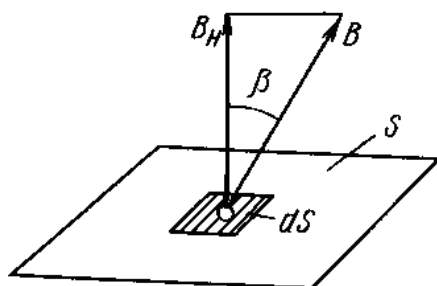


Рис. 2.21 – Вектор магнитной индукции через площадку.

Произведение магнитной индукции B и площадки S , которую пронизывают магнитные силовые линии, называется магнитным потоком Φ .

$$\Phi = BS \quad (2.40)$$

Магнитный поток через замкнутую поверхность равен нулю.

Размерность магнитного потока: Вб (вебер) = 10^8 Мкс (максвелл).

Магнитная проницаемость

Магнитная индукция в магнитном поле зависит от абсолютной магнитной проницаемости среды μ_a , характеризующей ее магнитные свойства.

Абсолютная магнитная проницаемость среды характеризует способность этой среды к намагничиванию.

Единицей измерения абсолютной магнитной проницаемости среды является:

$$\mu_a = \text{Гн/м (генри на метр)}$$

Абсолютная магнитная проницаемость равна произведению магнитной проницаемости вакуума μ_0 и относительной магнитной проницаемости среды μ_r .

$$\mu_a = \mu_0 \mu_r \quad (2.41)$$

Магнитная проницаемость вакуума $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м. Ее называют магнитной постоянной.

Относительная магнитная проницаемость среды показывает, во сколько раз абсолютная магнитная проницаемость среды больше или меньше магнитной постоянной.

$$\mu_r = \frac{\mu_a}{\mu_0} \quad (2.42)$$

Интенсивность и характер намагниченности различных веществ в одном магнитном поле внешних токов значительно отличаются. Это объясняется различной магнитной проницаемостью этих веществ. Для воздуха $\mu_r = 1$. Все вещества по магнитной проницаемости делят на три группы:

- диамагнитные (вода, кварц, медь, серебро), у которых $\mu_r < 1$;
- парамагнитные (воздух, алюминий, платина), у которых $\mu_r > 1$;
- ферромагнитные (железо, никель, кобальт, сталь), у которых $\mu_r \gg 1$.

В электротехнике особое место занимают ферромагнитные материалы, относительная магнитная проницаемость которых достигает значений в десятки тысяч и зависит от температуры, магнитных свойств материала, напряженности магнитного поля. Такие материалы применяются для усиления магнитных полей в электрических машинах и аппаратах.

Напряженность магнитного поля

Для выражения интенсивности магнитного поля, созданного электрическим током, в любой точке поля наряду с магнитной индукцией применяется напряженность магнитного поля, величина, не зависящая от магнитных свойств среды. Напряженность магнитного поля обозначается буквой H .

Если в катушку с током поместить сердечник из ферромагнитного материала, то величина магнитной индукции B в каждой точке магнитного поля увеличится, а напряженность магнитного поля H останется без изменения.

Напряженность магнитного поля связана с магнитной индукцией соотношением:

$$H = \frac{B}{\mu_a} \quad (2.43)$$

Напряженность магнитного поля – величина векторная. Направление вектора напряженности магнитного поля H совпадает с направлением вектора магнитной индукции B .

Если магнитное поле создано несколькими токами, то напряженность в каждой точке этого поля определяется геометрической суммой напряженностей, созданных каждым током в этой точке.

Единицей измерения напряженности является А/м. Единицей напряженности является также эрстед (Э).

$$1\text{Э} = 80\text{ А/м} = 0,8\text{ А/см}$$

2.14 Электромагнитная индукция

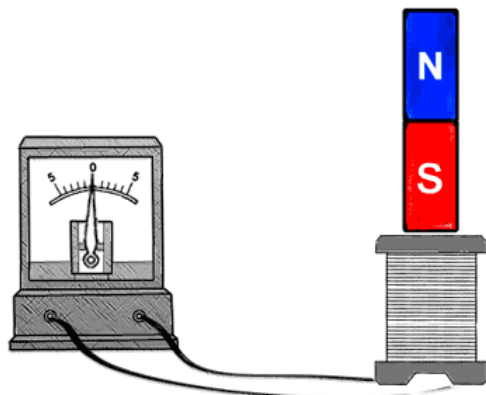


Рис. 2.22 – Электромагнитная индукция.

Если между полюсами магнита перемещать проводник АБ, пересекая магнитные линии, то в этом проводнике индуцируется ЭДС индукции.

Величина индуцированной ЭДС, возникающей в проводнике при пересечении им магнитных линий, зависит от магнитной индукции B , длины проводника l , скорости его движения в магнитном поле v :

$$E = Blv \quad (2.44)$$

Если проводник пересекает магнитный поток под углом, отличным от прямого, то величина ЭДС индукции равна:

$$E = Blv \cdot \sin\alpha \quad (2.45)$$

где α – угол между направлением движения проводника и направлением магнитного потока.

Это явление используется, в частности, в синхронных генераторах.

Направление ЭДС индукции можно определить по правилу правой руки: если ладонь правой руки расположить так, чтобы магнитные линии входили в нее, а большой палец указывал направление движения проводника в магнитном поле, то вытянутые четыре пальца укажут направление индуцированной ЭДС.

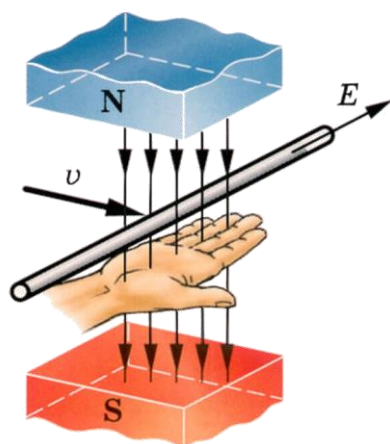


Рис. 2.23 – Правило правой руки.

2.14.1 Самоиндукция. Индуктивность

Если замыкать и размыкать цепь тока катушки, то вокруг нее будет появляться и исчезать магнитное поле.

Изменяющееся магнитное поле пересекает витки самой катушки и создает в ней ЭДС самоиндукции. При всяком изменении магнитного поля катушки ее витки пересекаются собственными магнитными линиями и в ней возникает ЭДС самоиндукции.

Если по катушке с числом витков w протекает изменяющийся ток I , то он создает магнитный поток Φ , пересекающий ее витки.

Произведение магнитного потока на число витков – потокосцепление:

$$\Psi = \Phi w \quad (2.46)$$

Потокосцепление пропорционально току, протекающему в катушке:

$$\Psi = LI \quad (2.47)$$

где L – коэффициент пропорциональности, называемый индуктивностью и измеряемый в генри (Гн) ($1 \text{ Гн} = 1 \text{ Ом} \cdot \text{с}$).

2.14.2 Взаимоиндукция

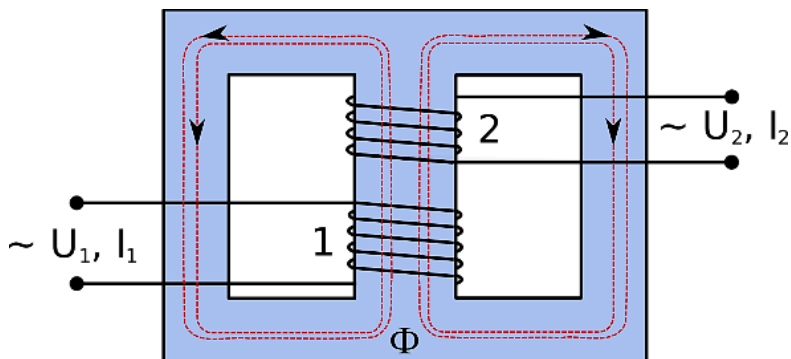


Рис. 2.24 – Идеальный трансформатор.

Если по катушке 1 проходит изменяющийся ток, то часть магнитного потока, возбуждаемого этим током, пронизывает витки другой катушки 2 и в ней возникает ЭДС взаимоиндукции.

Возникновение ЭДС в замкнутой цепи второй катушки, при изменении тока в первой, называется взаимной индукцией.

$$e_M = -M \frac{dI}{dt} \quad (2.48)$$

где $\frac{dI}{dt}$ – скорость изменения тока, M – коэффициент, называемый взаимной индуктивностью, измеряется в генри (Гн).

Знак минус показывает, что ЭДС взаимной индукции противодействует причине, вызывающей ее. Две цепи обладают взаимной индуктивностью в 1 Гн, если в одной из них возникает ЭДС взаимоиндукции в 1В при равномерном изменении тока в другой со скоростью 1А в 1с.

На использовании явления взаимоиндукции основано действие трансформаторов.

2.15 Однофазный переменный ток

2.15.1 Генератор переменного тока

Переменным называется электрический ток, периодически изменяющийся по величине и направлению.

Для получения переменного тока используются генераторы, работа которых основана на явлении электромагнитной индукции.

Рассмотрим принцип работы генератора, изображённого на рисунке 2.25.

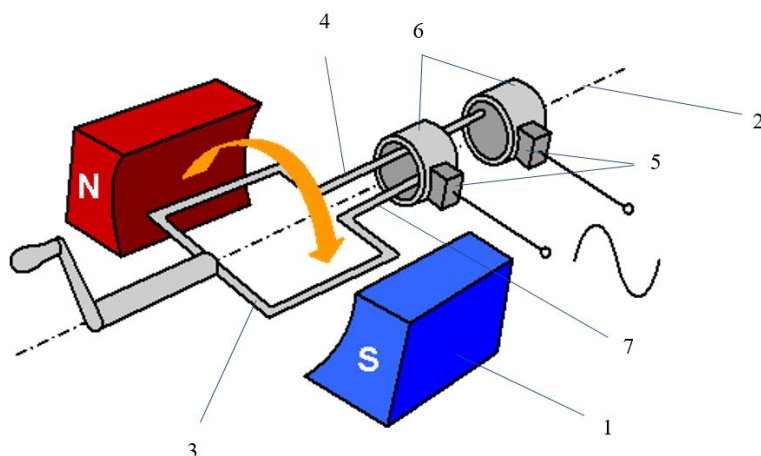


Рис. 2.25 – Генератор переменного тока.

Магнитное поле генератора создается электромагнитом 1. В магнитном поле находится проводник в виде рамки 3, укрепленной на оси 2 и вращаемый вокруг нее с постоянной скоростью. Концы 4,7 соединены с контактными кольцами 6, с которых через щетки 5 ток поступает к приемникам электроэнергии.

Величина индуцированной ЭДС равна:

$$E = Blv \cdot \sin \alpha \quad (2.49)$$

Изменение ЭДС в зависимости от расположения рамки магнитном поле показано на рисунке 2.26. В положении 1 рамка перемещается вдоль магнитного потока, т.е. она не пересекает магнитных линий, угол между направлением движения проводника и магнитным потоком равен нулю, $\sin 0^\circ = 0$. Поэтому ЭДС, индуцированная в рамке, равна нулю.

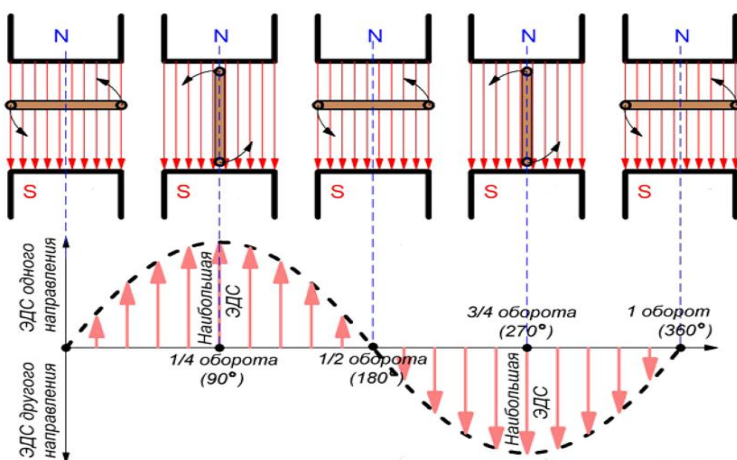


Рис. 2.26 – Синусоидальное изменение ЭДС.

Вращаясь, через некоторое время, рамка повернется на угол $\alpha = 90^\circ$ (положение 2).

При этом она пересекает наибольшее количество линий, ЭДС максимальна:

$$\sin 90^\circ = 1, E = Blv \quad (2.50)$$

В положении 3 магнитный поток пересекается под углом $\alpha = 180^\circ$:

$$\sin 180^\circ = 0, e = 0 \quad (2.51)$$

Согласно правилу правой руки, при перемещении рамки из положения 1 в положение 3, ЭДС будет направлена от нас за плоскость чертежа. Условимся, что это направление - положительное.

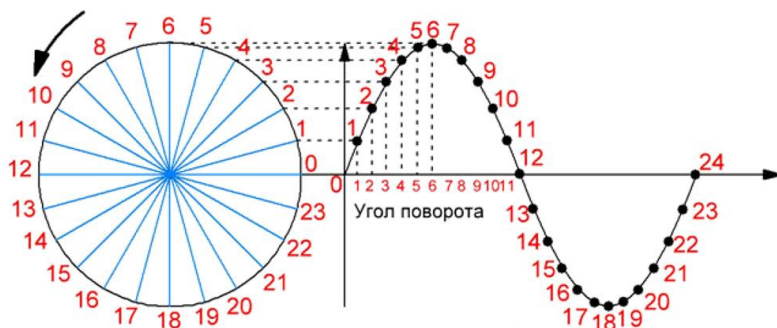


Рис. 2.27 – Изменение ЭДС.

Далее рамка при вращении займет положения 4,5(1). ЭДС в проводнике постепенно увеличится и в положении 4 станет максимальной, в положении 5 станет равной нулю.

Согласно правилу правой руки, электродвижущая сила изменит свое направление и будет направлена к нам.

Это направление - отрицательное.

ЭДС в рамке изменяется по синусоиде. Поэтому в электрических цепях течет синусоидальный переменный ток.

2.15.2 Характеристики переменного тока

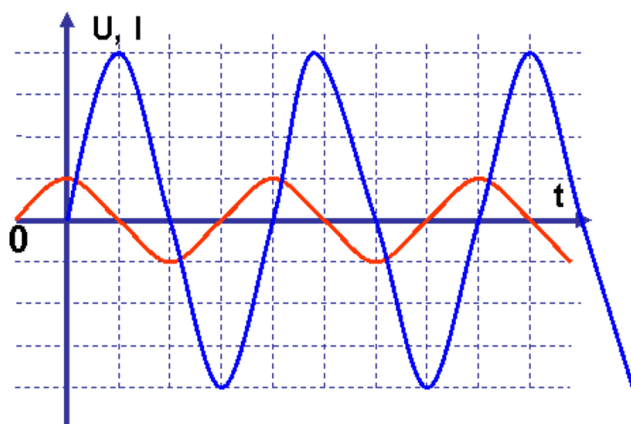


Рис. 2.28 – Переменный ток и переменное напряжение.

Переменное напряжение и переменный ток характеризуются частотой, амплитудой и фазой.

Время, в течение которого напряжение (ток) совершает одно полное изменение по величине и направлению, называется периодом T и измеряется в секундах (с).

Число полных изменений напряжения (тока) за одну секунду называется частотой f и измеряется в герцах (Гц). Частота – величина обратная периоду:

$$f = \frac{1}{T} \quad (2.52)$$

Частота, вырабатываемая генераторами на электростанциях России и многих других стран, равна 50 Гц и называется промышленной.

Наибольшая величина, которой достигает напряжение (ток) называется амплитудой (I_m , U_m).

При сравнении двух и более переменных синусоидальных величин (напряжения, тока) необходимо учитывать, что они могут изменяться во времени неодинаково.

Если в электрической цепи ток изменяется во времени так же, как и напряжение, то в этой цепи напряжение и ток совпадает по фазе. При несовпадении изменения тока и напряжения, говорят, что ток и напряжение сдвинуты по фазе относительно друг друга на угол φ .

2.15.3 Активные и реактивные сопротивления в цепях переменного тока

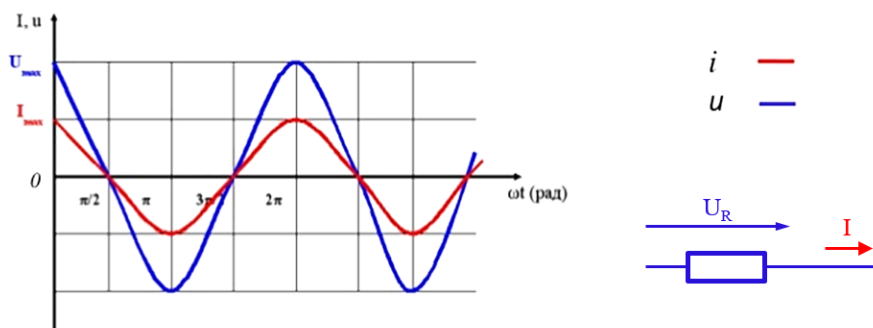


Рис. 2.29 – Временная диаграмма с активным сопротивлением.

Рассмотрим электрическую цепь, в которой протекает переменный электрический ток, имеющую активное сопротивление, рисунок 2.29. Изменение тока в цепи, согласно закону Ома, зависит только от изменения напряжения, т.е. при увеличении напряжения ток возрастает, при уменьшении напряжения ток убывает.

Это значит, что ток и напряжение совпадают по фазе; что можно изобразить на векторной и временной диаграммах.

Сопротивление, включенное в цепь переменного тока, в котором происходит превращение электрической энергии в полезную работу или тепловую энергию, называется активным сопротивлением.

В цепях переменного и постоянного тока резистор всю потребляемую энергию рассеивает в виде тепла, т.е. мощность на резисторе преобразуется в тепло. Энергия на резисторе равна 0.

В цепях переменного тока мгновенные значения силы тока и напряжения связаны формулой, аналогичной закону Ома для постоянного тока:

$$I = UR = U_0 R \sin \omega t \quad (2.53)$$

Таким образом, сила тока в резисторе также меняется по закону синуса:

$$I = I_0 \sin \omega t \quad (2.54)$$

Амплитуда тока I_0 равна отношению амплитуды напряжения U_0 к сопротивлению R :

$$I_0 = U_0 R \quad (2.55)$$

Рассмотрим цепи содержащие реактивные элементы – индуктивность и емкость.

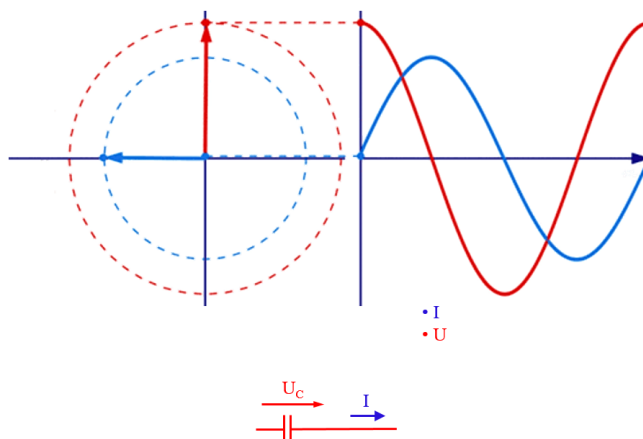


Рис. 2.30 – Временная диаграмма с реактивным (емкостным) сопротивлением.

Подключим емкость в цепь переменного тока, рисунок 2.30. В первую четверть периода емкость заряжается, и на ее пластинах появляются противоположные по знаку электрические заряды. Во время заряда напряжение возрастает от нуля до максимального значения. Сила тока максимальна в начале; в конце заряда, когда напряжение на емкости станет равным напряжению генератора, она станет равной нулю.

За вторую четверть периода напряжение генератора постепенно убывает и становится равным нулю. Емкость разряжается; разрядный ток имеет направление противоположное направлению тока заряда.

За третью и четвертую четверти процесс происходит аналогично. Следовательно, за один период изменения переменного напряжения дважды происходит процесс заряда и разряда емкости, в цепи протекает переменный ток. При этом ток опережает по фазе напряжение на четверть периода (90°).

Закон Ома для цепи с емкостью будет иметь вид:

$$I = \frac{U}{X_c} \quad (2.56)$$

где X_c – емкостное сопротивление:

$$X_c = \frac{1}{2\pi f C} \quad (2.57)$$

где f – частота переменного тока, Гц,

C – емкость, Ф (фарада).

Величина X_c называется ёмкостным сопротивлением конденсатора. Чем больше ёмкостное сопротивление конденсатора, тем меньше амплитуда тока, протекающего через него, и наоборот. Ёмкостное сопротивление обратно пропорционально циклической частоте колебаний напряжения (тока) и ёмкости конденсатора. Попробуем понять физическую причину такой зависимости:

1. Чем больше частота колебаний (при фиксированной ёмкости C), тем за меньшее время по цепи проходит заряд; тем больше амплитуда силы тока и тем меньше ёмкостное сопротивление. При $\omega \rightarrow \infty$ ёмкостное сопротивление стремится к нулю. Это означает, что для тока высокой частоты конденсатор фактически является коротким замыканием цепи. Наоборот, при уменьшении частоты ёмкостное сопротивление увеличивается, и при $\omega \rightarrow 0$ имеем $X_c \rightarrow \infty$. Это не удивительно: случай $\omega = 0$ отвечает постоянному току, а конденсатор для постоянного тока представляет собой бесконечное сопротивление (разрыв цепи).

2. Чем больше ёмкость конденсатора (при фиксированной частоте), тем больший заряд проходит по цепи за то же время (за ту же четверть периода); тем больше амплитуда силы тока и тем меньше ёмкостное сопротивление. Подчеркнём, что, в отличие от ситуации с резистором, мгновенные значения тока и напряжения в одни и те же моменты времени уже не будут удовлетворять соотношению, аналогичному закону Ома. Причина заключается в сдвиге фаз: напряжение меняется по закону синуса, а сила тока —

по закону косинуса; эти функции не пропорциональны друг другу. Законом Ома связаны лишь амплитудные значения тока и напряжения.

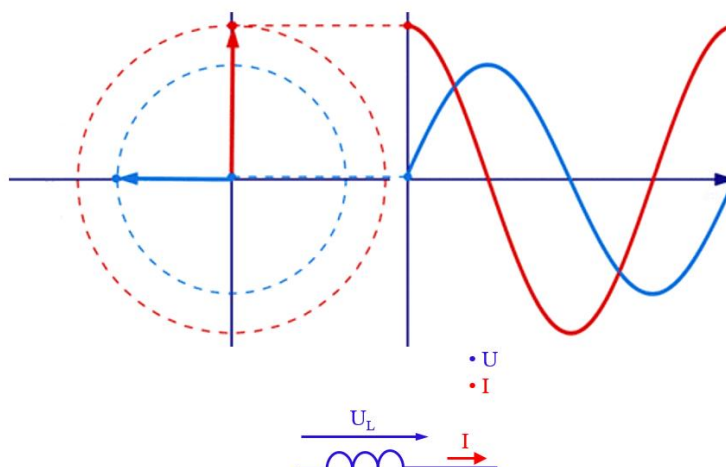


Рис. 2.31 – Временная диаграмма с реактивным (индуктивным) сопротивлением.

Индуктивность в цепи переменного тока, рисунок 2.31. Под действием ЭДС генератора в цепи протекает переменный ток, возбуждающий переменный магнитный поток. Этот поток пересекает собственные витки катушки и в ней возникает электродвижущая сила самоиндукции. ЭДС самоиндукции противодействует причине, вызвавшей ее. Так как ЭДС самоиндукции противодействует изменению переменного тока, вызываемому ЭДС генератора, то она препятствует прохождению тока.

В первую четверть периода сила тока возрастает от нуля до максимального значения. ЭДС самоиндукции препятствует увеличению тока в цепи. (На графике показано, что если в это время имеет отрицательное значение). Во вторую четверть сила тока в катушке убывает до нуля; ЭДС самоиндукции изменяет свое направление и увеличивается, препятствуя убыванию силы тока. В третью четверть периода ток меняет свое направление и увеличивается до максимального значения; ЭДС самоиндукции имеет положительное значение и когда сила тока убывает, ЭДС самоиндукции снова меняет свое направление и препятствует уменьшению тока в цепи.

Следовательно, ток опережает ЭДС самоиндукции по фазе на четверть периода (90°). В цепи с индуктивностью ЭДС самоиндукции направлена навстречу напряжению генератора U . Поэтому напряжение и ЭДС самоиндукции сдвинуты по фазе друг относительно друга на 180° .

В цепи переменного тока, содержащей индуктивность, ток отстает от напряжения, вырабатываемого генератором, на угол $\varphi = 90^\circ$ (четверть периода).

Закон Ома для цепи с индуктивностью:

$$I = \frac{U}{X_L} \quad (2.58)$$

где X_L – индуктивное сопротивление:

$$X_L = 2\pi fL \quad (2.59)$$

где f – частота переменного тока, Гц,

L – индуктивность катушки, Гн.

Величина X_L называется индуктивным сопротивлением катушки. Это и есть то самое сопротивление, которое наша катушка оказывает переменному току (при нулевом омическом сопротивлении). Индуктивное сопротивление катушки пропорционально её индуктивности и частоте колебаний. Рассмотрим физический смысл этой зависимости:

1. Чем больше индуктивность катушки, тем большая в ней возникает ЭДС индукции, противодействующая нарастанию тока; тем меньшего амплитудного значения достигнет сила тока. Это и означает, что X_L будет больше.

2. Чем больше частота, тем быстрее меняется ток, тем больше скорость изменения магнитного поля в катушке, и тем большая возникает в ней ЭДС индукции, препятствующая возрастанию тока. При $\omega \rightarrow \infty$ имеем $X_L \rightarrow \infty$, т. е. высокочастотный ток практически не проходит через катушку. Наоборот, при $\omega = 0$ имеем $X_L = 0$. Для постоянного тока катушка является коротким замыканием цепи.

Емкостная и индуктивная нагрузка в отличие от активной не потребляет энергию, вырабатываемую генератором, а происходит «перекачивание» энергии генератора в нагрузку и обратно, т.е. возникают колебания энергии.

По этой причине индуктивное и емкостное сопротивления называют реактивными.

Рассмотрим цепь переменного тока с активным, индуктивным и емкостным сопротивлениями. Под действием переменного напряжения в этой цепи протекает ток.

Построим векторную диаграмму токов и напряжений для этой цепи. Так как сопротивления соединены последовательно, то в них протекает одинаковый ток. В цепи с активным сопротивлением ток и напряжения совпадают по фазе, поэтому вектор напряжения U_R отложен по вектору тока.

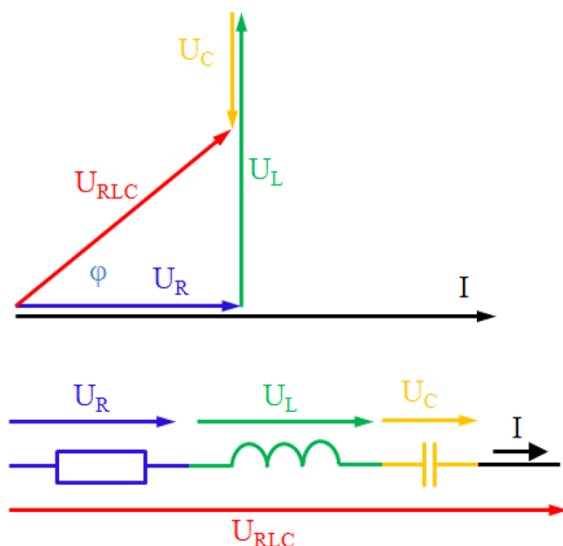


Рис. 2.32 – Цепь переменного тока с активным, индуктивным и емкостным сопротивлениями.

Напряжение на индуктивности опережает ток на угол 90° , поэтому вектор U_L отложен вверх под углом 90° к вектору тока, рисунок 2.32.

В цепи с емкостью напряжение отстает от тока на угол 90° , поэтому вектор U_C отложен вниз.

Для определения общего напряжения сложим векторы U_C и U_L , затем сложим векторы $(U_L - U_C)$ и U_R , получим вектор U , изображающий общее напряжение на зажимах цепи.

Для определения полного сопротивления цепи разделим стороны треугольника напряжений на число I , выражающее силу тока в цепи; получим треугольник сопротивлений. Его сторонами являются активное R , реактивное $(X_L - X_C)$, полное Z сопротивления. Полное сопротивление цепи равно:

$$Z^2 = R^2 + (X_L - X_C)^2 \text{ или } Z = \sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2}, \cos \alpha = \frac{R}{Z} \quad (2.60)$$

где α – угол сдвига фаз между током и напряжением.

2.15.4 Мощность однофазного переменного тока

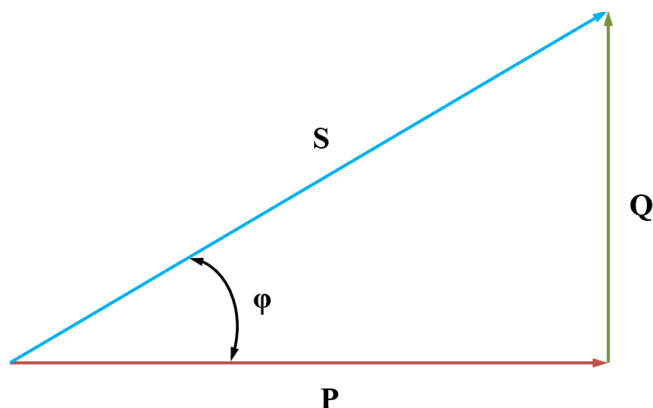


Рис. 2.33 – Треугольник мощностей.

Полная мощность генератора переменного тока равна:

$$S = U \cdot I \quad (2.61)$$

где S – полная мощность, В·А (вольт–ампер),

I – сила тока, А,

U – напряжение генератора, В.

Полная мощность генератора, включенного в цепь с активным (R) и реактивными (X_L , X_C) сопротивлениями, состоит из мощности, расходуемой в активном сопротивлении, и реактивной части мощности.

Мощность, расходуемая в активном сопротивлении, преобразуется в полезную работу и рассеиваемое тепло.

Реактивная мощность обусловлена колебаниями энергии при создании и исчезновении электромагнитных полей. Энергия то запасается в полях реактивных сопротивлений, то возвращается генератору.

Связь между полной, активной и реактивной мощностью определяется из треугольника мощностей. Активная мощность измеряется в ваттах (Вт) и равна:

$$P = S \cos \varphi = IU \cos \varphi \quad (2.62)$$

где φ – угол сдвига фаз между током и напряжением генератора.

Реактивная мощность измеряется в вольт–ампер реактивных (вар) и равна:

$$Q = S \sin \varphi = IU \sin \varphi \quad (2.63)$$

Полная мощность равна:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.64)$$

Отношение

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \quad (2.65)$$

называется коэффициентом мощности и характеризует, какая часть полной мощности расходуется как активная (полезная) и какая часть является реактивной.

2.16 Трехфазный переменный ток

2.16.1 Трехфазные генераторы

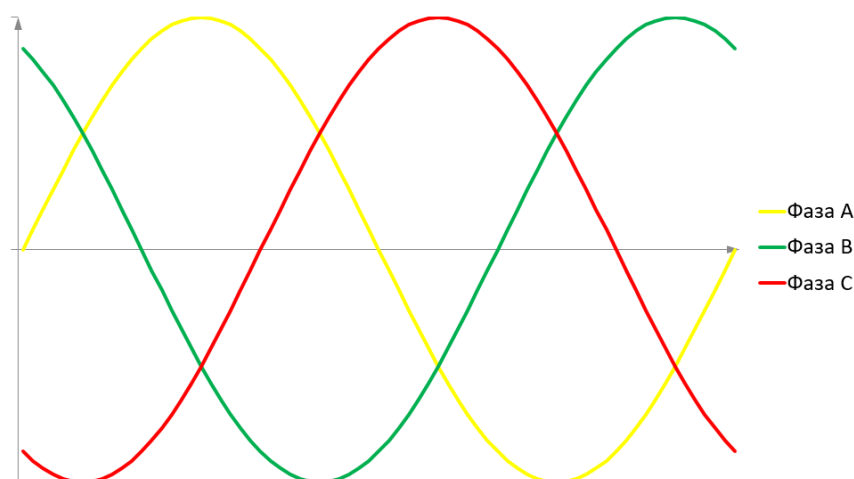


Рис. 2.34 – Трехфазная система переменного тока

Однофазная система потребления и передачи энергии неэкономична, поэтому используют трехфазные системы переменного тока.

Трёхфазной системой называется цепь или сеть переменного тока, в которой действуют три ЭДС с одинаковой частотой, амплитудой, но взаимно смещённые по фазе на одну треть периода.

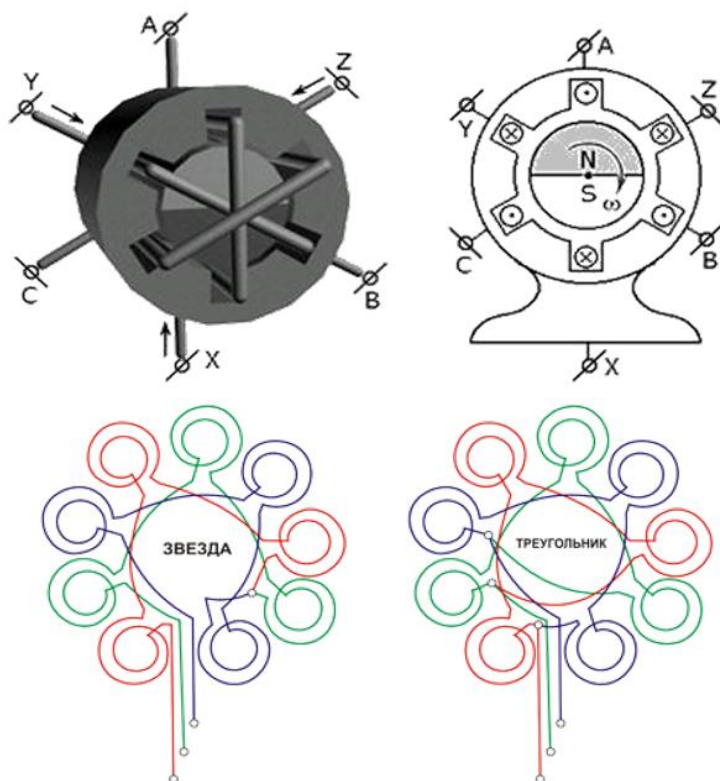


Рис. 2.35 – Виды соединения обмоток.

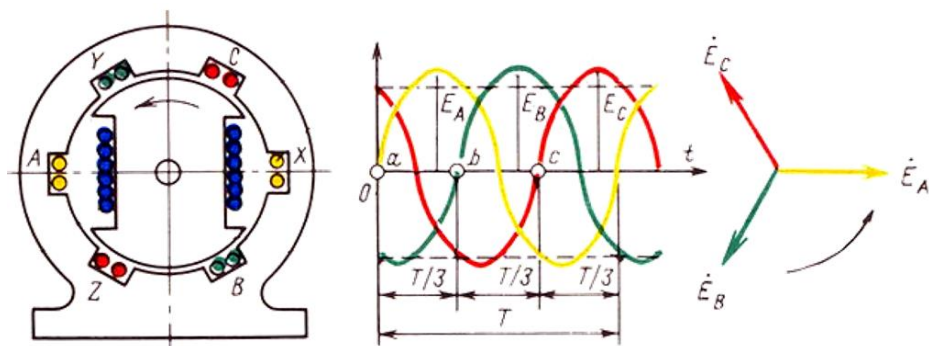


Рис. 2.36 – Двухполюсный трехфазный генератор.

Рассмотрим схему простейшего двухполюсного трехфазного генератора. В пазах статора (неподвижная часть) расположены три катушки А–Х, В–У, С–Z, сдвинутые в пространстве на 120° , рисунок 2.36. Внутри статора помещается ротор (вращающаяся часть), представляющий двухполюсный электромагнит, питаемый постоянным током, возбуждающим магнитное поле. При вращении ротора в катушках индуцируется ЭДС, изменяющаяся синусоидально.

Синусоиды ЭДС фаз А, В, С будут сдвинуты по отношению к другой на 120° (или на треть периода). Напряжения на зажимах А–Х, В–У, С–Z называются фазными U_ϕ .

2.16.2 Схемы соединений обмоток

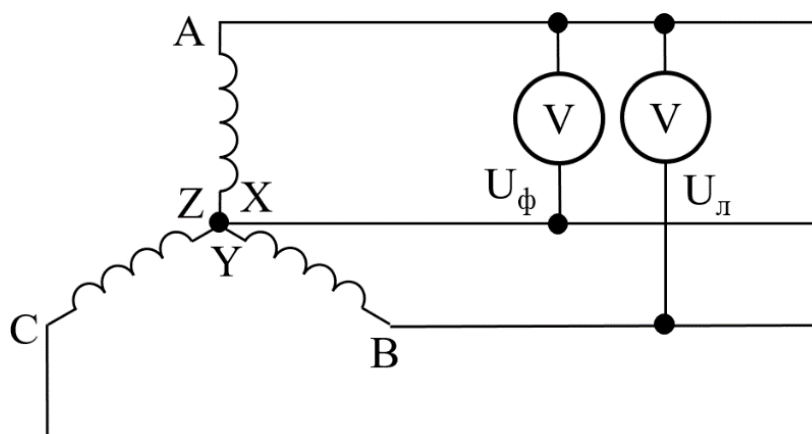


Рис. 2.37 – Фазные и линейные напряжения трехфазной сети.

Три фазы генератора удобно объединить в одну общую трехфазную систему. При соединении обмоток генератора звездой концы трех фаз X, Y, Z соединяются между собой, а от начала А, В, С выводятся провода, отводящие энергию в сеть.

Полученные три провода называются линейными, а напряжения между линейными проводами – линейным напряжением $U_\text{л}$. От общей точки соединения фаз может быть отведен провод, который называется нулевым. Напряжение между любым линейным проводом и нулевым равно фазному напряжению U_ϕ .

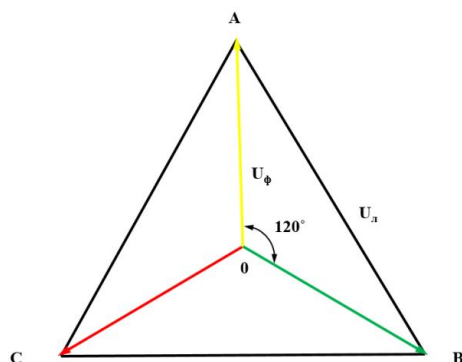


Рис. 2.38 – Векторная диаграмма напряжений при соединении обмоток генератора звездой.

Рассмотрим векторную диаграмму напряжений при соединении обмоток генератора звездой, рисунок 2.38. Значения фазных напряжений равны и сдвинуты по фазе на 120° . По векторной диаграмме можно установить соотношения между линейным и фазным напряжениями:

$$\frac{1}{2}U_L = U_\Phi \cos 30^\circ = U_\Phi \frac{\sqrt{3}}{2} \quad (2.66)$$

Откуда:

$$U_L = \sqrt{3}U_\Phi \text{ или } U_\Phi = \frac{U_L}{\sqrt{3}} \quad (2.67)$$

Следовательно, при соединении звездой линейное напряжение в $\sqrt{3} \approx 1,73$ раза больше фазного.

Ток в линейном проводе равен току в фазе:

$$I_L = I_\Phi \quad (2.68)$$

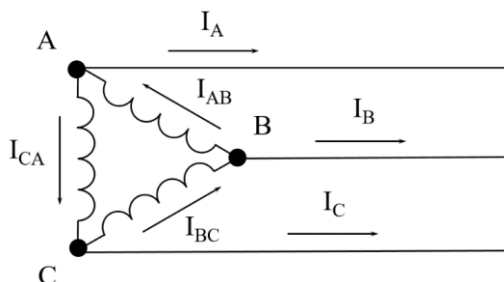


Рис. 2.39 – Схема соединения обмоток генератора треугольником.

При соединении обмоток генератора треугольником начала каждой фазы соединяются с концом другой, поэтому напряжение между линейными проводами равно напряжению фазы:

$$U_L = U_\Phi \quad (2.69)$$

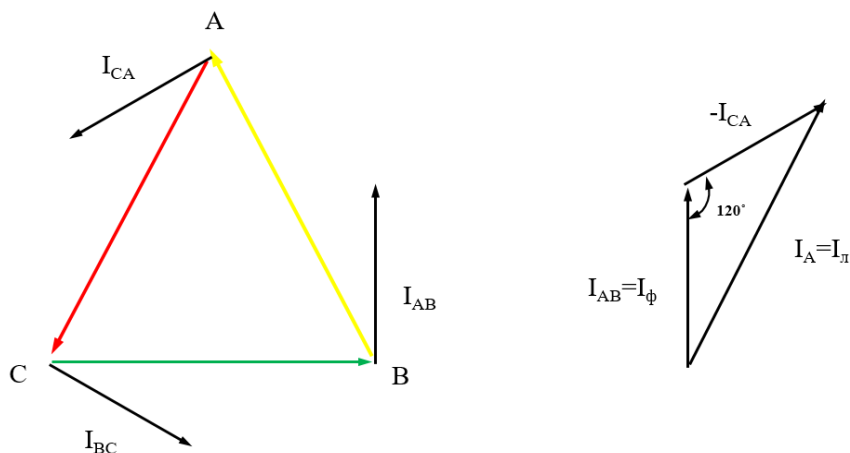


Рис. 2.40 - Векторная диаграмма токов при соединении обмоток треугольником.

Рассмотрим векторные диаграммы напряжений и токов. Согласно первому закону Кирхгофа, можно записать выражение для векторов:

$$I_A = I_{AB} - I_{CA}; I_B = I_{BC} - I_{AB}; I_C = I_{CA} - I_{BC} \quad (2.70)$$

Изобразим вектор фазного тока I_{AB} , из конца которого построим вектор $-I_{CA}$, равный и противоположно направленный вектору I_{CA} . Вектор, соединяющий начало вектора I_{AB} с концом вектора $-I_{CA}$, есть вектор линейного тока I_A . Аналогично можно построить векторы I_B , I_C .

Из векторной диаграммы следует:

$$\frac{1}{2} I_L = I_\Phi \cos 30^\circ = \frac{\sqrt{3}}{2} I_\Phi \quad (2.71)$$

Откуда:

$$I_L = \sqrt{3} I_\Phi \quad (2.72)$$

Следовательно, при соединении треугольником линейный ток в $\sqrt{3} \approx 1,73$ раза больше фазного.

2.16.3 Мощность трехфазного тока

Мощность, потребляемая нагрузкой от сети трехфазного тока, равна сумме мощностей, потребляемых отдельными фазами:

$$P = P_A + P_B + P_C \quad (2.73)$$

При равномерной нагрузке мощность, потребляемая каждой фазой:

$$P_\phi = U_\phi I_\phi \cos \varphi \quad (2.74)$$

где U_ϕ – фазное напряжение,

I_ϕ – фазный ток,

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки.

Мощность, потребляемая тремя фазами:

$$P = 3U_\phi I_\phi \cos \varphi \quad (2.75)$$

При соединении приемников энергии звездой:

$$U_L = \sqrt{3}U_\phi, \quad I_L = I_\phi \quad (2.76)$$

поэтому:

$$P = 3 \frac{U_L}{\sqrt{3}} I_L \cos \varphi = \sqrt{3} U_L I_L \cos \varphi \quad (2.77)$$

При соединении приемников треугольником:

$$U_L = U_\phi, \quad I_L = \sqrt{3} I_\phi \quad (2.78)$$

поэтому:

$$P = 3U_L \frac{I_L}{\sqrt{3}} \cos \varphi = \sqrt{3} U_L I_L \cos \varphi \quad (2.79)$$

Таким образом, мощность, потребляемая от трехфазной сети, независимо от схемы включения нагрузки, равна:

$$P = \sqrt{3} U_L I_L \cos \varphi \quad (2.80)$$

2.17 Режимы заземления нейтрали

2.17.1 Достоинства и недостатки режима сети с изолированной нейтралью

Достоинства:

- возможность работы сети с ОЗЗ в течение ограниченного времени до принятия мер по безаварийному отключению поврежденного элемента;
- не требуются дополнительная аппаратура и затраты на заземление нейтрали;
- возможность самогашения дуги и самоликвидации части ОЗЗ;
- безопасность длительного воздействия перенапряжений, возникающих в переходных режимах ОЗЗ, для элементов с нормальной изоляцией;
- простое (в большинстве случаев) решение проблемы защиты и селективной сигнализации устойчивых ОЗЗ.

Недостатки:

- высокая вероятность возникновения наиболее опасных дуговых перемежающихся ОЗЗ;
- высокая вероятность вторичных пробоев изоляции и перехода ОЗЗ в двойные и многоместные замыкания за счет перенапряжений до $3,5U_{\text{фmax}}$ при дуговых замыканиях;
- значительное (в несколько раз) увеличение действующего значения тока в месте повреждения при дуговых перемежающихся ОЗЗ за счет свободных составляющих переходного процесса;
- возможность существенных повреждений электрических машин током в месте повреждения, прежде всего, при дуговых перемежающихся ОЗЗ;
- возможность возникновения феррорезонансных процессов в сети и повреждений ТН;
- высокая степень опасности для человека и животных, находящихся вблизи места ОЗЗ;
- ограничения по величине I_c суммарного на развитие сети;
- высокая степень помех по ЛЭП при дуговых ОЗЗ.

2.17.2 Достоинства резонансного заземления нейтрали через дугогасящий реактор (ДГР)

Достоинства:

- возможность работы сети с ОЗЗ до принятия мер по безаварийному отключению поврежденного элемента;
- уменьшение тока в месте повреждения (при резонансной настройке ДГР остаточный ток содержит только активную составляющую и высшие гармоники);
- значительное снижение скорости восстановления напряжения на поврежденной фазе после обрыва дуги тока ОЗЗ;
- высокая вероятность (с учетом пп. 2 и 3) самогашения дуги и самоликвидации большей части ОЗЗ (при ограниченных значениях остаточного тока в месте повреждения);
- практически исключается возможность возникновения дуговых перемежающихся ОЗЗ;
- уменьшение кратности перенапряжений на неповрежденных фазах по сравнению с изолированной нейтралью (до значения $2,5U_{\text{фном}}$) при первом пробое изоляции или дуговых прерывистых ОЗЗ;
- безопасность длительного воздействия перенапряжений в установившемся и переходном режимах ОЗЗ для элементов с нормальной изоляцией;
- исключается возможность возникновения феррорезонансных процессов в сети;
- уменьшение влияния дуговых ОЗЗ на линии связи.

Недостатки:

- дополнительные затраты на заземление нейтрали через ДГР и устройства для автоматического управления настройкой компенсации;
- трудности с решением проблемы защиты и селективной сигнализации ОЗЗ;
- возможность возникновения прерывистых дуговых ОЗЗ, сопровождающихся перенапряжениями на неповрежденных фазах до $2,5U_{\text{фмах}}$;
- увеличение вероятности возникновения дуговых прерывистых ОЗЗ и максимальных перенапряжений на

неповрежденных фазах до $(2,6-3)U_{\text{фмак}}$ при расстройках компенсации;

- возможность (с учетом пп. 3 и 4) вторичных пробоев в точках сети с ослабленной изоляцией;
- невозможность скомпенсировать (без использования специальных устройств) в месте повреждения активную составляющую и высшие гармоники;
- увеличение (с учетом п. 6) остаточного тока в месте повреждения с ростом суммарного емкостного тока сети;
- ограничения (с учетом п. 7) на развитие сети.

2.17.3 Достоинства и недостатки высокоомного заземления нейтрали через резистор

Достоинства:

- возможность работы сети с ОЗЗ до принятия мер по безаварийному отключению поврежденного элемента (при ограниченных значениях тока замыкания в месте повреждения);
- возможность самогашения дуги и самоликвидации части ОЗЗ (при ограниченных значениях тока ОЗЗ в месте повреждения);
- практически исключается возможность возникновения дуговых перемежающихся ОЗЗ;
- уменьшение кратности перенапряжений на неповрежденных фазах по сравнению с изолированной нейтралью (до значений $2,5U_{\text{фном}}$) при первом пробое или дуговых прерывистых ОЗЗ;
- безопасность длительного воздействия перенапряжений в переходных режимах ОЗЗ для элементов с нормальной изоляции;
- практически исключается возможность возникновения феррорезонансных процессов в сети;
- простое решение проблемы защиты и сигнализации устойчивых ОЗЗ.

Недостатки:

- дополнительные затраты на заземление нейтрали сети через резистор;
- увеличение тока в месте повреждения;

- возможность возникновения прерывистых дуговых ОЗЗ, сопровождающихся перенапряжениями на неповрежденных фазах до $2,5U_{\text{фном}}$;
- возможность (с учетом п. 3) вторичных пробоев в точках сети с ослабленной изоляцией;
- ограничения на развитие сети по величине суммарного емкостного тока;
- утяжеление условий гашения дуги в месте повреждения по сравнению с сетями, работающими с изолированной или с компенсацией емкостного тока ОЗЗ;
- большая мощность заземляющего резистора (десятки кВт) и проблемы с обеспечением его термической устойчивости при устойчивых ОЗЗ.

2.17.4 Достоинства и недостатки низкоомного заземления нейтрали через резистор

Достоинства:

- практически исключается возможность дальнейшего развития повреждения, например, перехода ОЗЗ в двойное замыкание на землю или междуфазное КЗ (при быстром отключении поврежденного элемента);
- простое решение проблемы защиты от ОЗЗ;
- полностью исключается возможность возникновения дуговых прерывистых ОЗЗ (при достаточном для их подавления значении накладываемого активного тока);
- уменьшается длительность воздействия на изоляцию элементов сети перенапряжений на неповрежденных фазах в переходных режимах ОЗЗ;
- исключается возможность возникновения ферро-резонансных процессов в сети;
- уменьшается вероятность поражения людей или животных током ОЗЗ в месте повреждения.

Недостатки:

- дополнительные затраты на заземление нейтрали через резистор;
- невозможность работы сети с ОЗЗ;
- увеличение числа отключений оборудования и линий из-за переходов кратковременных самоустраняющихся (при

других режимах заземления нейтрали) пробоев изоляции в полные (завершенные) пробои;

- возможность увеличения в некоторых случаях объема повреждения оборудования (из-за увеличения тока ОЗЗ);
- возможность возникновения дуговых прерывистых ОЗЗ при недостаточно больших значениях накладываемого активного тока;
- возможность вторичных пробоев в точках с ослабленной изоляцией за счет перенапряжений на неповрежденных фазах (при первом пробое изоляции до $2,5U_{\text{фном}}$) до отключения защитой поврежденного элемента;
- увеличение числа отключений выключателей элементов сети.

2.17.5 Глухое заземление нейтрали

Глухое заземление нейтрали (при котором нейтраль трансформатора присоединена к заземляющему устройству металлически или через малое сопротивление) применяется во всех электроустановках напряжением 220 кВ и выше, и это объясняется большим технико-экономическими преимуществами такого способа именно для установок высокого напряжения.

Внутренние перенапряжения в таких установках ниже, чем перенапряжения в сетях с изолированной нейтралью (не превышают $2,5U_n$) и поэтому стоимость изоляции линий и аппаратов получается значительно ниже, чем при изолированной нейтрали.

Количество заземленных нейтралей на станции и подстанции определяется необходимым значением тока однофазного КЗ, который не должен быть меньше 60% тока трехфазного КЗ, чтобы повышение напряжения на здоровых фазах не превышало 0,8 $U_{\text{лин}}$. Такое значение тока может быть обеспечено при заземлении лишь части нейтралей трансформаторов. Заземление нейтралей всех без исключения трансформаторов подстанции не практикуется, так как при этом увеличиваются токи КЗ на землю, что осложняет работу релейной защиты.

2.17.6 Смещение нейтрали

Если пренебречь падением напряжения в продольных сопротивлениях ЛЭП и источника питания от токов нагрузки и емкостных токов, то напряжения во всех точках сети по отношению

к нейтрали N можно считать одинаковыми и равными фазным ЭДС источника питания. Напряжение на нейтрали по отношению к земле - есть смещение нейтрали сети. В симметричной трехфазной сети смещение нейтрали равно нулю. При металлическом замыкании на землю какой-либо фазы, например, фазы А, напряжение на нейтрали становится равным по величине и противоположным по фазе напряжению поврежденной фазы по отношению к нейтрали. Напряжение на неповрежденных фазах В и С по отношению к земле повышаются до междуфазных, т.е. в $\sqrt{3}$ раз. Напряжение $3U_0 = 3U_N$ в установившемся режиме ОЗЗ практически одинаково в любой точке электрически связанной сети и не зависит от положения места повреждения в сети (за исключением повреждений в обмотках электрических машин и трансформаторов).

3 ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

В электрических установках высокого напряжения переменного тока для подключения электроизмерительных приборов и устройств защит и автоматики применяют измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Назначение измерительных трансформаторов состоит в том, чтобы изолировать измерительные приборы и устройства защит и автоматики от цепей высокого напряжения и уменьшить напряжения и токи до величин удобных для измерения.

Так, например, вторичные обмотки трансформаторов напряжения, как правило, изготавливают с номинальным линейным напряжением 100 В, а трансформаторы тока с номинальным вторичным током 5 А или 1 А.

3.1 Трансформаторы напряжения

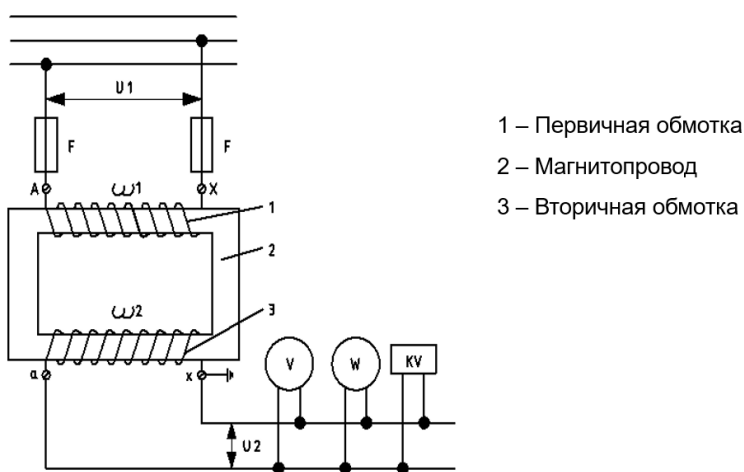


Рис. 3.1 – Устройство трансформатора напряжения.

Трансформаторы напряжения по принципу действия и конструктивному исполнению аналогичны силовым трансформаторам и состоят из магнитопровода и двух видов обмоток: первичной и вторичных.

Первичная обмотка W1 имеет большое количество витков и включается непосредственно в сеть высокого напряжения через предохранители.

Вторичная обмотка W2 имеет меньшее количество витков и рассчитана на напряжение 100 В. Параллельно вторичной обмотке включаются измерительные приборы и реле через автоматические выключатели.

Трансформаторы напряжения характеризуются коэффициентом трансформации, который определяется как отношение числа витков первичной обмотки W1 к числу витков вторичной обмотки W2 или отношение напряжения первичной обмотки U1 к напряжению вторичной обмотки U2:

$$K = \frac{W1}{W2} \text{ или } K = \frac{U1}{U2} \quad (3.1)$$

Коэффициент трансформации указывается на щитках трансформаторов напряжения в виде дроби, например, 6000/100, что означает, что трансформатор напряжения может устанавливаться в сетях напряжением 6000 В.

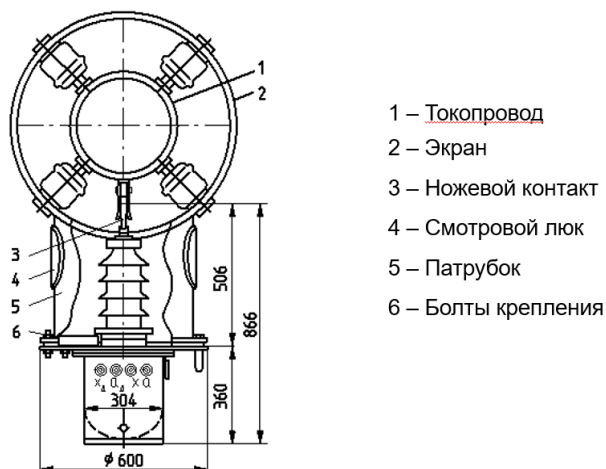


Рис. 3.2 – Измерительный трансформатор напряжения.

По конструктивному исполнению трансформаторы напряжения могут быть трёхфазными или однофазными. Трёхфазные трансформаторы напряжения применяются в установках напряжением до 18 кВ, а однофазные на любые напряжения. По типу изоляции трансформаторы напряжения могут быть сухими с применением эпоксидной смолы, маслонаполненными, элегазовыми.

Обозначения некоторых ТН, наиболее используемых в электроустановках, расшифровываются следующим образом:

- НОМ – напряжения однофазный, масляный;
- ЗНОМ – заземляемый ввод ВН, напряжения, однофазный, масляный;
- НТМИ – напряжения, трехфазный, масляный, с обмоткой для контроля изоляции сети;
- НАМИ – напряжения, антирезонансный, масляный, с обмоткой для контроля изоляции сети;
- НКФ – напряжения, каскадный, в фарфоровой крышке;
- СР – серия трансформаторов напряжения: измерительный, однофазный, емкостной напряжением 110-500 кВ;
- НОЛ – незаземляемые трансформаторы напряжения однофазный электромагнитный с литой изоляцией;
- ЗНОЛ – заземляемые ТН однофазный электромагнитный с литой изоляцией;
- 3хЗНОЛ; 3хЗНОЛП – трехфазные антирезонансные группы ТН;
- ЗНОЛП; НОЛП – заземляемые и незаземляемые ТН со встроенными защитными предохранительными устройствами. В трансформаторах этих серий высоковольтные выводы первичной обмотки выполнены со встроенными защитными предохранительными устройствами (ЗПУ), которые, также как и магнитопровод с обмотками. Залиты изоляционным компаундом, образуя монолитный блок. ЗПУ выполнено в виде разборной конструкции с плавкой вставкой, представляющей собой металлодиэлектрический резистор, подобранный для каждого типа трансформаторов. Это устройство срабатывает при токах менее 1 А, время отключения от 5 до 10 секунд. После срабатывания ЗПУ подлежит перезарядке. Которая производится персоналом предприятия. Эксплуатирующего трансформатор.

3.2 Схема соединения «открытый треугольник» и «разомкнутый треугольник»

Два однофазных ТН, соединенные в схему «открытого треугольника», могут быть применены для включения измерительных приборов и регуляторов напряжения. Схема «открытого треугольника» состоит из двух присоединенных к

трехфазной системе однофазных ТН, как это показано на рисунке 3.3:

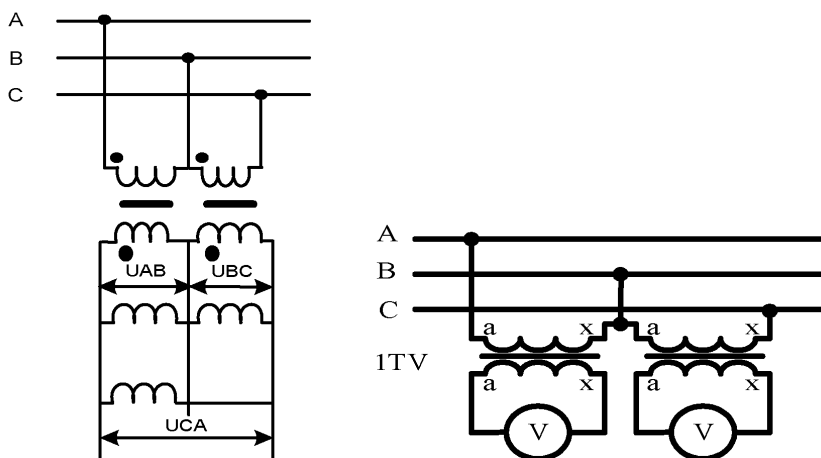


Рис. 3.3 – Схемы соединения в «открытый треугольник».

В отличие от схемы треугольника, векторная диаграмма схемы «открытого треугольника» представляет собой лишь две стороны правильного треугольника. Для этой схемы характерно то, что при симметричной нагрузке трех фаз общая мощность обоих ТН равна мощности одного ТН умноженной на $\sqrt{3}$, т. е. на 13% меньше суммы их мощностей.

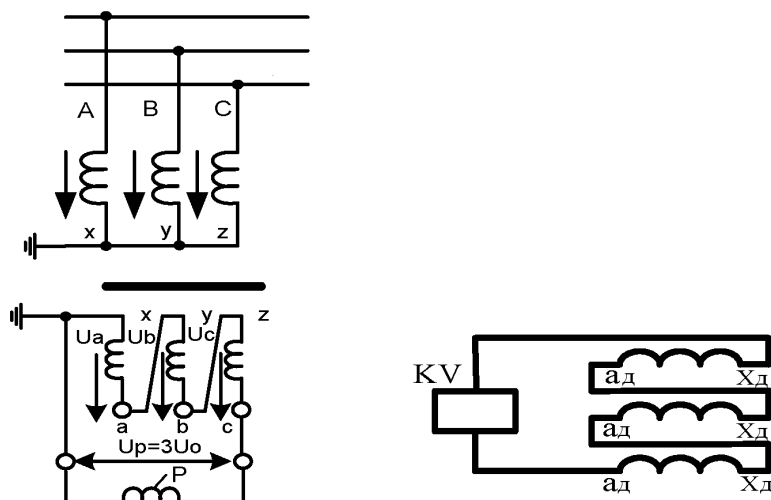


Рис. 3.4 – Схемы соединения в «разомкнутый треугольник».

Дополнительные вторичные обмотки трех однофазных трехобмоточных трансформаторов, соединенные в «разомкнутый треугольник», служат для включения реле защиты от замыканий на землю. Схема «разомкнутого треугольника» является фильтром напряжения нулевой последовательности $3U_0$, смотрите рисунок 3.4. В нормальном режиме сети при симметричных напряжениях U_a , U_b , U_c на выводах этой обмотки и на реле KV напряжение практически отсутствует. Имеется только напряжение небаланса, значение которого обычно не превышает 1-3 В. Наличие этого напряжения свидетельствует об исправности ТН, отсутствии обрывов и замыканий в его вторичных цепях.

У ТН типов НКФ, ЗНОМ следует тщательно контролировать надежность присоединения к «заземлению» заземляемых выводов, а также наличие отдельного заземления корпуса ТН.

Напряжение вывода «К» относительно «земли» должно быть равно нулю, а вывод «Н» напряжению небаланса 1-3 В. Для обеспечения действия реле сигнализации и защиты от замыканий на землю, включаемых на напряжение $3U_0$, нулевая точка первичных обмоток должна быть заземлена.

Для безопасности 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 всего заземляется не нулевая точка, а начало обмотки фазы В. Это объясняется стремление сократить на одну треть число переключающих контактов во вторичных цепях т. е. заземленная фаза может подаваться на реле мимо рубильников, переключателей и вспомогательных контактов разъединителей.

Заземление должно устанавливаться по возможности ближе к ТН. Однако следует учитывать, что при этом объединение заземленных проводов двух или более ТН недопустимо, так как может послужить причиной неправильной работы релейной защиты.

Заземление вторичных цепей каждого ТН должно устанавливаться на ближайшей к нему сборке зажимов и объединение каких-либо проводов заземленных или незаземленных вторичных цепей разных ТН не допускается даже кратковременно. С этой целью переключение нагрузки с одного ТН на другой производится только с разрывом цепи, а при включении устройств синхронизации сразу на два ТН обеспечивается

Так как напряжение на вводах ад-хд при замыкании на землю должно быть равно 100 В, то и обмотки при системе с заземленной нейтралью должно быть равным 100 В. Поэтому коэффициент трансформации для дополнительной обмотки будет равен:

$$N_{\text{ТН}} = 110000/100 = 1100$$

Это ошибка, в действительности коэффициент трансформации ТН равен:

$$N_{\text{ТН}} = 110000:\sqrt{3}/100 = 632$$

Аналогично и для других напряжений свыше 110 кВ. Данный коэффициент и применяется при определении величины первичного значения $3U_0$ в сети при однофазных замыканиях на землю.

При питании цепей напряжения от трехфазного пятистержневого ТН в случае перегорания предохранителя в одной из фаз со стороны ВН магнитные потоки двух других фаз, замыкаясь через крайние стержни и стержни оборванной фазы, восстанавливают в последней напряжение, значительно уменьшая несимметрию вторичных напряжений.

При этом напряжение оборванной фазы составляет $U_{\text{в}} = 0,5U_{\text{ф}}$, а линейные напряжения $U_{\text{ав}} = U_{\text{вс}} \approx 0,75 U_{\text{ном}}$. В этом случае чувствительность контроля напряжения во вторичных цепях выполненного на устройстве обрыва фаз или реле минимального напряжения, включаемые на линейные напряжения, окажется недостаточной.

Требуемая чувствительность может быть достигнута при применении реле напряжения обратной последовательности с минимальной уставкой обратной последовательности 6 В и в сочетании с реле минимального напряжения с уставкой 75 В.

Высоковольтные предохранители не защищают ТН при повреждении как со стороны НН, так и в самом трансформаторе. Они исключают возможность погашения всей секции при повреждении в ячейке ТН. Использование плавкой вставки высоковольтных предохранителей, чувствительность к КЗ на выводах и в самом ТН, не представляется возможным, так как она будет перегорать от броска тока намагничивания при его включении.

3.4 Расчёт нагрузки на вторичную обмотку ТН

Предварительный расчет для определения нагрузки и требуемой мощности ТН может быть выполнен по данным о потреблении определенных реле и приборов, подключенных к цепям напряжения. Недостающие данные о потреблении отдельных реле, приборов или устройств могут быть получены путем измерения.

При питании вторичной нагрузки от трехфазного ТН с его мощностью в нужном классе точности (по каталогам, паспорта) сопоставляется утроенная мощность нагрузки наиболее загруженной фазы. Мощность нагрузки находящегося в работе ТН измеряется известными способами измерения (вольтметр или расчет по измеренным фазному току и напряжению):

$$S_{\phi} = U_{\phi} / \sqrt{3} \cdot I_{\phi} \text{ или } S_{\phi} = U_{\phi} \cdot I_{\phi} \quad (3.2)$$

Для трехфазных ТН мощность фаз суммируется. Для «разомкнутого треугольника» ТН в режиме однофазного КЗ:

$$S_{\text{ТН}} = I_{\text{нагр}} \cdot 100 \quad (3.3)$$

где $I_{\text{нагр}}$ – нагрузка цепи «разомкнутого треугольника».

3.5 Выбор автоматических выключателей во вторичные цепи ТН

Автоматические выключатели (автоматы) выбираются на основе расчетов токов КЗ во вторичных цепях ТН с учетом возможного увеличения нагрузки при резервировании другого ТН.

Коэффициент чувствительности электромагнитного расцепителя (отсечки) автомата – отношение минимального значения тока КЗ к наибольшему току срабатывания этого расцепителя, должен быть не менее 1,5.

Тепловые расцепители имеют такие же номинальные токи, как и электромагнитные. При этом они начинают работать при токе $1,35I_{\text{НОМ}} \pm 25\%$ и обеспечивают надежное действие при токе около $1,7 I_{\text{НОМ}}$.

Для обеспечения должной чувствительности электромагнитных расцепителей при КЗ во всех случаях применяется кратность срабатывания $3,5I_{\text{Н}}$.

Ввиду относительно большого тока срабатывания электромагнитного расцепителя (разброс $3-4I_H$) для повышения чувствительности автомата к удаленным КЗ и внутриаппаратным повреждениям рекомендуется применение автоматов с электромагнитным и тепловым расцепителями.

Выбор автоматов в цепи основных обмоток при включении на линию ТН типа НКФ должен производиться с учетом необходимости отстройки отсечки автомата от бросков емкостного тока, возникающих при снятии напряжения с линии высокого напряжения. Эти кратковременные броски тока проходят во вторичных цепях через трансформаторы для регулирования уставок дистанционных защит и могут быть порядка 60-80 А.

Для чего ток срабатывания электромагнитного расцепителя принимается равным:

$$I_{cp} = K_H I_{2c} \quad (3.4)$$

где K_H – коэффициент надежности равный 1,3;

I_{2c} – максимальное значение емкостного тока во вторичных цепях.

При кратности срабатывания 3,5 номинальный ток расцепителя автомата должен быть:

$$I_{ном.расч.} = K_H I_{2c} / 3,5 \quad (3.5)$$

Эффективность такой отстройки от бросков емкостного тока должно проверяться при наладке.

Номинальный ток неселективного автомата, устанавливаемого на щите в цепи удаленных нагрузок, рекомендуется всегда применять равным 2,5 А.

В цепи 3Uo ТН до 35 кВ должен устанавливаться автомат только с тепловым расцепителем, чтобы не разрывать цепь 3Uo при повреждениях между проводами Н и И. При отсутствии провода И автомат в цепь 3Uo должен иметь только электромагнитный расцепитель.

Ликвидация КЗ даже на наиболее удаленных панелях релейной защиты и автоматики с помощью теплового расцепителя недопустима. Поэтому при недостаточной чувствительности электромагнитного расцепителя следует для повышения коэффициента чувствительности до $K_{\chi} \geq 1,5$ увеличить ранее

выбранное по допустимой потере напряжения сечение жил кабелей до этой панели. Сечение жил кабеля от ТН к панели защиты должно быть таким, чтобы при максимальной нагрузке на ТН падение напряжения в кабеле было не более 3%.

3.6 Трансформаторы тока

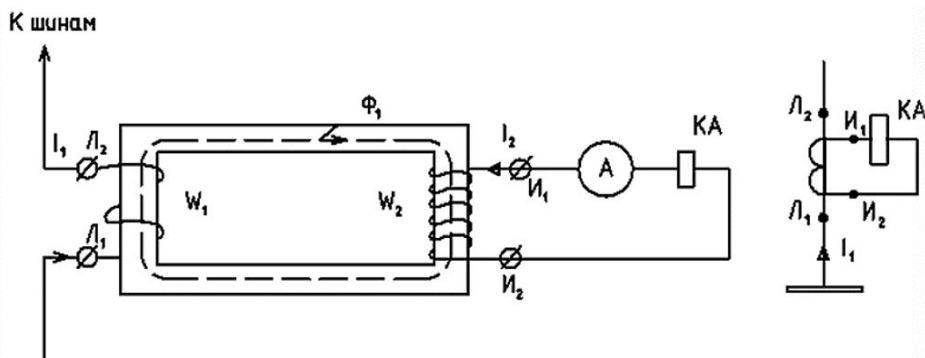


Рис. 3.6 – Схема включения трансформатора тока.

Трансформаторы тока состоят из магнитопровода, на котором находятся первичная обмотка W_1 и вторичная (вторичные) обмотка W_2 .

Первичная обмотка включается в цепь измеряемого тока последовательно, а, следовательно, через неё проходит не только весь ток нагрузки, но и токи КЗ.

Ко вторичной обмотке последовательно подключаются токовые реле, амперметры, токовые катушки реле мощности.

Ток первичной обмотки I_1 создаёт в сердечнике магнитный поток Φ_1 , который пересекая витки вторичной обмотки индуцирует в них ток I_2 . Ток I_2 создаёт в сердечнике свой магнитный поток направленный противоположно магнитному потоку Φ_1 , тогда, результирующий магнитный поток Φ_0 , в магнитопроводе будет равен:

$$\Phi_0 = \Phi_1 - \Phi_2 \quad (3.6)$$

Трансформаторы тока характеризуются коэффициентом трансформации, который определяется как отношение первичного тока I_1 к вторичному току I_2 :

$$K = \frac{I_1}{I_2} = \frac{W_2}{W_1} \quad (3.7)$$

Значение коэффициента трансформации указывается на щитках трансформаторов тока в виде дроби, в числителе которой указывается номинальный первичный ток электрической сети, а в знаменателе вторичный ток трансформатора тока, например, 600/5.

По ГОСТ 7746- 2001 к номинальным параметрам ТТ относятся:

- номинальное напряжение ТТ U_n – номинальное напряжение цепей, для которых предназначен данный аппарат. Встроенные ТТ не имеют паспортного параметра номинального напряжения;

- номинальный первичный ток ТТ $I_{1ном}$;

- номинальный вторичный ток ТТ $I_{2ном}$;

- номинальный коэффициент трансформации ТТ;

- номинальная вторичная нагрузка с номинальным коэффициентом мощности $\cos\varphi$ (1 или 0,8 индуктивный). Обозначается $Z_{н.ном}$ (сопротивление нагрузки) или $S_{н.ном}$ (номинальная мощность нагрузки);

- номинальный класс точности ТТ;

- номинальная предельная кратность ТТ, обслуживающего релейную защиту – $K_{10ном}, K_{5ном}$;

- номинальный коэффициент безопасности для приборов – $K_{\delta ном}$;

- номинальная частота ТТ – $f_{ном}$.

Первичные и вторичные обмотки трансформаторов тока имеют обозначение:

- Π_1 – начало первичной обмотки;

- Π_2 - конец первичной обмотки.

Причём начала первичных обмоток должны быть обращены в сторону шин (источника тока).

Вторичные обмотки трансформаторов тока также имеют обозначение:

- $И_1$ – начало вторичной обмотки;

- $И_2$ – конец вторичной обмотки.

Трансформаторы тока характеризуются классом точности, каждый класс точности определяет величину погрешности в %.

Трансформаторы тока имеют следующие классы точности:

- 0.2 – применяются для точных лабораторных измерений, учета электроэнергии;
- 0.5 - применяются для подключения счётчиков электрической энергии;
- 1.0 - применяются для подключения щитовых приборов;
- 3.0 - применяются для подключения релейных защит;
- Д - применяются для подключения дифференциальных защит.

Отличительные особенности классов точности для защиты:

- классы точности по ГОСТ Р МЭК 61869-2-2015 – 5P, 10P, 5PR, 10PR, PX, PXR, TPX, TPY, TP;
- классы точности по ПНСТ 283-2018 – 5P, 10P, 5PR, 10PR, TPY, TPZ.

Классы точности 5P, 10P.

К данным классам точности не предъявляются требования по точности в переходных режимах и ограничений по остаточной намагниченности. Остаточная намагниченность может достигать более 80% от индукции насыщения.

Классы точности 5PR, 10PR.

Дополнительно к требованиям, предъявляемым к классам точности 5P и 10P, характеризуются требованием к остаточной намагниченности K_g , которая не должна быть более 10% от потока насыщения. При протекании симметричных токов КЗ такая вторичная обмотка не уйдет в насыщение, а форма тока во вторичной цепи не будет искажена. После отключения трансформатора при токах короткого замыкания, вторичная обмотка не потребует размагничивания, т.к. после прекращения протекания тока в обмотках магнитопровод возвращается в состояние, предшествующее аварийному событию.

Классы точности PX, PXR.

К классам точности PX и PXR не предъявляются требования по точности, как в номинальном, так и переходных режимах. Нормируется погрешность коэффициента трансформации. К классу точности PXR дополнительно предъявляются требования по ограничению остаточной намагниченности.

Для классов точности РХ, РХР в эксплуатационной документации дополнительно должна быть указана следующая информация:

- номинальное отношение витков (коэффициент трансформации);
- номинальная точка перегиба э.д.с. E_k ;
- верхний предел тока насыщения I_e в номинальной точке перегиба э.д.с.;
- коэффициент расширения тока K_x ;
- номинальная резистивная нагрузка R_B .

Кроме этого, к данным классам точности предъявляются дополнительные требования при проведении приемо-сдаточных испытаний:

- изоляция вторичной обмотки (при $E_k \geq 2$) кВ должна выдерживать одноминутное испытательное напряжение 5 кВ.
- номинальное выдерживаемое напряжение межвитковой изоляции должно составлять десятикратное значение от максимального значения нормированной э.д.с. в точке перегиба, но не более 10 кВ (пикового значения).

Класс точности ТРХ.

К данному классу точности не предъявляются требования по точности в переходных режимах и ограничений по остаточной намагниченности. Остаточная намагниченность может достигать более 80% от индукции насыщения. Имеет более жесткие требования по пределам допускаемой погрешности по отношению к классу точности 5Р.

Класс точности ТРУ.

Данный класс точности характеризуется не только требованиями к ограничению остаточной намагниченности, аналогично классу точности 5РР, но и требованиями к точности передачи мгновенного значения тока в переходном режиме короткого замыкания с нормированной погрешностью не более 10%. Данный класс вторичной обмотки позволяет измерять значение тока КЗ с учетом апериодической составляющей. Следует отметить, что такая точность работы вторичных обмоток для защиты трансформатора требуется далеко не всегда. Для соответствия данному классу точности, при изготовлении трансформатора необходимо значительно увеличивать сечение

магнитопровода, что ведет к увеличению габаритных размеров трансформатора и, как следствие, к увеличению стоимости.

Класс точности TPZ.

Данный класс точности характеризуется нормируемой погрешностью трансформации периодической составляющей тока короткого замыкания.

Одним из путей повышения точности учета электроэнергии является замена измерительных ТТ класса точности 0,2 и 0,5 на ТТ классов точности 0,2S и 0,5S.

Классы точности 0,2S и 0,5S отличаются от классов 0,2 и 0,5 более жесткими требованиями по погрешности в области малых первичных токов.

Для ТТ классов точности 0,2S и 0,5S погрешности при изменении тока от 0,5 до 120% при четверти номинальной и номинальной нагрузке меняются незначительно, но для них категорически недопустима перегрузка по мощности вторичной нагрузки. Нагрузка должна находиться строго в диапазоне ГОСТ 7746 – 2001 (от четверти до номинальной), иначе ТТ неминуемо выйдет из класса точности.

Недопустимо использовать измерительные обмотки ТТ классов 0,2S и 0,5S для целей защиты, так как из-за малого коэффициента безопасности приборов магнитопровод будет насыщаться при превышении первичного тока 120% номинального. При недогрузке по первичному току необходимо использовать ТТ классов точности 0,2S и 0,5S для уменьшения недоучета электроэнергии.

Причиной, вызывающей погрешность в работе ТТ, является ток намагничивания. Чем больше насыщение магнитопровода, а это зависит, например, от значения первичного тока, тем меньше ток попадает в реле.

Для уменьшения тока намагничивания магнитопровод ТТ выполняется из шихтованной стали, имеющей небольшие активные потери. А также для уменьшения тока намагничивания достигается уменьшением вторичной нагрузки и уменьшением вторичного тока путем повышения коэффициента трансформации ТТ или иначе говоря, путем снижения кратности максимального первичного тока, проходящего через ТТ по отношению к его номинальному току.

Существенное влияние на величину намагничивающего тока оказывают конструктивные параметры. Таким образом, для уменьшения погрешностей ТТ должны иметь минимальную величину тока намагничивания и работоспособность в

прямолинейной части характеристики намагничивания. Погрешности ТТ резко возрастают в первый момент КЗ, когда в первичном токе имеется апериодическая составляющая; это необходимо учитывать при расчете быстродействующих защит.

На погрешность ТТ влияет не только величина, но и $\cos\varphi_2$ вторичной нагрузки. При увеличении $\cos\varphi_2$ токовая погрешность уменьшается, а угловая – возрастает. То есть погрешность по току в основном определяется индуктивной нагрузкой вторичной цепи, а угловая погрешность – активной нагрузкой. В целях уменьшения токовой погрешности ТТ число витков W_2 выполняется на 0,5-3% меньше расчетного числа витков первичной обмотки $W_1 \cdot n_{\text{ТТ}}$, где $n_{\text{ТТ}}$ – номинальный коэффициент трансформации, несколько больший отношения W_1/W_2 . В результате этой коррекции вторичный ток I_2 увеличивается, частично компенсируя его уменьшение, вызванное наличием намагничивающего тока $I_{\text{нам}}$. Такой способ дает результат при малых значениях $I_{\text{нам}}$, т.е. при токах близких к номинальному, и используется для обмоток, питающих измерительные приборы.

3.7 Схемы соединения ТТ

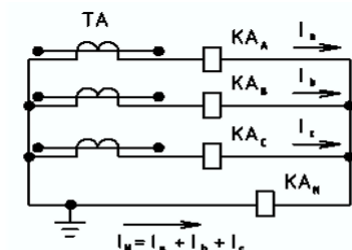


схема соединения вторичных обмоток в звезду

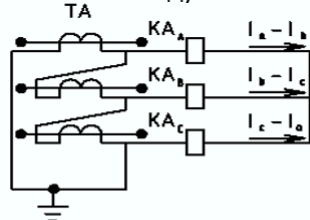


схема соединения вторичных обмоток в треугольник

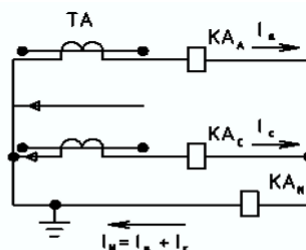


схема соединения вторичных обмоток в неполную звезду

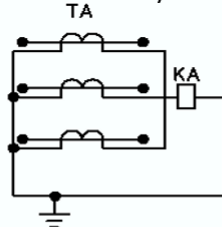


схема соединения вторичных обмоток на сумму токов

Рис. 3.7 – Схемы соединения обмоток.

Для подключения устройств релейных защит и автоматики, вторичные обмотки трансформаторов тока могут соединяться в различные схемы, рисунок 3.7. Рассмотрим наиболее распространённые схемы, применяемые в электроустановках:

- схема соединения вторичных обмоток трансформаторов тока в «звезду» применяется для включения электрических защит от всех видов КЗ;
- схема соединения вторичных обмоток в неполную «звезду» применяется для включения электрических защит от междуфазных КЗ в сетях с изолированной нейтралью;
- схема соединения вторичных обмоток в треугольник применяется для получения разности фазных токов, например, для включения дифференциальной защиты силового трансформатора;
- схема соединения вторичных обмоток на сумму токов всех трёх фаз, является фильтром токов нулевой последовательности, применяется для подключения защит от однофазных КЗ и защит от замыканий на «землю» в сетях напряжением 110кВ и выше.

В трехфазных электрических сетях переменного тока всех классов напряжения ТТ для питания устройств РЗ устанавливаются в двух или трех фазах. Как правило в сетях 6 и 10 кВ с малыми токами замыкания на землю в двух фазах (А и С) в сетях 35 кВ и обязательно в сетях 110 кВ и выше в трех фазах. Последнее относится и к сетям напряжением до 1000 В, если они работают с глухозаземленной нейтралью. Соответственно применяются схемы соединения двух ТТ в «неполную звезду» и трех ТТ – в «полную звезду» или треугольник.

Редко используется включение двух ТТ на разность токов двух фаз. Для дифференциальных защит трансформаторов используется схема включения ТТ в треугольник.

Все схемы соединения ТТ и реле характеризуются отношением тока в реле I_p к току в фазе I_ϕ , которое называется коэффициентом схемы:

$$K_{cx} = I_p / I_\phi \quad (3.8)$$

В схеме «полной звезды» реле, установленные в фазах, реагируют на все виды КЗ, а реле в нулевом проводе – только на КЗ на землю и не будет реагировать на нагрузку и междуфазные КЗ. Коэффициент схемы $K_{cx} = 1$.

Схема «неполной звезды» реагирует не на все случаи однофазного КЗ и применяется только для защит, действующих при междофазных повреждениях. В реле установленных в фазах протекает ток соответствующих фаз, а в обратном (общем) проводе ток равен их геометрической сумме и будет равен току, отсутствующей фазы (фазы В с обратным знаком), поэтому при двухфазном КЗ между фазами А и С ток в обратном проводе равен нулю. Коэффициент схемы $K_{cx} = 1$.

Схема соединения ТТ в треугольник обладает следующими особенностями:

- токи в реле протекают при всех видах КЗ;
- РЗ по такой схеме реагирует на все виды повреждений;
- отношение тока в реле к фазному току зависит от вида КЗ;
- токи нулевой последовательности не выходят за пределы треугольника ТТ, не имея пути для замыкания через обмотки реле, поэтому при КЗ на землю в реле попадают только токи прямой и обратной последовательностей. Коэффициент схемы $K_{cx} = \sqrt{3}$.

Схема соединения с двумя ТТ и с одним реле, включенном на разность токов двух фаз применяется только для защиты от междофазных КЗ. Однорелейную схему нельзя применять для защит, которые должны действовать при КЗ за трансформаторами с соединением обмоток Y / Δ .

В случае однофазных КЗ на фазе не имеющей ТТ (фаза В), ток в реле равен нулю, поэтому данная схема не может использоваться в качестве защиты от однофазных КЗ. Коэффициент схемы $K_{cx} = \sqrt{3}$.

Схема соединения ТТ в «полную звезду»:

- при правильном собранных и неповрежденных вторичных цепях ТТ в нулевом проводе проходит только ток небаланса. В нормальном режиме он имеет значение 0,01 – 0,2 А, а при КЗ возрастает;
- изменение маркировки (полярности) в одном из ТТ вызывает прохождение в нулевом проводнике двойного значения фазного тока $2I_{\phi}$;

- ток в нулевом проводе I_0 равен нулю при обрыве первичной цепи ТТ и обрыве нулевого проводника;
- ток в фазе равен нулю при его обрыве в тоже время ток в нулевом проводе будет равен токам в неповрежденных фазах;
- при закорачивании одной из фаз, ток в ней и нулевом проводе больше нуля, но меньше тока в неповрежденных фазах.

Схема соединения ТТ в «неполную звезду»:

- при правильно собранных и неповрежденных вторичных цепей ТТ в нулевом проводе проходит ток фазы I_ϕ ;
- изменение маркировки (полярности) в любом из ТТ вызывает прохождение в нулевом проводе тока $\sqrt{3}I_\phi$;
- при изменении маркировки (полярности) на обоих ТТ в нулевом проводе проходит ток I_ϕ , направление вектора которого противоположно направлению вектора при нормальной схеме;
- обрыв первичной или вторичной обмотки ТТ вызывает прохождение в нулевом проводе фазного тока I_ϕ , ток в поврежденной фазе равен нулю;
- при обрыве нулевого провода токи в фазах равны нулю;
- при закорачивании ТТ одной из фаз ток в нулевом и поврежденным фазном проводе равны и несколько меньше тока неповрежденной фазы.

Схема соединения ТТ на разность токов двух фаз:

- при правильно собранных цепях в реле проходит ток, равный $\sqrt{3}I_\phi$;
- при изменении полярности ТТ фаз А и С в реле проходит ток $\sqrt{3}I_\phi$, направление которого противоположно вектору при нормальной схеме;
- при изменении полярности ТТ только одной из фаз, обрыве как первичной, так и вторичной обмотки ТТ в реле проходит ток I_ϕ ;
- при обрыве цепи реле ток в реле равен нулю;
- при закорачивании одной из фаз ток в реле равен около нуля (больше фазного, но меньше тока в реле);
- при обрыве ТТ фазы ток в реле равен току фазы.

Схема соединения ТТ в «треугольник»:

- при правильно собранных вторичных цепях ТТ ток в линейном проводе в $\sqrt{3}$ раза больше тока в фазном проводе;

- при изменении полярности ТТ фаз А, В и С в линейных проводах проходят токи $\sqrt{3}I_{\phi}$, направление которых противоположно соответствующим векторам нормальной схеме;

- при изменении полярности только одной фазы или обрыв вторичной цепи ТТ вызывает прохождение в линейных проводах, в сочетании которых входит индекс поврежденной фазы, ток I_{ϕ} , а в линейном проводе третьей фазы тока $\sqrt{3}I_{\phi}$ (здесь отсутствует индекс поврежденной фазы);

- обрыв провода одной из фаз вызывает протекание в линейных проводах, в сочетание которых входит индекс поврежденной фазы, тока фазы I_{ϕ} , а в линейном токе, в котором отсутствует индекс поврежденной фазы, проходит ток I_{ϕ} ;

- обрыв линейного провода одной из фаз вызывает протекание в оставшихся неповрежденных проводах токов $\sqrt{3}I_{\phi}$;

- при закорачивании одного из ТТ линейные токи, в сочетание которых входит индекс поврежденной фазы, равны фазным токам I_{ϕ} , а линейный ток, в котором отсутствует индекс поврежденной фазы, равен $\sqrt{3}I_{\phi}$.

3.8 Маркировка ТТ

ТТ по ГОСТ 7746-2001 подразделяются по следующим основным признакам:

- по роду установки (категории установки и климатическому исполнению);

- по принципу конструкции: опорные (О), проходные (П), шинные (Ш), встроенные (В), разъемные (Р);

- по виду изоляции: с литой изоляцией (Л), с фарфоровой крышкой (Ф), в пластмассовом корпусе (П), с твердой изоляцией (кроме фарфоровой и литой) или с полимерной крышкой, маслонаполненные (М), газонаполненные (Г);

- по числу ступеней трансформации: одноступенчатые, каскадные (К);

- по числу вторичных обмоток: с одной вторичной обмоткой, с несколькими вторичными обмотками;
- по назначению вторичных обмоток: для измерения и учета, для защиты, для измерения и защиты, для работы с нормированной точностью в переходных режимах;
- по числу коэффициентов трансформации: с одним коэффициентом трансформации, с несколькими коэффициентами трансформации, получаемыми путем изменения числа витков первичной или (и) вторичной обмотки, а также путем применения нескольких вторичных обмоток с различными числами витков, соответствующих различным значениям номинального вторичного тока.

Новые трансформаторы тока:

ТОП-0,66 – опорные ТТ напряжением 0,66 кВ;

ТШП-0,66; ТНШ-0,66; ТНШЛ-0,66; ТШЛ-0,66 шинные ТТ напряжением 0,66 кВ;

ТОЛ-10-I; ТОЛК-10 – опорные ТТ напряжением 10 кВ с тремя вторичными обмотками;

ТШЛ-10; ТЛШ-10 – шинные ТТ напряжением 10 кВ;

ТПОЛ-10; ТЛ-10; ТПЛК-10 – опорно-проходные ТТ напряжением 10 кВ;

ТЛК-35; ТОЛ-35 – опорные ТТ напряжением 35 кВ.

Особенностью производства является, использование в качестве изоляции эпоксидного и полиуретановых компаундов. Преимущества этого вида изоляции: обладает высокими электроизоляционными и физико-механическими свойствами, обеспечивает высокую электрическую прочность изделия, являясь одновременно его несущей конструкцией, полностью герметизирует трансформатор, что повышает надежность изделия и сводит до минимума объем профилактических работ при его эксплуатации.

Согласно ГОСТ 7746-2001 устанавливаются следующие номинальные первичные токи и отсюда соответственно коэффициенты трансформации $I_{1ном}$, А:

1; 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; 1500; 2000; 3000; 4000; 5000; 6000; 8000; 10000; 12000; 14000; 16000; 18000; 20000; 25000; 28000; 30000; 32000; 35000; 40000.

Номинальный вторичный ток $I_{2\text{НОМ}}$, А: 1; 2; 5.

3.9 Проверка ТТ

Проверку исправности вторичных цепей ТТ можно производить по определению угла между вектором тока и вектором падения напряжения во вторичных цепях ТТ и, если этот угол равен углу соответственной фазы, предварительно определенному после наладки или эксплуатационной проверки током нагрузки, устанавливают исправность вторичных цепей ТТ.

При любых нарушениях токовых цепей (кроме обрыва) положение вектора вторичного тока практически не изменяет своего положения относительно первичного тока нагрузки. В то же время, вектор падения напряжения в этом случае изменяет всегда свое положение из-за нарушения соотношения активного и индуктивного сопротивления. Данные измерения заносят в протокол. В процессе эксплуатации периодически проверяют углы падения напряжения. При отсутствии нарушений угол между падением напряжения и током нагрузки не должен изменяться независимо от изменения угла φ тока нагрузки.

Ток намагничивания ТТ в нормальных условиях очень мал (меньше 10%), так как он заранее подбирается по допустимому значению нагрузки (Z_H), исходя из условий работы ТТ с малыми погрешностями. При таком относительно небольшом значении Z_H невелики значения напряжения на нагрузке и ЭДС вторичной обмотки ТТ. При случайном размыкании вторичной обмотки ток в первичной обмотке будет равен току намагничивания и рабочий магнитный поток, пронизывающий обе обмотки, резко возрастает, вызывая за счет повышенных потерь в стали сильный нагрев магнитопровода (сердечника), вплоть до пожара. При этом мгновенное значение ЭДС вторичной обмотки могут оказаться очень большими, опасными для изоляции ТТ и для жизни обслуживающего персонала, даже при нормальных рабочих токах защищаемого элемента. Поэтому размыкание вторичной обмотки ТТ **недопустимо**.

ВАХ представляет собой зависимость напряжения одной из обмоток (чаще всего вторичной) от намагничивающего тока со стороны этой же или другой обмотки при ХХ ТТ.

Наиболее распространенная неисправность ТТ – витковое замыкание – выявляется по резкому снижению ВАХ и изменению ее крутизны. Кроме того по ВАХ предусматривается выявление

краткозамкнутых витков, оно производится до начала насыщения, но не выше 1800 В. Снятая ВАХ сопоставляется с типовой характеристикой намагничивания или с характеристикой намагничивания исправных ТТ, однотипных с проверяемым, чаще всего с ВАХ ТТ других фаз того же присоединения. В случае отклонения характеристики более чем на 10% в определенном диапазоне делается вывод о наличии КЗ витков. Необходимо отметить, что витковые замыкания при других проверках (например, при проверке коэффициента трансформации) обычно не обнаруживаются. При первом включении сравнение ведется между однотипными ТТ разных фаз. При плановых проверках достаточно проверить три – пять точек ВАХ.

3.10 Проверка ТТ, встроенных в силовой трансформатор

Определенные трудности вызывает снятие векторных диаграмм и измерение коэффициентов трансформации встроенных ТТ. Проведение проверки таких ТТ можно упростить при использовании прибора ВАФ. При проверке отключают заземление вторичных цепей ТТ и на вторичную обмотку ТТ (зажимы И1, И2) подают переменное напряжение U_1 (рис. 3.8), при этом прибором ВАФ измеряют значения напряжения U_1 и напряжения U_2 между высоковольтным вводом Л1 и нулевым выводом О силового трансформатора, а также угол φ между напряжениями U_1 и U_2 .

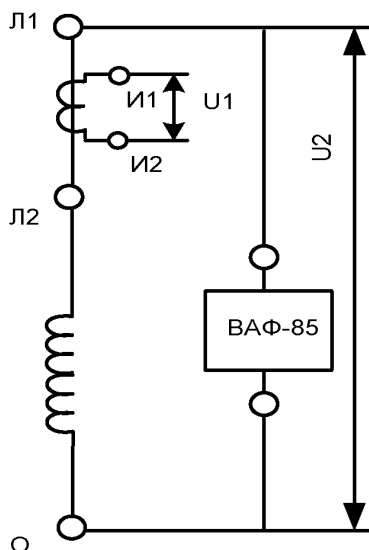


Рис. 3.8 – Схема проверки встроенных трансформаторов тока.

Коэффициент трансформации ТТ определяют по выражению:

$$K_{\text{ТТ}} = U_1 / U_2 \cos \varphi \quad (3.9)$$

При правильной полярности ТТ вектор измеренного напряжения U_2 должен отставать от вектора поданного напряжения U_1 на угол не более 90° , а при ошибочной полярности – в пределах $180-270^\circ$. Этот метод можно использовать при проверке токовых цепей ТТ силовых трансформаторов и автотрансформаторов 35 кВ и выше. Погрешность при измерении напряжения U_2 будет вызвана сопротивлением фазы обмотки ВН силового трансформатора.

Для снижения величины сопротивления необходимо при измерении установить закоротку на выводах обмотки НН трансформатора. В этом случае величина сопротивления значительно снижается. Такое сопротивление в цепи вольтметра U_2 не вызывает погрешности, если для измерения применить прибор с малым внутренним потреблением и классом точности не ниже 1,5. При соблюдении вышеуказанных условий погрешность при измерении коэффициента трансформации не превышает 2%. При «закороченной» обмотке НН трансформатора можно проводить и проверку полярности выводов ТТ.

4 ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ РЕЛЕ. МИКРОЭЛЕКТРОНИКА, ЭЛЕКТРОМЕХАНИКА

4.1 Назначение РЗА

Электрические машины и аппараты, кабельные и воздушные линии электропередач и другие части электрических установок и электрических сетей постоянно обтекаются током и находятся под напряжением. В процессе эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы и возникать повреждения, приводящие в большинстве случаев к коротким замыканиям (КЗ).

КЗ являются наиболее опасными видами повреждения, возникающими из-за пробоя или перекрытия изоляции электрооборудования и линий электропередач, обрывов проводов, ошибочных действий персонала (включение под напряжение заземленного оборудования, отключение разъединителей под нагрузкой) и других причин.

В большинстве случаев в месте КЗ возникает электрическая дуга с высокой температурой, приводящая к большим разрушениям токоведущих частей, изоляторов и электрических аппаратов. Одновременно в сети, электрически связанной с местом повреждения, происходит глубокое понижение напряжения, что приводит к остановке электродвигателей на промышленных предприятиях и нарушению параллельной работы генераторов электростанций.

Аварии могут быть предотвращены быстрым отключением поврежденного участка электрической установки или сети при помощи специальных автоматических устройств, получивших название устройства **релейной защиты**, которые действуют на отключение выключателей.

При отключении выключателей поврежденного элемента гаснет электрическая дуга в месте КЗ, прекращается прохождение тока КЗ и восстанавливается нормальное напряжение на неповрежденной части электрической установки или сети. Благодаря этому сокращаются размеры или даже вовсе

предотвращаются повреждения оборудования, на котором возникла неисправность.

Таким образом, основным назначением релейной защиты является выявление места возникновения КЗ и быстрое автоматическое отключение выключателей поврежденного оборудования или участка сети.

Ещё одной функцией релейной защиты является выявление нарушений нормальных режимов работы оборудования и подача предупредительных сигналов обслуживающему персоналу или отключение оборудования с выдержкой времени.

Согласно классификации, РЗА делится на, непосредственно, релейную защиту и 4 вида автоматики с разделением по их функциональному назначению и на регистрацию аварийных режимов и процессов (рис.4.1).

Схема классификации релейной защиты и автоматики

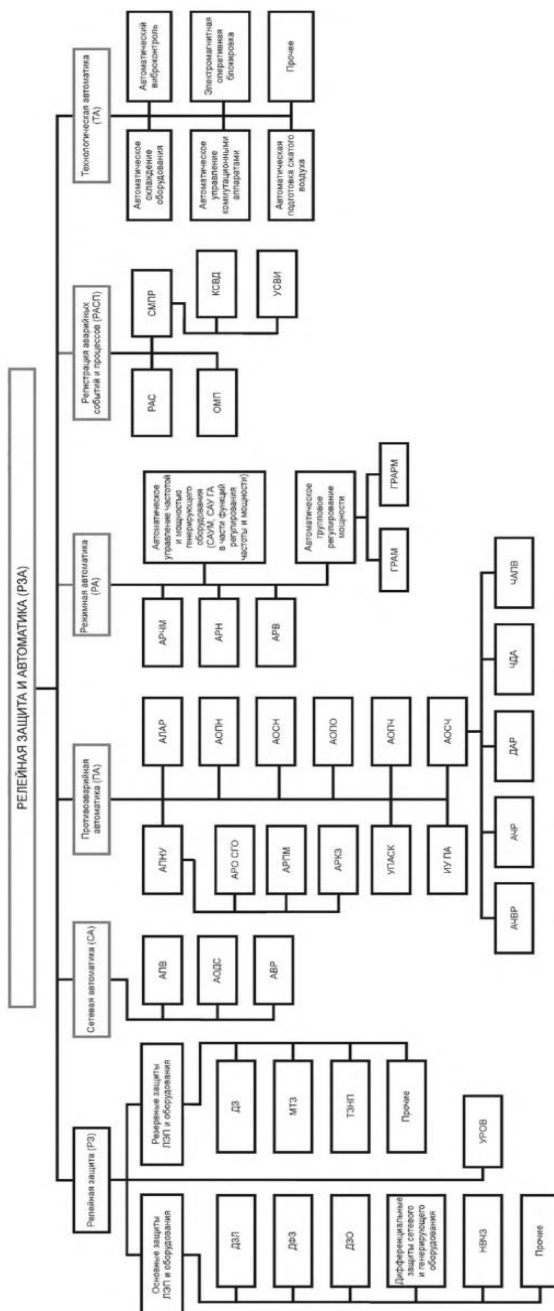
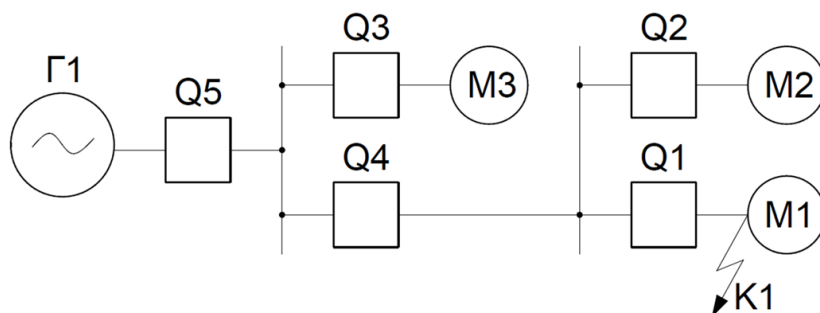


Рис. 4.1 – Схема классификации функций РЗА в электроэнергетической системе.

4.2 Основные требования к релейной защите

Быстродействие.

Быстрое отключение поврежденного оборудования или участка электрической установки предотвращает или уменьшает размеры повреждений, сохраняет нормальную работу потребителей неповрежденной части установки, предотвращает нарушение параллельной работы генераторов. Длительное протекание тока короткого замыкания может привести к отказу неповрежденных участков оборудования линий, трансформаторов по которым протекает ток короткого замыкания из-за термического перегрева оборудования. Допустимое время протекания тока через оборудование, не вызывающее его повреждения, указываются в ГОСТах на оборудование.



Г1 – Источник питания
Выключатель

Q1-Q5 –

К1 – Точка КЗ

М1-М3 – Электродвигатель

Рис. 4.2 – Схема питания ЭД.

Селективность или избирательность.

Селективностью называется способность релейной защиты выявлять место повреждения и отключать его только ближайшими к нему выключателями.

Так на рисунке 4.2, при КЗ в точке К1 для правильной ликвидации аварии должна подействовать защита только на выключатель Q1 и отключить этот выключатель. При этом остальная неповрежденная часть электрической установки останется в работе. Такое избирательное действие защиты называется селективным.

Если же при КЗ в точке К1 раньше защиты выключателя Q1 или одновременно с ней подействует защита выключателя Q4 и отключит этот выключатель, то ликвидация аварии будет неправильной, так как, кроме поврежденного электродвигателя М1, останется без напряжения неповрежденный электродвигатель М2. Такое действие защиты называется неселективным.

Если при КЗ в точке К1 подействует неправильно защита выключателя Q5 и отключит этот выключатель, то последствия такого неселективного действия будут еще более тяжелыми, так как без напряжения останутся оба неповрежденных электродвигателя М2 и М3.

Рассмотренный пример показывает, какое важное значение имеет выполнение требования селективности для обеспечения правильной ликвидации аварий.

В ряде случаев одновременное выполнение требований селективности и быстродействия вызывает серьезные трудности и требует существенного усложнения защиты. В таких случаях в первую очередь обеспечивается выполнение того из требований, которое в данных конкретных условиях является определяющим.

Применяется несколько способов обеспечения селективности.

Селективность по принципу действия. Защита принципиально не срабатывает при коротком замыкании вне зоны действия, например, зона действия дифзащиты находится между ее трансформаторами тока.

Ток, напряжение или сопротивление срабатывания выбирается таким образом, чтобы защита не действовала при коротком замыкании на смежной линии, или за трансформатором.

Выдержка времени каждой предшествующей защиты выбирается на ступень селективности больше, чем последующая. Поэтому она не успевает сработать, так как ее опережает защита последующей линии при коротком замыкании на ней. Этот принцип наиболее прост, однако имеет существенный недостаток, заключающийся в том, что выдержка времени растет по мере приближения к источнику питания. Это противоречит принципу быстродействия, поэтому приходится определять какой принцип - быстродействие или селективность - важнее.

Величина ступени селективности определяется точностью защиты, быстродействием примененного выключателя и для современных микроэлектронных или микропроцессорных защит составляет 0,2-0,3 сек.

Чувствительность.

Защита должна обладать такой чувствительностью к тем видам повреждений и нарушений нормального режима работы в данной электрической установке или электрической сети, на которые она рассчитана, чтобы было обеспечено ее действие в начале возникновения повреждения, тем самым сокращаются масштабы повреждения оборудования в месте КЗ.

Чувствительность защиты должна также обеспечивать ее действие при повреждениях на смежных участках. Так, например, если при повреждении в точке К1 по какой-либо причине не отключится выключатель Q1, то должна подействовать защита следующего к источнику питания выключателя Q4 и отключить этот выключатель. Такое действие защиты называется дальним резервированием смежного или следующего участка.

Ток срабатывания должен быть меньше тока короткого замыкания на величину, называемую коэффициентом чувствительности ($K_{\text{ч}}$), напряжение и сопротивление срабатывания больше напряжения и сопротивления при КЗ на такую же величину. Коэффициент срабатывания учитывает погрешности реле, расчета параметров, влияние переходного сопротивления и электрической дуги в месте КЗ. Коэффициенты чувствительности нормируются в ПУЭ, и величина их составляет для КЗ в защищаемой зоне $K_{\text{ч}}=1.5$, в зоне резервирования - $K_{\text{ч}}=1.2$, для быстродействующих дифференциальных защит $K_{\text{ч}}=2$.

Надежность.

Требование надежности состоит в том, что защита должна правильно и безотказно действовать на отключение выключателей оборудования при всех его повреждениях и нарушениях нормального режима работы, для действия при которых она предназначена, и не действовать в нормальных условиях, а также при таких повреждениях и нарушениях нормального режима работы, при которых действие данной защиты не предусмотрено, и должна действовать другая защита. Требование надежности обеспечивается совершенством принципов защиты и конструкций аппаратуры, добротностью деталей, простотой выполнения, а также уровнем эксплуатации.

Требуемое состояние устройств защиты поддерживается плановыми проверками релейной защиты, при которых необходимо выявить и устранить возникшие дефекты. У современных микропроцессорных и микроэлектронных устройств защиты

существуют встроенные системы автоматической и тестовой проверки, которые позволяют быстро выявить появившиеся неисправности и тем самым предотвратить отказ или неправильную работу защиты. Глубина таких проверок может быть большой, но не 100%. Поэтому наличие тестовых проверок или автоматического контроля не исключает необходимости плановых проверок, но существенно уменьшают частоту и объем их проведения.

Для дальнейшего повышения надежности применяют принципы ближнего или дальнего резервирования. Ближнее резервирование обеспечивается установкой на данном присоединении второй, резервной защиты, а для резервирования отказа выключателя - специального устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ). При дальнем резервировании отказ защиты и выключателя резервируется резервной защитой на вышестоящем, предшествующем элементе. Дальнее резервирование обеспечить в ряде случаев принципиально сложно, а иногда и невозможно, поэтому ПУЭ допускает отказ от дальнего резервирования защит линий, питающих отпаечные трансформаторы, а также защит вводов, питающих фидера, отходящие от шин НН, СН подстанций. При отсутствии такого резервирования последствия отказа нерезервируемых защит очень тяжелы: это выгорание секций шин и трансформаторов на питающих подстанциях, выгорание отходящей линии на большом протяжении. Поэтому следует стремиться к применению дополнительных средств ближнего и дальнего резервирования, и отказываться от него только при полной технической невозможности.

4.3 Электромеханические устройства РЗА

Реле называется устройство, в котором осуществляется скачкообразное изменение (переключение) выходного сигнала под воздействием управляющего (входного) сигнала, изменявшегося непрерывно в определённых пределах.

Релейные элементы (реле) находят широкое применение в системах автоматики, так как с их помощью можно управлять большими мощностями на выходе при малых по мощности входных сигналах; выполнять логические операции; создавать многофункциональные релейные устройства; осуществлять коммутацию электрических цепей; фиксировать отклонения контролируемого параметра от заданного уровня; выполнять

функции запоминающего элемента и т. д. Наибольшее применение реле находят в области релейной защиты и автоматики.

Классификация реле.

Реле классифицируются по различным признакам: по виду входных физических величин, на которые они реагируют; по функциям, которые они выполняют в системах управления; по конструкции и т. д. По виду физических величин различают электрические, механические, тепловые, оптические, магнитные, акустические и т. д. реле. При этом следует отметить, что реле может реагировать не только на значение конкретной величины, но и на разность значений (дифференциальные реле), на изменение знака величины (поляризованные реле) или на скорость изменения входной величины.

Разновидности реле защиты и релейных защит.

Реле обычно состоит из трех основных функциональных элементов: воспринимающего, промежуточного и исполнительного. Воспринимающий (первичный) элемент воспринимает контролируемую величину и преобразует её в другую физическую величину. Промежуточный элемент сравнивает значение этой величины с заданным значением и при его превышении передает первичное воздействие на исполнительный элемент. Исполнительный элемент осуществляет передачу воздействия от реле в управляемые цепи. Все эти элементы могут быть явно выраженными или объединёнными друг с другом. Воспринимающий элемент в зависимости от назначения реле и рода физической величины, на которую он реагирует, может иметь различные исполнения, как по принципу действия, так и по устройству.

По устройству исполнительного элемента реле подразделяются на контактные и бесконтактные. Контактные реле воздействуют на управляемую цепь с помощью электрических контактов, замкнутое или разомкнутое состояние которых позволяет обеспечить или полное замыкание или полный механический разрыв выходной цепи.

Бесконтактные реле воздействуют на управляемую цепь путём резкого (скачкообразного) изменения параметров выходных электрических цепей (сопротивления, индуктивности, емкости) или изменения уровня напряжения (тока). Основные характеристики реле определяются зависимостями между параметрами выходной и входной величины.

По способу включения реле разделяются:

Первичные – реле, включаемые непосредственно в цепь защищаемого элемента. Достоинством первичных реле является то, что для их включения не требуется измерительных трансформаторов, не требуется источников оперативного тока и не требуется контрольных кабелей.

Вторичные - реле, включаемые через измерительные трансформаторы тока или напряжения.

Наибольшее распространение в технике релейной защиты получили вторичные реле, к достоинствам которых можно отнести: они изолированы от высокого напряжения, расположены в удобном для обслуживания месте, выполняются стандартными на ток 5(1) А или напряжение 100 В независимо от тока и напряжения первичной защищаемой цепи.

По исполнению реле классифицируются:

- электромеханические или индукционные - с подвижными элементами;
- статические - без подвижных элементов (электронные, микропроцессорные).

4.4 Измерительные реле

Для измерительных реле характерно наличие опорных элементов в виде калиброванных пружин, источников стабильного напряжения, тока и т.п. Опорные (образцовые) элементы входят в состав реле и воспроизводят заранее установленные значения (называемые уставкой) какой-либо физической величины, с которой сравнивается контролируемая (воздействующая) величина. Измерительные реле обладают высокой чувствительностью (воспринимают даже незначительные изменения контролируемого параметра) и имеют высокий коэффициент возврата (отношение воздействующих величин возврата и срабатывания реле, например, для реле тока - $K_v = I_v / I_{ср}$).

Реле тока реагируют на величину тока и могут быть: - первичные, встроенные в привод выключателя (РТМ); - вторичные, включенные через трансформаторы тока: электромагнитные - (РТ-40), индукционные - (РТ-80), тепловые - (ТРА), дифференциальные - (РНТ, ДЗТ), на интегральных микросхемах - (РСТ), фильтр - реле тока обратной последовательности - (РТФ).

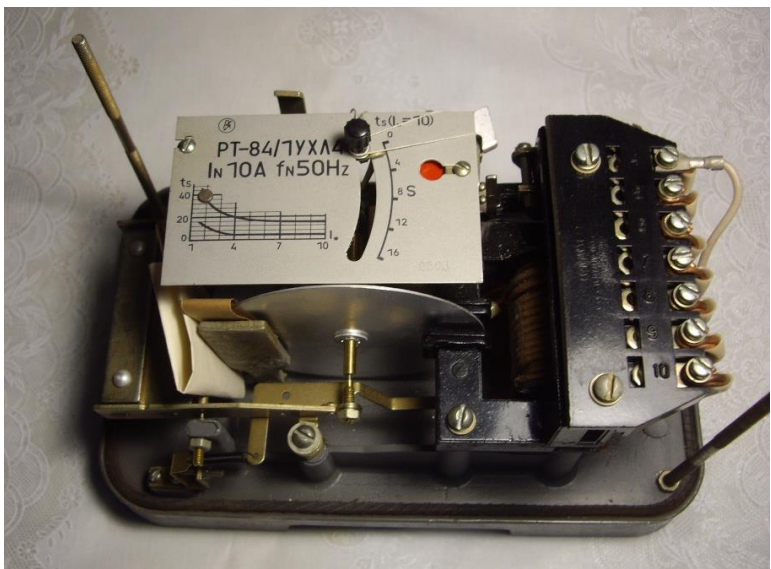


Рис. 4.3. реле PT 84.

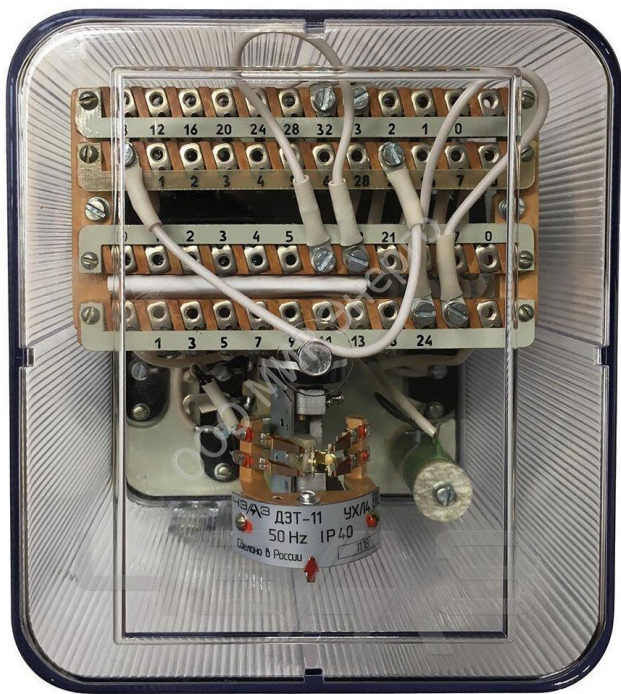


Рис. 4.4. Реле ДЗТ-11.

Реле напряжения реагируют на величину напряжения и могут быть: - первичные - (РНМ); - вторичные, включенные через трансформаторы напряжения: электромагнитные – (РН-50), на интегральных микросхемах - (РЧН), фильтр - реле напряжения обратной последовательности - (РНФ).

Реле сопротивления реагируют на величину отношения напряжения и тока - (КРС, ДЗ-10).

Реле мощности реагируют на направление протекания мощности КЗ: индукционные – (РБМ-170, РБМ-270), на интегральных микросхемах - (РМ-11, РМ-12).

Реле частоты реагируют на изменение частоты напряжения - на электронных элементах (РЧ-1, РСГ).



Рис. 4.5. Реле РСГ 11.

Цифровое реле — это многофункциональное программное устройство, одновременно выполняющее функции реле тока, напряжения, мощности и т.д.

Реле могут быть максимальные или минимальные. Реле, срабатывающие при возрастании воздействующей на него

величины, называются максимальными, а реле, срабатывающие при снижении этой величины, называются минимальными.

Током срабатывания минимального реле называется наибольший ток (напряжение), при котором отпадает якорь реле, а током (напряжением) возврата — наименьший ток, при котором притягивается якорь реле.

Минимальный ток (напряжение), при котором реле срабатывает, называется током (напряжением) срабатывания реле.

Таким образом, измерительные реле, действующие при возрастании величины, на которую они реагируют (тока, напряжения) называются максимальными, а при снижении этой величины — минимальными.

Логические или вспомогательные реле подразделяются на:

– реле промежуточные передают действие измерительных реле на отключение выключателя и служат для осуществления взаимной связи между элементами релейной защиты. Промежуточные реле предназначены для размножения сигналов, полученных от других реле, усиления этих сигналов и передачи команд другим аппаратам: электромагнитные постоянного тока — (РП-23, РП-24), электромагнитные переменного тока — (РП-25, РП-26), электромагнитные постоянного тока с замедлением при срабатывании или отпадании — (РП-251, РП-252), электронные на интегральных микросхемах - (РП-18);

– реле времени служат для замедления действия защиты: электромагнитные постоянного тока — (РВ-100), электромагнитные переменного тока — (РВ-200), электронные на интегральных микросхемах - (РВ-01, РВ-03 и ВЛ);

– **реле сигнальные** или **указательные** служат для регистрации действия как самих реле, так и других вторичных аппаратов (РУ-21, РУ-1).

4.5 Реле РП-252(256)

Рассмотрим наладку реле на примере промежуточного реле РП-252 (256).

4.5.1 Внешний и внутренний осмотр

• При осмотре проверяется исправность кожуха и цоколя реле, отсутствие механических повреждений, плотность прилегания

кожуха к цоколю, исправность уплотнений замков кожуха. Производится протяжка внешних и внутренних винтовых контактных соединений, правильность установки контактных шпилек, исправность паек.

4.5.2 Проверка и регулировка механической части реле РП-256

- Проверка и регулировка реле производится следующим образом: зазор между каждым подвижным и неподвижным контактом должен быть не менее 2,5 мм, провал контактных мостиков – не менее 0,5 мм, что соответствует нажатию около 0,15Н на каждый контакт и начальному зазору (при отпущенном якоре) между якорем и скобой электромагнита 2,4-2,5 мм, при подтянутом якоре величина зазора между якорем и скобой электромагнита должна быть не менее 0,05 мм. Ход траверсы у правильно отрегулированных реле должен быть 3,5-4 мм.

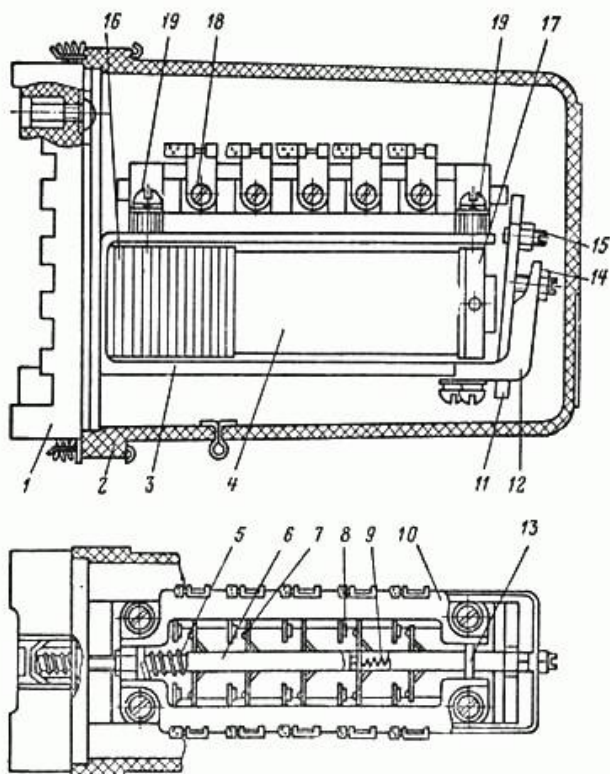


Рис. 4.6 – Общий вид промежуточного реле.

- Регулировка межконтактного зазора производится перемещением и подгибанием контактных угольников.

- При регулировке времени срабатывания подбором числа демпфирующих шайб катушка должна каждый раз устанавливаться около рабочего зазора, демпфирующие шайбы должны находиться сзади катушки и прижиматься к ней кольцом 17, показанным на Рисунок 4.6. Такое расположение шайб уменьшает время возврата, так как магнитный поток, наводимый токами самоиндукции в шайбах при отключении реле, частично замыкается через пути рассеяния, не доходя до рабочего зазора. При установке шайб у рабочего зазора время возврата резко увеличится. Время срабатывания уменьшается при уменьшении начального рабочего зазора, увеличении числа размыкающих контактов и увеличении их провала.

- Напряжение срабатывания регулируется изменением начального воздушного зазора упорным винтом 14 показанным на Рисунке 4.6.

- Напряжение (а также и время) возврата регулируются изменением конечного рабочего зазора упорным винтом 15 показанным на Рисунке 4.6. Конечный зазор между якорем и скобой электромагнита должен быть не менее 0,05 мм. Определение напряжения возврата производится при плавном снижении напряжения.

- Для замены замыкающего контакта на размыкающий (или наоборот) нужно ослабить задние и вывернуть передние винты 19, крепящие контактные колодки 10. Раздвинув передние концы колодок, приподнять и вытащить траверсу 6 вместе с возвратной пружиной 5 и передней направляющей пластинкой 13. Тонкой отверткой сжать и удалить пружину нужного подвижного контакта, перевернуть контакт и вставить пружину с другой стороны. Затем поставить траверсу с возвратной пружиной и направляющей пластинкой на место, сдвинуть вместе передние концы колодок и завернуть все винты. После этого повернуть на 180° соответствующие контактные угольники и отрегулировать реле, как указано выше.

4.5.3 Проверка и регулировка электрических характеристик

- Реле должно четко срабатывать при напряжении не более 0,6-0,7 Ун.

- Подвижная система реле должна четко возвращаться в исходное положение при снижении напряжения до величины не менее 0,02 Ун.

- Время возврата реле (время момента снятия с обмотки реле номинального напряжения до момента размыкания размыкающего контакта) находится в пределах от 0,5 до 1,1 сек.

4.6 Реле РТ-40

Рассмотрим наладку реле на примере токового реле РТ-40.

4.6.1 Наладка и проверка регулировки механической части и состояния контактных поверхностей

а) Назначение, виды и объем проверок реле РТ-40

Для надежной работы устройств релейной защиты и электроавтоматики требуется тщательная регулировка реле, как при новом включении устройства, так и периодически, в процессе эксплуатации.

В процессе эксплуатации происходит износ контактов и подпятников и их загрязнение. Пластмассовые детали реле со временем сохнут, отчего возможны нарушения контакта между токоведущими частями. Реле, находящиеся в эксплуатации, требуют периодической проверки.



Рис. 4.7 – Внешний вид реле тока РТ-40.

б) Внешний осмотр и оценка общего состояния реле

- Перед вскрытием реле проверяются: наличие пломб, целостность кожуха, плотность прилегания кожуха к цоколю реле, состояние уплотнений, обеспечивающих пыленепроницаемость реле.

- Производится очистка от пыли и грязи кожухов и цоколей реле, шпилек и пластин, посредством которых реле подключается к внешним цепям, наружной монтажной схемы, сборки контактных зажимов.

- Проверяется надежность крепления реле и изоляции его выводов от панели.

- При заднем присоединении на шпильки реле рекомендуется надевать изолирующие пластмассовые трубки. Ширина отверстий в панели должна быть минимум на 4-5 мм больше диаметра шпилек.

- При переднем монтаже на металлической панели под выводы реле должны быть подложены изолирующие прокладки. Зазор между металлической панелью и неизолированными токоведущими деталями должен быть не меньше 3-5 мм.

- У реле, в обмотки которого ток поступает через выпрямительный мостик, существенное снижение коэффициента возврата (по сравнению с предыдущей проверкой) может указывать на остаточное намагничивание магнитопровода и якоря реле.

- При полностью снятом со схемы напряжении проверяется надежность всех наружных контактных соединений, в том числе затяжка контргаек, фиксирующих шпильки заднего присоединения на цоколе реле.

- Затяжку и ослабление гаек, крепящих проводники наружного монтажа, следует производить двумя ключами - торцовым и плоским. Такой способ крепления монтажных проводов исключает опасность повреждения шпилек и ослабления контргаек, фиксирующих шпильки на цоколе реле.

в) Внутренний осмотр, проверка и регулировка механической части реле РТ-40

- Тщательная проверка и регулировка реле в значительной мере определяют устойчивость их характеристик, сокращают общее время, затрачиваемое на наладку, повышают надежность работы и удлиняют срок службы реле.

- Как при новом включении, так и при плановых и дополнительных проверках объем проверки механической части реле устанавливается по результатам внешнего осмотра и предварительного измерения тока (напряжения) срабатывания и возврата, отклонение которых от заданных значений указывает на наличие неисправностей в реле. Одновременно проверяется соответствие положения движка на шкале заданному току (напряжению) срабатывания.

- Если токи (напряжения) срабатывания и возврата реле отличаются от результатов предыдущей проверки или нового включения не более чем на $\pm 3\%$ и при осмотре реле не обнаружено явных неисправностей, то проверка и регулировка механической части производятся без разборки реле. При регулировке необходимо соблюдать осторожность, чтобы не сбить поводок с заданного положения на шкале.

- Проверка механической части без разборки реле. Проверка производится в следующем порядке и объеме. Все детали тщательно очищаются от пыли и грязи с помощью жестких щеточек и мягкой чистой ткани. Проверяется надежность затяжки винтов и гаек, крепящих проводники, спиральную пружину, контактный мостик, неподвижные контакты, подпятники и т. п. Тщательно осматриваются все пайки, проверяется их надежность. Необходимо обязательно проверить надежность контактов между проводниками внутреннего монтажа и проходными втулками. Если шпильки для заднего присоединения (или винты, крепящие пластины переднего присоединения) ввернуты слишком глубоко, то винты, крепящие проводники с внутренней стороны реле, могут упираться в торцы этих шпилек или винтов. При этом надежного контакта между внутренними проводниками и наружной монтажной схемой не будет, хотя винты внутренней стороны цоколя подтяжке уже не поддаются.

- Установка шпилек должна производиться на снятом с панели реле в следующей последовательности. С внутренней стороны цоколя под винты устанавливаются кольца или наконечники проводников внутреннего монтажа с необходимыми плоскими и пружинящими шайбами. Винты до предела ввинчиваются в проходные втулки цоколя. Затем с наружной стороны цоколя до упора ввинчиваются шпильки с ослабленными контргайками, делается 1,5—2 оборота назад и в этом положении шпильки закрепляются контргайками.

- Проверяется надежность паек проводников к неподвижным контактам и наконечникам. Проверяется надежное крепление упоров в стойке. Для определения надежной фиксации левого упора запоминают положение шлица, после чего, медленно вращая винт по часовой стрелке на 1-2 оборота, а затем против часовой стрелки, определяют достаточность трения, с которым упор поворачивается в резьбе. После такой проверки упор устанавливается в прежнее положение. В случае свободного вращения в резьбе (без трения) упор вывертывается, снимается бронзовая пружинящая пластинка. Придав необходимый изгиб бронзовой пластинке и прижав ее к своему основанию так, чтобы она прогнулась, ввертывают упор. Правильную установку левого упора определяют по току срабатывания на конечной уставке реле при электрической проверке.

- При проверке фиксации правого упора подтяжку контргайки производят с одновременным придерживанием упора отверткой.

- При опускании верхней полуоси необходимо следить за зазором между стойкой и П-образной скобой. Этот зазор не должен быть меньше 1 мм.

- Проверяется наличие равномерного зазора между плоскостью полки якоря и полюсов магнитопровода. При втянутом якоре зазор должен быть в пределах 0,6-0,7 мм. Равномерность зазора определяется положением магнитопровода и правильным изгибом полки якоря.

- Проверяется состояние спиральной пружины. Пружина не должна иметь следов окисления, плоскость пружины должна быть параллельна плоскости стойки, между витками должен сохраняться равномерный зазор при изменении уставки от начальной до конечной.

- Параллельность плоскостей пружины и стойки достигается правильной припайкой внешнего конца пружины к хвостовику якоря. Равномерность зазора между витками достигается изгибом внешнего конца пружины у места его крепления к хвостовику. Регулировку пружины нужно делать осторожно, с помощью пинцета.

- Проверяется надежность затяжки гайки, обеспечивающей необходимое трение при перемещении указателя по шкале.

- Производится осмотр и подрегулировка контактов. Неподвижные контакты должны быть закреплены в контактной

колодочке таким образом, чтобы бронзовая контактная пластинка с наваренной серебряной полоской касалась переднего упора. Передний жесткий упор, ограничивающий вибрацию неподвижного контакта, не должен создавать предварительного натяжения контактной пластинки.

- При разомкнутых контактах, когда подвижный мостик не создает давления на неподвижные контакты, контактные пластинки должны касаться передних упоров без давления.

- Отсутствие давления проверяется незначительным отводом на 1-2 мм переднего упора от контактной пластинки, которая должна остаться неподвижной. В случае давления контактной пластинки на упор ее следует исправить изгибом в месте обжимки всего контактного узла.

- Зазор между контактной пластинкой и задним гибким упором должен составлять 0,2-0,3 мм.

- Неподвижные контакты должны лежать в одной плоскости.

- Если серебряные полосы неподвижных контактов покрыты незначительным налетом окисла и не имеют подгаров и выбоин, то их достаточно почистить плоской деревянной чуркой нехвойных пород, придерживая контактную пластинку с тыльной стороны лезвием часовой отвертки. Подгоревшие и имеющие выбоины контакты зачищаются и полируются воронилом. Воронил представляет собой стальную пластинку со слаборифленой, почти гладкой поверхностью. Пользоваться для чистки контактов надфилями нельзя, так как от них на поверхности серебряных полосок остаются глубокие царапины.

- Промывка контактов бензином, ацетоном недопустима, так как от них образуется плохо проводящий налет.

- Пластмассовая контактная колодочка должна быть установлена так, чтобы зазор в замыкающих контактах составлял не менее 1,5 мм, а прогиб в размыкающих контактах был бы не менее 0,5 мм на начальной установке шкалы.

- Угол поворота якоря должен быть таким, чтобы полка якоря заходила до начала пластины, стягивающей сердечник, для реле РТ40, что соответствует $\alpha_{\text{кон}} = 70/75^\circ$

- Несмотря на наличие гасителя колебаний при значительных токах в обмотке реле (кратность тока более 8) и сильно искаженной форме кривой тока вибрация подвижной системы реле все-таки имеет место.

- Величина совместного хода контактов должна составлять не менее 1-1,5 мм. Встреча мостика с серебрянным контактом должна происходить на расстоянии $1/3$ длины от переднего края и не доходить на $1/3$ до заднего края серебрянного контакта во избежание заскакивания контактов.

- Необходимо обращать внимание на недопустимость одновременного замыкания замыкающих и размыкающих контактов при втягивании якоря.

- Серебрянный мостик должен свободно поворачиваться на своей оси на угол $5-8^\circ$. Осевой люфт мостика должен быть в пределах 0,10-0,15 мм. Если нет осевого люфта, то при токах, незначительно превышающих ток срабатывания, и разной упругости пружин неподвижных контактов мостик может остановиться, коснувшись только одной пружины неподвижного контакта. Замыкания цепи на контактах реле при этом не произойдет.

- Если при предварительной проверке тока срабатывания и возврата обнаружены недопустимые отклонения от заданных уставок, необходимо разобрать реле и произвести ревизию, подвижной системы.

4.6.2 Проверка сопротивления изоляции, которая включает в себя измерение сопротивления изоляции

Сопротивление изоляции обмоток, неподвижных и подвижных контактов относительно сердечника и между собой измеряется мегаомметром на 1000 В при новом включении и при всех эксплуатационных проверках. Значение сопротивления изоляции должны быть не менее 50 МОм.

4.6.3 Проверка и настройка электрических характеристик реле

Изменения тока и напряжения в сети при возникновении внезапного короткого замыкания происходят не плавно, а скачком. Однако при настройке реле изменение тока производится плавно.

Разница в значениях тока срабатывания и возврата при подаче и снятии тока толчком или плавно у исправного реле незначительна и ею можно пренебречь. В то же время плавное изменение обеспечивает более точную настройку уставок, а наблюдение за характером движения якоря помогает оценить механическое состояние реле. У исправного реле якорь, начав

движение, должен четко доходить до конечного положения при неизменном значении тока в реле.

Измерение тока срабатывания и возврата на каждой проверяемой уставке должно повторяться не менее 3 раз. Разброс параметров срабатывания и возврата у исправного реле не должен превышать 5% заданного значения на начале и конце шкалы реле и 3 % на рабочей уставке.

Для предотвращения подгорания контактов настройка реле производится при отключенном оперативном токе.

Проверка и регулировка размаха шкалы. Настройка реле начинается с регулировки размаха шкалы, т. е. с проверки тока срабатывания при положении указателя на крайних уставках шкалы. Размах шкалы должен быть двукратным, т. е. ток срабатывания в начале шкалы должен быть в 2 раза меньше, чем в конце ее. Двукратный размах шкалы и совпадение фактического тока срабатывания с уставками по шкале достигаются, во-первых, правильной регулировкой начального положения якоря и, во-вторых, соответствующей затяжкой пружины.

При правильной регулировке реле конечная уставка шкалы соответствует повороту поводка на 90° относительно начальной. Затяжка пружины при положении указателя на начальной уставке должна равняться примерно $25-30^\circ$ и на конечной — соответственно $115-120^\circ$.

Если при конечном положении указателя ток срабатывания совпадает с уставкой по шкале, а при начальном оказывается меньше уставки (кратность шкалы больше двух), то, следовательно, пружина ослаблена и ее нужно затянуть. Затяжка пружины производится поворотом шестигранной втулки с помощью плоского ключа. Указатель шкалы при этом удерживается в неподвижном положении.

Если же при начальном положении указателя ток срабатывания оказывается больше уставки (кратность меньше двух), то, следовательно, пружина чрезмерно затянута и ее нужно ослабить. В случае несовпадения тока срабатывания с уставкой в конце шкалы необходимо подрегулировать начальное положение якоря.

При токе срабатывания больше уставки необходимо ввести якорь под полюса, ввернув для этого левый упор на один-два оборота. В противном случае якорь выводится из-под полюсов вывертыванием левого упора.

Начальное положение якоря у реле РТ-40 определяется левым упором. Но ток срабатывания зависит еще и от размера прогиба правых пружин неподвижных контактов. Увеличенный прогиб в размыкающих контактах уменьшает ток срабатывания, а слишком малый прогиб увеличивает при неизменном положении левого упора.

После проверки размаха шкалы регулируется совпадение тока срабатывания с уставками на конечной и начальной точках шкалы.

Регулировку реле следует производить в следующей последовательности.

Указатель устанавливается на конечную уставку по шкале, и подается ток. При несовпадении тока срабатывания с уставкой регулируется начальное положение якоря.

Указатель устанавливается в начальную уставку по шкале, и изменением затяжки спиральной пружины или положением правых пружин неподвижных контактов регулируется соответствующий ток срабатывания.

Одновременно регулируется коэффициент возврата реле, который должен быть не более 0,92 на начальной и не менее 0,82 на конечной уставках (методика регулировки Кв рассмотрена ниже).

После того как начальная уставка отрегулирована, необходимо подтянуть все винты и еще раз проверить ток срабатывания на начальной и конечной уставках шкалы. Как правило, после регулировки начальной уставки пружиной конечная уставка остается почти без изменения и возможные расхождения не превышают пределов точности измерительных приборов.

Проверяются токи срабатывания на промежуточных уставках шкалы. Если регулировка реле на крайних уставках выполнена правильно, то на всех средних точках шкалы ток или напряжение срабатывания должны примерно совпадать.

4.6.4 Настройка реле на заданную уставку

Проверка размаха шкалы и соответствия уставок шкалы действительному току срабатывания, а также проверка и регулировка коэффициента возврата на крайних и промежуточных точках шкалы являются предварительной регулировкой реле, облегчающей выполнение основной операции - настройку реле на заданную уставку.

При периодических и внеплановых проверках, когда разборка механизма реле не производилась, предварительная проверка шкалы не требуется.

Уставка задается в первичных величинах. Указывается коэффициент трансформации и схема соединения ТТ. Максимальное отклонение от уставки допускается не более 3%.

Перед настройкой заданной уставки обмотки реле соединяются между собой последовательно или параллельно (в зависимости от уставки). Затем указатель устанавливается на точку шкалы, соответствующую заданному току срабатывания, и плавно регулируется ток до срабатывания реле.

Замечается разница между током срабатывания и уставкой на шкале. Далее для определения коэффициента возврата измеряется ток возврата реле. Если коэффициент возврата в норме, а ток срабатывания немного не совпадает с уставкой по шкале, то соответствие между током срабатывания и шкалой достигается незначительным смещением указателя в нужную сторону.

Для совпадения тока срабатывания с соответствующей уставкой шкалы можно изменить на нужную величину затяжку спиральной пружины.

В случаях, когда коэффициент возврата отличается от нормы, его необходимо отрегулировать, руководствуясь указаниями, приведенными ниже, и после этого положением указателя или затяжкой пружины установить заданный ток срабатывания.

4.6.5 Регулировка коэффициента возврата

Наименьший ток, при котором реле срабатывает, называется током срабатывания и обозначается $I_{с.р.}$. В большинстве конструкций предусматривается возможность регулирования тока срабатывания, которое, можно осуществлять путем изменения числа витков обмотки реле, момента противодействующей пружины, размера воздушного зазора. Током возврата реле $I_{воз.}$ называется наибольший ток в реле, при котором якорь реле возвращается в начальное положение. Отношение тока возврата и тока срабатывания называется коэффициентом возврата

$$K_{воз.} = \frac{I_{воз.}}{I_{с.р.}} \quad (4.1)$$

Различие в значении тока возврата и тока срабатывания вызывается различием (не идентичностью) характера изменения моментов электромагнитного (вращающего) и момента противодействующей пружины при перемещении якоря из начального положения в конечное.

Номинальный коэффициент возврата K_v регулируемый заводом-изготовителем, для реле РТ40 равен 0,86 на первой уставке и не должен быть ниже 0,82 на конечной уставке. При таком коэффициенте возврата обеспечивается избыточный момент, достаточный для четкой, без искрения, работы контактной системы, надежного замыкания цепи и возврата реле после восстановления нормального режима в сети.

При действующих в настоящее время сроках между периодическими проверками постепенное загрязнение и подгорание контактов может привести к снижению K_v ниже нормы. Поэтому при наладке и плановых проверках следует настраивать K_v несколько выше номинального: у реле РТ40 - не ниже 0,85 на конечной уставке и не выше 0,92 на начальной.

Настраивать K_v выше рекомендованных цифр не следует, так как это обязательно приведет к ухудшению работы контактов. Исключение составляют отдельные случаи, касающиеся схем защиты и автоматики, в которых требуются высокие K_v .

Кроме трения в полюсах и механического состояния контактов K_v зависит от размера воздушного зазора между полюсами и полкой подтянутого к правому упору якоря, от начального и конечного положений якоря, от упругости и угла встречи пружин неподвижных контактов с контактным мостиком.

Возможно некоторое заглубление находящегося длительно под током реле из-за загрязнения упоров и якоря испарениями от смол, выделяющихся из изоляции нагретых катушек.

В тех случаях, когда у реле предварительно отрегулированы размах шкалы и уставки тока срабатывания по шкале и нарушение их регулировки недопустимо (например, в схемах, где требуется частая перестройка реле указателем), K_v рекомендуется регулировать изменением воздушного зазора путем перемещения сердечника с предварительным ослаблением винтов, крепящих сердечник к стойке.

В незначительных пределах K_v регулируется конечным положением якоря путем изменения положения правого упора и

правых неподвижных контактов. Для повышения K_v воздушный зазор увеличивается, для снижения - уменьшается.

В большинстве случаев, когда не требуется частая перестройка реле указателем, K_v регулируется начальным положением якоря.

Если K_v ниже допустимого, нужно изменить начальное положение якоря, приблизив его упором к полюсам. Уменьшение воздушного зазора между полюсами и находящимся в начальном положении якорем приводит к довольно резкому уменьшению тока срабатывания. В то же время ток возврата не изменяется, так как он зависит от конечного положения втянутого под полюса якоря.

Для снижения K_v якорь следует выводить из-под полюсов. Изменяя упорами начальное и конечное положения якоря, нужно для сохранения правильной регулировки контактов корректировать положение мостика. Кроме того, получив необходимый K_v необходимо установить заданную уставку, переместив указатель по шкале.

5 ВИДЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ В ЭУ. ОСЦИЛЛОГРАММЫ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ

Нормальный режим – это такой режим работы электротехнического устройства, при котором значения его параметров не выходят за пределы, допустимые при заданных условиях электроустановки. Ток нагрузки в этом режиме может меняться в зависимости от графика нагрузки. Для выбора аппаратов и токоведущих частей следует принимать наибольший ток нормального режима $I_{\text{норм}}$.

Ремонтный режим – это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов. В ремонтном режиме часть элементов электроустановки отключена, поэтому на оставшиеся в работе элементы ложится повышенная нагрузка. При выборе аппаратов и токоведущих частей необходимо учитывать это повышение нагрузки до тока ремонтного $I_{\text{рем.макс}}$.

Послеаварийный режим – это режим, в котором часть элементов электроустановки вышла из строя или выведена в ремонт вследствие аварийного (нетипового) отключения. При этом режиме возможна перегрузка оставшихся в работе элементов электроустановки током послеаварийного режима $I_{\text{пав.макс}}$.

Из двух последних режимов выбирают наиболее тяжелый, когда в рассматриваемом элементе электроустановки проходит наибольший ток $I_{\text{макс}}$. При эксплуатации электротехнического оборудования не исключена вероятность различного рода повреждений и нарушений в работе оборудования АЭС. Как показывают анализы нарушений в работе АЭС, нарушения в работе электротехнического оборудования могут быть не только по вине персонала, но и по общетехническим причинам.

Под повреждением в электроустановках понимается нарушение их нормальной работы, обусловленное каким-либо аварийным событием (обрывом, схлестыванием, перегоранием проводящих элементов и т.д.). Как правило, при этом происходит изменение установленной величины тока, напряжения или частоты.

Всем повреждениям в электроустановках предшествуют определенные причины. Некоторые из них накапливаются в

течении достаточно длительного периода, а какие-то дают о себе знать сразу после возникновения. К основным причинам относят:

- неверные действия персонала, которые нарушают безопасную эксплуатацию. Это и коммутация под нагрузкой, и подача напряжения на заземленные участки. Причиной таких действий, как правило, является незнание однолинейной схемы или обычная невнимательность;

- естественное старение оборудования и его отдельных элементов. Из-за чего конструктивные части различных устройств утрачивают свои основные характеристики. В качестве примера можно привести старение изоляции и последующее повреждение кабеля;

- коммутационные, режимные или атмосферные перегрузки. В зависимости от источника, вносящего дисбаланс, происходит значительное отклонение какого-то электрического параметра с последующим повреждением;

- механические воздействия – возникают как от попадания сторонних предметов, так и от чрезмерной статической нагрузки, температурных колебаний или динамических ударов тока.

Стоит отметить, что некоторые из причин можно своевременно фиксировать при помощи испытаний и прочих регламентных работ. А те причины повреждений, которые возникают случайно, необходимо своевременно выявлять и локализовать, дабы минимизировать негативные последствия.

Рассмотрим наиболее характерные повреждения электро-технического оборудования по общетехническим причинам и какие причины вызывают их появление.

5.1 Короткие замыкания в электроустановках

Короткое замыкание — это случайный или преднамеренно созданный проводящий путь между двумя или более проводящими частями, вызывающий уменьшение разности электрических потенциалов между этими проводящими частями до нуля или значения, близкого к нулю.

5.1.1 Однофазное короткое замыкание

Однофазное короткое замыкание – КЗ на землю в трёхфазной электроэнергетической системе с глухо или эффективно заземлённой нейтралью при котором с землёй соединяется только одна фаза. Условное обозначение данного вида КЗ – К (1).

Замыкание фазы на землю в сетях с изолированной нейтралью или с нейтралью, заземлённой через большое сопротивление дугогасящего реактора (или через большое активное сопротивление), не сопровождается возникновением больших токов и поэтому не рассматривается как короткое замыкание.

При однофазном КЗ:

1. Токи неповрежденных фаз без учёта нагрузки равны нулю:

$$(I_A = I_B = 0)$$

2. Токи нулевой последовательности можно рассматривать, как три однофазных тока, протекающих по фазам и возвращающихся, как ток $3I_0$ через землю, заземленные тросы ЛЭП и заземленные нейтраль трансформаторов.

3. Ток КЗ I_{CK} , возникающий под действием ЭДС E_C , проходит по поврежденной фазе от источника и возвращается обратно по земле через заземленные нейтраль трансформаторов.

4. Напряжение поврежденной фазы С в точке КЗ $U_{CK} = 0$.

5. Напряжения неповрежденных фаз А и В несколько превышают ЭДС соответствующих фаз системы.

6. Напряжение нулевой последовательности поврежденной фазы в месте КЗ равно $1/3$ геометрической суммы напряжений неповрежденных фаз.

7. Напряжение поврежденной фазы в месте установки защит определяются сопротивлением петли: провод-земля, оно возрастает при удалении от места КЗ и опережает ток КЗ на землю.

8. Токи и напряжения образуют несимметричную и неуравновешенную систему векторов, что говорит о наличии кроме прямой составляющих обратной и нулевой последовательности.

9. Вектор тока нулевой последовательности I_{0K} в точке КЗ совпадает с током однофазного КЗ в поврежденной фазе I_{CK} .

10. Вектор напряжения нулевой последовательности U_{0K} противоположен по фазе ЭДС E_C и равен $1/3$ нормального (до КЗ) значения напряжения поврежденной фазы.

11. Ток нулевой последовательности в точке повреждения I_{0K} опережает напряжение нулевой последовательности U_{0K} на 90° .

12. В точке установки защит напряжение неповрежденных фаз не изменяется. Междофазные напряжения увеличиваются.

13. Междофазные напряжения в точке повреждения больше нуля.

14. Напряжения неповрежденных фаз, хотя токи в них отсутствуют, тоже изменяются обычно возрастая вследствие наводимых ЭДС взаимоиндукции. Поэтому при $K^{(1)}$ в общем случае, но неповрежденным фазам, даже при отсутствии токов нагрузки, проходят токи КЗ. В прицеле они достигают значения тока в поврежденной фазе.

15. Максимальное значение напряжения $3U_0$ в месте КЗ равно утроенному значению фазного напряжения, что соответствует режиму работы сети с изолированной нейтралью при однофазном замыкании на землю.

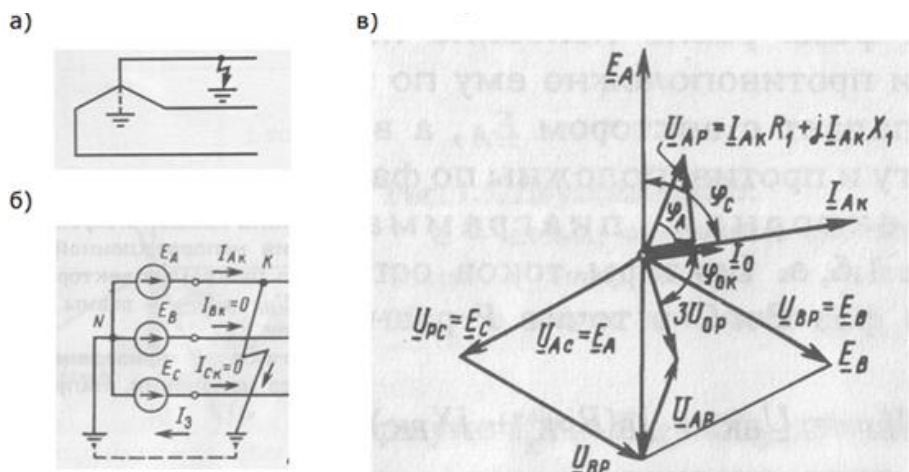


Рис. 5.1 – Условная схема (а), схема замещения (б), векторная диаграмма (в) для однофазного короткого замыкания в месте установки реле.

Ток нулевой последовательности в месте повреждения I_{OK} равен $1/3$ тока КЗ в поврежденной фазе и совпадает с ним по фазе, а напряжение U_{OK} в точке КЗ равно $1/3$ геометрической суммы напряжений неповрежденных фаз. При КЗ на землю появление токов I_0 возможно только в сети, где имеются трансформаторы с заземленными нейтральями и их распределение определяется расположением не генераторов, а заземленных нейтралей трансформаторов.

Чем дальше отстоит точка установки защиты от места повреждения, тем меньше напряжение U_0 . В месте заземленных нейтралей трансформаторов напряжение нулевой последовательности равно нулю, т. к. эта точка непосредственно

связана с землей. Напряжение $3U_0$ имеет наибольшее значение (равное фазному) в месте КЗ.

Необходимо объяснить понятие коэффициент токораспределения. Коэффициент токораспределения учитывает влияние тока подпитки от нейтрали трансформатора, подключенного к шинам противоположной подстанции и равен отношению токов нулевой последовательности смежных линий питающих ПС с трансформатором имеющего заземленную нейтраль.

В сети 6/10 кВ используется обычно один из двух режимов заземления нейтрали: изолированная нейтраль или заземленная через резистор 100 Ом для 6 кВ (150 Ом для 10 кВ). И в том, и в другом случае при замыкании одной фазы на «землю» отсутствует короткозамкнутый контур для протекания тока, поэтому токи ограничиваются на уровне от нескольких ампер (изолированная нейтраль) до нескольких десятков ампер (заземленная через резистор нейтраль). Рассмотрим подробнее каждый режим.

Изолированная нейтраль. При однофазном замыкании на «землю» ток в месте повреждения равен суммарному емкостному току всех кабелей и эл. машин электрически связанной сети. Это означает, что величина тока повреждения напрямую зависит от текущего режима работы сети. Например, при постановке секции под напряжение (нагрузка отключена) ток замыкания на «землю» будет практически равен нулю, токовые защиты от замыканий на «землю» не сработают. В настоящее время режим с изолированной нейтралью в штатных режимах на АЭС практически не используется, однако он возникает при работе секций САЭ от ДГУ/ПДГУ.

Нейтраль, заземленная через резистор. При однофазном замыкании на «землю» ток в месте повреждения равен геометрической сумме емкостного тока сети и тока через резистор в нейтрали. Поскольку ток через резистор равен $U_{\phi}/R_{\text{резист}} \approx 36$ А, ток замыкания на «землю» в сети СН АЭС обычно находится в диапазоне 36-45 А. Меньшая величина тока возможна при замыкании через значительное переходное сопротивление, а вот значительно большая величина (особенно при чистой синусоидальной форме тока на осциллограмме) обычно указывает на неправильное подключение защиты от замыканий на «землю» (часто это ошибки монтажа проводника, заземляющего экран силового кабеля) и ее ложную работу. Пример осциллограммы однофазного замыкания фазы В на «землю» в сети 220 кВ приведен на рис. 5.2.

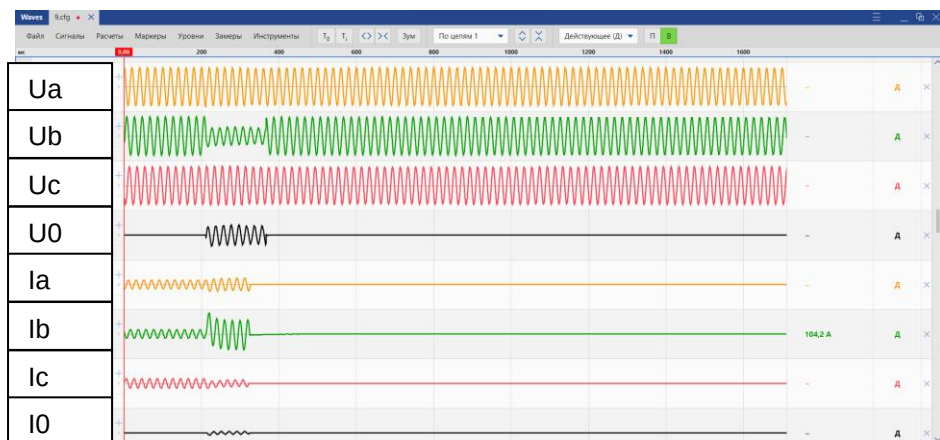


Рис. 5.2 – Пример осциллограммы однофазного КЗ.

Необходимо отметить, что, в связи с малой величиной токов замыкания на «землю» (токов нулевой последовательности) относительно номинального тока трансформаторов тока, установленных в фазы, выделить ток замыкания на «землю» простым суммированием токов фаз件不可能 (в т.ч. математическим суммированием на осциллограмме). Для корректного определения тока повреждения используется отдельный трансформатор тока нулевой последовательности (ТТНП), к которому подключено чувствительное реле тока, либо отдельный вход микропроцессорного терминала.

5.1.2 Двухфазное короткое замыкание

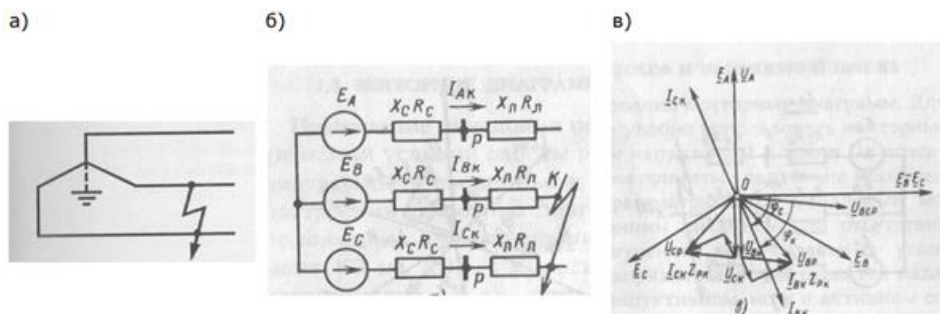


Рис. 5.3 – Условная схема (а), схема замещения (б), векторная диаграмма токов(в) для двухфазного короткого замыкания в месте установки реле.

При двухфазном КЗ:

1. Ток в неповрежденной фазе без учета токов нагрузки считается отсутствующим ($I_A = 0$).

2. Токи в поврежденных фазах (токи КЗ) равны по значению, но противоположны по фазе

$$I_B^{(2)} = -I_C^{(2)} \quad (5.1)$$

3. В месте повреждения линейное напряжение поврежденных фаз равно нулю $U_{BC}^{(2)} = 0$, а междуфазные напряжения U_{AB} и U_{CA} составляет $1,5U_\phi$ или $0,87U_{\text{лном}}$. Фазное напряжение $U_B^{(2)}$, опережающей фазы, в общем случае, имеет большее значение, чем напряжение $U_C^{(2)}$ отстающей, если рассматривать векторную диаграмму.

4. Сумма токов поврежденных фаз равна нулю.

5. КЗ является не симметричным и содержит составляющие прямой и обратной последовательности. Ток нулевой последовательности отсутствует.

6. Напряжение неповрежденной фазы А одинаково в любой точке сети и равно фазной ЭДС.

7. В любой точке сети напряжение нулевой последовательности равно нулю $3U_0 = 0$.

8. По мере удаления от места повреждения линейное напряжение поврежденных фаз возрастает.

9. Напряжение неповрежденной фазы А равно геометрической сумме напряжений прямой и обратной последовательности данной фазы или равно двойному напряжению прямой последовательности фазы А

$$U_{KA}^{(2)} = U_{KA1}^{(2)} + U_{KA2}^{(2)} = U_{KA1}^{(2)} \quad (5.2)$$

10. Фазные напряжения поврежденных фаз вместе КЗ, не содержат составляющих нулевой последовательности, равны по модулю и совпадают по фазе.

11. В месте КЗ напряжение каждой поврежденной фазы равно половине напряжения неповрежденной фазы или напряжению прямой последовательности неповрежденной фазы и противоположно им по знаку:

$$U_{KB}^{(2)} = U_{KC}^{(2)} = -U_{KA1}^{(2)} = \frac{-1}{2} U_{KA}^{(2)} \quad (5.3)$$

12. Ток поврежденной фазы В равен:

$$I_{KB}^{(2)} = \sqrt{3}I_{KA1}^{(2)} \quad (5.4)$$

13. Ток поврежденной фазы С равен:

$$I_{KC}^{(2)} = -\sqrt{3}I_{KA1}^{(2)} \quad (5.5)$$

14. Ток КЗ поврежденных фаз В и С равны по модулю и составляют 0,865 от тока трехфазного КЗ:

$$I_{KB}^{(2)} = I_{KC}^{(2)} = 0,865I^{(3)} \quad (5.6)$$

15. На слагающие токи КЗ накладываются токи нагрузки, проходящие по всем трем фазам. В результате по неповрежденной фазе проходит ток нагрузки; полные токи могут в одной из поврежденных фаз возрасти, а в другой уменьшаться.

16. Фазные напряжения прямой и обратной последовательности неповрежденной фазы А равны между собой и равны половине фазного напряжения.

В идеальном случае на осциллограмме данный вид повреждения характеризуется следующими условиями:

- токи в поврежденных фазах чуть ниже, чем при трехфазном КЗ (в $\sqrt{3}/2$ раз), одинаковы по величине и развернуты на 180° относительно друг друга;

- ток в неповрежденной фазе отсутствует;

- ток прямой последовательности равен току обратной последовательности;

- ток нулевой последовательности отсутствует;

- напряжения в поврежденных фазах равны нулю.

В реальных условиях данная картина несколько искажается наложением токов нагрузки. В связи с тем, что нагрузка в системе собственных нужд АЭС в основном двигательная, возникающее при двухфазном КЗ снижение напряжения поврежденных фаз приводит к увеличению токов нагрузки в 2-3 раза, что находит свое отражение на осциллограмме в виде довольно значительного броска тока в неповрежденной фазе и смещения угла между токами поврежденных фаз. Такая картина характерна прежде всего для осциллограмм, записанных регистраторами вводов секций и двигателей 6/10 кВ.

Пример двухфазного замыкания фаз АВ в сети 10 кВ отображен на рисунке 5.4.

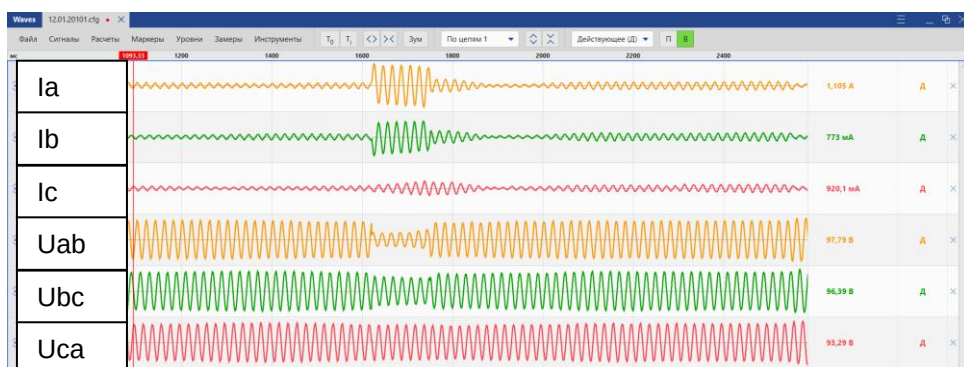


Рис. 5.4 – Пример осциллограммы двухфазного КЗ.

При междуфазных КЗ в мощных электродвигателях ток в месте КЗ складывается из тока от источника питания и тока подпитки от ЭД. При этом ток подпитки от ЭД не исчезает после отключения силового выключателя линии питания, поэтому реле дифференциальной защиты остаются в сработавшем состоянии еще некоторое время после отключения КЗ со стороны источника питания. Этот нюанс бывает полезен при анализе осциллограмм для разделения реального КЗ и ложной работы защиты

5.1.3 Двухфазное короткое замыкание на землю

При двухфазном КЗ на землю в случае замыкания фаз В и С:

1. В поврежденных фазах В и С протекают токи, замыкающиеся через землю

$$I_{K(3)} = I_{BK} + I_{CK} = 3I_0 \quad (5.7)$$

2. В неповрежденной фазе ток КЗ отсутствует $I_{KA}^{(1,1)} = 0$.

3. В месте КЗ напряжения поврежденных фаз В и С, замкнутых на землю, равны нулю

$$U_{KB}^{(1,1)} = U_{KC}^{(1,1)} = 0 \quad (5.8)$$

4. Напряжение между поврежденными фазами в месте КЗ равно нулю $U_{BCK} = 0$.

5. Напряжение неповрежденной фазы U_{AK} остается нормальным (если пренебречь индукцией от токов I_{BK} и I_{CK}).

6. Междофазные напряжения между поврежденными и неповрежденными фазами U_{AB} и U_{CA} в месте КЗ снижаются до фазного напряжения U_{AK} .

7. В месте установки защит увеличиваются междуфазные и фазные напряжения поврежденных фаз.

8. Напряжение нулевой последовательности в месте установки защит уменьшается.

9. Появляются слагающие нулевой и обратной последовательностей в напряжениях и токах КЗ.

10. Ток нулевой последовательности $I_0^{(1,1)}$ при 2-х фазном КЗ на землю может быть как больше, так и меньше тока $I_0^{(1)}$ при однофазном КЗ в той же точке.

11. Напряжения составляющих неповрежденной фазы равны между собой и равны $1/3$ напряжению в месте КЗ:

$$U_{KA1} = U_{KA2} = U_{KA0} = \frac{1}{3} U_{KA} \quad (5.9)$$

или напряжение неповрежденной фазы U_{KA} равно утроенному значению напряжения прямой последовательности:

$$U_K^{(1,1)} = 3U_{KA1}^{(1,1)} = 3U_{KA0}^{(1,1)} \quad (5.10)$$

12. Векторная диаграмма токов при двухфазном КЗ на землю по своему виду аналогична диаграмме напряжений однофазного КЗ, а диаграмма напряжений – диаграмме токов однофазного КЗ.

Этот вид повреждения для сетей с изолированной нейтралью практически не отличается от двухфазного короткого замыкания. Токи, проходящие в месте КЗ и в ветвях рассматриваемой схемы, а также междуфазные напряжения в разных точках сети имеют те же самые значения, что и при двухфазном КЗ.

В сетях же с заземленной нейтралью двухфазное КЗ на землю значительно более опасно, чем двухфазное короткое замыкание. Это объясняется более значительным снижением междуфазных напряжений в месте короткого замыкания, так как одно междуфазное напряжение уменьшается до нуля, а два других — до величины фазного напряжения неповрежденной фазы.

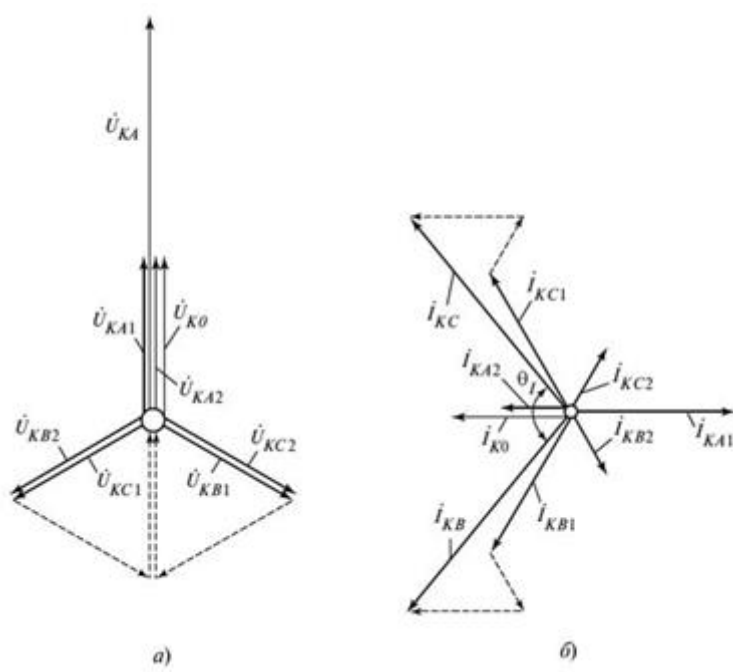


Рис. 5.5 – Векторные диаграммы напряжений (а) и токов (б) при двухфазном коротком замыкании на землю.

Пример осциллограммы короткого замыкания фаз АВ на «землю» в сети 220 кВ, приведен на рис. 5.6.

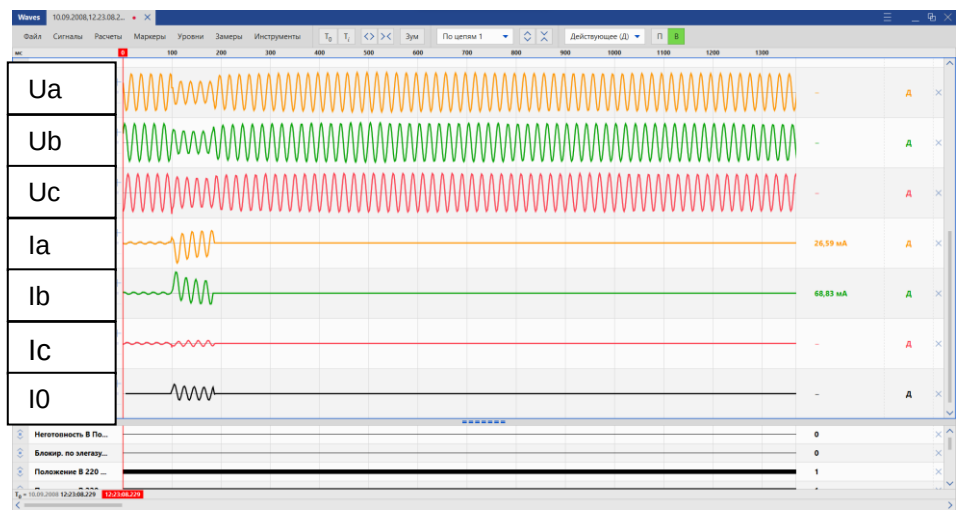


Рисунок 5.6 – Пример осциллограммы двухфазного КЗ на землю.

5.1.4 Трёхфазное короткое замыкание

Трёхфазное короткое замыкание – короткое замыкание между тремя фазами в электроэнергетической системе. Независимо от режима заземления (незаземлённая, глухозаземлённая, эффективно-заземлённая) стандартом установлено единое условное обозначение для этого вида КЗ – К(3).

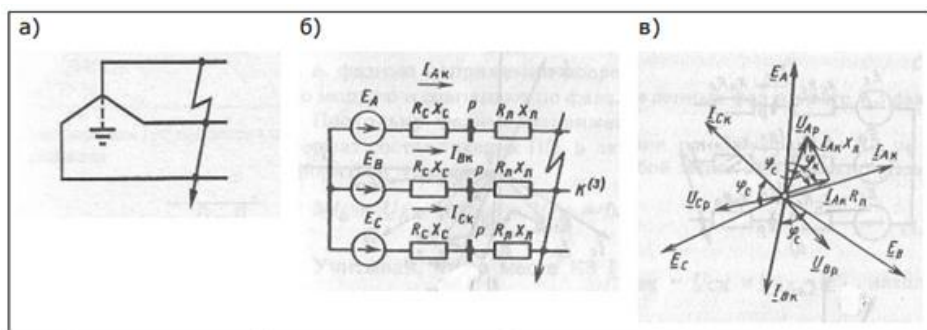


Рис. 5.7 - Условная схема (а), схема замещения (б), векторная диаграмма токов (в) для трехфазного короткого замыкания в месте установки реле.

При трёхфазном коротком замыкании:

1. Напряжение всех фаз в месте КЗ равны нулю.

$$U_{KA}^{(3)} = U_{KB}^{(3)} = U_{KC}^{(3)} = 0 \quad (5.11)$$

2. Фазные напряжения в месте установки защит (в начале линии), определяются токами КЗ и сопротивлением линии до места повреждения.

$$U_A^{(3)} = Z_L I_A^{(3)}, U_B^{(3)} = Z_L I_B^{(3)}, U_C^{(3)} = Z_L I_C^{(3)} \quad (5.12)$$

3. КЗ является симметричным и, поэтому, отсутствуют составляющие обратной и нулевой последовательностей.

4. Фазные напряжения в месте установки защиты, определяются, как геометрическая сумма падений напряжения в активном сопротивлении $I_{AK} R_L$, совпадающего по фазе с вектором тока I_{AK} , и в реактивном сопротивлении $I_{AK} X_L$, сдвинутого на 90° относительно I_{AK} . Модули фазных напряжений имеют одинаковые значения, каждый из этих векторов опережает ток одноименной фазы на угол $\varphi_K = \arctg \left(\frac{X_{LK}}{R_{LK}} \right)$. Для ЛЭП-35 угол $\varphi_K = 45^\circ - 55^\circ$; для 110кВ $\varphi_K = 60^\circ - 78^\circ$; 220кВ $-73^\circ - 82^\circ$; 330кВ (2 провода в фазе) $-80^\circ - 85^\circ$; 500кВ (три провода в фазе) $84^\circ - 87^\circ$. Больше

значение φ_k соответствует большему сечению провода, так как чем больше сечение. Тем меньше R .

5. Остаточные фазные и междуфазные напряжения возрастают вдоль линии по мере удаления от места КЗ.

Направление вектора напряжения на выводах разомкнутого треугольника независимо от места КЗ всегда определяется направлением вектора суммы неповрежденных фаз.

В идеальном случае на осциллограмме данный вид повреждения характеризуется следующими условиями:

- резкое симметричное увеличение тока во всех трех фазах;
- токи нулевой и обратной последовательностей отсутствуют;
- резкое симметричное снижение напряжения во всех трех фазах.

В реальных условиях ток при металлическом КЗ на шинах 6 кВ обычно составляет 20-25 кА, фазные напряжения снижаются до 200 — 600 В, в моменты возникновения КЗ и его отключения могут фиксироваться заметные броски токов обратной и нулевой последовательностей.

Значительное число однофазных замыканий и большинство двухфазных коротких замыканий в шкафах КРУ-6/10 кВ, на выводах электродвигателей 6/10 кВ и трансформаторов 6(10)/0,4 кВ быстро (за доли секунды) переходят в трехфазное КЗ, что связано с конструктивными особенностями КРУ-6/10 кВ (близкое расположение токоведущих частей друг к другу).

Также трехфазное КЗ не характерно для кабельных линий. Необходимо также отметить, что в связи с относительно небольшими длинами кабельных линий потребителей 6/10 кВ собственных нужд АЭС, величина тока при КЗ на шинах и при КЗ в конце кабельной линии присоединения практически одинакова. В связи с этим, для обеспечения согласования основных защит, в качестве основной защиты кабельных секционных переключателей обычно используется дифференциальная защита. Характерные осциллограммы трехфазного КЗ приведены на рис.5.8, 5.9.

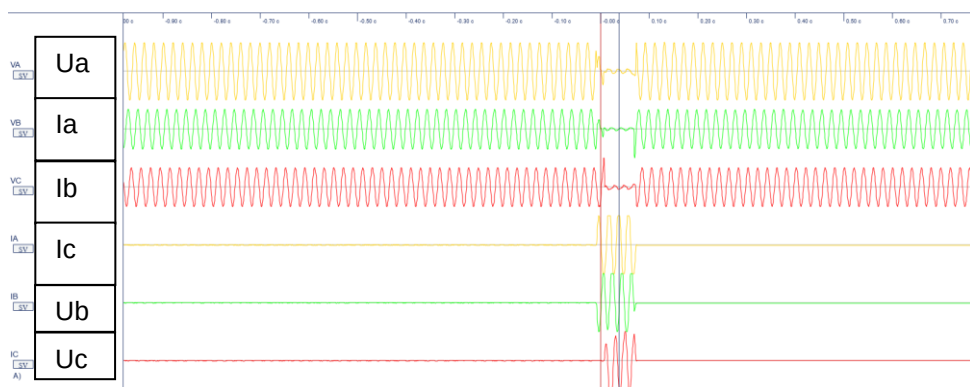


Рис. 5.8 – Осциллограмма трехфазного короткого замыкания.

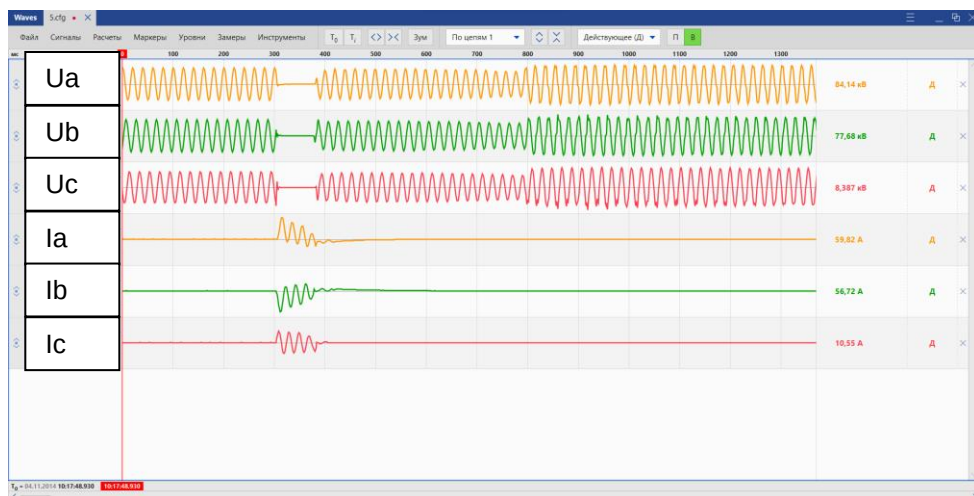


Рис. 5.9 – Пример осциллограммы трехфазного КЗ.

5.1.5 Правила построения векторных диаграмм

При построении векторных диаграмм трехфазной системы необходимо руководствоваться следующими правилами:

1. Три вектора фазных напряжений U_A, U_B, U_C вращаются против часовой стрелки.
2. Для определения значений линейных напряжений U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} достаточно соединить вершины векторов (построить треугольник).
3. Для определения направлений векторов у линейных напряжений, образующих стороны треугольника, нужно поставить стрелки в направление вращения фаз.

4. Для получения геометрической разности векторов двух фаз токов или напряжений необходимо к вектору, из которого происходит вычитание, прибавить вектор, равный, но противоположно направленный вектору тока или напряжения. Направление вектора разности двух векторов зависит от положения векторов.

5. Сложение векторов производится геометрическим суммированием. Независимо от места слагаемых направление и значения векторов двух фаз совпадают.

6. При любых режимах работы электрической сети, любых видах КЗ необходимо соблюдать правило о направлении тока на схемах от источника питания в сторону приемника энергии или к месту КЗ. В этом случае гарантируется правильное проведение анализа происходящих процессов в электрической сети.

7. Направление тока в проводнике между трансформаторами тока и реле определяется направлением тока, вытекающего из объединенных концов вторичных обмоток трансформаторов тока, собранных по схеме на разность тока двух фаз или по схеме треугольника.

8. В нормальном режиме и при междуфазных КЗ геометрическая сумма векторов тока равна нулю. Это правило сохраняется и для вторичных токов при наличии трех трансформаторов тока, а также для некоторых видов КЗ при наличии двух трансформаторов тока.

9. В первичной обмотке всех трансформаторов положительным считается направление от начала к концу, а во вторичной – от конца к началу.

10. При построении векторных диаграмм емкостных токов в нормальном режиме или при однофазном замыкании на землю в электрической сети с изолированной и компенсированной нейтралью следует руководствоваться фактическим направлением протекания этих токов, обусловленных междуфазными емкостями C_{AB} , C_{BC} , C_{CA} , а не емкостями фаз относительно земли.

11. Геометрическая сумма напряжений при одно фазном КЗ в сети с глухозаземленной нейтралью равна: при повреждении в месте установки трансформаторов напряжения – геометрической сумме неповрежденных фаз; при удаленных КЗ – геометрической сумме напряжений двух неповрежденных фаз и поврежденной фазы.

5.2 Перегрузки оборудования по току и перенапряжения

Перегрузка

При работе электрического оборудования в его токоведущих частях и магнитных сердечниках возникают потери энергии, превращающиеся в конечном счете в тепло. Выделяющаяся тепловая энергия рассеивается в окружающую среду и одновременно поглощается отдельными элементами оборудования (за счет их теплоемкости), что ведет к повышению температуры обмоток, контактных соединений, активной стали и конструктивных деталей. Если предположить, что потери энергии, достигнув некоторого значения, остаются постоянными, то и температура оборудования приобретает некоторое установившееся значение. С повышением нагрузки возрастают потери энергии и, следовательно, увеличивается температура оборудования. Таким образом, между нагрузкой и температурой существует строгая математическая зависимость.

Оборудование конструируется и изготавливается так, чтобы его температура при номинальной нагрузке не превышала некоторых нормированных значений, что связано с двумя обстоятельствами – нагревостойкостью электроизоляционных материалов и предельной температурой нагрева токоведущих частей. По нагревостойкости, т. е. по способности выдерживать повышение температуры без повреждения и ухудшения практически важных свойств, электроизоляционные материалы разделены на классы. Если температура изоляции выдерживается в пределах, соответствующих данному классу, то обеспечивается нормальный срок службы оборудования. При форсированных режимах сокращаются нормальные сроки службы изоляции.

Предельные температуры нагрева токоведущих частей различных аппаратов при их длительной работе определены ГОСТ 8024-90, при этом предельная температура нагрева обычно представляется в виде суммы температуры окружающей среды и превышения этой температуры. За расчетную температуру окружающей среды принята температура 35 градусов Цельсия. Если при этой температуре и номинальной нагрузке нагрев токоведущих частей не выше допустимого, то во всех случаях понижения температуры окружающей среды токоведущие части могут быть перегружены. На этом основании в зимнее время года допускают перегрузку некоторых видов оборудования.

Под перегрузкой понимают такой режим работы оборудования, когда по нему проходит ток (или мощность), превышающий номинальное значение. В эксплуатации сравнительно небольшие перегрузки оборудования по току называют длительно допустимыми перегрузками, а значительные перегрузки, ограниченные по времени, — аварийными перегрузками.

Значения и продолжительность перегрузок регламентированы ПТЭ. У оперативного персонала есть таблицы длительно допустимых перегрузок оборудования, аварийных перегрузок, которые требуют принятия срочных мер по их устранению в течение очень ограниченного интервала времени, так как воздействие больших перегрузок несет угрозу сохранности оборудования.

Перенапряжения:



Рис. 5.10 – Основные виды перенапряжений в сетях высокого напряжения.

Перенапряжение — это напряжение, превышающее амплитуду наибольшего рабочего напряжения ($U_{ном}$) на изоляции элементов электрической сети. В зависимости от места приложения различаются перенапряжения фазные, междуфазные, внутриобмоточные и междуконтактные. Последние возникают при приложении напряжения между разомкнутыми контактами одноименных фаз коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей).

Различают следующие характеристики перенапряжений:

- максимальное значение $U_{\max}$ или кратность $K = U_{\max}/U_{\text{ном}}$;
- длительность воздействия;
- форму кривой;
- широту охвата элементов сети.

Эти характеристики подвержены статистическому разбросу, так как зависят от множества факторов.

При технико-экономическом обосновании мер защиты от перенапряжений и выборе изоляции необходимо учитывать и статистические характеристики ущерба (математическое ожидание и дисперсию) вследствие простоя и внеочередного ремонта оборудования энергосистемы, а также вследствие порчи оборудования, брака продукции, нарушения технологического процесса у потребителей электроэнергии.

Внутренние перенапряжения вызываются колебаниями электромагнитной энергии, запасенной в элементах электрической цепи или поступающей в нее от генераторов. В зависимости от условий возникновения и возможной длительности воздействия на изоляцию различают стационарные, квазистационарные и коммутационные перенапряжения.

Коммутационные перенапряжения - возникают при внезапных изменениях в схеме или параметров сети (плановые и аварийные переключения линий, трансформаторов и т.д.), а также в результате замыканий на землю и между фазами. При включении элементов электрической сети (проводов линии или обмоток трансформаторов и реакторов) или отключении (разрыв электропередачи) возникают колебательные переходные процессы, которые могут привести к возникновению значительных перенапряжений. При возникновении короны потери оказывают демпфирующее действие на первые максимумы этих перенапряжений.

Отключение емкостных токов электрических цепей может сопровождаться повторными зажиганиями дуги в выключателе и многократными переходными процессами и перенапряжениями, а отключение малых индуктивных токов холостого хода трансформаторов - принудительным обрывом дуги в выключателе и колебательным переходом энергии магнитного поля трансформатора в энергию электрического поля его параллельных емкостей. При дуговых замыканиях на землю в сети с изолированной нейтралью также наблюдаются многократные зажигания дуги и возникновение соответствующих дуговых перенапряжений.

Главной причиной возникновения квазистационарных перенапряжений является емкостный эффект, обусловленный, например, односторонне питаемой от генераторов линией передач.

Несимметричные режимы линий возникающие при замыкании одной фазы на землю, обрыве провода, отказе одной или двух фаз выключателя, могут привести к дополнительному повышению напряжения основной частоты или явиться причиной перенапряжений на какой-нибудь высшей гармонической - кратной частоте э.д.с. генератора.

Источником высших или низших гармонических и соответствующих феррорезонансных перенапряжений, может явиться также какой - либо элемент системы с нелинейными характеристиками, например, трансформатор с насыщенным магнитопроводом. При наличии источника механической энергии, периодически изменяющего параметр цепи (индуктивность генератора) в такт с частотой собственных колебаний электрической цепи, может возникнуть параметрический резонанс.

В некоторых случаях необходимо учитывать также возможность возникновения внутренних перенапряжений повышенной кратности при наложении нескольких коммутаций или других неблагоприятных факторов.

Для ограничения коммутационных перенапряжений в сетях 330-750 кВ, где стоимость изоляции оказывается особенно существенной, применяют мощные вентильные разрядники или реакторы. В сетях более низких классов напряжения для ограничения внутренних перенапряжений разрядники не применяются, а характеристики грозозащитных разрядников выбирают так, чтобы они не срабатывали при внутренних перенапряжениях.

Грозовые перенапряжения относятся к внешним перенапряжениям и возникают при воздействии внешних э.д.с. Наибольшие грозовые перенапряжения возникают при прямом ударе молнии в линию и подстанцию. Вследствие электромагнитной индукции близкий удар молнии создает индуктированное перенапряжение, которое обычно приводит к дополнительному увеличению напряжения на изоляции. Дойдя до подстанции или электрической машины, распространяющиеся от места поражения электромагнитные волны, могут вызвать опасные перенапряжения на их изоляции.

Для обеспечения надежной работы сети необходимо осуществить ее эффективную и экономичную грозозащиту. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью высоких вертикальных стержневых молниеотводов и грозозащитных тросов над проводами ВЛ напряжением свыше 110 кВ.

Защита от волн, приходящих с линии, осуществляется вентильными и трубчатыми разрядниками на подстанциях усиленной грозозащитой подходов к подстанциям линий всех классов напряжений. Необходимо обеспечивать особо надежную грозозащиту вращающихся машин с помощью специальных разрядников, конденсаторов, реакторов, кабельных вставок и усиленной грозозащитой подхода воздушной линии.

Применение заземления нейтрали сети через дугогасящую катушку, АПВ и резервирования линий, тщательная профилактика изоляции, разрядников и заземления значительно повышают надежность работы линий.

Необходимо отметить, что электрическая прочность изоляции уменьшается при увеличении длительности воздействия напряжения. В связи с этим одинаковые по амплитуде внутренние и внешние перенапряжения представляют неодинаковую опасность для изоляции. Таким образом, уровень изоляции нельзя характеризовать одной величиной выдерживаемого напряжения.

Выбор необходимого уровня изоляции, т.е. выбор испытательных напряжений, так называемая координация изоляции, невозможен без тщательного анализа возникающих в системе перенапряжений.

5.3 Перегрузки по току турбогенератора

Перегрузки по току могут возникать на различных видах электротехнического оборудования, в частности и на турбогенераторах. Так одной из причин увеличения тока статора могут быть КЗ во внешней сети, т.е. в линиях электропередач.

Нормально такие токи КЗ отключаются защитой поврежденного участка линии электропередач и не опасны для генератора.



Рис. 5.11 – Турбогенератор.

Однако в случае отказа защиты линии или неуспешного отключения выключателя линии, токи КЗ в генераторе будут проходить длительно, нагревая обмотку статора, что может привести к ее повреждению. В данном случае в обмотках статора будет выделяться тепловая энергия, которая определяется по закону Джоуля-Ленца:

$$Q = I^2 \times R \times t \quad (5.13)$$

где Q - количество теплоты, выделяемое в проводнике, Дж,

I - величина тока, А,

R - сопротивление проводника, Ом,

t - время, час.

В свою очередь, сопротивление проводника R определяется из следующего выражения:

$$R = \rho \frac{l}{S} \quad (5.14)$$

где ρ - удельное сопротивление проводника, Ом•м; в частности, для меди удельное сопротивление равно 0,0175 Ом•м, для алюминиевых проводников удельное сопротивление равно 0,029 Ом•м,

l - длина проводника, м,

S - сечение проводника, мм².

При затянувшихся КЗ во внешней сети будет увеличиваться не только ток статора, но и ток ротора. Дело в том, что КЗ характеризуются не только увеличением тока, но и снижением напряжения.

При снижении напряжения будет работать форсировка возбуждения генератора для поддержания напряжения, т.е. будут увеличиваться и ток обмотки ротора, и напряжение в пределе до двукратного значения. Время работы форсировки возбуждения для генераторов типа ТЗВ-1200-2АУЗ определено не более 10 сек.

Таким образом, при затянувшихся КЗ во внешней сети, происходит перегрузка генератора по току статора и ротора, и если допустимое время работы генератора в данном режиме истекло, то сработает резервная защита на отключение генератора от сети.

Второй причиной повышения тока в статоре генератора может быть перегрузка по активной мощности. Так, при дефиците

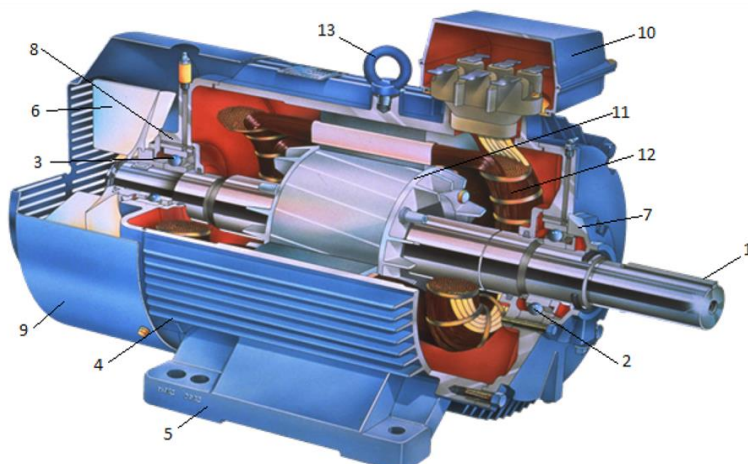
активной мощности в энергетической системе, генераторы, оставшиеся в работе, будут кратковременно перегружаться, поддерживая баланс между потребляемой и вырабатываемой мощностью.

Такой режим будет продолжаться до тех пор, пока устройство противоаварийной автоматики не загрузит генераторы энергосистемы, работающие в режиме вращающегося резерва, или не отключит часть потребителей при отсутствии вращающегося резерва.

Допустимые перегрузки генераторов по току статора и ротора и их длительность приведены в инструкциях по эксплуатации.

5.4 Перегрузка по току статора асинхронного электродвигателя

Одной из причин перегрузки по току статора электродвигателя может быть затянувшийся пуск электродвигателя, например, в результате резкого открытия задвижки на напоре подачи технической воды.



1 – вал двигателя; 2,3 – подшипники качения; 4 – ребра корпуса (для увеличения площади охлаждения); 5 – станина; 6 – вентилятор; 7,8 – подшипниковые щиты; 9 – кожух вентилятора; 10 – клемная коробка; 11 – ротор типа «беличья клетка» с короткозамкнутой обмоткой; 12 – обмотка статора; 13 – рым-болт.

Рис. 5.12 – Асинхронный трехфазный двигатель.

Обычно в инструкциях по эксплуатации электродвигателей напряжением 10 кВ, подверженных технологическим перегрузкам рекомендуется контролировать пусковые токи статора по

5.5 Перегрузка по току силовых кабелей

Перегрузка по току силовых кабелей может быть и при затянувшемся пуске электродвигателя или КЗ. Самым опасным режимом для кабеля является режим КЗ, когда токи КЗ могут достигать несколько тысяч ампер. В результате КЗ может произойти нарушение изоляции и междуфазное КЗ в самом кабеле, что приведет к возникновению пожара.

В целях предотвращения возгорания кабелей и в соответствии требованиями "Основных правил обеспечения эксплуатации атомных станций" для каждой кабельной линии должны быть установлены допустимые максимальные токовые нагрузки.



Рис. 5.14 – Строение кабеля.

Предельно допустимый ток нагрузки устанавливают для наиболее тяжелых, в отношении охлаждения кабеля, участков трассы кабеля с учетом наименьшего его сечения (при переменных сечениях). Рекомендуются интервал температур токоведущих жил в диапазоне $50 \div 80$ °С с учётом напряжения кабеля и характера материала изоляции.

При параллельной прокладке кабелей в тоннелях и кабельных полуэтажах, дополнительный нагрев кабеля за счет конвективного тепла не должен превышать температуру окружающей среды более чем на 10 °С. Для поддержания температурного режима в кабельных помещениях предусмотрены приточная и вытяжная вентиляции, работа которых проверяется при очередных осмотрах.

Нагрузка кабельных линий, подверженных перегрузкам, должны измеряться периодически в сроки, установленные главным инженером АЭС. На основании измеренных результатов должны уточняться режимы работы кабельных сетей.

С целью предупреждения пробоя изоляции, проводятся периодические профилактические высоковольтные испытания кабельных линий в соответствии с утвержденным графиком в следующие сроки:

- кабели напряжением до 1000 В - один раз в три года;
- кабели напряжением свыше 1000 В - один раз в год.

Необходимость проведения высоковольтных испытаний объясняется тем, что обычным мегомметром невозможно определить ослабленные места изоляции.

Высоковольтные испытания кабельных линий проводят с помощью кенотронной установки с соблюдением правил безопасности, путем приложения напряжения к обоим концам отдельной жилы, остальные жилы и оболочка кабеля заземляются.

В целях повышения пожарной безопасности на современных АЭС применяют кабели с особой изоляцией, которая имеет пониженные выделения токсических веществ. Такие кабели имеют следующие индексы по пожарной безопасности:

- нг - кабельные изделия, на распространяющие горение при групповой прокладке;
- нг - LS - кабельные изделия, на распространяющие горение при групповой прокладке и не выделяющие коррозионно-активных газообразных продуктов при горении;
- нг - FRLS - кабельные изделия огнестойкие, не распространяющие горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением;

– нг - FRHF - кабельные изделия огнестойкие, не распространяющие горение при групповой прокладке и не выделяющие коррозионно-активных газообразных продуктов при горении;

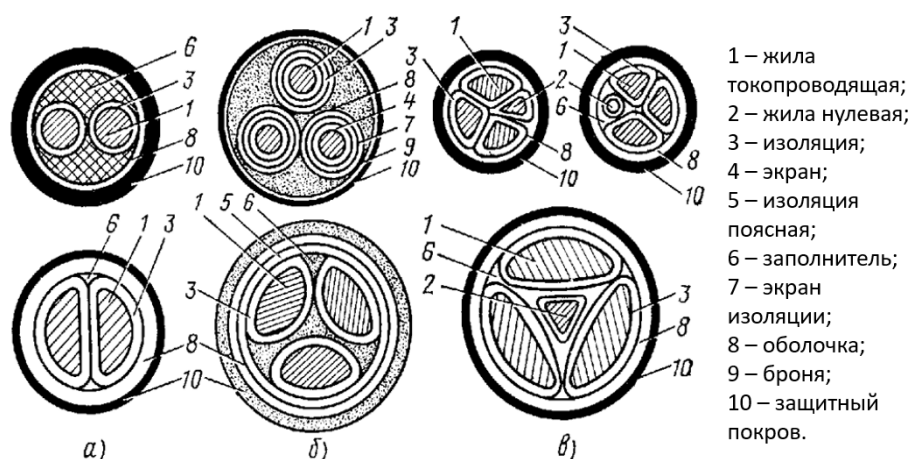
– нг - LSLTx - кабельные изделия, не распространяющие горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газо-выделением и с низкой токсичностью продуктов горения.

Для гермозоны применяют кабели определенных типов (таблица 5.1), исключающие утечку газовой активности за пределы гермозоны через оболочку кабеля, во всех режимах работы энергоблока, в том числе и при радиационной аварии.

Таблица 5.1 - Номенклатура кабельных изделий для применения внутри гермозоны АЭС

№	Наименование групп и марок кабельных изделий	Нормативная документация на кабельные изделия	Характеристики по нераспространению горения или огнестойкости. Класс пожарной опасности по ГОСТ Р 53315-2009	Класс СБ по НП-001-15-5
1	ПвПнг(А)-HF 10 кВ	ТУ 16.К71-343-2004	ГОСТ Р МЭК 60332-3-22 (Категория А) П16.8.1.2.1	3
2	ПвПнг(А)-FRHF (30) 10 кВ	ТУ 16.К71-343-2004	ГОСТ Р МЭК 60331-21-30 мин	2
3	ПвПнг(А)-HF – 1 кВ	ТУ 16.К71-341-2004	ГОСТ Р МЭК 60332-3-22 (Категория А) П16.8.1.2.1	3
4	ПвПнг(А)-FRHF - 1 кВ	ТУ 16.К71-341-2004	ГОСТ Р МЭК 60332-3-22 (Категория А) П16.8.1.2.1	2

Для того, чтобы предотвратить возгорание силовых кабелей при КЗ, их сечение выбирают по экономической плотности тока, с последующей проверкой на термическую стойкость.



а – двухжильный кабель с жилами круглого и сегментного сечения;
б – трехжильный кабель, имеющий поясную изоляцию и отдельные оболочки;
в – четырехжильный кабель, имеющий нулевую жилу круглого, секторного и треугольного сечения.

Рис. 5.15 – Кабели в разрезе.

Выбор сечения кабелей производится по экономической плотности тока из следующего выражения:

$$q_э = \frac{I_{ном}}{j_э} \quad (5.16)$$

где $q_э$ – сечение жил кабеля, $мм^2$,

$I_{ном}$ – номинальный ток, А,

$j_э$ – экономическая плотность тока, $А/мм^2$.

Также сечение кабеля необходимо проверять на термическую стойкость исходя из мощности присоединения, чтобы убедиться, что при коротком замыкании кабель не сгорит, делается это по формуле:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (5.17)$$

где B_k – тепловой импульс при коротком замыкании $А^2 \cdot с$,

C – функция, характеризующая термическую стойкость кабеля $А \cdot с^{1/2}/мм^2$.

5.6 Перегрузка по току трансформаторов

При эксплуатации всех видов трансформаторов с масляным охлаждением ведётся постоянный контроль температуры обмоток и температуры масла, значения которых зависят от величины токов, проходящих через первичные и вторичные обмотки трансформаторов.

Для поддержания заданных температурных значений обмоток трансформаторов и масла применяют три вида систем охлаждения масла:

- ДЦ - дутьевая, с принудительной циркуляцией масла, максимальная допустимая температура масла не более +75 °С;
- М - естественная система охлаждения масла, максимальная температура масла не более +95 °С;
- Ц - принудительная циркуляция масла через водяные теплообменники, причем давление масла должно превышать давление воды не менее чем на 0,2 кг/см². Максимальная температура масла для данного вида охлаждения не более +70 °С.

Одной из причин повышения температуры обмоток трансформаторов может быть аварийное отключение системы охлаждения. В данном случае необходимо руководствоваться инструкцией по эксплуатации трансформаторов.

Второй наиболее опасной причиной повышения температуры обмоток трансформаторов может быть затянувшиеся КЗ во внешней сети. Токи КЗ производят быстрый нагрев обмоток трансформатора и могут вызвать нарушение изоляции. Поэтому, для защиты трансформаторов от токов КЗ во внешней сети, трансформаторы имеют резервные защиты, которые действуют на их отключение с выдержкой времени.

Все трансформаторы имеют защиту от перегрузки, которая действует с выдержкой времени на включение предупредительной сигнализации, при достижении номинального тока трансформатора. Такой режим считается кратковременным, причиной которого может быть затянувшийся пуск потребителя.

В соответствии с "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей" в аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка масляных трансформаторов сверх номинального тока при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды в следующих пределах:

- Перегрузка по току, % 30 45 60 75 100;
- Длительность перегрузки, мин. 120 80 45 20 10.

5.7 Атмосферные перенапряжения

Атмосферные перенапряжения, возникающие в процессе грозовых разрядов, приносят огромный экономический ущерб, который проявляется в виде пожаров и аварийных ситуаций в электроэнергетике.

Возникновение молнии можно объяснить тем, что воздух в земной атмосфере находится в постоянном движении. При трении восходящих и нисходящих потоков воздушных масс, частички воздуха электризуются. Сталкиваясь с капельками воды, они отдают им свой заряд. Таким образом, в облаках с течением времени происходит быстрый процесс накопления зарядов, и оно становится грозовым. В грозовом облаке концентрируется мощный электрический потенциал, под действием которого воздух ионизируется и становится токопроводящим. Типы молний представлены на рисунке 5.16.

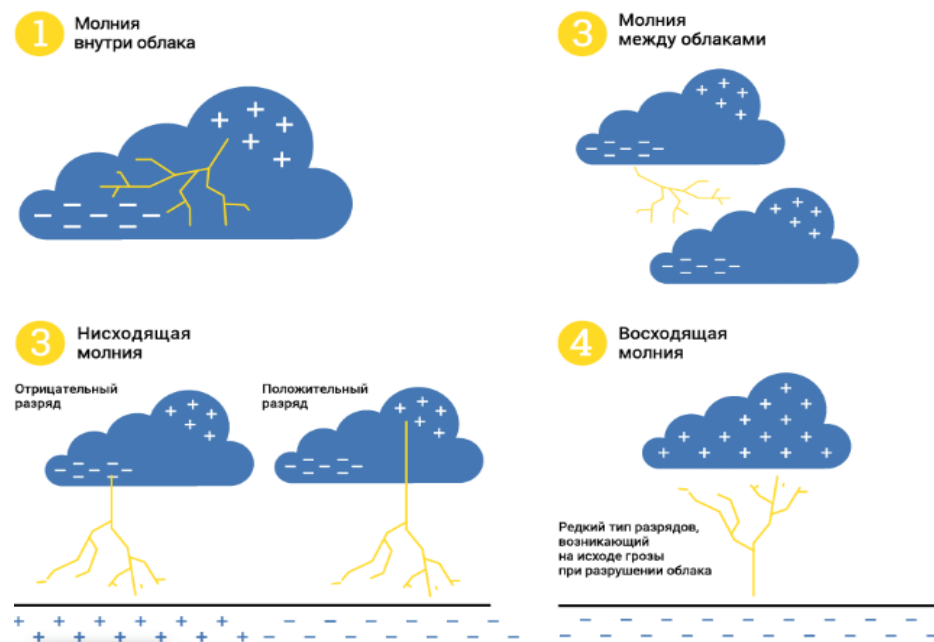


Рис. 5.16 Типы молний.

При достижении определенного значения электрического потенциала происходит грозовой разряд (молния) или между положительно и отрицательно заряженными частями облака, или между положительно заряженным облаком и землей. Грозовой разряд проявляется яркой вспышкой и звуковым сопровождением - громом. Средняя длина молнии составляет 2,5 км, а некоторые разряды простираются в атмосфере на расстояние до 20 км.

Скорость движения молниевое разряда по "штоку" достигает 15000 км/сек, вспышка молнии длится до 30 миллисекунд и воздух в молниевом "штоке" мгновенно разогревается до 30000 °С и превращается в плазму. Обычно считают, что практически температура молнии в пять раз выше, чем температура солнца.

Таким образом, в молнии электрическая энергия грозового облака превращается в тепловую, световую и звуковую. Но самыми опасными факторами молнии, являются: рентгеновское и гамма-излучение.

Особую опасность молния представляет для высоковольтных линий электропередач.

Конструктивно линии электропередач выполняются в виде металлических или железобетонных опор, к которым с помощью изоляторов крепятся провода для передачи электрической энергии. Для защиты проводов от атмосферных (грозовых) перенапряжений, в верхней части проводов монтируются защитные тросы.

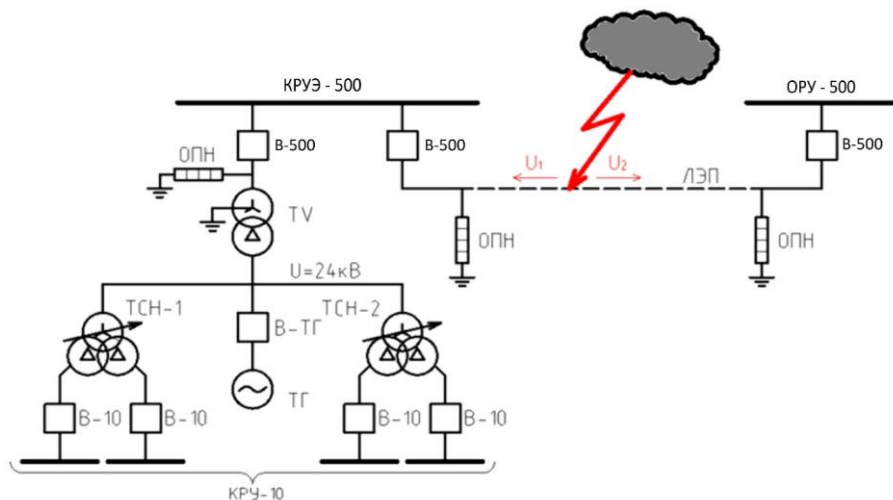


Рис. 5.17 – Схема защиты высоковольтного оборудования с помощью ОПН от грозовых перенапряжений.

Защитные тросы служат для защиты высоковольтного оборудования подстанций от набегающих волн атмосферных перенапряжений. Набегающие волны гасятся на ограничителях перенапряжений, которые устанавливаются по концам линий электропередач и заземляются на контур заземления.

Если набегающая волна не будет полностью погашена на ограничителях перенапряжений установленных на линиях электропередач, то она может вызвать опасные перенапряжения в обмотках трансформаторов. Поэтому, дополнительно параллельно трансформаторам устанавливают ограничители перенапряжений.

Особенностью ограничителей перенапряжений типа ОПН является то, что они обладают высокой нелинейностью и чем выше напряжение, тем меньше будет сопротивление их резисторов.

Таким образом, применение защитных тросов и ограничителей перенапряжений, позволяет снизить уровень изоляции высоковольтного оборудования, а, следовательно, их стоимость и повысить надежность работы энергосистем.

5.8 Коммутационные перенапряжения

Все источники и потребители энергетических систем управляются высоковольтными коммутационными аппаратами, контакты которых должны выдерживать не только отключение номинальных токов, но и токи КЗ без видимых повреждений.

Электрическая дуга, возникающая между контактами коммутационных аппаратов, изображена на рисунке 5.18, обладает высокой температурой в несколько тысяч градусов особенно при отключении токов трехфазных КЗ. Поэтому для предотвращения расплавления контактов, коммутационные аппараты должны обладать быстродействием, а сами контакты должны быть изготовлены из тугоплавких металлов.



Рис. 5.18 Электрическая дуга.

Короткие замыкания характеризуются не только термическим действием, особенно при затянувшихся КЗ, но и электродинамическим действием особенно в первый полупериод тока короткого замыкания.

Поэтому, все коммутационные аппараты, выбранные по наибольшим значениям токов КЗ (трехфазным КЗ), должны обязательно проверяться на термическую и электродинамическую стойкость на время не менее 3 сек.

Цифровые устройства РЗ различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи. Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ (микропроцессор), которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микропроцессора с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т.д.

Следует отметить, что в реальном устройстве РЗ может использоваться несколько микропроцессоров (МП), каждый из которых будет занят решением отдельного фрагмента общей задачи с целью обеспечения высокого быстродействия.

Узлами цифрового устройства РЗА являются:

- входные преобразователи сигналов U1-U4;
- выходные преобразователи сигналов KL1-KLi;
- тракт аналого-цифрового преобразования U6, U7;
- кнопки управления и ввода информации от оператора SB1, SB2;
- дисплей H для отображения информации;
- блок питания U5;
- коммуникационный порт X1 для связи с другими устройствами.

Основные функции вышеперечисленных узлов, следующие:

- входные преобразователи обеспечивают гальваническую развязку внешних цепей от внутренних цепей устройства. Одновременно, входные преобразователи осуществляют приведение контролируемых сигналов к единому виду (как правило, к напряжению) и нормированному уровню. Здесь же осуществляется предварительная частотная фильтрация входных сигналов перед их аналого-цифровым преобразованием. Одновременно принимаются меры по защите внутренних элементов устройства от воздействия помех и перенапряжений. Различают преобразователи аналоговые (U3, U4) и логические (U1, U2) входных сигналов. Первые стремятся выполнить так, чтобы обеспечить линейную (или нелинейную, но с известным законом) передачу контролируемого сигнала во всем диапазоне его изменения. Преобразователи логических сигналов, наоборот, стремятся сделать чувствительными только к узкой области диапазона возможного нахождения контролируемого сигнала;

– выходные релейные преобразователи. Воздействия реле на защищаемый объект традиционно осуществляется в виде дискретных сигналов управления. При этом выходные цепи устройства защиты выполняются так, чтобы обеспечить гальваническую развязку коммутируемых цепей как между собой, так и относительно внутренних цепей устройства РЗ. Выходные преобразователи должны обладать соответствующей коммутационной способностью и, в общем случае, обеспечивать видимый разрыв коммутируемой цепи;

– тракт аналого-цифрового преобразования включает мультиплексор U6 и собственно аналого-цифровой преобразователь (АЦП) - U7. Мультиплексор — это электронный коммутатор, поочередно подающий контролируемые сигналы на вход АЦП. Применение мультиплексора позволяет использовать один АЦП для нескольких каналов. В АЦП осуществляется преобразование мгновенного значения входного сигнала в пропорциональное ему цифровое значение. Преобразования выполняются с заданной периодичностью. В последующем в микропроцессоре по этим выборкам из входных сигналов рассчитываются интегральные параметры контролируемых сигналов - их амплитудные или действующие значения;

– блок питания (БП) - U5 - обеспечивает стабилизированным напряжением все узлы рассматриваемого устройства, независимо от возможных изменений напряжения в питающей сети;

– дисплей и клавиатура являются атрибутами любого цифрового устройства, позволяя оператору получить информацию от устройства, изменять режим его работы, вводить новую информацию. Надо отметить, что дисплей H и клавиатура SB1, SB2 в цифровых реле, как правило, реализуются в максимально упрощенном виде: дисплей - цифробуквенный, одно- (или несколько-) строчный; клавиатура - несколько кнопок;

– порт связи с внешними цифровыми устройствами. Достоинством цифровых устройств является возможность передачи имеющейся информации в другие цифровые системы: АСУ ТП, персональный компьютер и т.д., что позволяет интегрировать различные системы, экономя на каналах связи, затратах на предварительную обработку сигналов и т. п. Коммуникационный порт - необходимый элемент для дистанционной работы с данным устройством.

Наряду с вышеперечисленными, в цифровых устройствах, в общем случае, могут встретиться и другие узлы, например, цифро-аналоговые преобразователи при формировании аналоговых сигналов управления и регулирования.

Практически вся обработка информации в любом цифровом устройстве осуществляется внутри микропроцессора по определенному алгоритму, реализованному в виде программы работы.

Для облегчения понимания принципов работы цифровых устройств РЗА рассмотрим устройство и функционирование ЭВМ.

Центральный управляющий и решающий блок микропроцессор называется центральным процессорным устройством (Central Processing Unit-CPU) или просто процессором. Этот узел выполнен в виде интегральной микросхемы (ИМС), что дало повод называть такую ИМС микропроцессором. Как видно из структурной схемы микроЭВМ МП в качестве самостоятельного узла не применяется.

Для его работы требуется внешнее запоминающее устройство, где хранится программа (последовательность команд), которую необходимо выполнить. В устройствах, работающих по жесткой программе, какими и являются реле защиты, программа записывается в постоянном запоминающемся устройстве (ПЗУ).

Для хранения переменных и промежуточных результатов вычислений (данных) применяется оперативное запоминающее устройство (ОЗУ).

Обмен информацией с внешним оборудованием осуществляется с помощью устройств ввода-вывода.

Любая информация в ЭВМ представляется в виде чисел (числовых кодов). Обмен информацией между узлами микроЭВМ осуществляется с помощью шин, т. е. системы электрических линий. Шины различаются по функциям: шина пересылки данных (ШД), шина адреса (ША), шина передачи команд управления (ШУ). Например, при чтении данных из устройства ввода-вывода (УВВ) в процессор последний выставляет на ША адрес УВВ, а на ШУ - сигналы, предписывающие УВВ выдать данные на ШД. В результате этого на шине данных появляется число, которое было в УВВ в момент обращения. При передаче информации используется двоичная система счисления, требующая для отображения чисел использования только двух символов 0 и 1, что делает наиболее простой реализацию узлов ЭВМ на основе электрических схем.

Скорость работы микроЭВМ существенно зависит от разрядности чисел, передаваемых по шинам от узла к узлу. Это определяется разрядностью шины данных. Современные микроЭВМ работают с 16- и 32 - разрядными машинными словами. Время выполнения команды определяется тактовой частотой задающего генератора и зависит от быстродействия применяемых ИМС, что в свою очередь определяется технологией их изготовления. Сегодня электронной промышленностью предлагаются десятки разновидностей МП, и они непрерывно совершенствуются. По этой причине происходит периодическое обновление аппаратной базы и в цифровых устройствах РЗ.

Сигналы, контролируемые устройствами РЗА, имеют в общем случае разную физическую природу - токи, напряжения, температура и т. д. Чаще всего устройства РЗ работают с сигналами от источников переменного тока и напряжения, с традиционными номинальными уровнями: 1А, 5А, 100В. Такие уровни сигналов обеспечивают необходимую помехозащищенность, но совершенно неприемлемы для обработки в электронных схемах.

6.3 Входные преобразователи

Наиболее часто входные согласующие преобразователи цифровых устройств выполняются на базе обычных электромагнитных трансформаторов с ферромагнитным сердечником. Несмотря на то, что такие трансформаторы имеют нелинейные передаточные характеристики, определенный разброс параметров, некоторую нестабильность во времени и при изменении температуры, они все же приемлемы для построения устройств РЗ, допускающих работу с погрешностью 2-5%.

В трансформаторных преобразователях (рисунок 6.2) основное внимание уделяется снижению междуобмоточной емкости, по которой возможно попадание импульсных помех внутрь устройства. С этой целью секционируют вторичную обмотку или помещают между первичной и вторичной обмотками электростатический экран.

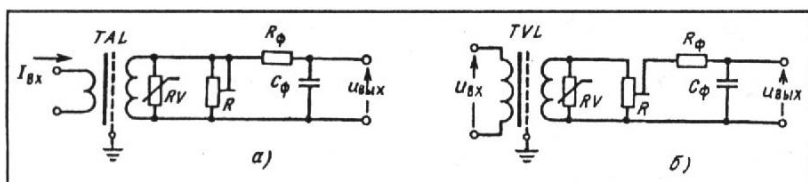


Рис. 6.2 - Входные преобразователи на основе промежуточных трансформаторов:

а - преобразователь тока; б - преобразователь напряжения.

Ввиду очень малого потребления мощности последующими электронными узлами, преобразование токовых сигналов в напряжение осуществляют простейшим способом - с использованием шунтов R . Для защиты электронных узлов от возможных перенапряжений широко применяют варисторы RV (или стабилитроны) и фильтры нижних частот, например, на основе R/C -цепей. Эффективность фильтра нижних частот объясняется тем, что энергия импульсной помехи сосредоточена в высокочастотной части спектра. Ограничение полосы пропускания тракта в области высоких частот необходимо и для правильной работы аналого-цифрового преобразователя, независимо от того, будет ли в последующем применяться цифровая фильтрация сигналов или нет.

6.4 Аналогово-цифровые преобразователи

Дискретный (цифровой) сигнал, в отличие от аналогового, может принимать лишь конечное множество значений и определен лишь для конкретных моментов времени.

Процесс перехода от аналогового сигнала к дискретному называется дискретизацией или квантованием сигнала, а устройства, выполняющие эту операцию, называются аналого-цифровыми преобразователями (АЦП). Переход от непрерывного сигнала к дискретному всегда происходит с потерей некоторого количества информации. Конечное число градаций дискретного сигнала обуславливает погрешность квантования по уровню, а одной из причин необходимости квантования по времени является то, что и сам процесс аналого-цифрового преобразования, и последующий цикл вычислений в микропроцессоре требует определенного времени, по истечении которого можно делать новую выборку из входного сигнала.

Характеризуя АЦП, говорят о его разрядности и интервале дискретизации сигнала по времени Δt или частоте выборок $f_B = 1/\Delta t$,

или, если речь идет о периодических сигналах с периодом T , о количестве выборок за период $N=f_B \times T$.

Для периодических сигналов существует взаимосвязь между верхней частотой преобразуемого сигнала и необходимым количеством выборок. Для точного восстановления первоначального сигнала из его дискретного представления частота выборок должна, по крайней мере, вдвое превышать самую высокочастотную гармоническую составляющую входного сигнала, т.е.:

$$f_B \geq 2f_{max} \text{ или } N \geq 2f_{max}T \quad (6.1)$$

Более того, при аналого-цифровом преобразовании из входного сигнала должны быть исключены все гармоники с частотой, более высокой, чем частота квантования. В противном случае, при восстановлении сигнала появляется разностная составляющая низкой частоты, поэтому на входе АЦП всегда устанавливают аналоговый фильтр нижних частот с полосой пропускания не более f_B .

В устройствах РЗ применяют АЦП с частотой выборок от 600 до 2000 Гц. Более высокая частота выборок используется в том случае, когда устройство защиты обеспечивает еще и осциллографирование аварийного процесса. Цифровое устройство с частотой выборок 2000 Гц эквивалентно осциллографу с полосой пропускания 0-1000 Гц. Для сравнения отметим, что запись звука на компакт-дисках осуществляется с частотой дискретизации около 44 кГц, что обеспечивает качественное воспроизведение фонограмм, включая частоты свыше 20 кГц.

Второй важной характеристикой АЦП является разрядность p формируемого им двоичного числа. Для того, чтобы выяснить каким должно быть значение p , рассмотрим работу АЦП как некоего "черного ящика", на вход которого поступает аналоговый сигнал X , а на его цифровых выходах появляется эквивалентное число в виде двоичных сигналов с двумя возможными уровнями, условно обозначаемыми как 0 и 1. Кстати, представление числа напряжениями или током только двух уровней и делает предпочтительней двоичную систему исчисления.

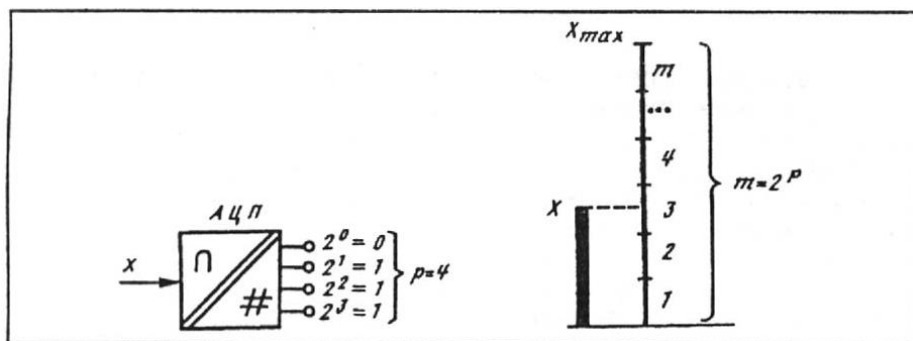


Рис. 6.3 - К пояснению разрядности АЦП.

Существует однозначная связь между разрядностью АЦП и точностью измерения аналоговой величины. Например, в двухразрядном АЦП на его двух выходах возможно формирование только четырех независимых числовых комбинаций: 00, 01, 10 и 11. Эти числа можно интерпретировать как нахождение входного аналогового сигнала в одном из четырех поддиапазонов, ограниченных $0 - X_{\max}$. В случае p -разрядного АЦП возможно отождествление нахождения входного сигнала в любом из $m = 2^p$ поддиапазонов. При этом ступенька квантования при определении уровня сигнала составит $X_{\max} / 2^p$. В энергетике из всех величин в наиболее широком диапазоне изменяется ток. Ток при нормальном режиме работы электроустановки находится в пределах $0 - I_{\text{ном}}$, а в аварийных - достигает $(10+30) \times I_{\text{ном}}$. Для преобразования с погрешностью не более 2-5 % требуемое число ступеней квантования m должно быть $2000 \div 4000$, т. е. требуется АЦП с $p = 11+12$.

6.5 Ввод дискретных сигналов

Практически во всей современной электронной аппаратуре ввод дискретных сигналов осуществляется через преобразователи на основе оптронов.

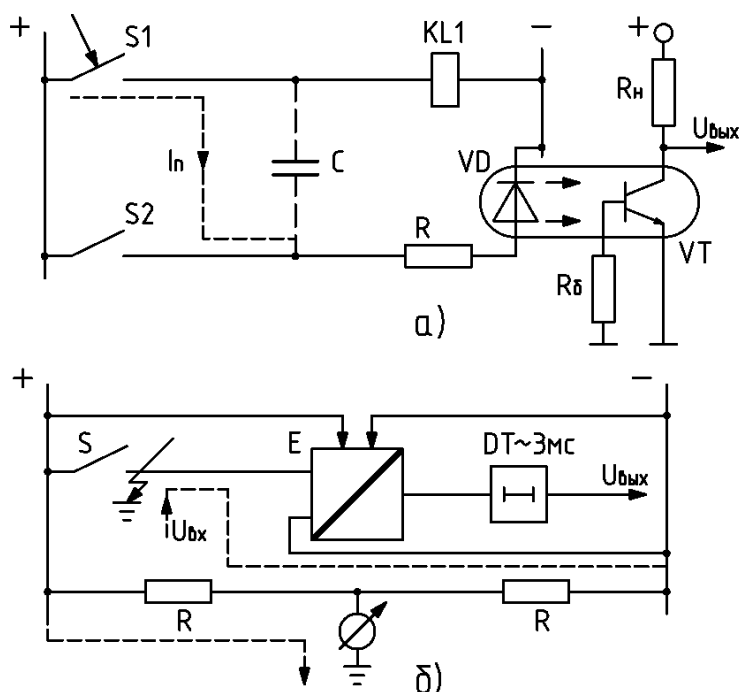


Рис. 6.4 - Варианты ввода дискретного сигнала.

Собственное время переключения у оптронов составляет доли микросекунды. Для оптопары (светодиод-фотоприемник) характерна малая проходная емкость, что препятствует проникновению помех по этому пути. Допустимое напряжение между цепью управления и элементами управляемой цепи достигает нескольких киловольт, а рабочий ток светодиода VD составляет 3-5 мА.

Малый входной ток оптрона, с одной стороны, является благом, так как приводит к снижению мощности, потребляемой преобразователем, решает проблему рассеивания тепла резистора R_6 и уменьшает нагрузку на управляющий контакт S2 (рис. 6.4, а). Но, с другой стороны, малый рабочий ток оптрона приводит к ряду проблем.

В первую очередь, малый входной ток обуславливает низкую помехозащищенность преобразователя. Например, при наличии протяженного проводника, связывающего управляющий ключ S2 с оптроном, возможно ложное срабатывание при перезарядке паразитной емкости C в момент замыкания ключа S1 в сторонней цепи. Чтобы исключить ложную работу устройства РЗ в такой

ситуации, на выходе преобразователя устанавливают элемент задержки ДТ (рис. 6.4, б) с фиксированной или регулируемой задержкой в формировании выходного сигнала. Для того, чтобы отстроиться от переходных процессов, обычно достаточно задержки от 0,5 до 3 мс.

Устройства с малым потреблением могут реагировать на замыкания на землю в сети оперативного тока, так как их входной ток соизмерим с током цепи контроля изоляции сети оперативного тока. Для исключения этого входные цепи измерительного преобразователя Е выполняют с привязкой к потенциалам полюсов сети оперативного тока и поднимают порог переключения преобразователя Е до уровня 60-80 % номинального напряжения сети.

6.6 Выходные реле

Несмотря на очевидные достижения в области высоких потенциалов и сильных токов в цифровых реле, в большинстве случаев по-прежнему используются промежуточные электромагнитные реле. Контактная пара пока еще остается вне конкуренции как единственное устройство, обеспечивающее видимый разрыв в коммутируемой цепи. К тому же это и самое дешевое решение. Как правило, в цифровых устройствах РЗ применяются несколько типов малогабаритных реле: с большей коммутационной способностью - для работы непосредственно в цепях управления выключателей, с меньшей - для работы в цепях сигнализации. Мощные реле способны включать цепи с током примерно 5-30 А, но их отключающая способность обычно не превосходит 0,2 А при постоянном напряжении 220 В. Таким образом, схема управления должна предусматривать прерывание тока в цепи электромагнита выключателя его вспомогательным контактом. Отключающая способность сигнальных реле обычно не превышает 0,15 А в цепях постоянного тока напряжением 220 В.

6.7 Отображение информации

Для отображения информации в реле используются и отдельные светодиодные индикаторы, и табло, и даже графические экраны. Для простоты будем называть совокупность элементов визуального отображения информации в реле дисплеем.

Очевидно, что дисплей не должен быть дорогим, так как "общение" человека с реле происходит крайне редко. Дисплей реле должен обеспечивать быстрое и однозначное представление информации. Наилучшим образом этим требованиям удовлетворяют простые дисплеи в виде светодиодных индикаторов. С другой стороны, цифровое устройство защиты - это устройство, которое способно предоставить оператору очень большой объем информации: текущие значения токов и напряжений электроустановки, их аварийные значения, уставки (а их в цифровых реле может быть несколько наборов), состояние входов и выходов управления и т.д. Для оперативного получения такого объема информации требуются соответственно и более информативные дисплеи.

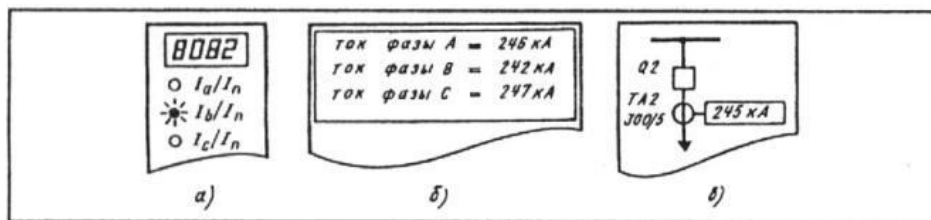


Рис. 6.5 – Варианты дисплеев цифровых устройств защиты.

В цифровых устройствах некоторых типов защиты (рис. 6.5, а) отдельный светодиодный индикатор (или крайний левый разряд цифрового светодиодного табло) указывает на отображаемый параметр, а численное значение этого параметра выводится в трех правых разрядах цифрового табло. Светодиодный дисплей хорошо заметен, особенно в условиях малой внешней освещенности.

В более современных устройствах применяются цифробуквенные многострочные табло (рис. 6.5, б), что обеспечивает удобство считывания информации. Такие табло выполняются на основе жидкокристаллических индикаторов (ЖКИ). Основными недостатками ЖК-индикаторов являются относительно низкая контрастность изображения и неработоспособность при низких температурах. Однако, невысокая стоимость и легкость управления ЖКИ способствует их широкому применению, в том числе и в устройствах РЗ.

Цифровые реле имеют погрешность 2-5 %. С учетом этой погрешности и выполняются дисплеи цифровых реле - с возможностью отображения лишь трех значащих цифр. В цифровых реле используются в основном два способа представления величин - в именованных единицах (вольтах, амперах, градусах и

т.д.) и в относительных. Оперативному персоналу удобнее работать с именованными величинами, отражающими реальные значения токов, напряжений и других параметров электроустановки. Но это требует занесения дополнительной информации в реле - коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, а на дисплей необходимо дополнительно выводить размерность отображаемой величины. Альтернативным решением является представление всех величин в относительных единицах или процентах. Чаще всего за базисные единицы принимают номинальные значения контролируемых величин.

6.8 Управление аппаратурой

Кнопки управления или клавиатура являются неотъемлемыми элементами связи человека с цифровым устройством. С помощью клавиатуры можно изменить режим работы устройства, вызвать на дисплей интересующие параметры и величины, ввести новые уставки и т.д.

Число кнопок, используемых в клавиатурах различных устройств РЗ, варьируются от двух до десяти. Чем больше кнопок в клавиатуре, тем удобнее и быстрее можно вводить информацию в устройство. Однако, кнопки являются наиболее ненадежными элементами цифровой аппаратуры. Поэтому там, где пользоваться клавиатурой приходится крайне редко, стремятся использовать минимальное число кнопок. Минимальное число кнопок клавиатуры, позволяющее вводить любую информацию, равно двум, оптимальное – 5: вверх; вниз; влево; вправо; ввод.

Состояния, доступные с помощью кнопок управления, представляются двумерным массивом. Продвижение по координатам массива осуществляется соответствующими кнопками, а выбор элемента массива производится одновременным нажатием кнопки "ENTER". В качестве примера рассматривается процесс поиска информации о фазных токах, которые фиксировались в памяти защиты в момент срабатывания. Предполагается, что в памяти данного устройства хранится информация по n последним событиям, причем последнее событие имеет номер n .

6.9 Устройства хранения информации

Одним из важнейших узлов цифровых реле являются устройства хранения информации. В настоящее время

используются различные типы устройств для хранения информации. В функциональном отношении все статические запоминающие устройства подразделяются на ПЗУ, ОЗУ и ППЗУ.

Для хранения рабочей программы в устройствах защиты обычно используются постоянные запоминающие устройства - ПЗУ. Отличительной чертой ПЗУ является однократная запись информации. В последующем возможно только считывание записанной информации. Отсюда и происходит англоязычное название этого типа памяти ROM (Read Only Memory - только считываемая память). Достоинством микросхем ПЗУ является их низкая стоимость и возможность хранения информации при отключении питания.

В последнее время все шире начинают применяться так называемые перепрограммируемые устройства памяти. Особенно они актуальны для устройств защиты, рабочая программа которых должна изменяться в процессе эксплуатации. В настоящее время существуют устройства РЗ, в которых нужные функции защиты выбираются из библиотеки стандартных функций самим пользователем. Логическая часть этих устройств РЗ создается пользователем из базовых логических функций типа И, ИЛИ и т. д. Рабочая программа в таких устройствах защиты располагается в перепрограммируемом постоянном запоминающем устройстве (ППЗУ или EEPROM - Electrical Erasable Programmable Read Only Memory - электрически перезаписываемая постоянная память). Подчеркнем, что ППЗУ является энергонезависимой памятью, т.е. хранящая в ней информация не разрушается в обесточенном состоянии.

Для временного хранения результатов промежуточных вычислений используются оперативные запоминающие устройства (ОЗУ или иначе RAM - Random Access Memory - память с произвольным доступом). Запись и считывание данных в ОЗУ осуществляется с максимальной скоростью. Существенным недостатком ОЗУ является разрушение информации при отключении питания.

Для хранения уставок и других параметров, которые приходится изменять в процессе эксплуатации защиты, используются ППЗУ, допускающие многократное изменение уставок. Промежуточным решением задачи стало хранение уставок в ОЗУ, имеющем резервное питание от встроенного в изделие источника. В таких устройствах применяют специальные малопотребляющие ИМС и литиевые батареи, имеющие срок

службы 5-6 лет. Недостаток очевиден - необходим периодический контроль и своевременная замена источника питания.

Как и любое другое изделие, устройства памяти могут повреждаться или терять информацию, например, под воздействием ионизирующих излучений. Для обнаружения этого применяются следующие способы.

В ПЗУ, где данные размещаются в ячейках памяти, последовательно выполняют формальное суммирование всех чисел этого массива данных, а результат (контрольную сумму) помещают в определенную ячейку. В режиме тестовой проверки ПЗУ компьютер рассматривает его как объект исследования, выполняет подсчет суммы фактических чисел, хранящихся в ячейках, и сравнивает с контрольной суммой. При проверке ОЗУ в его ячейки поочередно записывают нули и единицы, а затем анализируют получающиеся при считывании результаты.

В устройствах с EEPROM-памятью имеется возможность даже восстанавливать утерянную информацию. Для этого важнейшие массивы информации, например, уставки, дублируются в разных микросхемах памяти. Так как одновременное повреждение информации в двух микросхемах маловероятно, то имеется возможность восстановить информацию перезаписью содержимого неповрежденного массива на место поврежденного.

6.10 Блоки питания

Практически во всех современных устройствах используются импульсные блоки питания, выполняемые на базе высокочастотных инверторов.

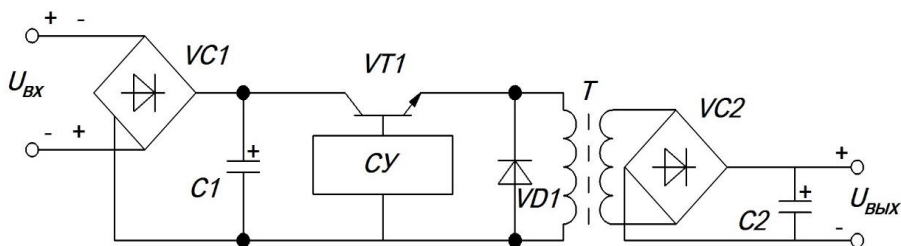


Рис. 6.6 – Упрощенная схема импульсного блока питания: СУ — схема управления.

С помощью электронного ключа, выполненного на транзисторе VT1, на первичную обмотку развязывающего трансформатора Т

подаются импульсы напряжения с частотой несколько десятков килогерц. Трансформатор, работающий на высокой частоте, получается небольших габаритов, с малым числом витков в обмотках, но с относительно большой проходной мощностью. Использование широтно-импульсной модуляции при управлении ключом VT1 позволяет поддерживать стабильным выходное напряжение инвертора при изменении питающего напряжения в широких пределах.

Для исключения повреждения инвертора при несоблюдении полярности подаваемого напряжения на его входе устанавливается диодный мост VC1.

Емкости накопительных конденсаторов C1 и C2 обычно выбирают из соображения требуемого сглаживания пульсации в выходном напряжении при питании инвертора от выпрямленного постоянного тока. В некоторых случаях емкости C1 и C2 увеличивают до уровня, достаточного для исключения сбоев в микропроцессорной части при кратковременных понижениях питающего напряжения, возникающих, например, при коротких замыканиях на смежных фидерах в сети оперативного тока. Отметим, что в БП большое внимание уделяется защите от перенапряжений в питающей сети и исключению проникновения помех внутрь устройства.

6.11 Интерфейсы цифровых устройств

Под интерфейсом понимается совокупность аппаратных, программных и конструктивных средств, необходимых для реализации взаимодействия различных цифровых устройств, объединенных в систему.

По принципу обмена информацией интерфейсы подразделяются на интерфейсы с параллельной и последовательной передачей данных.

Наиболее быстрый обмен информацией между двумя цифровыми устройствами обеспечивает параллельный интерфейс.

В этом случае по синхронизирующему сигналу СС (в действительности это может быть последовательность из нескольких сигналов управления) передающее устройство выставляет на шину данных ШД одновременно все разряды передаваемого числа, а приемное устройство его считывает. Как

видно, параллельный интерфейс требует достаточно сложного тракта передачи, включающего $n + 1$ физические линии при n -разрядном слове передаваемых данных. Чаще всего этот тип интерфейса применяется при передаче информации на небольшие расстояния (например, при связи компьютера с принтером) или при необходимости обеспечить наивысшую скорость обмена.

Технически более просто выполняется интерфейс с последовательной передачей данных. В этом случае слово данных передается последовательно разряд за разрядом. Наиболее распространен асинхронный режим передачи данных. Асинхронный способ передачи данных требует минимального количества линий. При асинхронной передаче используют определенные договоренности, позволяющие приемнику распознать не только начало и окончание передачи, но и даже обнаруживать искажение информации при передаче. Это обеспечивается следующим образом. В режиме ожидания передатчик выдает в линию сигнал логической единицы. Начало передачи приемник распознает по появлению на линии логического нуля. Это так называемый стартовый бит (СТБ). Длительность передачи одного бита заранее оговорена, т.е. приемник и передатчик должны быть предварительно настроены. После окончания передачи стартового бита (СТБ) передатчик передает разряд за разрядом биты данных (БД). После передачи данных следует так называемый бит паритета (БП). Бит паритета по договоренности устанавливается передатчиком в состояние логической единицы, если в бите (слове) данных нечетное число единиц, и используется "четный" паритет. И, наоборот, в случае договоренности о работе с "нечетным" паритетом, биту паритета присваивается нулевое значение. Таким образом, используя бит паритета, приемник способен обнаруживать единичные сбои при передаче данных. Оканчивается сообщение передачей стоповых битов (СПБ) (1; 1,5 или 2 бита). По сути дела, стоповые биты определяют минимальный интервал между передачей отдельных слов данных. При асинхронной передаче обычно используется стандартный ряд скоростей: 300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400 бит/с и т.д.

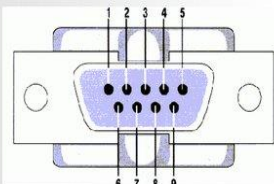
Существует достаточно много стандартов на каналы последовательной связи. Стандарты отличаются по скорости обмена, организации и длине линий связи и т.д.

Наиболее известен стандарт RS232, применяемый в IBM-совместимых ПК. Стандарт RS232C разработан в 1969 г.

COM-порт (RS-232)

Максимальная скорость передачи по
последовательному порту — 115 200 бит/с.

Передача данных может осуществляться
в **синхронном** и **асинхронном** режимах.



1	CD	<--	Наличие несущей (Carrier Detect)
2	RXD	<--	Прием данных (Receive Data)
3	TXD	-->	Передача данных (Transmit Data)
4	DTR	-->	Готовность приемника данных (Data Terminal Ready)
5	GND	---	Схемная земля (System Ground)
6	DSR	<--	Готовность источника данных (Data Set Ready)
7	RTS	-->	Запрос на передачу (Request to Send)
8	CTS	<--	Готовность передачи (Clear to Send)
9	RI	<--	Сигнал вызова (Ring Indicator)

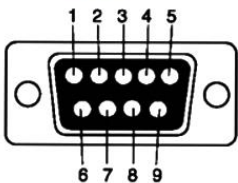
В ряде цифровых реле порт последовательной связи выполнен
в стандарте RS485.

Стандарт RS485 требует симметричный канал (витая пара).
Обеспечивает связь сегментами длиной до 1200 м с возможностью
подключения до 32 узлов на сегмент; минимальное сопротивление
нагрузки - 60 Ом; скорость обмена - до 10 Мбит/с.

RS485 output signal and the terminal strip pin assignment

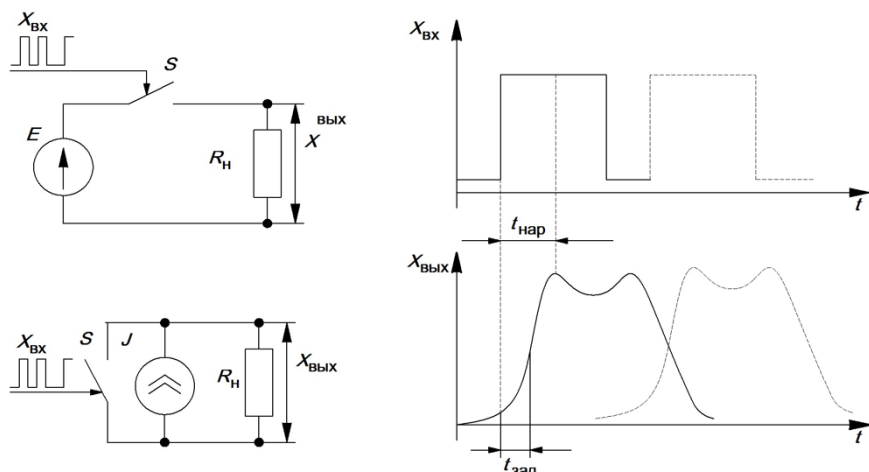
DB9 Male(PIN)	Output signal	RS-485 Half duplex
1	T/R+	RS-485 (A+)
2	T/R-	RS-485 (B-)
5	GND	Ground
6	POWER	DC +5V INPUT

DB9 Male Port Pinout



Как видно, порты у цифрового реле и персонального
компьютера выполнены в разных стандартах, что исключает их
непосредственное соединение. Для их соединения требуется
элемент, называемый: преобразователь протоколов.

6.12 Проводные каналы связи



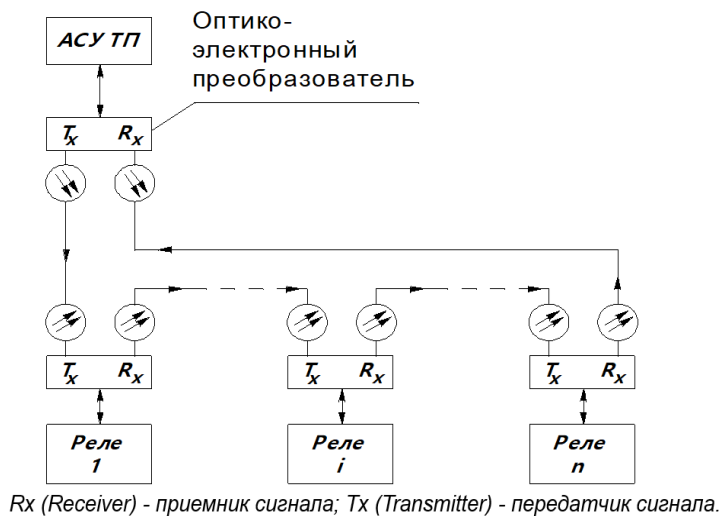
$X_{вх}$ – входной сигнал;
 $t_{нар}$ – время нарастания сигнала;

$X_{вых}$ – выходной сигнал;
 $t_{зад}$ – время задержки сигнала.

Рис. 6.7 – Искажения сигнала при передаче по реальному каналу.

Передача импульсов по электрическому каналу с ограниченной полосой пропускания сопровождается задержкой и искажением формы передаваемого импульса.

$$\Delta f = f_{max} - f_{min} \quad (6.2)$$



R_x (Receiver) - приемник сигнала; T_x (Transmitter) - передатчик сигнала.

Рис. 6.8 – Схема передачи информации с использованием волоконнооптического канала связи.

Основными компонентами этой системы являются: оптический излучатель VD, светодиод С и светочувствительный элемент (фотоприёмник) VT. В качестве излучателей используются полупроводниковые светодиоды и твёрдотельные диодные лазеры. В отличие от диффузионных светодиодов, лазеры являются источниками когерентного излучения. Обычно используется излучение с длиной волны 800 нм (инфракрасная область невидимого спектра). В качестве детекторов используются фототранзисторы и рpn-диоды. Последние являются высококачественными оптическими детекторами со временем срабатывания в несколько наносекунд и чувствительностью до 1000 фотонов/с.

Движение света вдоль криволинейного световода происходит при многократном внутреннем отражении луча на границе световод-оболочка.

Волоконно-оптический кабель (ВОК) является сложным сооружением, где, кроме обеспечения минимальных потерь энергии при передаче, достаточно много внимания уделено защите световода от внешних воздействий. Существует несколько типов ВОК. Самым дешёвым является волокно со ступенчатым изменением коэффициента преломления. Часто для этой цели используются оптически прозрачная пластмасса. Минимальные потери в пластмассовом волокне наблюдаются в области видимого (красного) излучения. С помощью пластмассовых световодов можно передавать данные на расстояние до нескольких десятков метров. В кабелях более высокого качества используется кварцевое волокно. Кварцевые светодиоды бывают со ступенчатым и плавным изменением коэффициента преломления (лучше). Последним достижением волоконно-оптической дальней связи является передача информации на частотах до 4 ГГц и на расстояние 120 км без повторителей.

Световоды, по сравнению с электрическими кабелями, обладают рядом достоинств:

- высокая помехозащищённость в условиях электромагнитных полей;
- большая пропускная способность. По сравнению с коаксиальными кабелями, в которых скорость и потери существенно зависят от частоты, дисперсия (зависимость фазовой скорости волны от частоты) ВОК незначительна, а, следовательно, в них в меньшей степени наблюдается уширение импульсов;

- безопасность при эксплуатации. Исключается вынос электрического потенциала из электроустановки;
- невозможно возгорание кабеля по причине короткого замыкания;
- не используется дефицитная медь, что делает их потенциально дешевле в перспективе при отработке технологии производства оптоволокна;
- высокие эксплуатационные характеристики: малый радиус изгиба, не критичность к условиям прокладки (возможна прокладка рядом с силовыми кабелями);
- малые массогабаритные показатели и т.д.

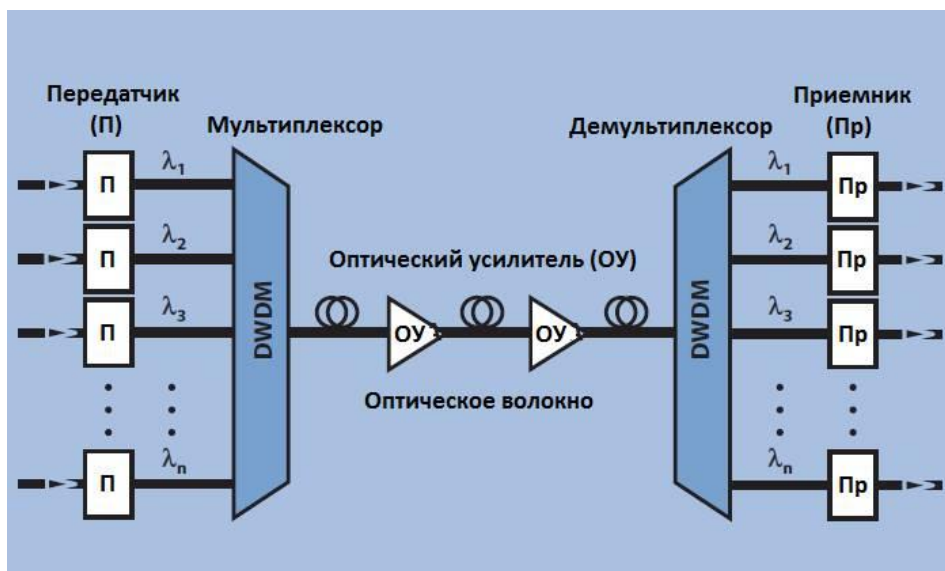


Рис. 6.9 – Организация передачи данных по ВОЛС.

Основным же недостатком ВОК является сложность сопряжения (стыковки) светодиодов между собой, а также с излучателями и приёмниками сигналов. Это обуславливается и малым сечением волокна (диаметр 0,125 мм и менее), и необходимостью выполнения среза волокна строго перпендикулярно его оси и обработки среза с высокой точностью чистоты для минимального затухания. По этой причине одножильные кабели протяженностью до нескольких десятков метров в настоящее время считаются неремонтопригодными. Однако, технология сращивания оптических кабелей быстро совершенствуется.

При использовании ВОЛС цифровые устройства защиты необходимо дооснащать модулем оптико-электронного преобразования. Такой модуль может быть, как встроенным, так и внешним.

В качестве примера рассмотрим организацию ВОЛС между цифровыми устройствами верхнего уровня АСУ ТП.

Под шиной связи понимается совокупность аппаратных средств связи и правил формирования передаваемых сообщений, оговоренных в протоколе обмена. Физически шина представляет собой оптико-волоконную петлю, последовательно связывающую отдельные реле и устройство верхнего уровня. Передача сигнала только в одном направлении существенно упрощает конструкцию оптико-электронных преобразователей. Сообщения, передаваемые по оптической петле, циркулируют от одного оптико-электронного преобразователя к другому до тех пор, пока не найдут своего адресата.

Для практических целей можно применять следующее соотношение между предельной скоростью передачи импульсов V_{max} (измеренной в бодах; бод — это скорость передачи, исчисляемая в тактах за секунду) и полосой пропускания канала Δf (задаваемой в герцах):

$$V_{max} \leq 2\Delta f \quad (6.3)$$

Как видно, узкополосный канал ограничивает скорость обмена. Например, при передаче информации по телефонному каналу с полосой пропускания $\Delta f = 3200$ Гц максимальная скорость будет равна 6400 бод.

Для передачи импульсных сигналов по телефонным линиям, рассчитанным на передачу тональных (аналоговых) сигналов, используют модемы. Как следует из названия, модем (МоДем = Модулятор + Демодулятор) обеспечивает преобразование импульсных сигналов в тональные сигналы путем модуляции несущей частоты. Современные модемы обеспечивают полнодуплексную связь, т.е. передачу информации по одному телефонному каналу одновременно в обоих направлениях, например, при передаче в одном направлении используется несущая частота 1200 Гц, а в другом - 2400 Гц. Иногда взамен амплитудной модуляции используется частотная или фазовая модуляция. Перспективной является, так называемая, фазовая манипуляция. В этом случае, изменение фазы осуществляют после передачи пары битов (дебита): 00 = 0°; 01 = 90°; 10 = 180°; 11 = -

90°. Фазовая манипуляция как бы снижает эквивалентную скорость передачи и способствует повышению пропускной способности канала.

При передаче информации по последовательному каналу связи применяют различные способы проверки достоверности полученной информации. Это и сверка битов паритета с числом единиц в отдельных символах, и сверка суммы кодов всех символов, входящих в сообщение, с контрольной суммой этих кодов, передаваемой в конце сообщения. Все это исключает неправильное восприятие информации приемником. Однако, при большом уровне электромагнитных помех эффективная скорость передачи информации по электрическим линиям связи резко падает, так как искаженное сообщение приходится повторять. По этой причине, в условиях электростанций и подстанций альтернативой электрическим линиям становятся волоконно-оптические линии связи.

6.13 Особенности эксплуатации микропроцессорных защит

6.13.1 Надежность функционирования систем с цифровыми реле

Одной из особенностей цифровых устройств является относительная простота организации контроля исправности аппаратной части и программного обеспечения. Этому благоприятствует циклический режим работы микропроцессора по заложенной в реле программе. Отдельные фрагменты этой программы и выполняют самотестирование устройства защиты. В арсенале разработчиков цифровой аппаратуры имеется целый набор типовых решений в части тестирования. В цифровых реле при самоконтроле часто используются следующие приемы.

Неисправность тракта аналого-цифрового преобразования с большой глубиной охвата входящих в него узлов обнаруживается путем периодического считывания опорного (неизменного по времени) напряжения. Если микропроцессор обнаруживает расхождение между последним и ранее полученным результатом, то он формирует сигналы неисправности.

Исправность ОЗУ проверяют, записывая в ячейки заранее известные числа и сравнивая результаты, получаемые при последующем считывании.

Рабочая программа, хранящаяся в ПЗУ, периодически рассматривается МП как набор числовых кодов. МП выполняет их формальное суммирование, а результат сравнивает с контрольной суммой, хранимой в заранее известной ячейке.

Целостность обмоток выходных реле проверяется при кратковременной подаче на них напряжения и контроле обтекания их током.

Периодически выполняется самотестирование МП, измеряются параметры блока питания и других важнейших узлов устройства.

На случай выхода из строя самого МП, осуществляющего самоконтроль, в цифровых устройствах предусматривается специальный сторожевой таймер "watch dog". Это несложный, а, следовательно, очень надежный узел. В нормальном режиме МП посылает в этот узел импульсы с заданным периодом следования. С приходом очередного импульса сторожевой таймер начинает отсчет времени. Если за отведенное время от МП не придет очередной импульс, который сбрасывает таймер в исходное состояние, то таймер воздействует на вход возврата МП в исходное состояние. Это вызывает перезапуск управляющей программы. При неисправности МП "зависает", устойчиво формируя 0 или 1. Это обнаруживает сторожевой таймер и формирует сигнал тревоги. При необходимости блокируются наиболее ответственные узлы устройства защиты.

Безусловно, тестирование не может обеспечить 100 % выявления внутренних дефектов изделия. Глубина тестирования целиком находится в компетенции разработчика, так как тестирование выполняется с учетом особенностей конкретного устройства и, в общем случае, неизвестна пользователю. Реально тестированием удастся охватить примерно 80-95 % всех элементов изделия.

Надежность функционирования любого устройства следует рассматривать в двух аспектах: надежность самого устройства и надежность функционирования всей системы, в состав которой входит данное устройство. Надежность аппаратной части какого-либо устройства в первую очередь определяется количеством затраченных на его изготовление комплектующих изделий и их качеством. Для примера предположим, что два устройства с одними и теми же функциями выполняются, соответственно, на аналоговом и цифровом принципах из комплектующих (резисторов, конденсаторов, диодов и т. п.) с близкими показателями по

надежности. Очевидно, что более надежным окажется устройство, выполненное с использованием меньшего числа элементов. У аналоговых устройств объем аппаратной части (V) растет пропорционально с увеличением числа реализуемых функций и их сложности (C), а у цифровых устройств объем аппаратной части остается практически неизменным при вариациях сложности алгоритма в достаточно широких пределах.

С другой стороны, для цифровых устройств характерен непрерывный автоматический контроль аппаратной части и программного обеспечения. Самоконтроль существенно повышает надежность РЗ как системы, благодаря своевременному оповещению персонала о случаях отказа аппаратной части. Это позволяет незамедлительно принимать меры по восстановлению работоспособности системы РЗ. В аналоговых системах РЗ, как правило, предусматривается лишь периодический тестовый контроль работоспособности аппаратной части, причем с участием человека. Цикл технического обслуживания микроэлектронных защит 6 лет.

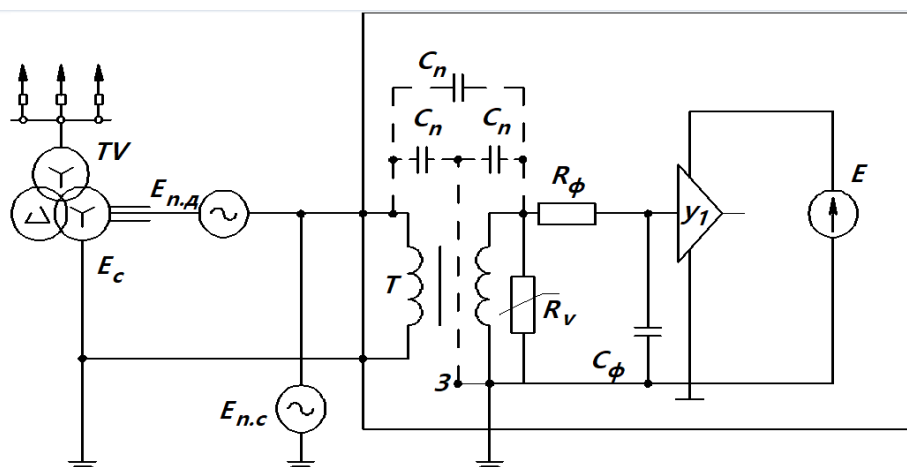
6.13.2 Помехозащищенность цифровых реле

Помехозащищенность - это способность аппаратуры правильно функционировать в условиях электромагнитных помех.

Необходимая помехозащищенность обеспечивается только при комплексном решении ряда вопросов, как-то:

- обеспечение должного превышения уровней информационных сигналов над уровнем помех. В этой связи в энергетике используются сигналы с номинальными уровнями 1А и более, 100В и выше;
- правильная прокладка линий связи датчиков информации с устройствами РЗ, а при необходимости - защита линий связи от действия помех и подавления самих помех;
- правильное конструирование аппаратной части устройства РЗ.

Если решение последнего вопроса находится исключительно в ведении разработчиков аппаратуры, то вопросы защиты каналов связи от помех должны решаться на стадии проектирования и в ходе эксплуатации системы защиты.



E_c – рабочий сигнал;

$E_{пд}$ – помехи дифференциального или поперечного вида;

$E_{пс}$ – синфазные или продольные помехи.

Рис. 6.10 – Входной тракт устройства РЗА.

Как правило, входная часть устройства защиты выполняется по схеме, показанной на рис. 6.10. При этом рабочий сигнал E_c передается по двухпроводной линии в виде разности потенциалов или током. Обычно входным воспринимающим элементом устройства является промежуточный трансформатор T . Трансформатор обеспечивает одновременно и преобразование подводимых сигналов, и гальваническое разделение внутренних и внешних цепей.

Помехи могут наводиться как между проводами линии связи (помехи дифференциального или поперечного вида $E_{пд}$), так и между любым проводом линии и землей (синфазные или продольные помехи $E_{пс}$).

Казалось бы, синфазные помехи $E_{пс}$ не опасны для дифференциальных приемников, но это не совсем так. Проникая внутрь устройства по паразитным емкостным связям $C_{п}$, эти помехи затем могут накладываться на рабочий сигнал, который внутри устройства, как правило, является синфазным и передается относительно общей шины нулевого потенциала.

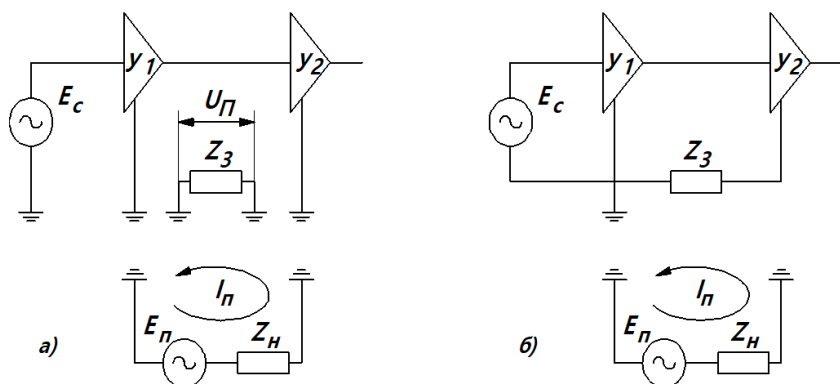
Поэтому конструкторы аппаратуры применяют меры, чтобы максимально ослабить паразитные (емкостные) связи между

первичной обмоткой промежуточного трансформатора Т и элементами внутренней схемы устройства.

Что касается дифференциальных помех $E_{\text{пд}}$, то наиболее действенным способом является максимальное ограждение линий связи от воздействия источников помех, если источник помехи неустраним. Для этого необходимо знать, как помехи попадают в линию связи.

Принято различать гальванический, электростатический и индуктивный пути проникновения помех из одной электрической цепи в другую.

Гальваническая связь - это непосредственная связь цепи приемника полезного сигнала с цепью, где расположен источник помехи. Чаще всего этот путь возникает из-за наличия общего проводника в рассматриваемых цепях.



E_c – рабочий сигнал;

$E_{\text{п}}$ – сигнал помехи.

Рис. 6.11 – Проникновение помех при непосредственной связи цепей.

Принято считать, что "земля" во всех точках имеет потенциал, равный нулю. Это неверно. Рассмотрим совместную работу сильноточной и слаботочной цепей.

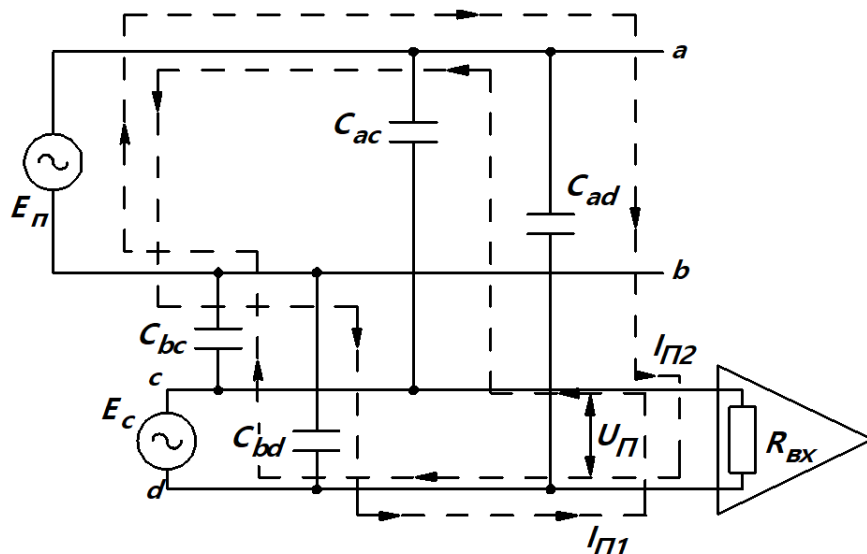
В данном случае система заземления используется в качестве одного из проводников цепи передачи информации от источника сигнала E_c к устройству У1 и далее к устройству У2. Одновременно система заземления использована в качестве обратного провода сильноточной цепи. Такая ситуация наиболее типична для внутренних схем различной аппаратуры, когда шина нулевого

потенциала одновременно используется в электрических цепях, существенно различающихся по мощности. Однако, подобная ситуация возникает в любой другой слаботочной системе при передаче сигналов относительно общего провода.

Источники мощных сигналов создают большие токи, протекающие по земле. Например, это наблюдается при замыканиях на землю в сетях с эффективно заземленной нейтралью или при проведении электросварочных работ.

Снижению уровня такого рода помех благоприятствует только увеличение сечения шины заземления. Однако, и увеличение сечения общей шины может оказаться неэффективным в случае высокочастотных помех, когда начинает проявляться индуктивный характер сопротивления шины. Кардинальное решение проблемы защиты от проникновения помех по земле - это заземление слаботочных цепей только в одной точке.

Электростатическая (емкостная) связь электрических цепей. Паразитная связь этого вида главным образом возникает в схемах с контурами с большим сопротивлением, когда проводники таких цепей генерируют и воспринимают электрические поля.



$E_{\text{с}}$ – рабочий сигнал; $E_{\text{п}}$ – сигнал помехи.

Рис. 6.12 – Схема проникновения помех по емкостным связям.

Помехи между цепями такого рода еще называют перекрестными. Наиболее неблагоприятным случаем является близкое расположение проводников разных цепей.

Эффективные способы борьбы с помехами этого рода - скрутка проводов и применение электростатических экранов. Скрутка способствует выравниванию емкостей между проводами, а экранирование уменьшает емкость связи как таковую. Отсюда следует, что нежелательно использовать для образования канала связи жилы из разных кабелей.

Индуктивная связь. Этот тип связи характерен для цепей с малым сопротивлением. Чаще всего индуктивная связь проявляется при замыкании на землю и трехфазных сетях.

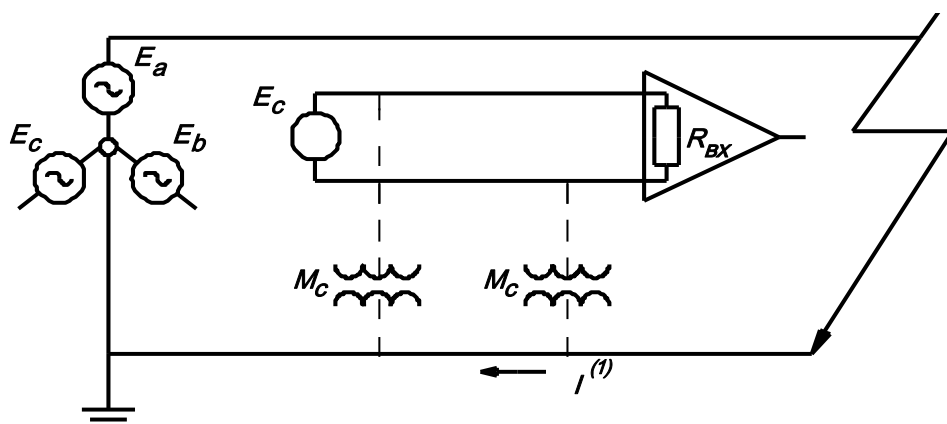


Рис. 6.13 – Образование помех при замыкании на землю.

При междуфазных КЗ внешнее поле трехфазной линии относительно мало вследствие близкого расположения проводов и равенства нулю суммы фазных токов.

При замыкании на землю образуется контур протекания тока больших геометрических размеров. В сетях с эффективно заземленной нейтралью в таких контурах протекают очень большие токи, наводя помехи в рядом расположенных электрических цепях. Как и в случае емкостной связи цепей, уровень наводимой помехи определяется разностью взаимоиндукции проводов слаботочной цепи по отношению к сильноточному контуру. Наибольший уровень наводимой помехи наблюдается в контуре с малым сопротивлением.

Для борьбы с помехами, наводимыми за счет индуктивной связи, используют все мероприятия, рассмотренные для случая электростатической связи.

Эффективность экранирования кабелей связи. Экранирующее действие металлической оболочки кабеля объясняется тем, что в ней наводятся токи, создающие поле, которое компенсирует вызывающее их внешнее поле.

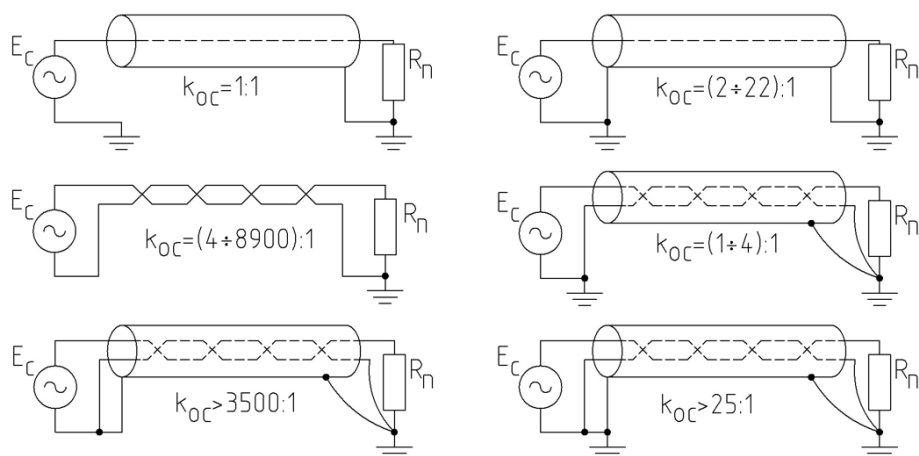
Для эффективного экранирования толщина стенок экрана должна быть соизмерима с длиной волны электромагнитного поля в веществе экрана.

Кабели с экранами из немагнитного материала наиболее эффективны при защите от электростатических и высокочастотных электромагнитных полей. Для защиты от низкочастотных электромагнитных полей потребовались бы толстостенные ферромагнитные экраны, что практически невыполнимо при протяженных трактах передачи. От этих полей, как уже отмечалось, защищаются скруткой жил кабеля, что уменьшает площадь контура, образуемого жилами, и выравнивает перекрестные емкости и взаимоиндуктивности проводов. Но, так как часто помехами являются грозовые и коммутационные перенапряжения, представляющие собой кратковременные импульсы и ВЧ-колебания, то применение немагнитных экранов оправдывается, так как основная энергия таких помех сосредоточена в высокочастотной области.

Эффективность действия экранов существенно зависит не только от частотного спектра помехи, но и от схемы их заземления, расположения жил кабеля внутри экрана.

В качестве исходного случая выбран простейший, когда кабель содержит один сигнальный провод. Снижение уровня наводок в схемах обусловлено уменьшением эффективной площади контура рабочего сигнала. По этой причине в качестве проводников измерительной цепи следует применять жилы, принадлежащие одному контрольному кабелю, и ни в коем случае не применять жилы разных кабелей. При незаземленном источнике или нагрузке полезный сигнал распространяется по обратному проводу или экрану кабеля, что уменьшает эффективную площадь контура и тем самым уровень помех. Если ток экрана искажает рабочий сигнал, экран следует заземлять в одной точке: у источника для уменьшения излучаемых помех, или у нагрузки для снижения уровня воспринимаемых помех. Экраны кабелей высокочастотных

сигналов заземляют у концов и не менее чем через каждые $0,2\lambda$ (λ – длина волны электромагнитного поля) вдоль их длины.



E_c – источник сигнала;
 R_n – приемник сигнала (нагрузка);
 K_{0c} – коэффициент ослабления сигнала.

Рис. 6.14 – Эффективность различных экранов.

Следует отметить, что прокладка линии связи даже неэкранированным контрольным кабелем вблизи хорошо заземленного проводника (шины заземления, металлоконструкциями и т. п.) способствует снижению уровня наводимых помех.

Хотелось бы отметить, что в системах защиты на базе электромеханических реле не использовались экранированные кабели. Помехозащищенность достигалась за счет относительно высоких уровней информационных сигналов, определенных практикой эксплуатации. Цифровые реле, если они не являются какими-то особо чувствительными или выполнены на каких-то нетрадиционных принципах защиты, не должны предъявлять особых требований к защите линий связи от внешних электромагнитных полей. Однако в условиях повышенного уровня электромагнитных помех при плохих контурах заземления применение экранированных кабелей может быть оправдано.

7 ОПИСАНИЕ ОПЕРАТИВНОГО ПИТАНИЯ УРЗА

Ток, питающий цепи управления, релейной защиты, автоматики, называется оперативным током.

Источники оперативного тока осуществляют питание цепей дистанционного управления выключателями, устройств РЗА, и других средств управления. Для питания оперативных цепей применяются источники постоянного, переменного и выпрямленного тока.

В качестве источника постоянного тока служат аккумуляторные батареи с номинальным напряжением 220-110 В.

Для повышения надежности питания потребителей на ПС обычно имеются две секции постоянного тока. Все потребители постоянного тока могут быть переведены на 1 или 2 секции шин. Шинки сигнализации $\pm$ ШС примерно на середине щита управления обычно имеют разрыв и соединяются секционным рубильником. Шинки управления $\pm$ ШУ подключаются к 1 секции шин, а шинки $\pm$ 2ШУ ко 2 секции шин.

Питание шинок управления и сигнализации осуществляется по разомкнутой кольцевой схеме. При такой схеме шинки делятся на две примерно равные части (секции), каждая из которых получает питание со щита постоянного тока через свой предохранитель (автоматический выключатель) и переключатели. Секционный рубильник, соединяющий эти две секции шинок, нормально разомкнут. Источниками выпрямленного оперативного тока служат силовые выпрямительные устройства и специальные блоки питания, которые питаются переменным током от измерительных трансформаторов тока, напряжения и ТСН.

В качестве источника переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН). Кроме того, в качестве источников оперативного тока используют предварительно заряженные конденсаторы.

Для питания оперативных цепей служат следующие блоки питания:

БПН – нестабилизированные блоки питания, подключаемые к измерительным трансформаторам напряжения или к трансформаторам собственных нужд.

БПТ – стабилизированные блоки питания, подключаемые к трансформаторам тока..

БПЗ – блоки питания и заряда конденсаторов в сочетании с батареями конденсаторов.

БПНС, УСЗ, УСН – блок стабилизированного напряжения для питания выпрямленным стабилизированным напряжением цепей защиты, автоматики и управления.

УКП, БПРУ – комплектные выпрямительные устройства применяются для питания соленоидов включения электромагнитных приводов и состоят из выпрямителя и распределительного устройства выпрямленного тока.

ШУОТ – шкаф управления оперативным током. Включает в себя аккумуляторную батарею и зарядно-подзарядное устройство.

Блоки серии БПН(Т) – 11 предназначены для питания устройств РЗА, когда потребление этих цепей не превышает 20 Вт в длительном и 40 Вт в кратковременном режиме, БПН(Т) – 101 соответственно 100 Вт и 200 Вт, БПН(Т) – 1002 – соответственно 800 Вт и 1500 Вт.

7.1 Выпрямители

Выпрямитель служит для заряда аккумуляторной батареи или ее длительного подзаряда. Режим подзаряда обеспечивает постоянную готовность аккумуляторной батареи питать нагрузку при потере питания выпрямителя. Питание выпрямителя осуществляется переменным током от секции КРУ 0,4 кВ. Предусмотрена возможность параллельной работы выпрямителей.

Основные характеристики выпрямителя приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Наименование параметра	Значение параметра
Входное питающее напряжение, В	380 С допуском от +10 % до -15 %
Частота, Гц	50 (С допуском ± 5 %)
Допустимое отклонение выходного напряжения от холостого хода до полной нагрузки, %	± 1
Стабилизация выходного напряжения для двух режимов: - режим со значением выходного напряжения, В - режим со значением выходного напряжения, В	2,25 x n 2,40 x n
Максимальная пульсация выходного напряжения, %	4 без подключения батареи
Номинальный ток зарядного устройства для аккумуляторной батареи 220 В, А	630
Номинальный ток зарядного устройства для аккумуляторной батареи 110 В, А	200
Примечание – n – число элементов аккумуляторной батареи	

Выпрямительные устройства предназначены для преобразования трехфазного переменного напряжения ~ 380 В в постоянное $=220$ В и питания нагрузки щитов постоянного тока (далее ЩПТ), а также заряда и подзаряда аккумуляторных батарей.

Для питания каждого ЩПТ предусматривается по два выпрямителя (один постоянно в работе, другой в резерве).

Выпрямители входят в состав следующих систем электро-снабжения собственных нужд:

- система надёжного электроснабжения нормальной эксплуатации;
- система аварийного электроснабжения;
- система управления и защиты реактора.

Питание выпрямителей осуществляется от распределительных устройств 0,4 кВ СНЭ НЭ и САЭ.

Выпрямители СНЭ НЭ и СУЗ по влиянию на безопасность в соответствии НП-001-15 являются элементами системы нормальной эксплуатации и относятся к 3-му классу безопасности «3Н».

Выпрямители САЭ по влиянию на безопасность в соответствии НП-001-15 являются элементами обеспечивающей системы и относятся ко 2-му классу безопасности «2О».

Конструктивно выпрямитель состоит из одного шкафа, в котором расположены:

- входной трансформатор «Т001», предназначенный для гальванической развязки и обеспечения необходимого напряжения питания выпрямителя;
- шестипульсный тиристорный выпрямительный мост «А030», предназначенный для преобразования переменного напряжения в постоянное;
- силовой предохранитель «F026» на выходе тиристорного моста;
- сглаживающий дроссель «L001» и модуль конденсаторов постоянного тока «СВ02», предназначенные для фильтрации постоянного тока;
- выключатель «Q001» ввода питания выпрямителя;
- выключатель «Q003» на выходе выпрямителя;
- центральный контроллер, предназначенный для управления выпрямителем, контроля напряжений, токов, сигналов тревог, связи с панелью управления, внешней связи по последовательному каналу;
- панель управления;
- платы предохранителей цепей постоянного и переменного тока, предназначенные для защиты измерительных цепей постоянного тока и защиты цепей питания вентиляторов.

Схемы выпрямителя приведена на рисунке 7.1.

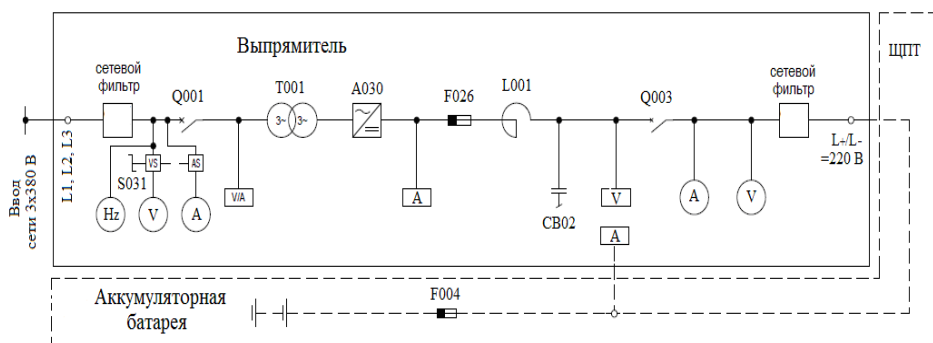


Рис. 7.1 – Схема выпрямителя однолинейная.

На лицевой панели выпрямителя расположены:

- вольтметр переменного напряжения, указывающий входное напряжение выпрямителя, измеренное перед входным выключателем «Q001»;
- амперметр переменного тока, указывающий входной ток выпрямителя, измеренный после входного выключателя «Q001»;
- частотомер, указывающий частоту питающей сети выпрямителя, измеренную перед входным выключателем «Q001»;
- переключатель выбора фаз «S031», служащий для выбора измеряемой фазы ввода выпрямителя;
- амперметр постоянного тока, указывающий выходной ток нагрузки выпрямителя;
- вольтметр постоянного напряжения, указывающий выходное напряжение нагрузки выпрямителя;
- панель управления, состоящая из дисплейного блока, клавиш управления, мнемосхемы и панели индикации сигналов тревог.

Внешний вид панели управления выпрямителя и самого выпрямителя приведены на рисунках 7.2, 7.3.



Рис. 7.2 – Внешний вид панели управления выпрямителя.



Рис. 7.3 – Выпрямительная установка САЭ.

7.2 Инверторы

Инверторы с переключаящим устройством предназначены для преобразования постоянного тока в переменный и питания ответственных потребителей переменного тока атомных станций, автоматизированных систем управления технологическими процессами, вычислительных комплексов, систем телекоммуникации и др.

Основные характеристики инвертора приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2

Наименование параметра	Значение параметра
Мощность инвертора, кВА	30; 60; 80; 300
Входное питающее напряжение, В	220 постоянного тока с допуском от +20 % до -15 %
Предельное снижение напряжения постоянного тока в течение не более 5 с. При работе инвертора в автономном режиме, % номинального значения, не более	-25

Наименование параметра	Значение параметра
Допустимая пульсация напряжения при постоянном токе, %	5
Номинальное выходное напряжение, В	380 / 220
Допустимое отклонение выходного напряжения, % - при симметричной нагрузке - при неуравновешенной (несимметричной) нагрузке	± 1 ± 2
Номинальная частота, Гц	50
Наименование параметра	Значение параметра
Допустимое отклонение для выходной частоты, %	$\pm 0,1$
Допускаемые установившиеся значения тока нагрузки в любой из фаз на выходе инвертора, % номинального значения	0 – 100

Инверторные установки с байпасом предназначены для преобразования постоянного напряжения в переменное и перевода питания нагрузки на байпас в аварийных режимах.

Инверторы входят в состав следующих систем электроснабжения собственных нужд:

- СНЭ НЭ;
- САЭ.

Питание инверторов осуществляется от щитов постоянного тока СНЭ НЭ и САЭ, питание сети байпас - от распределительных устройств 0,4 кВ СНЭ НЭ и САЭ.

Инверторы СНЭ НЭ по влиянию на безопасность в соответствии НП-001-15 являются элементами системы нормальной эксплуатации и относятся к 3-му классу безопасности «3Н».

Инверторы САЭ по влиянию на безопасность в соответствии НП-001-15 являются элементами обеспечивающей системы и относятся ко 2-му классу безопасности «2О».

Конструктивно инверторная установка состоит из шкафа управления и шкафа ввода в которых расположены:

- модуль конденсаторов постоянного тока «СВ02», предназначенный для фильтрации постоянного тока;

- инвертор, предназначенный для преобразования постоянного напряжения в переменное;
- дроссель фильтра «L002» и модуль конденсаторов переменного тока «СВ03», предназначенные для поддержания на низком уровне коэффициента низких гармоник на выходе силового трансформатора «Т002» инвертора;
- силовой трансформатор «Т002» инвертора, предназначенный для гальванической развязки нагрузки от аккумуляторной батареи а также для работы в качестве фильтра;
- статический байпасный переключатель «EN», предназначенный для автоматического переключения нагрузки на байпас (имеет три комплекта силовых тиристорov, подключенных встречно-параллельно);
- предохранитель «F028», предназначенный для защиты статического байпасного переключателя «EN» от токов короткого замыкания;
- статический переключатель «EA» на выходе инвертора;
- предохранитель «F021» на выходе инвертора;
- разъединитель «Q020» на вводе инвертора;
- выключатель «Q090» на вводе байпаса;
- 3-х позиционный ручной байпасный переключатель «Q050» (положение «AUTO»/«Авто» при котором нагрузка запитывается от инвертора или байпаса, положение «TEST»/«Тест» при котором нагрузка запитывается от байпаса и на АБП можно проводить тестирование без отключения потребителей, положение «BYPASS»/«Байпас» при котором нагрузка запитывается напрямую от байпасной сети, при этом статический байпасный переключатель «EN» изолирован от байпасной сети);
- контроллер системы управления, предназначенный для управления инвертором, управления статическим переключателем «EA», контроля напряжения, тока, сигналов тревог, связи с панелью управления.

Схемы однофазных и трёхфазных инверторных установок приведены на рисунках 7.4 и 7.5.

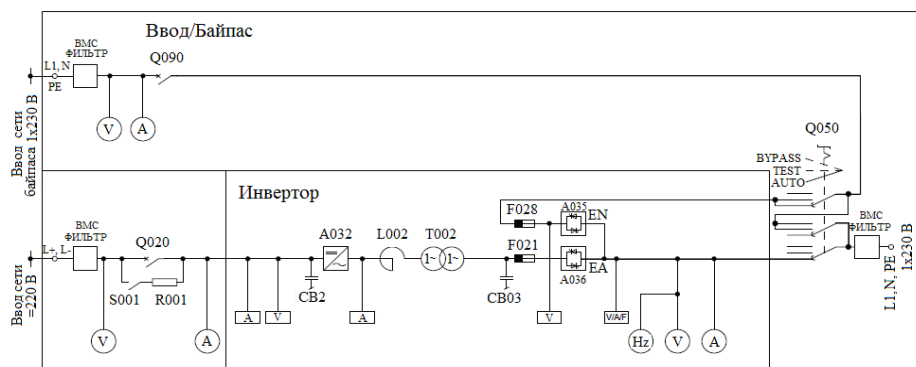


Рис. 7.4 – Схема однофазных инверторных установок однолинейная.

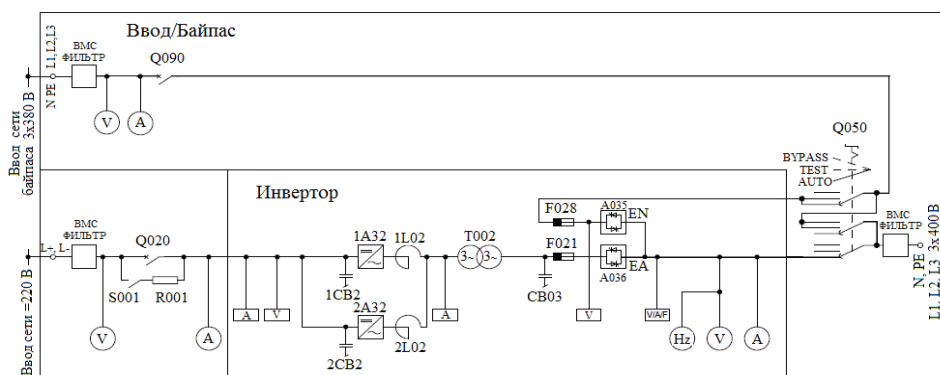


Рис. 7.5 – Схема трёхфазных инверторных установок однолинейная.

На лицевой панели шкафа управления и шкафа ввода инвертора расположены:

- амперметр постоянного тока указывающий входной ток инвертора, измеренный после разъединителя «Q020» на вводе инвертора;
- вольтметр постоянного напряжения, указывающий входное напряжение инвертора, измеренное перед разъединителем «Q020» на вводе инвертора;
- амперметр переменного тока указывающий выходной ток инвертора, измеренный перед ручным байпасным переключателем «Q050»;
- вольтметр переменного напряжения, указывающий выходное напряжение инвертора, измеренное перед ручным байпасным переключателем «Q050»;

- частотомер, указывающий частоту инвертора, измеренную перед ручным байпасным переключателем «Q050»;
- амперметр переменного тока указывающий входной ток сети байпаса инвертора, измеренный перед выключателем «Q090» на вводе байпаса инвертора;
- вольтметр переменного напряжения, указывающий входное напряжение сети байпаса инвертора, измеренное перед выключателем «Q090» на вводе байпаса инвертора;
- панель управления, состоящая из дисплейного блока, клавиш управления, мнемосхемы и панели индикации сигналов тревог.

Внешний вид панели управления инвертора и самого инвертора приведены на рисунке 7.6, 7.7.



Рис. 7.6 – Внешний вид панели управления инвертора.



Рис. 7.7 – Общий вид Инверторной установки САЭ.

Дисплейный блок применяется для программирования инвертора и выдачи информации (измерений и предупредительных сигналов). При нормальной работе на дисплее отображается текущий режим работы инвертора. Для получения информации или программирования инвертора нужно вызывать различные «стеки» посредством клавиатуры. Дисплей автоматически возвращается к отображению текущего рабочего режима, если клавиатура не использовалась в течение 30 секунд, или при нажатии клавиши возврата к текущему режиму.

Если изменяется рабочий режим, то дисплей сразу переключается на отображение нового режима. В этом случае для программирования инвертора или чтения информации следует повторить ввод данных с клавиатуры.

8 ВИДЫ ЗАЩИТ

8.1 Виды и принцип действия основных релейных защит

Одним из важных элементов защиты являются измерительные реле, реагирующие на значение контролируемых (измеряемых) параметров электрической системы.

Устройство защиты состоит в общем случае из совокупности измерительных реле и логических элементов, предназначенных для выполнения предусмотренных функций при возникновении повреждений в электрической системе.

Релейная защита выполняется в виде автономных устройств, устанавливаемых на элементах энергосистемы. Устройства РЗ реагируют на КЗ и действуют на отключение выключателей защищаемых элементов.

8.2 Максимальная токовая защита

Токовые релейные защиты приходят в действие при увеличении тока в фазах сверх определенного значения. В качестве реле, реагирующих на возрастание тока, используются максимальные токовые реле.

Токовые релейные защиты подразделяются на максимальные токовые (МТЗ) и токовые отсечки (ТО). Основное различие между ними заключается в способе обеспечения селективности. Селективность действия МТЗ достигается с помощью выдержки времени, а ТО - соответствующим выбором тока срабатывания.

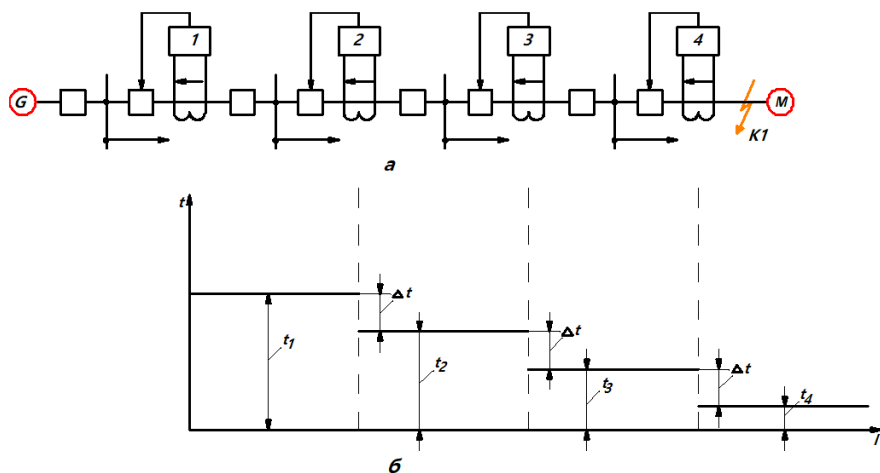
Максимальные токовые защиты являются основными защитами для сетей с односторонним питанием. Их устанавливают в начале каждой линии со стороны источника питания.

В радиальной сети с односторонним питанием защита устанавливается на каждой линии. Защита наиболее удаленной от источника питания линии имеет наименьший ток срабатывания и наименьшую выдержку времени. Защита каждой последующей линии имеет выдержку времени большую, чем у предыдущей защиты.

Достоинством МТЗ является ее простота, надежность и небольшая стоимость. МТЗ обеспечивает селективность

радиальных сетей с односторонним питанием. К недостаткам МТЗ относится: большие выдержки времени, особенно вблизи источников питания; недостающая чувствительность при КЗ в разветвленных сетях с большими токами нагрузки.

МТЗ получила наиболее широкое распространение в радиальных сетях 10 кВ и ниже является основной релейной защитой.



а – размещение защиты 1-4;

б – выдержки времени защит, выбранные по ступенчатому принципу.

Рис. 8.1 – Максимальная токовая защита.

При КЗ в точке К1 рис. 8.1 ток КЗ проходит по всем участкам сети, расположенным между источником питания Г и местом повреждения, в результате чего приходят в действие все защиты 1-4. Однако, по условию селективности, сработать на отключение должна только защита 4, установленная на поврежденной линии. Для обеспечения указанной селективности МТЗ выполняются с выдержками времени, нарастающими от потребителя М к источнику Г рис. 8.1. При соблюдении этого принципа в случае КЗ в точке К1 сети раньше других сработает защита 4 и произведет отключение поврежденной линии. Защиты 1, 2 и 3 останутся в начальном положении, не успев подействовать на отключение.

Параметрами срабатывания МТЗ являются ток $I_{с.з.}$ и время $t_{с.з.}$ срабатывания защиты.

Для повышения чувствительности МТЗ дополняется блокировкой по напряжению, благодаря чему защита действует

только при КЗ и не действует в режиме максимальной нагрузки и пуске электродвигателей. Измерительный орган напряжения (ИОН) такой защиты выполняется с помощью реле минимального напряжения и действует совместно с токовым реле измерительного органа тока (ИОТ).

При КЗ, когда возрастает ток и резко уменьшается напряжение, срабатывают оба измерительных органа (ИОН и ИОТ) и с заданной выдержкой времени МТЗ действует на отключение линии. При перегрузке, когда возрастает ток, а напряжение изменяется незначительно, приходят в действие только токовые реле - ИОН блокирует МТЗ.

МТЗ получила широкое распространение в радиальных сетях напряжением до 35 кВ.

Важная роль реле, включенного в обратный провод двухфазной схемы защиты, выявляется при рассмотрении двухфазных КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток звезда-треугольник. Токи КЗ при повреждении на стороне НН трансформируются на сторону ВН таким образом, что в одной из фаз на стороне ВН значение тока КЗ будет в два раза выше, чем в двух других, и численно равно току трехфазному КЗ в этом месте. На рис.8.2 предоставлена схема включения реле.

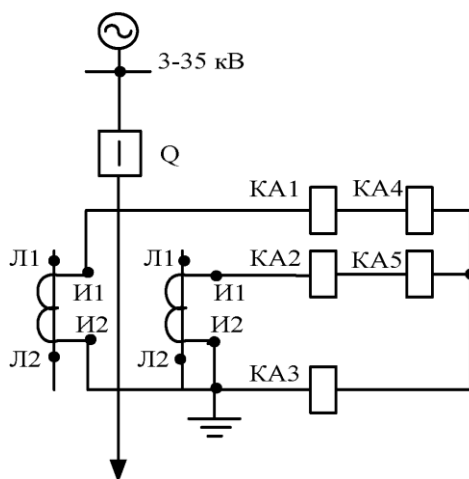


Рис. 8.2 – Схема защиты присоединения 3-35 кВ.

При выполнении МТЗ с тремя реле КА1-КА3, при всех сочетаниях двухфазных КЗ на стороне НН в одном из этих реле будет проходить такой же ток как и при трехфазном КЗ. Иначе

говоря, коэффициент чувствительности при этих видах будет равен коэффициенту чувствительности при трехфазном КЗ. Но при отсутствии реле КА3 в обратном проводе при одном из видов двухфазного КЗ, за трансформатором со схемой соединения обмоток звезда-треугольник, также как и за трансформатором со схемой треугольник-звезда в реле КА1, КА2 пройдет ток, равный лишь половине тока трехфазного КЗ. Для такой схемы коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ будет равен половине коэффициента чувствительности при трехфазном КЗ и это является ее существенным недостатком. Поэтому МТЗ должна выполняться трехрелейной не только на трансформаторах с указанными схемами соединения обмоток, но и на линиях, питающие такие трансформаторы.

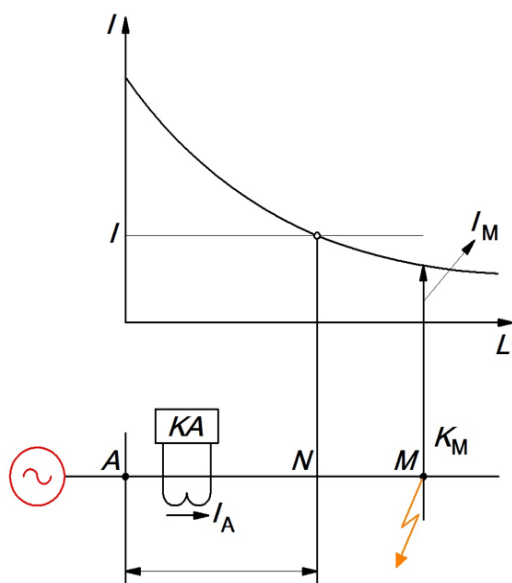
Токи в реле КА1-КА5 схемы (Рис. 8.2) неполная звезда распределятся следующим образом:

Таблица 8.1

Вид КЗ	Ток в реле КА1, КА4	Ток в реле КА2, КА5	Ток в реле КА3
Трехфазное	Ток трехфазного КЗ фазы А	Ток трехфазного КЗ фазы С	Ток трехфазного КЗ фазы В
Двухфазное АВ	0,865 тока трехфазного КЗ	0	0,865 тока трехфазного КЗ
Двухфазное ВС	0	0,865 тока трехфазного КЗ	0,865 тока трехфазного КЗ
Двухфазное СА	0,865 тока трехфазного КЗ	0,865 тока трехфазного КЗ	0
Двойное замыкание на землю в сети 3-35 кВ, из которых одно на защищаемом элементе на фазе А	Ток двухфазного КЗ на землю фазы А	0	Ток двухфазного КЗ на землю фазы А
Тоже на фазе В	0	0	0
Тоже на фазе С	0	Ток двухфазного КЗ на	Ток двухфазного КЗ
Двухфазное КЗ за трансформатором со схемой звезда-треугольник фаз АВ Тоже фаз ВС	0,5 тока трехфазного КЗ 0,5 тока трехфазного	землю фазы С 0,5 тока трехфазного КЗ Ток трехфазного КЗ	на землю фазы С Ток трехфазного КЗ 0,5 тока трехфазного

Вид КЗ	Ток в реле КА1, КА4	Ток в реле КА2, КА5	Ток в реле КА3
Тоже фаз СА	Ток трехфазного КЗ	0,5 тока трехфазного КЗ	0,5 тока трехфазного
Однофазное КЗ за трансформаторо м со схемой звезда-звезда с нулем фазы А	0,66 тока однофазного КЗ	0,33 тока однофазного КЗ	0,33 тока однофазного КЗ
Тоже фазы В	0,33 тока однофазного КЗ	0,33 тока однофазного КЗ	0,66 тока однофазного КЗ
Тоже фазы С	0,33 тока однофазного КЗ	0,66 тока однофазного КЗ	0,33 тока однофазного КЗ

Основной недостаток МТЗ заключается в наличии относительно большой выдержки времени. Поэтому МТЗ используют, если это возможно, совместно с быстродействующей токовой защитой - токовой отсечкой.



AN – зона действия ТО.

Рис. 8.3 – Характеристика токовой отсечки.

ТО является разновидностью МТЗ, обеспечивающей быстрое отключение участка, где произошло КЗ. Различают ТО мгновенного действия и с выдержкой времени.

Селективность ТО обеспечивается соответствующим выбором токов ее срабатывания. ТО не должна работать при КЗ за пределами своей зоны действия, а также на смежных участках цепи, защита которых имеет выдержку времени равную или большую, чем выдержка времени ТО. Поэтому ток срабатывания отсечки I_{C3} должен быть больше максимального тока КЗ, проходящего через токовое реле отсечки при повреждении в конце участка (рис. 8.3 участок АМ), за пределами которого она не должна работать: $I_{C3} > I_{KM}$.

Такой способ ограничения зоны действия основан на том, что ток КЗ зависит от расстояния между источником и местом повреждения (рис. 8.3, график). При удалении точки КЗ от источника питания (или от места расположения защиты) сопротивление участка линии растет, а ток КЗ уменьшается.

Зона действия мгновенной ТО по условиям селективности не должна выходить за пределы защищаемой линии. Зона действия ТО, работающей с выдержкой времени, выходит за пределы защищаемой линии и, по условию селективности, ее надо отстраивать от конца зоны защиты смежного участка по току и по времени.

Токовые отсечки применяются как в радиальной сети с односторонним питанием, так и в сети, имеющей двухстороннее питание.

На линии с двухсторонним питанием мгновенная отсечка не должна действовать при КЗ за пределами защищаемой ЛЭП т.е. на шинах смежных подстанций. Во избежание неправильной работы отсечка при качаниях ее ток срабатывания должен отстраиваться и от токов качания. На ЛЭП с двухсторонним питанием отсечки устанавливаются с обеих сторон ЛЭП с одинаковым током срабатывания рис. 8.4. Зона действия каждой отсечки определяется точке пересечения ($N1$; $N2$) прямой тока срабатывания с соответствующей кривой тока КЗ.

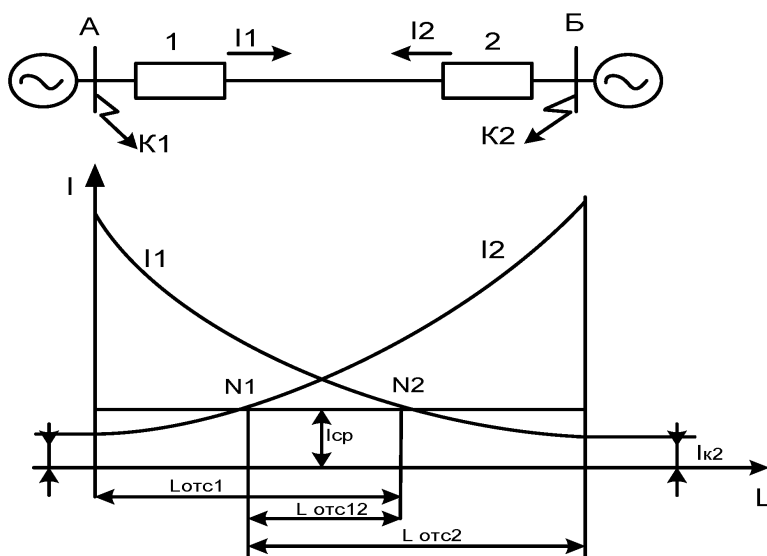


Рис. 8.4 – ТО на ЛЭП с двухсторонним питанием.

Токовая отсечка – быстродействующая и надежная защита. Основным достоинством ТО является быстрое устранение КЗ, возникающих вблизи источника питания, т.е. предотвращение повреждений, сопровождаемых большими токами КЗ.

Основной недостаток ТО заключается в том, что в общем случае она защищает только часть линии (около 30%), поэтому не может быть основной защитой.

При совместном использовании МТЗ и ТО обеспечивается надежная защита линии на всем ее протяжении.

8.3 Защита от однофазных замыканий на "землю"

Наиболее частые замыкания на землю в электрических сетях можно разделить на следующие виды:

- однофазные замыкания на "землю" в сетях с изолированной нейтралью;
- однофазные замыкания на "землю" в сетях с глухозаземленной нейтралью.

В сетях с изолированной нейтралью любое замыкание одной фазы установки на "землю" не представляет собой КЗ, поэтому, согласно ПУЭ, отключение установки в таких случаях не требуется.

В сетях с глухозаземленной нейтралью любое замыкание фаз установки на "землю" является КЗ, поэтому установка должна быть обязательно отключена защитой.

8.4 Защита от однофазных замыканий на "землю" в сети с изолированной нейтралью

Как правило, защита от замыканий на землю должна действовать на сигнал.

На практике считают, что напряжение замкнувшей фазы на землю равно нулю, а напряжение неповрежденных фаз относительно земли увеличивается в $\sqrt{3}$ раз, т.е. становится равным междупазному.

Вследствие нарушения симметрии и баланса емкостных токов и фазных напряжений появляются составляющие нулевой последовательности (U_0 и I_0).

Напряжение нулевой последовательности равно по величине и противоположно по направлению нормальному напряжению поврежденной фазы, а также равно напряжению в нейтрали сети. Токи, возникающие под действием напряжения нулевой последовательности, замыкаются через емкость фаз и заземленные нулевые точки генераторов и трансформаторов, если такие заземления имеются.

Изменение фазных напряжений, а также появление напряжения нулевой последовательности используются для выполнения неселективной защиты от замыкания на "землю", действующей на сигнал.

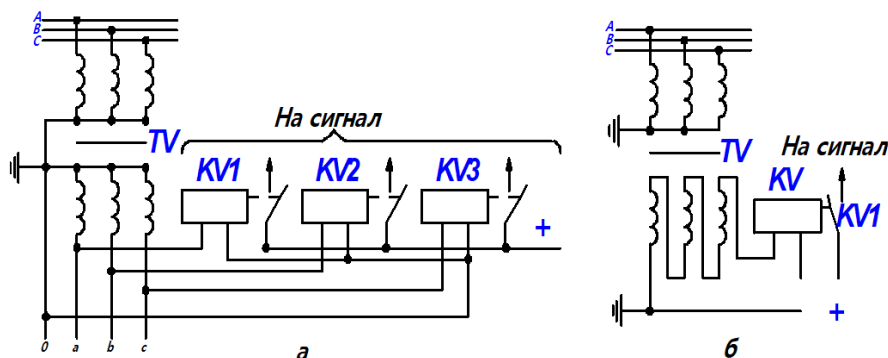


Рис. 8.5 – Защита от однофазных замыканий на "землю" в сети с изолированной нейтралью.

При замыкании на "землю" защита подает сигнал, после чего дежурный оператор поочередным отключением присоединений определяет поврежденный элемент сети.

Однофазные замыкания на "землю" в сетях с изолированной нейтралью не требуют немедленных отключений. Отключение в таких случаях необходимы из-за теплового воздействия тока замыкания на "землю" в месте повреждения. Перенапряжение на неповрежденных фазах (увеличенное в $\sqrt{3}$ раз из-за однофазного замыкания на "землю") может привести к пробое или перекрытию изоляции на неповрежденных фазах, что, как правило, приводит к образованию двойных замыканий на землю в разных участках цепи.

Значительно большую чувствительность имеет сигнализация при однофазных замыканиях на "землю", выполняемая на специальном трансформаторе тока нулевой последовательности (ТТНП).

Провода фаз А, В и С, проходящие через отверстие ТТНП, являются первичной обмоткой трансформатора, вторичная обмотка располагается на магнитопроводе.

Поток (Φ_{PE3}), а, следовательно, вторичная ЭДС и вторичный ток могут возникнуть только при условии, что сумма токов фаз не равна нулю, т.е. когда фазные токи, проходящие через ТТНП содержат составляющую нулевой последовательности. Поэтому ток во вторичной цепи ТТНП возникнет лишь при замыкании на землю. В режиме нагрузки, трехфазного и двухфазного КЗ (без замыкания на землю) сумма токов фаз равна нулю, следовательно, ток в реле отсутствует.

8.5 Защита от однофазных замыканий на "землю" в сети с глухозаземленной нейтралью

Защита от КЗ на землю (одно- и двухфазных) в сети с глухозаземленной нейтралью, как правило, реагирует на токи и мощности нулевой последовательности. Защиты нулевой последовательности в этих случаях выполняются в виде МТЗ нулевой последовательности и отсечек.

Под действие напряжения нулевой последовательности, возникающего в месте повреждения, появляются токи нулевой последовательности, замыкающиеся по контуру, фаза-земля через место повреждения и заземленные нейтрали.

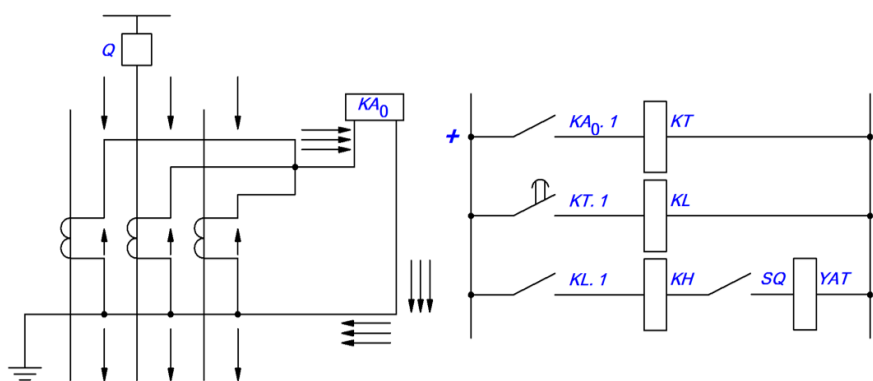


Рис. 8.6 – Защита от КЗ на землю (одно- и двухфазных) в сети с глухозаземленной нейтралью.

Защита содержит пусковое реле KA_0 и реле времени KT . Реле KA_0 подключается к фильтру тока нулевой последовательности, в качестве которого обычно используется нулевой проводник трансформаторов тока, соединенных по схеме полной "звезды". Реле времени KT создает выдержку времени, необходимую по условию селективности.

Ток в пусковом реле защиты появляется только в том случае, когда имеется ток нулевой последовательности, поэтому защита нулевой последовательности может работать только при однофазных и двухфазных КЗ на "землю". При междуфазных КЗ (без "земли"), а также при нагрузке защита нулевой последовательности не действует, поскольку в этих режимах сумма токов фаз практически равна нулю и отсутствуют токи нулевой последовательности.

Если необходимо ускорить отключение участка, где произошло КЗ на землю, в сетях с глухозаземленной нейтралью, то применяются ТО, которые реагируют на ток нулевой последовательности. Принцип действия отсечек нулевой последовательности не отличается от принципа действия ТО, реагирующих на фазный ток.

Токовая защита нулевой последовательности получила широкое распространение в сетях напряжением 110...500 кВ. Ее положительными качествами являются простота схемы и высокая надежность, что подтверждается опытом эксплуатации.

Благодаря наличию на каждой подстанции сети напряжением 110...500 кВ трансформаторов с заземленными нейтральями, являющимися источником тока нулевой последовательности, имеется возможность широко применять отсечки нулевой последовательности практически на всех линиях большой протяженности.

К недостаткам, свойственным рассматриваемой защите, можно отнести то, что она реагирует на токи в неполнофазном режиме и может работать ложно при обрыве провода во вторичной цепи ТТ.

Основными факторами, влияющими на надежность работы электрической сети при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ), являются значение тока в месте повреждения, возможность возникновения феррорезонансных и резонансных процессов, перенапряжения на неповрежденных фазах и нейтрали сети при неустойчивых дуговых замыканиях.

При ограниченных значениях ток ОЗЗ непосредственной опасности для элементов электрической сети не представляет. Феррорезонансные процессы, приводящие к повреждениям обмоток ТН, переходящим в КЗ на шинах, практически могут возникать только в сетях с изолированной нейтралью и только при определенных соотношениях между емкостью фаз и нелинейной индуктивностью ТН. Применение специальных антирезонансных ТН типа НАМИ в сетях 6-10 кВ полностью исключают возможность возникновения феррорезонансных процессов при любых емкостях фаз сети на землю. В таких условиях главными причинами аварий, возникающих вследствие ОЗЗ, являются в большинстве случаев переходы последних в двойные и многоместные замыкания из-за перенапряжений на неповрежденных фазах в переходных режимах замыкания на землю. Поэтому и вопрос о режимах заземления нейтрали электрических сетей среднего напряжения исторически возник в связи с перенапряжениями при неустойчивых дуговых ОЗЗ.

Максимальные значения перенапряжений зависят от условий протекания электромагнитных переходных процессов при замыкании на землю, т.е. связаны с разновидностями ОЗЗ. При первом пробое изоляции в момент наличия на поврежденной фазе максимального напряжения в сети с любым режимом заземления нейтрали перенапряжения на неповрежденных фазах не превышают значения $2,5U_{\text{фmax}}$. При дуговых прерывистых ОЗЗ повторные зажигания дуги происходит через большие интервалы времени (более 0,1 с), когда напряжение на поврежденной фазе приближается к $U_{\text{ном}}$. Поэтому перенапряжения на неповрежденных фазах при повторных пробоях лишь незначительно отличаются от значения $2,5U_{\text{фmax}}$.

Наиболее опасными для сети являются дуговые перемежающиеся замыкания, при которых перенапряжения на неповрежденных фазах в пределе могут достигать $(3,5-3,6)U_{\text{фmax}}$.

Таким образом, при ограниченных значениях тока ОЗЗ в месте повреждения и обеспечения устойчивости электрической сети к феррорезонансам повышение надежности ее работы с замкнувшейся на землю фазой связано прежде всего с ограничением максимальных перенапряжений при дуговых ОЗЗ, уменьшением вероятности или полным исключением возможности их возникновения.

8.6 Дифференциальные защиты

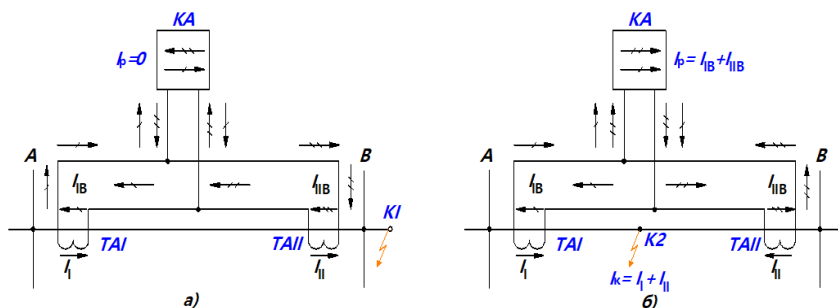
Дифференциальная токовая защита обеспечивает практически мгновенное и избирательное отключение защищаемого элемента электрической системы. Так, она отключает участок, где произошло КЗ, в пределах всей защищаемой линии без выдержки времени. Благодаря этому достоинству дифференциальные защиты нашли широкое применение.

Дифференциальные токовые защиты подразделяются на:

- продольные - со сравнением токов по концам линий;
- поперечные - со сравнением токов в двух (и более) параллельных линиях.

Продольные дифференциальные защиты требуют выполнения канала связи между концами линии (проводной канал). Поперечные дифференциальные защиты используют токи линий, отходящих от одной подстанции и, следовательно, не нуждаются в дополнительных каналах связи.

8.7 Продольная дифференциальная защита линий



а – токораспределение при КЗ вне защищаемой линии;

б – токораспределение при КЗ на защищаемой линии.

Рис. 8.7 – Продольная дифференциальная защита линий.

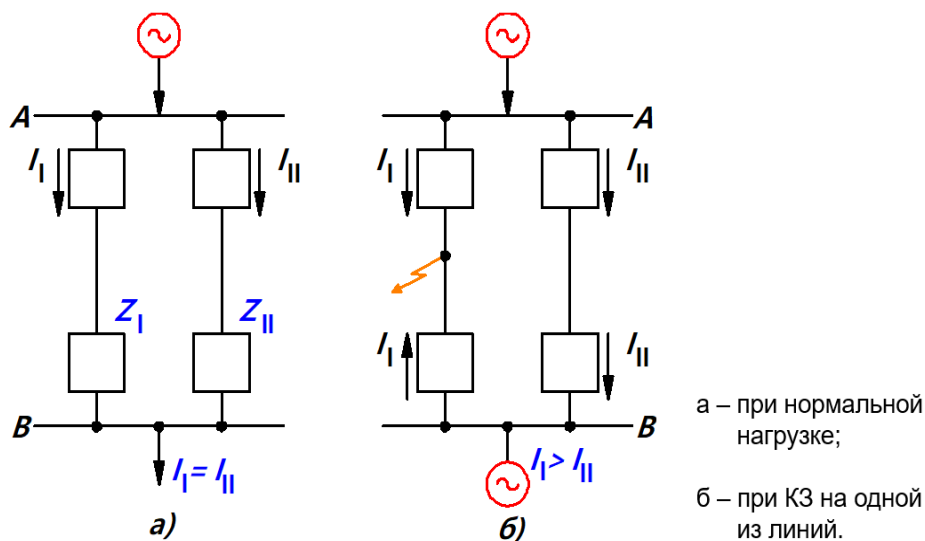


Рис. 8.8 – Распределение токов в параллельных ЛЭП.

По концам защищаемой линии устанавливаются трансформатора тока ТА I и ТА II с одинаковыми коэффициентами трансформации. Их вторичные обмотки соединяются (пофазно) проводами и подключаются к обмотке измерительного реле тока КА.

В нормальном режиме или при внешнем КЗ в обоих трансформаторах тока проходит одинаковый первичный ток:

$$I_I = I_{II} \quad (8.1)$$

а в реле - разность вторичных токов:

$$I_p = I_{IV} - I_{IIV} \quad (8.2)$$

При КЗ в защищаемой зоне первичные токи направляются к точке КЗ и в реле появляется ток

$$I_p = I_{IV} + I_{IIV} \quad (8.3)$$

Таким образом, в нормальном режиме и при внешнем КЗ ток в реле равен разности вторичных токов, а при КЗ в защищаемой зоне - их сумме.

8.8 Поперечная дифференциальная защита линий

В отличие от продольной дифференциальной защиты, которая может применяться как на одиночных, так и на параллельных линиях, поперечная защита используется только на параллельных линиях, имеющих одинаковое сопротивление. Принцип действия поперечных дифференциальных защит основан на сравнении величин и фаз токов, протекающих по обеим линиям.

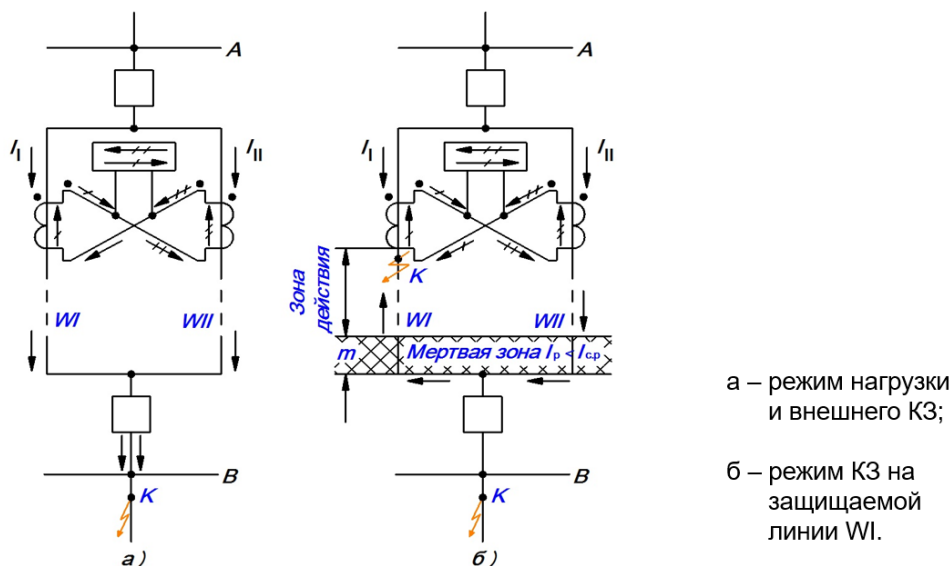


Рис. 8.9 – Принцип действия токовой поперечной дифференциальной защиты.

Благодаря равенству сопротивлений линий в нормальном режиме и при внешнем КЗ токи в них равны по величине и фазе ($I_I = I_{II}$). В случае возникновения КЗ на одной из линий равенство токов нарушается. На питающем конце линии токи I_I и I_{II} совпадают по фазе, но различаются по величине, а на приемном - противоположны по фазе. Т.е. нарушение равенства токов в параллельных линиях по величине или фазе является признаком повреждения одной из линий.

Поперечные дифференциальные защиты бывают двух видов. На параллельных линиях, включенных на один общий выключатель, используется токовая поперечная дифференциальная защита, на параллельных линиях с самостоятельными выключателями - направленная поперечная дифференциальная защита.

8.9 Токовая поперечная дифференциальная защита

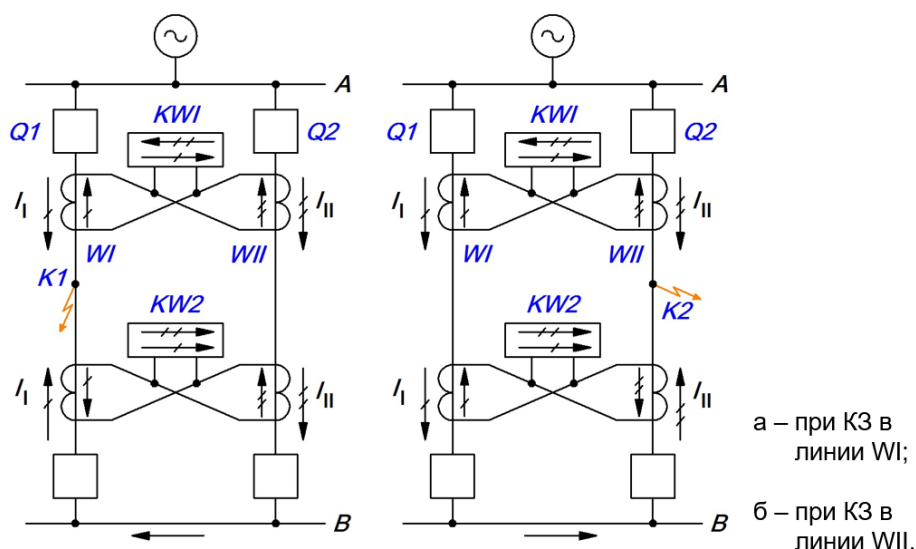


Рис. 8.10 – Токовая поперечная дифференциальная защита.

На одноименных фазах каждой линии устанавливают трансформаторы тока с одинаковыми коэффициентами трансформации. Вторичные обмотки трансформаторов тока соединяют разноименными зажимами и параллельно к ним подключают обмотку токового реле.

В нормальном режиме и при внешнем КЗ (рисунок 8.10, а) ток в реле равен разности вторичных токов:

$$I_p = I_{IВ} + I_{IIВ} \quad (8.4)$$

При отсутствии погрешностей у трансформаторов тока ток I_p практически равен нулю, следовательно, защита не работает, т.е. РЗ не реагирует на внешние КЗ и нагрузку.

В случае повреждения одной из параллельных линий, например WI (рисунок 8.10, б) ток I_1 в ней становится больше тока в линии WII ($I_1 > I_{II}$). Баланс токов нарушается и в реле появляется ток

$$I_p = I_{IВ} - I_{IIВ} \quad (8.5)$$

При удалении точки КЗ от места установки защиты соотношение токов I_{IV} и I_{IIV} меняется. По мере приближения точки КЗ к подстанции "В" разность вторичных токов уменьшается, а при КЗ на шинах подстанции "В" эта разность практически становится равной нулю.

При токе I_P меньше тока срабатывания защиты ($I_{C.P.}$) РЗ перестает работать. Границей действия защиты является точка, находящаяся от шин подстанции "В" на расстоянии "т". В этой точке $I_P = I_{C.P.}$. Участок линии, в пределах которой ток в реле недостаточен для срабатывания РЗ при КЗ, называется мертвой зоной защиты. Длина мертвой зоны

$$m = \left(\frac{I_{C.з.}}{I_K} \right) * l \quad (8.6)$$

где l - длина линий.

Защиту считают эффективной, если ее мертвая зона не превосходит 10% длины линии.

Недостатком данной защиты является то, что она не выявляет поврежденную линию, поэтому необходимо предусматривать дополнительную РЗ.

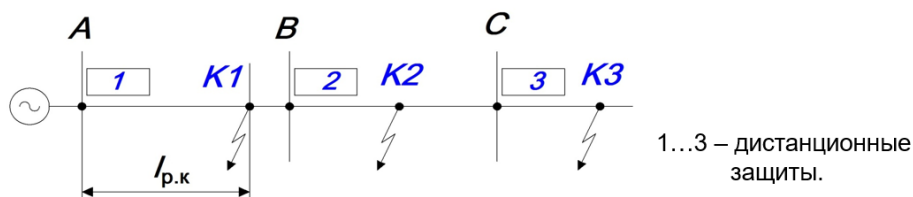
8.10 Дистанционная защита линий

Свое название защита получила вследствие того, что контролируемый параметр энергосистемы - комплексное сопротивление

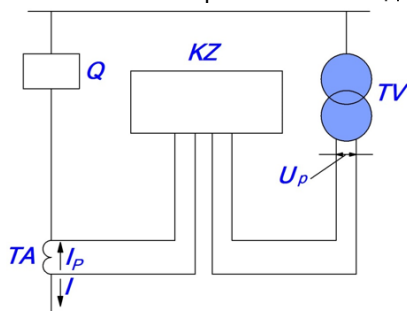
$$Z = \frac{U}{I} \quad (8.7)$$

Данный параметр пропорционален расстоянию (дистанции) между местом установки защиты и местом КЗ.

Основным элементом дистанционной защиты является дистанционный измерительный орган, определяющий удаленность КЗ от места установки РЗ. В качестве измерительного органа используется реле сопротивления, реагирующее на полное Z , реактивное X или активное R сопротивление поврежденного участка линии.



Расстояние $l_{p.k}$ до места КЗ от которого зависит выдержка времени защиты.



Подключение цепей тока и напряжения реле сопротивления КЗ

Рис. 8.11 – Дистанционная защита линий.

Дистанционная защита реагирует на отношение напряжения к току в месте установки защиты. Это соотношение называется сопротивлением на зажимах реле. При соответствующем включении реле данное сопротивление пропорционально расстоянию от места установки защиты до места КЗ и не зависит от режима работы системы электроснабжения.

Выдержка времени дистанционной защиты зависит от расстояния (дистанции) $l_{p.k}$ между местом установки защиты и точкой КЗ. С увеличением этого расстояния растет и выдержка времени. При таком принципе действия ближайшая к месту повреждения дистанционная защита всегда имеет меньшую выдержку времени по сравнению с более удаленными защитами, благодаря чему автоматически обеспечивается селективное отключение поврежденного участка.

При повреждении в точке К2, рисунок 8.11, приходят в действие защиты 1 и 2, но поврежденный участок отключает ближайшая к нему защита 2.

К основным достоинствам дистанционной защиты относятся: селективность ее действия в сетях любой конфигурации с любым числом источника питания; малые выдержки времени при КЗ в

начале защищаемого участка; большая, чем у МТЗ, стабильность зон действия; значительно большая чувствительность при КЗ и лучшая, чем у МТЗ, отстройка по нагрузке.

Недостатками дистанционной защиты являются: невозможность обеспечения мгновенного отключения участка, где произошло КЗ, в пределах всей защищаемой линии; возможность ложной работы при неисправностях в цепях напряжения; сложность схем дистанционной защиты и дистанционного измерительного органа.

8.11 Высокочастотные защиты

Высокочастотные защиты предназначены для быстрого отключения линии при КЗ в любой ее точке в целях обеспечения устойчивости параллельной работы электростанций и энергосистемы в целом, а также сохранения устойчивости технологического процесса.

Высокочастотные защиты состоят из двух расположенных по концам защищаемой линии комплектов, связь между которыми осуществляется посредством токов высокой частоты, передаваемых по проводам защищаемой линии. Высокочастотная защита не реагирует на КЗ вне защищаемой линии и поэтому не имеет выдержки времени.

Применяются высокочастотные защиты трех видов:

1.1 Направленные с ВЧ-блокировкой, основанные на сравнении направления (знаков) мощности на концах защищаемой линии;

1.2 Дифференциально-фазные, основанные на сравнении фаз токов КЗ на концах линии;

1.3 Комбинированные, сочетающие первые два принципа.

Высокочастотные защиты состоят из двух частей: релейной и высокочастотной.

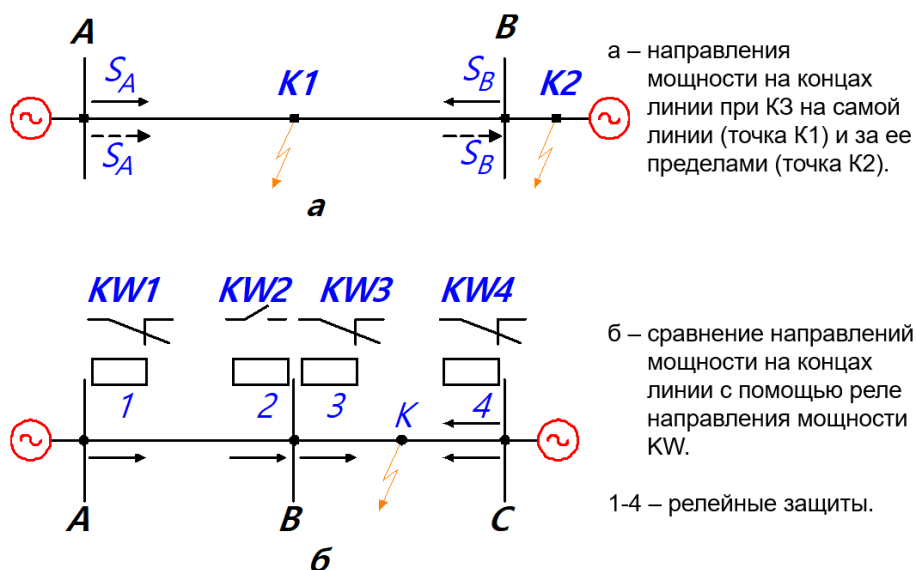


Рис. 8.12 – Высокочастотные защиты.

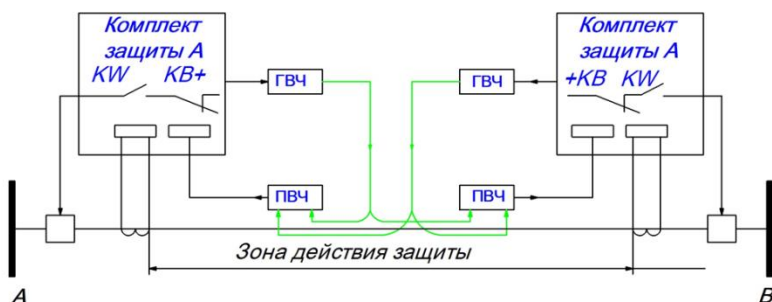
Направленная высокочастотная защита реагирует на направления (знаки) мощности КЗ на концах защищаемой линии. При КЗ на защищаемой линии (точка К1) мощности КЗ на обоих концах поврежденного участка АВ направлены от шин в линию (сплошные стрелки). При КЗ за пределами защищаемой линии (точка К2) направление мощности КЗ на одном из концов линии изменяется на противоположное (штриховые стрелки).

По направлениям мощностей КЗ на концах защищаемой линии можно определить, где возникло повреждение: на данной линии или вне ее. Сравнение осуществляется с помощью реле направления мощности KW, устанавливаемых на обоих концах линии и включаемых так, чтобы при КЗ на защищаемой линии они разрешали действие высокочастотной РЗ на отключение. В этом случае при КЗ в точке К на обоих концах линии сработают реле KW3 и KW4, установленные на поврежденной линии ВС. На неповрежденной линии АВ реле направления мощности KW1 сработает, разрешив действие защиты, однако, т.к. на приемном конце линии АВ мощность КЗ направлена от линии к шинам, реле KW2 разомкнет свои контакты, чем запретит действие защиты 2 на отключение, одновременно заблокировав действие защиты 1 посылкой ВЧ-сигналов по проводам линии АВ.

Блокирующий сигнал подается специальными генераторами высокой частоты (ГВЧ), управляемыми реле направления

мощности, реагирующими на направление мощности из линии к шинам, и принимается специальными приемниками токов ВЧ (ПВЧ), настроенными на ту же частоту, что и ГВЧ. Приняв ВЧ-сигнал, ПВЧ подает ток в обмотку блокирующего реле КВ, которое размыкает цепь РЗ.

Блокирующий сигнал отсутствует, если КЗ произошло на защищаемой линии, т.к. реле направления мощности, срабатывая, не разрешает действовать ГВЧ. Контакты реле КВ остаются замкнутыми, тем самым разрешая действовать РЗ на отключение.



ГВЧ – генератор токов высокой частоты;
ПВЧ – приемник токов высокой частоты;
КВ – реле направления мощности;
КВ – блокирующее реле.

Рис. 8.13 – Принцип действия направленной защиты с высокочастотной блокировкой.

На рис.8.13 показан ВЧ-канал по схеме фаза-земля, при которой ток ВЧ проходит по одному из проводов линии и возвращается по земле. На обоих концах линии устанавливаются высокочастотные аппараты (ВЧА), состоящие из передатчика (ГВЧ), который генерирует сигналы ВЧ, и принимающего их приемника (ПВЧ). Выходная цепь ВЧА подключается одним зажимом к земле, а вторым - к проводу линии через высокочастотный кабель, фильтр присоединения и высоковольтный генератор связи. По концам линии, используемой для передачи токов ВЧ, устанавливаются заградители, не позволяющие токам ВЧ выходить за пределы линии.

Высокочастотные РЗ получили широкое распространение как основные РЗ в сетях напряжением 110...1150 кВ. Они обеспечивают быстрое и селективное отключение участка, где произошло КЗ, при любой конфигурации сети и являются наиболее

чувствительными. Принцип действия высокочастотных РЗ надежен и прост. Эти РЗ являются единственными защитами, обеспечивающими мгновенное и двустороннее отключение участка, на котором произошло КЗ, в пределах всей линии.

Общим недостатком всех высокочастотных РЗ является высокая стоимость и сложность по сравнению с другими видами РЗ.

8.12 Автоматическое повторное включение

При ликвидации аварии оперативный персонал производит обычное опробование линии путем включения ее под напряжение, так как отыскание места повреждения на ЛЭП путем ее обхода требует длительного времени, а многие повреждения носят неустойчивый характер. Эту операцию называют повторным включением.

Если КЗ самоустранилось, то линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Поэтому повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть успешным. Повторные включения при устойчивых повреждениях называют неуспешными.

Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются специальные устройства автоматического повторного включения (АПВ). Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд, поэтому устройства АПВ при успешном включении быстро подают напряжение потребителям. Согласно ПУЭ, применение АПВ обязательно на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением выше 1 кВ.

Устройства АПВ однократного действия обладают 70-80%-й вероятностью успешного действия при аварийных отключениях линии. Вероятность успешного действия двукратного АПВ составляет 20-30 % вероятности успешного действия однократных. Вероятность успешного действия трехкратного АПВ составляет 3-5 % вероятности успешного действия однократных. Поэтому наиболее широко распространены АПВ однократного действия. АПВ двух- и трехкратного действия применяются в основном на системообразующих линиях.

АПВ на трансформаторах выполняется так, чтобы их действие происходило только при отключении трансформатора резервной

защитой, поскольку процент неустойчивых повреждений трансформаторов ничтожно мал. Резервные защиты трансформаторов действуют на их отключение в большинстве своем при отказах устройств защиты или выключателей, питающихся от этих трансформаторов линий. При действии же защит от внутренних повреждений АПВ трансформаторов, как правило, не производится.

АПВ весьма эффективно при ложных и неселективных действиях релейной защиты, при ошибочных действиях персонала, при нарушениях изоляции оперативных цепей, вызывающих «самопроизвольное» (без воздействия персонала, защиты и автоматики) отключение выключателей. Применение АПВ позволяет в ряде случаев применить упрощенные схемы РЗ и ускорить отключение КЗ.

Классификация видов АПВ может выполнена по следующим признакам:

1. По числу циклов (кратности действия) включения. АПВ однократного действия и АПВ двукратного действия. Двукратное АПВ обычно применяется на тупиковых линиях. Трехкратные АПВ не получили применения, поскольку успешность третьего повторного включения составляют 1,5-3%;

2. По способу воздействия на привод выключателя. Различают механические устройства АПВ, встроенные в пружинный или грузовой привод выключателя, и электрические устройства АПВ, осуществляющие воздействие на электромагнит включения выключателя с выдержкой времени;

3. По виду оборудования, на котором устанавливается АПВ. АПВ линий, АПВ шин, АПВ трансформаторов, АПВ электро-двигателей;

4. По числу фаз выключателей, на которые воздействуют защита и АПВ. По числу фаз различают: трехфазные, однофазные. Включающие одну фазу выключателя; отключенную РЗ при однофазном КЗ; комбинированные, осуществляющие при междофазных повреждениях включение трех фаз или включение одной фазы при однофазном КЗ;

5. По способу контроля в цепях пуска АПВ.

Простое (ТАПВ) – без проверки синхронизма и контроля напряжения (тока), когда нарушение синхронизма исключено.

Несинхронное (НАПВ) – без проверки синхронизма в условиях, когда расчетом подтверждена допустимость несинхронных включений.

Быстродействующее (БАПВ) – без проверки синхронизма при наличии быстродействующих выключателей и быстродействующей РЗ, в условиях, когда разделившиеся части энергосистемы не успевают перейти на несинхронную работу.

АПВНН – с проверкой наличия напряжения наключаемом под нагрузку оборудовании, например линии.

АПВОН – с проверкой отсутствия напряжения на линии. Применяется, в частности, в распределительных сетях на линиях с выделенной нагрузкой.

АПВОС – с ожиданием синхронизма.

АПВУС – с улавливанием синхронизма.

АПВС – в сочетании с самосинхронизацией генераторов и синхронных компенсаторов.

АПВ на линии, находящейся в работе, нормально должно быть включено. На линии с двухсторонним питанием АПВ должно быть включено с обеих сторон. Отключение АПВ во всех случаях, кроме случаев явной неисправности, производится только с разрешения диспетчера энергосистемы.

При включении заземляющего разъединителя у конденсатора связи на линиях 110 и 220 кВ, оборудованных АПВ с контролем отсутствия напряжения или с контролем синхронизма напряжения, предварительно должно быть отключено (или переведено в другой режим) АПВ данной линии.

После включения линии АПВ должно быть включено. В этих случаях, когда после включения линии производится проверка быстродействующей защиты током нагрузки на условно включенной линии, включать АПВ следует только после того, как проверка закончена и быстродействующая защита введена в работу.

Если линия без ответвлений включена с одного конца и находится только под напряжением, АПВ линии должно быть отключено. При одностороннем питании линии с ответвлениями АПВ должно быть включено.

При успешном действии АПВ на параллельных линиях, имеющих балансовую или поперечную дифференциальную

защиту, дежурный обязан немедленно проверить распределение нагрузок по этим линиям. Если нагрузки на линии нет, то необходимо немедленно сообщить диспетчеру, что линия находится под напряжением и во избежание отключения нагруженной линии от балансовой или поперечной дифференциальной защиты при сквозных КЗ, требуется включить выключатель ненагруженной линии с противоположного конца. В случае задержки включения выключателя с противоположного конца, необходимо по указанию диспетчера вывести из работы указанные защиты с обеих сторон параллельных линий.

После неуспешного действия АПВ дежурный обязан убедиться в том, что, АПВ работало, но выключатель отключился и перевести ключ управления выключателем в положение «Отключено», т.е. сквитировать ключ управления.

Дежурный персонал обязан о всех случаях работы или отказа АПВ, а также о замеченных неисправностях сообщить диспетчеру и в службу РЗА.

Для АПВ шин от выключателя трансформатора, на последнем устанавливается отдельный комплект АПВ. Для АПВ шин от линии используется АПВ линии в соответствующем режиме работы.

К АПВ предъявляются следующие требования (ПУЭ):

- не действовать при отключении выключателя персоналом с помощью ключа и при помощи телеуправления. Вышеуказанное достигается с помощью реле фиксации (РФ). Реализуется основной принцип АПВ – срабатывать при несоответствии положения выключателя и ключа управления. См. рис. 8.14.

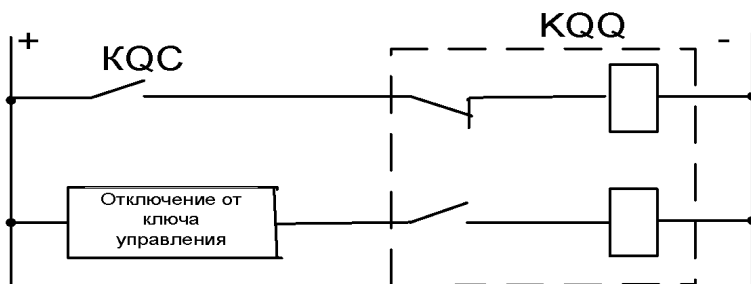


Рис.8.14 – Схема включения реле фиксации.

Реле фиксации имеет две обмотки и две цепи подачи плюса. Сработав по одной цепи, реле переключается, подготавливая вторую цепь. Под отключением от управления подразумевается

любое отключение не от релейной защиты. При включенном выключателе контакт РПВ (реле положения включено) замкнут и реле фиксации подготовило цепь «отключение от ключа управления» и разрешает работу АПВ. Если реле срабатывает по указанной цепи, то АПВ сразу запрещается;

- не действовать при отключении выключателя после его ручного включения на КЗ. Достигается путем запрета АПВ в момент включения выключателя, АПВ будет введено в работу по истечению времени готовности устройства АПВ;

- АПВ должно запрещаться после действия АЧР и разрешается после восстановления частоты;

- не должно быть многократных включений на устойчивое КЗ. Достигается тем, что после срабатывания АПВ требуется время готовности к повторному срабатыванию. Если во время набора времени готовности собирается цепь пуска АПВ, то схема не будет работать и набранное время готовности сбросится;

- АПВ шин должно быть однократным, осуществляется одним из присоединений. При успешном включении должны включаться все отключившиеся присоединения;

- применение устройств АПВ обязательно на всех воздушных и смешанных (кабельновоздушных) линиях напряжением свыше 1 кВ;

- устройство АПВ должны иметь автоматический возврат т.е. после успешного действия схема автоматически (с некоторой выдержкой) возвращается в положение готовности к новому действию.

8.13 Автоматический ввод резерва

Автоматическое включение резерва (АВР) – составляющая автоматики энергосистем, направленная на повышение ее надежности. Заключается в автоматическом подключении к системе дополнительных источников питания в случае потери системой электроснабжения из-за аварии или ошибочного отключения.

Система АВР — это оборудование для автоматического ввода резерва. Такое устройство при нарушении параметров тока в основной сети самостоятельно производит переключение нагрузки на резервный ввод. При этом в качестве резервного источника может выступать другая линия электропередач, бензиновый генератор

или ДГУ, аккумулятор и др. В некоторых случаях наличие резервного питания и системы его ввода является обязательным. К примеру, энергопотребители первой категории оснащаются двумя независимыми друг от друга источниками питания. Также существует первая особая категория, где потребители требуют наличия не менее трех взаимно резервирующих источников питания.

Назначение АВР и требования к нему.

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основной линии. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (неустраненные токи короткого замыкания и т.п.). Еще один важный момент - разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

Принцип работы АВР.

Пользователь задает параметры рабочего напряжения. При любых отклонениях от заданных параметров автоматика дает команду на смену ввода. Таким отклонением от нормы может стать перенапряжение, падение напряжения, обрыв сети, перекос фаз или короткое замыкание. При этом устройство АВР проверяет выполнение целого ряда дополнительных условий. Во-первых, на защищаемом участке не должно быть неустраненных неисправностей. Иначе подключение резерва не имеет смысла и даже может представлять опасность. Во-вторых, основной ввод должен быть включен. Чтобы исключить ситуацию, когда на напряжение на основной линии пропало, а сам ввод был отключен намеренно. В-третьих, проверяется наличие напряжения на резервной линии. Ведь генератор мог и не запуститься или требуется время для его выхода на рабочую мощность.

Если все условия удовлетворяются, устройство АВР размыкает основной ввод. Только после этого подключается резервная линия. Далее принцип работы АВР может развиваться по двум сценариям. Если предполагается наличие двух равноценных вводов, то будет осуществляться питание от резерва. В противном случае

произойдет возврат на основной ввод, когда параметры электрического тока на нем восстановятся.

Компоненты АВР.

С технической точки зрения устройство АВР состоит из логической и коммутационной части. Первая из них отвечает за принятие решений, а вторая выполняет механическую функцию, то есть осуществляет переключение на практике. Но задач у автоматики несколько, поэтому стоит рассмотреть компоненты АВР более детально. На каждом из вводов находятся измерительные органы. При этом измерительная часть имеет регулируемую уставку, чтобы можно было задавать верхнюю и нижнюю границу рабочего напряжения. В задачи измерительной части входит постоянный контроль того или иного ввода.

Что касается логического контроллера, то он тоже имеет регулировку выдержки срабатывания. К логической части также относится цепь однократности, которая представляет собой двухпозиционное реле. Еще один немаловажный элемент АВР - индикаторная (сигнальная) часть. Она реализуется на основе указательных реле. По сути, это важная составляющая защитной функции АВР, поскольку информирует обо всех изменениях и неисправностях в работе.

В отношении силовой части стоит сказать, что она может быть собрана на контакторах или автоматических выключателях. В любом случае силовая часть должна полностью исключать возможность одновременного включения обоих вводов. Это возможно только при использовании сразу двух типов блокировки - электронной и механической.

Типовые схемы АВР.

Пожалуй, самый сложный и наиболее ответственный момент в организации системы АВР — это выбор правильной схемы. Здесь все будет зависеть от конкретной задачи. Но все же есть типовые схемы, которые в первую очередь отличаются количеством вводов и тем, какой именно источник используется в качестве резервного питания.

Схема АВР на два ввода. Это самый простой вариант организации системы АВР. Реализуется на основе двух контакторов или автоматических выключателей. В трехфазной сети схема строится с использованием реле контроля фаз. Принцип действия АВР на два ввода максимально простой. В нормальном режиме электрический ток подается через первый ввод. В случае нарушений контакт на первом вводе разомкнется, а на втором

замкнется. Затем происходит обратный процесс, когда напряжение на основном вводе снова появляется. Особенность данной схемы заключается в том, что всегда существует приоритет первого ввода.



Рис. 8.15 – Схема АВР на два ввода.

Схема АВР на два ввода с секционированием. Используется в ситуациях, когда питание потребителей распределено между двумя разными вводами. То есть первая секция питается от одного ввода, а вторая от другого. Особенность состоит в том, что оба ввода являются равнозначными. В схеме используются два автомата и секционный выключатель. Если на одном из вводов срабатывает автомат, секционный выключатель запитывает обесточенную секцию от другого ввода. С восстановлением нормальной работы каждая секция переходит на питание от своего ввода.

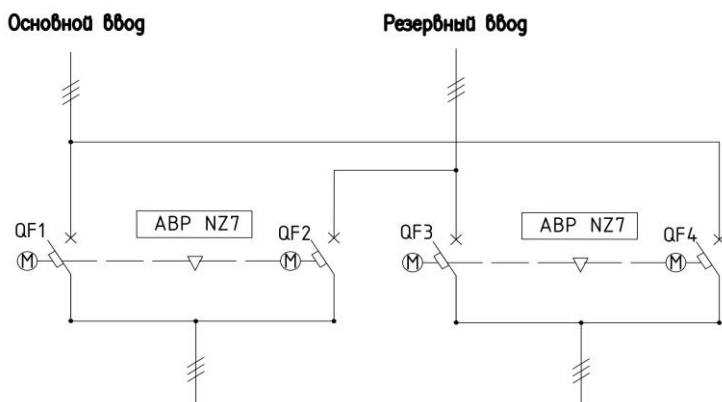


Рис. 8.16 – Схема АВР на два ввода с секционированием.

Схема АВР на три ввода. Здесь логика работы состоит в том, что проблемы на основном вводе приводят к переключению на второй ввод. А если и он обесточен, то задействуется третий ввод.

При этом реализовать такую схему АВР можно в двух вариантах. Все будет зависеть от того, что используется источниками питания. К примеру, это могут быть два равнозначных ввода и один резервный, если используются две независимые линии и генератор. Или же один основной ввод и два последовательных резерва, если в наличии имеется одна линия и два генератора.

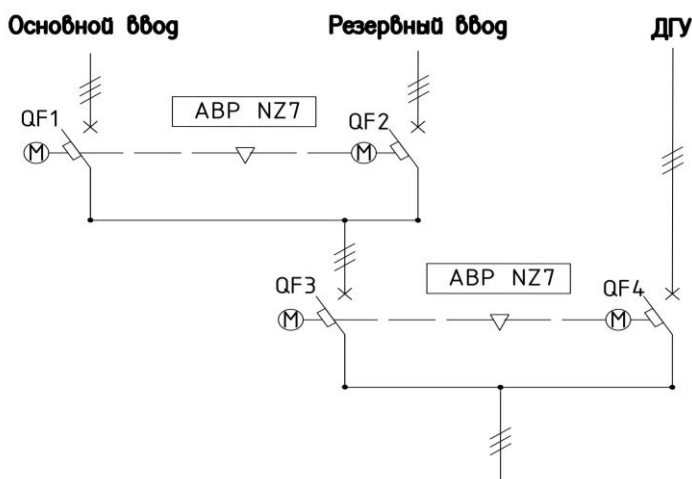


Рисунок 8.17 – Схема АВР на три ввода.

Схема АВР на три ввода с отложенным запуском. По сути, это разновидность предыдущей схемы, только в нее добавляется программируемый контроллер. Он позволяет откладывать запуск генератора на определенное время. Не секрет, что в начале работы выдаваемое генератором напряжение нестабильно. А отложенный запуск дает время генератору для выхода на рабочий режим.

Схема АВР на четыре ввода с каскадным запуском. Используется в ситуациях, когда резервом выступают несколько ДГУ с высокой мощностью. Одновременный их запуск может дать высокие пусковые токи и, соответственно, просадку напряжения. В результате не все генераторы смогут запуститься, да и на работу оборудования в целом это оказывает негативное влияние. Поэтому при наличии нескольких генераторов запуск их осуществляется последовательно, один за другим с интервалом по времени. Такой механизм запуска называется каскадным.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, КОНТРОЛЬ И УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕМ НОВОВОРОНЕЖСКОЙ АЭС

9.1 Релейная защита линий 110-500 кВ



Рис. 9.1 – Общий вид панелей РЗА ВЛ.

Конкретное устройство и виды УРЗА рассмотрим на примере ВЛ 500 кВ Донская – Кременская. Но необходимо понимать, что на каждой ВЛ устройства РЗА в той или иной мере различаются.

Трансформаторы тока расположены по обе стороны от выключателей (для исключения «мертвых зон» в КРУЭ 500 кВ) и имеют вторичные обмотки класса точности 0,5/10P/10P и 10P/10P/0,2S с коэффициентом трансформации 2000/1 для обмоток релейной защиты.

На линии со стороны ПС 500 кВ «Донская» установлены два трансформатора напряжения с тремя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для коммерческого учета, один ТН установлен на ошиновке КРУЭ, второй ТН установлен за линейным разъединителем.

Защищаемым объектом является ВЛ 500 кВ Донская – Кременская протяженностью 345,6 километра.

С учетом ответственности защищаемой линии, объединяющей ПС «Донская» и ПС «Кременская», а также трудности обеспечения дальнего резервирования защитами противоположных концов линий, предусмотрено три комплекта быстродействующих защит.

Дополнительно предусмотрена дифференциальная защита ошиновки ВЛ, обеспечивающая при КЗ в зоне КРУЭ быстрое отключение, запрет АПВ, а также определение места повреждения, облегчающее проведение ревизии участка КРУЭ.

Также предусмотрены терминалы УРОВ для каждого выключателя ВЛ 500 кВ Донская – Кременская.

Со стороны ПС Кременская предусмотрен комплекс РЗА с использованием МП терминалов и дифференциально-фазной высокочастотной защиты, включающий следующие устройства:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита;
- два комплекта ступенчатых защит от всех видов КЗ с передачей отключающих и разрешающих сигналов;
- дифференциальная защита ошиновки ВЛ 500 кВ ПС Донская – Кременская с использованием терминала;
- для каждого выключателя ВЛ - терминалы УРОВ и АПВ.

На защищаемой линии для релейной защиты и автоматики предусматривается использование следующих ВЧ каналов связи:

- канал для подключения аппаратуры АВЗК для ДФЗ;
- канал общего назначения для передачи сигналов РЗА и ПА.

В качестве основных быстродействующих защит на ВЛ 500 кВ Донская – Кременская используются три комплекта защит:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита;
- два комплекта ступенчатых защит от всех видов КЗ ВЛ 500 кВ Донская – Кременская.

Дополнительно предусматривается дифференциальная защита ошиновки ВЛ 500 кВ Донская – Кременская. Для прекращения КЗ на шинах их РЗ должна действовать на отключение всех присоединений, питающих шины. В связи с этим специальные РЗ шин приобретают особую ответственность, так как их неправильное действие приводит к отключению целой подстанции либо их секций.

Поэтому принцип действия РЗ шин и их практическое выполнение должны отличаться повышенной надежностью, исключающей возможность их ложного срабатывания. В качестве быстродействующей и селективной РЗ шин получила распространение защита, основанная на дифференциальном принципе.

Все основные защиты линии и защита ошиновки ВЛ 500 кВ Донская – Кременская предназначены для действия на отключение через оба электромагнита отключения выключателей при всех видах коротких замыканий на защищаемой линии и на ошиновке линии.

Терминалы защиты независимо осуществляют выбор поврежденных фаз, действуют на отключение выключателей и пуск устройств АПВ и УРОВ.

В КСЗ используются следующие функции, адаптированные к идеологии построения резервных защит, принятой в России:

- многоступенчатая (6-ти ступенчатая (Z1-Z6), и дополнительная ступень Z1B) дистанционная защита от всех видов КЗ, ступень Z1B при многофазных и однофазных КЗ, охватывает всю линию и вводится только при ручном опробовании линии в режиме автоматического ускорения;
- четырехступенчатая направленная токовая защита нулевой последовательности;
- максимальная токовая защита, которая может использоваться как аварийная (вводится автоматически при исчезновении цепей напряжения) или как резервная токовая защита (введена постоянно).

Дополнительно МП терминалы защиты осуществляют:

- измерение текущих значений токов и напряжений;
- регистрацию внутренних событий;
- осциллографирование токов, напряжений и дискретных сигналов;
- определение расстояния до места повреждения.

Передача информации в СКУ ЭЧ осуществляется только по цифровому интерфейсу.

Дифференциально-фазная высокочастотная защита

В качестве основной быстродействующей защиты, реагирующей на все виды повреждений ВЛ используется дифференциально-фазная высокочастотная защита.

Защита имеет два полукомплекта релейной и высокочастотной аппаратуры, расположенных по концам защищаемой линии. Действие защиты основано на сравнении фаз токов по концам линии при коротком замыкании. Фаза тока на противоположный конец ВЛ передается токами высокой частоты по ВЧ каналу, организованному по одному из проводов линии.

При коротком замыкании вне линии орган сравнения фаз защиты запрещает действие ДФЗ на отключение.

Для прохождения токов высокой частоты с одного конца ВЛ на другой по проводу одной из фаз ВЛ организован высокочастотный канал связи. Контроль (обмен) высокочастотными сигналами между противоположными концами ВЛ производится вручную оперативным персоналом 1 раз в сутки (в 11-30 ÷ 12час).

При отклонениях от указанных в таблице величин замеров оперативный персонал должен сообщить об этом диспетчеру, и после получения разрешения диспетчера перевести работу ДФЗ на “Сигнал” (вводя, при необходимости, оперативное ускорение).

Защита должна быть также переведена на “Сигнал” и на противоположном конце ВЛ.



Защита ДФЗ имеет предупредительную сигнализацию (указательные реле на панели защиты, приемо-передатчиках):

- вызова к ДФЗ для обмена ВЧ сигналами;
- пуска и срабатывания;
- неисправности аппаратуры приемопередатчиков, цепей оперативного тока и цепей напряжения защиты.

На лицевой стороне АВЗК находятся:

- тумблер “220 В” подачи постоянного тока напряжением 220 В, свечение светодиода, расположенного рядом с тумблером, указывает на наличие питания приемопередатчика;
- 2 предохранителя на 2 А в цепи питания 220 В поста;
- кнопка “Пуск” для запуска передатчика поста при обмене сигналами;
- прибор “Выход передатчика” в цепи выхода передатчика для измерения тока выхода (шкала прибора 1 А), прибор подключается к выходу передатчика нажатием на одну из кнопок “Выход-1” или “Выход-2”, расположенных рядом с прибором;
- прибор для измерения тока приема (шкала 25 мА - 100 делений).

При потере питания АВЗК проверяется наличие питания соответствующим напряжением панели ДФЗ, исправность предохранителей в цепях питания аппаратуры. Неисправные предохранители заменяются с соблюдением их номинальных данных.

Ускорение защит ВЛ 500 кВ Донская – Кременская

Автоматическое ускорение ступени Z1В дистанционной защиты до 0,1 сек. вводится автоматически на 0,9 сек. при включении выключателя.

Оперативное ускорение резервных защит ВЛ 500 кВ Донская – Кременская вводится переключающими устройствами на ускорение 2 зоны ДЗ и 3 ступени ТНЗНП до 0,3 сек. при выводе функций основной защиты ДЗЛ в обоих комплектах.

Нормально ОУ выведено из работы и вводится оперативно. Телеотключение и телеускорение выполняется с использованием передачи разрешающих сигналов по ВЧ.

УРОВ (устройство резервирования при отказе выключателя)

УРОВ предназначено для быстрого и селективного отделения от энергосистемы поврежденного присоединения с отказавшим выключателем.

Схема устройства резервирования отказа выключателей (УРОВ) выполнена на принципе дублированного пуска от защит с использованием реле положения «Включено» (КQC) выключателей, т.е. для исключения ложной работы схемы УРОВ выполняются с двумя независимыми друг от друга пусковыми органами. Одним является РЗ присоединения, а вторым – дополнительное пусковое устройство контролирующее наличие КЗ в зоне действия УРОВ.

Второй пусковой орган не позволяет работать УРОВ при отсутствии КЗ и предупреждает таким образом его ложную работу из-за неисправности РЗ присоединения или ошибочных действий персонала. Схема с использованием реле КQC обладает тем достоинством, что пуск УРОВ производится только при действии защит на отключение выключателя. При подаче от защит импульса на отключение обмотка реле КQC шунтируется и реле возвращается в исходное состояние независимо от того, отключился выключатель или нет.

Для действия УРОВ схемой предусмотрены три реле времени:

КТ1 – при пуске от защит шин при КЗ на 1 СШ;

КТ2 – при пуске от защит шин при КЗ на 2 СШ;

КТ3 – при пуске от защит элементов, присоединенных к шинам.

Для определения отказавшего выключателя, пуска реле времени КТ3 и выбора адреса действия УРОВ предусмотрены промежуточные реле KL1 – KL9. Эти реле управляются цепями, в которых замыкающие контакты реле тока в цепи каждого выключателя последовательно соединены с размыкающими контактами реле положения «Включено» (КQC) соответствующих выключателей. С помощью реле KL1, KL2 определяется отказ выключателей автотрансформаторов, KL5 – обходного выключателя, KL6 – отказ шиносоединительного выключателя, KL9 – фиксирует отказ выключателя любой из линий 1СШ и 2СШ.



Схема УРОВ запускается при любом срабатывании защит линии с действием на отключение выключателя. Несрабатывание его выходных органов определяется наличием выдержки времени, отстроенной от времени нормального отключения выключателя, и возвратом его защит.

УРОВ ни при каких обстоятельствах не резервирует отказ защит присоединения, а только отказ выключателя в отключении при действии на него защит.

Если обобщить выше сказанное, то можно сказать, что на предприятиях используются три варианта исполнения УРОВ:

- УРОВ срабатывает, если сработало выходное реле защиты присоединения и протекает ток по выключателю, т.е. оба фактора существуют одновременно и больше, чем время срабатывания УРОВ;

- УРОВ срабатывает, если выходные реле защиты сработали кратковременно (факт срабатывания выходного реле защиты запоминается схемой УРОВ на время около 1 с независимо от того, вернулась ли защита в исходное состояние или нет) и при этом ток по выключателю протекает более времени срабатывания УРОВ. В схемах по новым указанным вариантам, в целях предотвращения ложной работы УРОВ используется одна из двух дополнительных блокировок:

а) при срабатывании пусковых реле схемы УРОВ подается команда на отключение выключателя, от защит которого пустился УРОВ (в этих цепях иногда устанавливается указательное реле). При КЗ указанная команда дублирует команду выходного реле защиты присоединения; при этом срабатывание отмеченного выше указательного реле при отключении выключателя от защит является нормальным явлением;

б) схема УРОВ блокируется размыкающим контактом реле положения «Включено», пуск схемы УРОВ в этом случае осуществляется после отпадания якоря реле положения «Включено», т.е. при наличии команды от защит на отключение выключателя;

– УРОВ срабатывает, если сработали выходные реле защиты присоединения и одновременно появилась несимметрия (или снижение) напряжения на шинах, причем длительность одновременного существования обоих факторов больше времени срабатывания УРОВ.

Действие индивидуального УРОВ предусматривает два алгоритма его работы:

- без выдержки времени после работы защит (действие на себя);
- с выдержкой времени.

Для предупреждения действия УРОВ при нормальном отключении выключателя необходимо выбрать время действия равное:

$$T_{\text{уров}} = T_{\text{откл.в}} + T_{\text{воз.рз}} + T_{\text{ош.рв}} + T_{\text{зап}} \quad (9.1)$$

где: $T_{\text{откл.в}}$ – время отключения выключателя;

$T_{\text{воз.рз}}$ – время, необходимое для возврата РЗ пускющей УРОВ;

$T_{\text{ош.рв}}$ – время ошибки реле времени УРОВ в сторону ускорения действия;

$T_{\text{зап}}$ – запас по времени.

Применяются выдержки времени 0,3 – 0,5 с. Чтобы предупредить действие РЗ на смежных подстанциях при действии УРОВ, необходимо выбирать выдержки времени на резервных ступенях РЗ этих ПС с учетом времени действия УРОВ. Поскольку в схемах УРОВ часто используются реле типа РП-23 с временем

срабатывания 30-60 мс, то с учетом времени УРОВ в полной схеме 0,4 с время действия трех промежуточных реле составляет 20-45% этого значения.

При КЗ на ВЛ 500 кВ Донская – Кременская, срабатывании защит линии на отключение выключателей и наличии тока через не отключившийся выключатель после подачи импульса на отключение пускается УРОВ соответствующего выключателя и без выдержки времени повторно действует на отключение собственного выключателя (действие УРОВ «на себя»). Если при этом отключения не происходит, то УРОВ действует с выдержкой времени 0,3 сек на отключение всех присоединений, подпитывающих место КЗ, через выходные реле комплектов защит, воздействующих на смежные выключатели.



Автоматика управления выключателями

Для выполнения функций контроля и управления выключателями КРУЭ 500 кВ применяются микропроцессорные терминалы.

В терминале реализуются следующие функции:

- управление выключателями 500 кВ. Контроль синхронизма при включении выключателей 500 кВ;
- управление разъединителями и заземляющими ножами ячейки КРУЭ 500 кВ. Оперативная блокировка разъединителей;

- трансляция команд дистанционного управления ячейкой КРУЭ 500 кВ поступающих с верхнего уровня СКУ ЭЧ;
- сбор и передача на верхний уровень сигнализаций из ячейки КРУЭ 500 кВ.

Локальный дисплей, встроенный в терминал, отображает часть первичной схемы в рамках группы коммутационных аппаратов, управляемой данным терминалом.

Графические представления коммутационных аппаратов могут динамически изменяться, в соответствии с их действительным положением.

С помощью встроенной клавиатуры можно управлять данными аппаратами, при условии наличия прав (ключ выбора места управления).

На дисплей может быть выведена любая другая текстовая или псевдографическая информация.

Цепи оперативного постоянного тока

Питание устройств РЗА ВЛ 500 кВ Донская – Кременская по цепям оперативного тока организовано от стационарных аккумуляторных батарей.

Независимость питания комплектов защит и автоматики линии обеспечивается подключением их к цепям оперативного тока через разные автоматы постоянного тока к разным шинкам питания.

Автоматические выключатели установлены в отдельных шкафах питания.

Для снятия оперативного тока с МП устройств непосредственно в шкафах защит установлены переключатели.

Выходные цепи релейной защиты ВЛ 500 кВ Донская – Кременская

На каждой из сторон линий выходные цепи защит организуются контактами выходных реле, установленных в шкафах и на панелях защит, которые осуществляют отключение выключателей, пуск УРОВ.

Выходные воздействия комплектов РЗА выполнены следующим образом:

- МП устройства всех комплектов через терминал действуют на отключение выключателей через электромагнит

отключения ЭМО1 и ЭМО2, на пуск индивидуального УРОВ, и на отключение выключателя через ЭМО1 и ЭМО2 при действии УРОВ «на себя»;

– для исключения подгорания контактов МП устройств, коммутирующих цепи электромагнитов включения и отключения выключателей, предусмотрены в схеме управления выключателями дополнительные промежуточные реле, повторяющие положения контактов МП терминалов.

9.2 Релейная защита Генератора, Блочного трансформатора, Рабочего трансформатора собственных нужд, общее описание

Система РЗА энергоблока предназначена для защиты следующего электротехнического оборудования:

- генератор 10МКА01;
- блочный трансформатор;
- рабочие трансформаторы СН.

Для каждого защищаемого элемента предусмотрено по два независимых комплекта защит (100% резервирование по основным защитным функциям) с действием по схеме «ИЛИ». Дополнительно, для рабочих трансформаторов СН предусмотрен комплект резервных защит.

Независимость комплектов защит обеспечивается:

- раздельным размещением комплектов защит;
- подключением терминалов защит к разным измерительным трансформаторам тока и напряжения;
- раздельным питанием по постоянному току;
- действием от комплектов защит на разные электромагниты отключения выключателей.

Для реализации функций РЗА предусмотрены терминалы МПРЗ и УСО.

Подключение терминалов МПРЗ по цепям переменного тока и напряжения выполняется через испытательные ключи. Для каждого терминала МПРЗ в составе комплекта предусматриваются индивидуальные испытательные ключи. Предусмотрен контроль исправности вторичных цепей переменного тока и напряжения от измерительных трансформаторов тока и напряжения с

сигнализацией их повреждения и блокировкой защитных функций, которые могут срабатывать ложно при неисправностях указанных цепей (дифференциальная защита, дистанционная защита и т.д.).

Для организации питания комплектов РЗА предусмотрены отдельные шкафы распределения оперативного тока (ШРОТ № 1 и ШРОТ № 2). В данных шкафах установлены автоматические выключатели питания комплектов РЗА. Независимость комплектов РЗА по цепям питания оперативного тока обеспечивается подключением автоматических выключателей комплектов к разным шинкам питания ($\pm EC1$ – для ШРОТ № 1, $\pm EC2$ – для ШРОТ № 2). Питание терминалов МПРЗ, реализующих недублированные функции защиты, контроля и управления, выполняется от одной из систем шин питания с возможностью оперативного переключения на другую систему шин питания. Ввод в терминалы МПРЗ дискретных сигналов, передаваемых по цепям дальномерам от смежных систем, выполняется на отдельном от питания МПРЗ оперативном токе. Для снятия/переключения питания оперативного тока терминалов МПРЗ в шкафах защит предусматривается установка переключателей питания (индивидуальных на каждый терминал МПРЗ). В шкафах РЗА предусмотрен контроль исправности цепей постоянного оперативного тока.

В терминалах МПРЗ посредством дискретных входов предусмотрен:

- контроль положения испытательных ключей и оперативных переключателей;
- контроль исправности оперативного тока;
- прием и реализация воздействий от внешних защит.

Повышение помехозащищенности дискретных входов терминалов МПРЗ обеспечивается:

- повышенным порогом переключения входов ($U_{сраб.} \geq 0,7 \cdot U_{пит, ном}$);
- установкой для всех логических сигналов, инициируемых через дискретные входы, дополнительного времени фильтрации (10 мс – для сигналов, инициирующих отключение электрооборудования; 5 мс – для остальных сигналов);
- шунтированием резисторами (10 кОм) дискретных входов, через которые реализуются внешние команды на отключение электрооборудования.



Для организации выходных воздействий от комплектов РЗА энергоблока предусмотрены два шкафа выходных промежуточных реле. В данных шкафах устанавливаются матрицы отключения (всего две, по одной на комплект) и выходные промежуточные реле. Выходные воздействия от комплектов 1 и 2 РЗА реализованы через матрицы отключения энергоблока комплектов 1 и 2 соответственно. В случае реализации терминалами МПРЗ недублированных функций РЗА, действие РЗА по данным функциям реализуется через матрицы отключения обоих комплектов. Выходные реле матрицы отключения № 1 реализуют отключение выключателей энергоблока через первые электромагниты отключения (ЭМО 1), выходные реле матрицы отключения № 2 – через вторые электромагниты отключения (ЭМО 2). Для оперативного ввода/вывода выходных воздействий от РЗА энергоблока в шкафах матриц отключения предусмотрены оперативные переключатели выходных цепей. Выполнена индивидуальная регистрация положения данных переключателей. Также предусматривается установка индивидуальных оперативных переключателей в выходных цепях каждого терминала МПРЗ для снятия выходных воздействий.

Аварийно-предупредительная сигнализация в каждом комплекте РЗА реализуется посредством:

- светодиодов терминалов МПРЗ;
- общешкафной лампы «Вызов»;

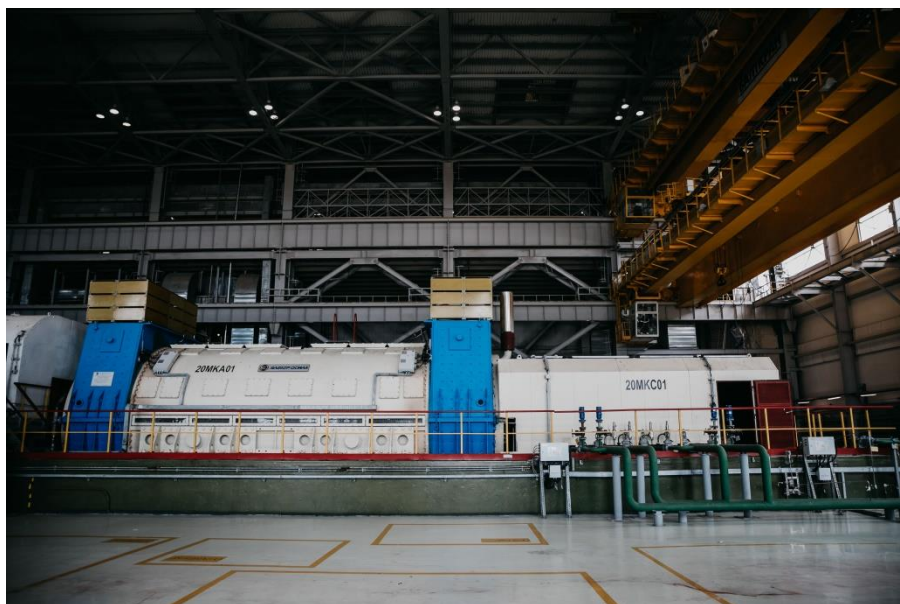
- передачи сигналов по цифровым интерфейсам МПРЗ в СКУ ЭЧ.

На светодиоды ранжируется информация о срабатывании защит, неисправности терминалов МПРЗ и контролируемых ими цепей, положении испытательных ключей и оперативных переключателей. Предусматривается регистрация всех событий в протоколах терминалов МПРЗ.

Общешкафная лампа «Вызов» предусматривается для привлечения внимания оперативного персонала. Передача информации в СКУ ЭЧ от терминалов МПРЗ осуществляется по цифровым интерфейсам с использованием протокола МЭК61850.

Терминалы МПРЗ реализуют функцию осциллографирования аварийных процессов с передачей осциллограмм в СКУ ЭЧ.

9.3 Релейная защита генератора



Продольная дифференциальная защита генератора

Защита является основной защитой от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах.

Защита подключается по дифференциальной схеме к ТТ со стороны линейных (Сторона 1) и нулевых выводов (Сторона 2) обмоток статора генератора.

Защита содержит чувствительный орган, наклонную характеристику с торможением и дифференциальную отсечку. Для обеспечения несрабатывания защиты при внешних КЗ в условиях насыщения трансформаторов тока в алгоритме защиты предусмотрен детектор насыщения.

При срабатывании защита действует без выдержки времени на отключение выключателей 24 кВ генератора с пуском их УРОВ, развозбуждение генератора и останов турбины.

Поперечная дифференциальная защита генератора

Защита является основной защитой от витковых КЗ в обмотках статора генератора.

Защита реализована в обоих комплектах отдельно для каждой из трехфазных обмоток шестифазного генератора с помощью стандартного алгоритма МПРЗ и сконфигурированного как реле максимального тока.

Защита подключается к ТТ в перемычке между нулевыми выводами параллельных групп соответствующей обмотки статора генератора и контролирует действующее значение основной гармоники (50 Гц) тока через ТТ.

При срабатывании защита действует без выдержки времени на отключение выключателей 24 кВ генератора с пуском их УРОВ, развозбуждение генератора и останов турбины.

Защита от недопустимой загрузки параллельных ветвей шестифазной обмотки статора генератора

В соответствии с ТУ на генератор неравномерность загрузки трехфазных составляющих шестифазной обмотки статора не должна превышать:

- 6 % номинального тока статора при нормальной эксплуатации;
- 10 % номинального тока статора в аварийных режимах.

Опасность неравномерной загрузки обусловлена возникновением значительных механических напряжений лобовых частей обмоток статора, принадлежащих к разным трехфазным составляющим шестифазной обмотки и лежащих в одном пазу.

Для исключения вышеуказанных режимов РЗА в обоих комплектах предусмотрена защита от недопустимой загрузки параллельных ветвей шестифазного генератора. Защита подключена по дифференциальной схеме к ТТ линейных выводов трехфазных обмоток.

Защита контролирует разность токов фаз указанных выше сочетаний.

Степень 1 защиты действует с выдержкой времени на сигнал.

Степень 2 защиты действует с выдержкой времени на отключение выключателей генератора с передачей в ЭЧСР сигнала на разгрузку турбины до мощности холостого хода.

100%-ая защита от замыканий на землю обмоток статора генератора с наложением 20 Гц

Защита является основной защитой от замыканий на землю в обмотках статора генератора и на его выводах.

Защита выполнена раздельно для каждой из трехфазных обмоток шестифазного генератора (в комплекте 1 – для обмотки 1 статора, в комплекте 2 – для обмотки 2 статора) с помощью стандартного алгоритма МПРЗ.

Для реализации защиты предусмотрено высокоомное заземление нейтрали сети генераторного напряжения посредством установки специальных трансформаторов заземления нейтрали с резистором в их вторичных цепях.

По цепям напряжения защита подключается к выводам резистора заземления нейтрали, по цепям тока – к ТТ в цепи резистора. Защита выполнена на принципе наложения на цепь обмоток статора переменного напряжения пониженной частоты и контроля активного сопротивления цепи статора (сопротивления изоляции) на данной частоте.

Источником переменного напряжения пониженной частоты служит генератор импульсов 20 Гц, подключаемый через полосовой фильтр (20 Гц) к выводам резистора заземления нейтрали.

Защита имеет две степени реле сопротивления, контролирующие активное сопротивление обмотки статора на частоте 20 Гц, и резервную (80%-ную) токовую степень, контролирующую действующее значение тока в цепи резистора.

Алгоритмом защиты предусмотрен контроль исправности вторичных цепей измерения составляющих 20 Гц (генератор 20 Гц, вторичные цепи защиты) с блокировкой ступеней по сопротивлению при обнаружении неисправности. При этом в работе остается резервная токовая степень.

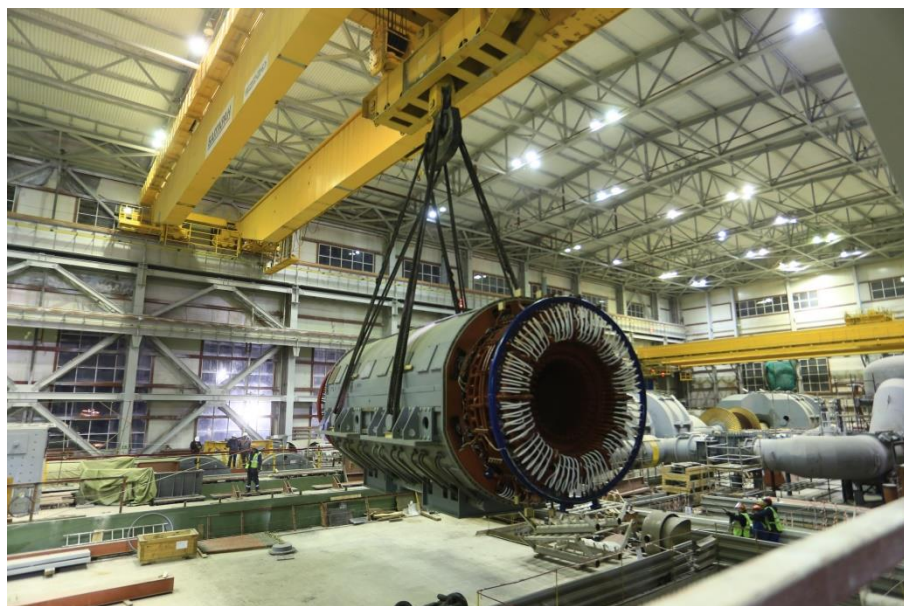
Для защиты трансформаторов заземления нейтрали и резисторов заземления предусмотрена установка во вторичных

цепях данных трансформаторов выключателей с расцепителями минимального напряжения. В случае коротких замыканий во вторичных цепях трансформаторов или при затянувшемся отключении «земли» в обмотках статора (в том числе и в режимах испытаний защиты) для исключения термического повреждения оборудования заземления нейтрали от протекающих токов предусмотрено действие защиты на отключение резистора заземления.

Отключение реализуется путем обесточивания катушки расцепителя минимального напряжения автомата во вторичных цепях трансформаторов.

Ступень 1 реле сопротивления действует с выдержкой времени на сигнал.

Ступень 2 реле сопротивления и резервная токовая ступень действуют с выдержкой времени на отключение выключателей 24 кВ генератора с пуском их УРОВ, развозбуждение генератора, останов турбины и отключение резистора во вторичных цепях трансформаторов заземления нейтрали.



90%-ая защита от замыканий на землю обмоток статора генератора по основной гармонике

Защита резервирует защиту от замыканий на землю обмоток статора генератора с наложением 20 Гц и защищает порядка 90% обмоток статора генератора со стороны его линейных выводов.

Защита выполнена в обоих комплектах отдельно для каждой из трехфазных обмоток шестифазного генератора с помощью стандартного алгоритма МПРЗ. При этом используется ненаправленная ступень по напряжению (U_0).

В комплекте 1 защита подключается по цепям напряжения:

- для обмотки 1 статора: к выводам резистора заземления нейтрали (совместно с защитой от замыканий на землю обмоток статора генератора с наложением 20 Гц);
- для обмотки 2 статора: к ТН в перемычке между нулевыми выводами параллельных групп обмотки.

В комплекте 2 защита подключается по цепям напряжения:

- для обмотки 1 статора: к ТН в перемычке между нулевыми выводами параллельных групп обмотки;
- для обмотки 2 статора: к выводам резистора заземления нейтрали (совместно с защитой от замыканий на землю обмоток статора генератора с наложением 20 Гц).

Защита действует с выдержкой времени на отключение выключателей 24 кВ генератора с пуском их УРОВ, развозбуждение генератора и останов турбины.

Защита от замыканий на землю обмоток статора генератора по третьей гармонике

Защита реализована дополнительно к защите от замыканий на землю обмоток статора генератора по основной гармонике для защиты от замыканий на землю вблизи нулевых выводов обмоток статора генератора. Защиты от замыканий на землю обмоток статора генератора по основной гармонике и от замыканий на землю обмоток статора генератора по третьей гармонике совместно реализуют резервную 100%-ную защиту обмоток статора генератора от замыканий на землю.

Защита подключается по цепям напряжения:

- в комплекте 1 к ТН в перемычке между нулевыми выводами параллельных групп обмотки 2 статора;
- в комплекте 2 к ТН в перемычке между нулевыми выводами параллельных групп обмотки 1 статора.

Защита контролирует напряжение третьей гармоники со стороны нулевых выводов обмоток статора генератора. При этом защита работает по принципу защиты минимального напряжения и контролирует снижение уровня третьей гармоники ниже заданной уставки.

Ввиду существенной зависимости уровня третьей гармоники от величины активной мощности генератора в алгоритме защиты предусмотрена автоматическая блокировка защиты при низких уровнях (задается уставками) активной мощности и напряжения первой гармоники.

Защита действует с выдержкой времени на отключение выключателей 24 кВ генератора с пуском их УРОВ, развозбуждение генератора и останов турбины.

Защита от асинхронного режима при потере возбуждения

Защита предназначена для предотвращения выпадения генератора из синхронизма в режиме недопустимого снижения или потери возбуждения.

Защита подключается по цепям тока и напряжения:

- в комплекте 1 к ТТ нулевых выводов и ТН (обмотка «звезда») линейных выводов обмотки 1 статора генератора;
- в комплекте 2 к ТТ нулевых выводов и ТН (обмотка «звезда») линейных выводов обмотки 2 статора генератора.

Защита выполнена на принципе направленного замера проводимости на выводах генератора. Алгоритмом защиты предусмотрена ее автоматическая блокировка при значительном снижении уровня напряжения (задаётся уставкой) на выводах генератора.

Защита выполнена с использованием трех характеристик. Характеристики 1 и 2 реализуют комбинированную характеристику предела статической устойчивости генератора при его работе в сети. Данная характеристика должна быть согласована с характеристикой ограничителя минимального возбуждения (ОМВ), реализованного в обоих каналах АРВ щита возбуждения.

Характеристика 3 защиты определяет предел динамической устойчивости генератора в режиме потери возбуждения.

Дополнительно, для ускорения действия защиты предусмотрен непосредственный контроль напряжения возбуждения генератора. Для этого указанное напряжение, снимаемое с резистивного

делителя секции ротора (коэффициент деления 1:5), подается в защиту через резистивный делитель (коэффициент деления 1:20).

Защита действует с соответствующей выдержкой времени на отключение выключателей генератора с передачей в ЭЧСР сигнала на разгрузку турбины до мощности холостого хода и развозбуждение генератора.

Защита от асинхронного режима без потери возбуждения

Защита предназначена для отключения энергоблока от сети при фиксации режима асинхронного хода и реализуется в обоих комплектах с помощью стандартного алгоритма МПРЗ.

Защита подключается по цепям тока и напряжения:

- в комплекте 1 к ТТ нулевых выводов и ТН (обмотка «звезда») линейных выводов обмотки 1 статора генератора;
- в комплекте 2 к ТТ нулевых выводов и ТН (обмотка «звезда») линейных выводов обмотки 2 статора генератора.

Защита выполнена на принципе направленного замера и анализа поведения вектора полного сопротивления на выводах генератора. Характеристика защиты представляет собой многоугольник качаний мощности и состоит из двух областей: характеристики 1 (при электрическом центре качаний в генераторе или блочном трансформаторе) и характеристики 2 (при электрическом центре качаний на шинах станции или в прилегающей сети).

Ввиду того, что качания мощности являются трехфазными и симметричными, то в алгоритме защиты предусмотрены разрешающий орган по току прямой последовательности и блокирующий орган по току обратной последовательности.

Защита действует без выдержки времени на отключение выключателей 500 кВ энергоблока с пуском их УРОВ и передачей в ЭЧСР сигнала на разгрузку турбины до мощности собственных нужд.

Защита для предотвращения чрезмерного перегрева лопаток турбины в режиме ее вращения генератором (потеря первичного привода).

Данный режим характеризуется потреблением генератором активной мощности из сети.

Защита подключается по цепям тока и напряжения:

- в комплекте 1 к ТТ нулевых выводов и ТН (обмотка «звезда») линейных выводов обмотки 2 статора генератора;

- в комплекте 2 к ТТ нулевых выводов и ТН (обмотка «звезда») линейных выводов обмотки 1 статора генератора.

В соответствии с алгоритмами защиты турбины защита фиксирует наличие обратной мощности на генераторе и действует с контролем закрытия стопорных клапанов (сигнал из ЭЧСЗ «Стопорные клапаны турбины закрыты») на отключение выключателей 24 кВ генератора, развозбуждение генератора и останов турбины.

Дополнительно, алгоритмом защиты предусмотрено резервное (с большей выдержкой времени) действие без контроля состояния стопорных клапанов на отключение выключателей 24 кВ генератора, развозбуждение генератора и останов турбины.

Защита от несанкционированного включения выключателя генератора

Защита предназначена для отключения остановленного или разогнанного, но еще невозбужденного генератора, в случае его несанкционированного включения в сеть.

Защита выполнена в обоих комплектах отдельно для каждой из трехфазных обмоток шестифазного генератора (для каждого из выключателей 24 кВ генератора) с помощью стандартного алгоритма МПРЗ.

Защита подключается по цепям тока и напряжения к ТТ нулевых выводов и ТН линейных выводов (обмотка «звезда») соответствующей обмотки статора.

Защита реагирует на превышение током статора заданной уставки. Для исключения ложной работы защиты в режиме нормальной работы генератора (синхронизация возбужденного генератора с сетью, работа в сети), в алгоритме защиты предусмотрен разрешающий орган минимального напряжения прямой последовательности. Защита автоматически блокируется при обнаружении неисправностей во вторичных цепях ТН.

Защита действует с выдержкой времени на отключение выключателей генератора с пуском их УРОВ и передачей сигнала в ЭЧСР на разгрузку турбины до мощности холостого хода.



Защита от повышения напряжения на выводах генератора

Защита предназначена для защиты генератора от недопустимого повышения напряжения на его выводах.

Защита подключается по цепям напряжения:

- в комплекте 1 к ТН (обмотка «звезда») со стороны линейных выводов обмотки 1 статора;
- в комплекте 2 к ТН (обмотка «звезда») со стороны линейных выводов обмотки 2 статора.

Защита имеет две ступени. Ступень 1 вводится в действие при отключении энергоблока от сети 500 кВ (работа генератора на собственные нужды), ступень 2 – при отключении генератора от сети (холостой ход генератора). Для отстройки защиты от времени действия регулятора напряжения АРВ системы возбуждения, ввод защиты в действие выполняется с задержкой по времени (3 с).

Ступень 1 защиты действует без выдержки времени на отключение выключателей 24 кВ генератора с передачей сигнала в ЭЧСР на разгрузку турбины до мощности холостого хода, развозбуждение генератора и отключение выключателей 10 кВ трансформаторов СН.

Ступень 2 защиты действует без выдержки времени на развозбуждение генератора.

Токовый контроль отключенного положения выключателя генератора

Токовый контроль отключенного положения выключателей генератора предназначен для фиксации режима работы генератора в сети для алгоритма защиты от повышения напряжения на выводах генератора.

Используется только токовый орган УРОВ. При этом пуск алгоритма УРОВ исключен соответствующим уставками.

В комплекте 1 токовый орган УРОВ подключается к ТТ стороны нулевых выводов обмотки 1 статора, в комплекте 2 – к ТТ стороны нулевых выводов обмотки 2 статора.

Следует отметить, что функция УРОВ генератора 24 кВ реализуется в терминалах КиУВ 24 кВ.

Защита от повышения/понижения частоты

Защита предназначена для защиты генератора и турбины в случае недопустимого повышения/понижения частоты.

Защита подключается по цепям напряжения:

- в комплекте 1 к ТН (обмотка «звезда») со стороны линейных выводов обмотки 1 статора;
- в комплекте 2 к ТН (обмотка «звезда») со стороны линейных выводов обмотки 2 статора.

Защита имеет четыре ступени: три ступени от понижения частоты ($F1<$, $F2<$, $F3<$) и одну ступень от повышения частоты ($F4>$). Алгоритмом защиты предусмотрена ее автоматическая блокировка при значительном снижении уровня напряжения (задаётся уставкой) на выводах генератора.

Ступень $F1<$ действует с выдержкой времени на сигнал.

Ступени $F2<$ и $F4>$ действуют с первой выдержкой времени на отключение выключателей 500 кВ энергоблока с пуском их УРОВ и передачей сигнала в ЭЧСР на разгрузку турбины до мощности собственных нужд, со второй выдержкой времени - на отключение выключателей 24 кВ генератора, развозбуждение генератора, останов турбины и отключение выключателей 10 кВ трансформаторов СН.

Ступень F3< действует без выдержки времени на развозбуждение генератора.

Защита генератора от симметричных перегрузок

Защита предназначена для предотвращения чрезмерного перегрева обмоток статора генератора токами симметричной перегрузки.

Защита подключается по цепям тока:

- в комплекте 1 – к ТТ стороны нулевых выводов обмотки 1 статора генератора;
- в комплекте 2 – к ТТ стороны нулевых выводов обмотки 2 статора генератора.

Защита реализована на принципе токовой защиты с интегральной характеристикой и содержит сигнальную токовую ступень и термическую ступень отключения.

При срабатывании сигнальной токовой ступени защита действует с выдержкой времени на сигнал.

При срабатывании термической ступени отключения защиты действует на отключение выключателей 24 кВ генератора с пуском их УРОВ и передачей сигнала в ЭЧСР на разгрузку турбины до мощности холостого хода.

Для удобства тестирования защиты параметрированием терминалов МПРЗ предусмотрен ручной сброс памяти тепловой модели защиты.

Защита генератора от несимметричных КЗ и перегрузки током обратной последовательности

Защита является резервной защитой блока «Генератор – Трансформатор» от внешних несимметричных КЗ и перегрузок токами обратной последовательности.

Защита подключается по цепям тока:

- в комплекте 1 к ТТ стороны нулевых выводов обмотки 1 статора генератора
- в комплекте 2 к ТТ стороны нулевых выводов обмотки 2 статора генератора.

Защита содержит сигнальную ступень, термическую ступень и отсечку.

При срабатывании сигнальной ступени защита действует с выдержкой времени на сигнал.

При срабатывании термической ступени защита действует на отключение выключателей генератора с пуском их УРОВ.

При срабатывании отсечки защита действует с первой выдержкой времени на отключение выключателей 500 кВ энергоблока с пуском их УРОВ и передачей в ЭЧСР сигнала на разгрузку турбины до мощности собственных нужд, со второй выдержкой времени – на отключение выключателей 24 кВ генератора, развозбуждение генератора, останов турбины и отключение выключателей 10 кВ трансформаторов СН.

Дистанционная защита

Защита является резервной защитой блока «Генератор – Трансформатор» от внешних симметричных КЗ.

Защита подключается по цепям тока и напряжения:

- в комплекте 1 к ТТ нулевых выводов и ТН (обмотка «звезда») линейных выводов обмотки 1 статора генератора;
- в комплекте 2 к ТТ нулевых выводов и ТН (обмотка «звезда») линейных выводов обмотки 2 статора генератора.

Защита реализует функцию дальнего резервирования защит прилегающей сети при трехфазных КЗ.

Защита содержит две ступени с ненаправленными прямоугольными характеристиками срабатывания.

Защита автоматически блокируется при обнаружении неисправностей во вторичных цепях ТН.

Для обеспечения несрабатывания защиты в режимах качания мощности в энергосистеме ступень 1 защиты выполнена с блокировкой при качаниях.

При срабатывании ступень 1 защиты действует с первой выдержкой времени на отключение выключателей 500 кВ энергоблока с пуском их УРОВ и передачей в ЭЧСР сигнала на разгрузку турбины до мощности собственных нужд, со второй выдержкой времени – на отключение выключателей 24 кВ генератора, развозбуждение генератора, останов турбины и отключение выключателей 10 кВ трансформаторов СН.

При срабатывании ступень 2 защита действует с выдержкой времени на отключение выключателей 500 кВ энергоблока с

пуском их УРОВ и передачей в ЭЧСР сигнала на разгрузку турбины до мощности собственных нужд.

Отключение генератора при действии внешних защит

РЗА генератора производит отключение генератора при действии следующих внешних защит:

- технологических защит генератора;
- защит системы возбуждения.

При срабатывании защит турбины реализуются воздействия на отключение выключателей 24 кВ генератора с пуском их УРОВ и развозбуждение генератора. При срабатывании защит системы возбуждения реализуются воздействия на отключение выключателей 24 кВ генератора с пуском их УРОВ и останов турбины.

9.4 Релейная защита блочного трансформатора



Основными видами повреждений в трансформаторах и автотрансформаторах являются:

- замыкания между фазами внутри трансформатора и на наружных выводах обмоток;

- замыкания в обмотках между витками одной фазы (витковые замыкания);
- замыкания на землю обмоток или их наружных выводов;
- повреждения магнитопровода трансформатора, приводящие к появлению местного нагрева и «пожару стали».

Для ограничения размера разрушения релейная защита от повреждений в трансформаторе должна действовать быстро ($t=0,05-0,1$ с).

Защита от повреждений осуществляется токовой отсечкой, дифференциальной и газовой защитой.

Наиболее частым ненормальным режимом работы трансформаторов является появление в них сверхтоков, т.е. токов, превышающих номинальный ток обмоток трансформатора. Сверхтоки в трансформаторе возникают при внешних КЗ, качаниях и перегрузках.

Защита от внешних КЗ осуществляется при помощи максимальной токовой защиты (МТЗ), МТЗ с блокировкой минимального напряжения, дистанционной защитой, токовой защитой нулевой и обратной последовательностей. В зону действия релейной защиты от внешних КЗ должны входить шины подстанций (1-й участок) и присоединения, отходящие от этих шин (2-й участок). Эти защиты являются также резервными от повреждений в трансформаторе.

К ненормальному виду режима также относится перегрузка, повышение напряжения (для автотрансформаторов 500 кВ и выше), неполнофазный режим, понижение уровня масла в баке трансформатора, перегрев масла.

Дифференциальная защита

Дифференциал в переводе с латинского означает разность. Поэтому дифференциальная защита – это устройство, позволяющее получить результирующий импульс, как сумму или разность токов составляющих элементов схемы (на одно реле фазы защиты подается ток от ТТ включенных на разные стороны защищаемого трансформатора и в котором происходит суммирование токов НН и СН и их разница с током ВН).

Следовательно, можно несколько вольно сказать, что это защита, реагирующая на разность токов. Если слово «продольный» использовать в его прямом значении, т.е. вдоль чего-то, можно

сказать, что это защита, измеряющая разность токов с двух сторон защищаемого аппарата. Естественно, при повреждении вне аппарата разность теоретически должна быть равной нулю, а при повреждении внутри аппарата должна быть равна сумме токов. Отсюда получается, что защита не работает при внешних КЗ, следовательно может быть выполнена без выдержки времени.

Продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени применяется на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более, на шунтирующих реакторах 500 кВ, а также на трансформаторах мощностью 4 МВА при параллельной работе последних с целью селективного отключения поврежденного трансформатора.

Дифференциальная защита может быть предусмотрена на трансформаторах меньшей мощности, но не менее 1 МВА, если: токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с; трансформатор установлен в районе, подверженном землетрясениям.

Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами. Допускается использование для дифференциальной защиты трансформаторов тока, встроенных в трансформатор, при наличии защиты, обеспечивающей отключение (с требуемым быстродействием) КЗ в соединениях трансформатора со сборными шинами.

Дифференциальная защита содержит чувствительный орган и грубый орган (дифференциальную отсечку). Дифференциальный ток чувствительного и грубого органов защиты ($I_{диф}$) равен геометрической сумме входных токов. Ток торможения чувствительного органа защиты ($I_{торм}$) равен арифметической сумме входных токов.

Характеристика срабатывания чувствительного органа представляет собой ломанную линию, состоящую из горизонтального и двух наклонных участков. Второй наклонный участок характеристики не используется и выводится уставками.

В термине предусматривается возможность дополнительного торможения от второй, третьей и пятой гармонических составляющей тока. Принято использовать дополнительное торможение только от второй гармонической составляющей тока. Блокирование защиты при броске тока намагничивания при

включении ненагруженного трансформатора обеспечивается при превышении током второй гармоники значения, равного 15% от тока первой гармоники.

В терминале предусмотрена возможность дополнительного торможения при больших кратностях токов внешних КЗ, сопровождаемых намагничиванием ТТ.

Максимальная токовая защита

Защита установлена на стороне ВН трансформатора и предназначена для резервирования основных защит трансформатора при отключенном генераторном выключателе.

Первичный ток срабатывания защиты выбирается по условию отстройки от номинального тока блочного трансформатора, т.к. ток самозапуска двигателей 10 кВ меньше номинального тока трансформатора блока.

Дифференциальная защита обмотки вн трансформатора от кз на землю

Дифференциальная защита от замыканий на землю трансформатора является быстродействующей токовой защитой от замыканий на землю в обмотках высшего напряжения трансформатора с логическим торможением.

В качестве тока срабатывания защиты используется ток $3I'_0$, протекающий в нейтрали трансформатора.

Величина тока срабатывания выбирается из условия отстройки от тока $3I'_0$, появляющегося в нейтрали трансформатора в результате наличия несимметрии энергосистемы и может быть принята равной минимальной (20% от номинального тока трансформатора на стороне высшего напряжения):

$$I_{сз}=0,2 \text{ о.е.} \quad (9.2)$$

Уставка «НАКЛОН характеристики» принимается равной 0.

Выдержка времени срабатывания защиты принимается равной 0 с.



Защита от внешних КЗ на землю

Защита предназначена для резервирования защит, действующих при коротких замыканиях на землю в сети на стороне высшего напряжения блочного трансформатора.

Защита имеет три ступени. Ступени 1 и 2 предназначены для дальнего резервирования (КЗ на шинах 500 кВ – ступень 1, КЗ на шинах приёмных подстанций 500 кВ – ступень 2) смежных защит от КЗ на землю. Кроме того, пусковой орган ступени 2 блокирует МТЗ. Третья ступень предназначена для ускорения ликвидации несимметричных режимов, вызванных неполнофазными отключениями выключателей 500 кВ.

Ввиду наличия короткой линии 500 кВ (НВАЭС-2 – НВАЭС) приняты следующие решения:

- уставка срабатывания защиты первой ступени выбирается из условия обеспечения требуемого коэффициента чувствительности ($K_{\text{ч}}$) при однофазном КЗ на шинах 500 кВ НВАЭС-2. При этом обеспечивает также и дальнейшее резервирование при КЗ на шинах подстанции 500 кВ НВАЭС;

- ступень 2 не требуется. Уставки ступени 2 принимаются равными ступени 1.

Кив 500 кВ блочного трансформатора

Защита предназначена для защиты маслонеполненных вводов ВН трансформатора при снижении уровня изоляции вводов 500 кВ.

Защита содержит следующие функциональные органы:

- сигнальную ступень;
- отключающую ступень;
- избиратель поврежденной фазы;
- органы контроля тока фазных проводов и нулевого провода;
- блокирующие органы по напряжению.

Контроль отсутствия напряжения на трансформаторе с блокировкой по току

Защита используется для контроля отсутствия напряжения при пуске устройств пожаротушения.

Токовый контроль отключенного положения выключателей 500 кВ энергоблока и выключателей 24 кВ генератора

Токовый контроль отключенного положения выключателей 500 кВ энергоблока и выключателей 24 кВ генератора предназначен для фиксации отключения энергоблока от сети.

Токовый контроль системы охлаждения

В МП устройстве защиты реализован 2-х ступенчатый токовый контроль для системы охлаждения, который предназначен для пуска второй и третьей групп системы охлаждения трансформатора по уровню нагрузки.

Защита от потери циркуляции масла

Защита от потери циркуляции масла предназначена для предотвращения чрезмерного нагрева масла и обмоток трансформатора при полной потере циркуляции масла в системе охлаждения.

Уставка токового органа фиксации нагрузки трансформатора принимается равной 10 % номинального тока трансформатора.

9.5 Релейная защита трансформаторов собственных нужд



Дифференциальная защита трансформатора

Защита является основной защитой от междуфазных КЗ в обмотках трансформатора и на его выводах.

Защита подключается по дифференциальной схеме:

- к ТТ, встроенным во вводы ВН трансформатора (Сторона 1);
- к ТТ, встроенным во вводы рабочего питания на блочные секции 10 кВ (Сторона 2 и 3).

Защита содержит чувствительный орган, наклонную характеристику с торможением и дифференциальную отсечку. Для исключения излишнего/ложного срабатывания алгоритмом защиты предусмотрены блокировки защиты:

- при броске токов намагничивания в режимах постановки трансформатора под напряжение (используется орган блокировки по второй гармонике);
- при перевозбуждении стали магнитопровода трансформатора, сопровождающимся повышением токов намагничивания (используется орган блокировки по пятой гармонике);
- при насыщении ТТ сквозными токами внешних КЗ (используется детектор насыщения).

Защита действует без выдержки времени на отключение выключателей 500 кВ энергоблока с пуском их УРОВ, отключение выключателей 24 кВ генератора, развозбуждение генератора, останов турбины, отключение выключателей 10 кВ трансформаторов СН и на пуск пожаротушения трансформатора (пользовательский алгоритм «Пуск пожаротушения»).

Защита от перевозбуждения

Защита является основной защитой оборудования энергоблока (генератор, блочный трансформатор, трансформаторы СН) от перевозбуждения стали магнитопровода.

Защита подключается по цепям напряжения:

- в комплекте 1 к ТН (обмотка «звезда») со стороны выводов обмотки НН1 блочного трансформатора;
- в комплекте 2 к ТН (обмотка «звезда») со стороны выводов обмотки НН2 блочного трансформатора.

Защита содержит сигнальную ступень, термическую ступень и отсечку.

При срабатывании сигнальной ступени защита действует с выдержкой времени на сигнал.



При срабатывании термической ступени и отсечки защита действует с соответствующей выдержкой времени на отключение выключателей 500 кВ энергоблока с пуском их УРОВ, отключение выключателей 24 кВ генератора, развозбуждение генератора, отключение выключателей 10 кВ трансформаторов СН, передачу в ЭЧСР сигнала на разгрузку турбины до мощности холостого хода.

Для удобства тестирования защиты параметрированием терминалов МПРЗ предусмотрен ручной сброс памяти тепловой модели защиты.

Контроль изоляции в сети 24 кВ

Контроль изоляции предназначен для сигнализации замыканий на землю в сети 24 кВ в режиме питания СН от сети 500 кВ при отключенных выключателях генератора.

Контроль изоляции реализован в первом комплекте трансформатора СН1 и во втором комплекте трансформатора СН2.

Защита подключается по цепям напряжения:

- в комплекте 1 к ТН (обмотка «разомкнутый треугольник») со стороны выводов обмотки НН1 блочного трансформатора;
- в комплекте 2 – к ТН (обмотка «разомкнутый треугольник») со стороны выводов обмотки НН2 блочного трансформатора.

Защита вводится в работу при отключении выключателей 24 кВ генератора. Защита действует с выдержкой времени на сигнал.

Контроль отсутствия напряжения на трансформаторе

Контроль реализован для фиксации отсутствия напряжения на трансформаторе.

Контроль реализован в комплекте 1 трансформатора СН1 и в комплекте 2 трансформатора СН2.

Защита подключается по цепям напряжения:

- в комплекте 1 к ТН (обмотка «звезда») со стороны выводов обмотки НН1 блочного трансформатора;
- в комплекте 2 к ТН (обмотка «звезда») со стороны выводов обмотки НН2 блочного трансформатора.

Контроль блокируется при неисправности цепей напряжения ТН.

Токовый контроль системы охлаждения трансформатора

Токовый контроль предназначен для включения вентиляторов обдува системы охлаждения трансформатора по уровню нагрузки.

Контроль реализован в обоих комплектах с помощью стандартного алгоритма МПРЗ.

По цепям тока контроль подключен к ТТ, встроенным во вводы ВН трансформатора. При срабатывании контроля защита без выдержки времени инициирует сигнал на включение вентиляторов обдува системы охлаждения.

Дистанционная защита

Защита является резервной защитой от междофазных КЗ в обмотке трансформатора и на его выводах. Также защита резервирует защиты вводов рабочего питания 10 кВ при КЗ на блочной секции.

Защита реализована в комплекте 3 трансформатора с использованием двух терминалов (два полукомплекта защит) МПРЗ.

По цепям тока оба терминала защиты подключаются к ТТ, встроенным во вводы ВН трансформатора.

По цепям напряжения защита подключается:

- к ТН (обмотка «звезда») со стороны выводов обмотки НН1 трансформатора – реле № 1;
- к ТН (обмотка «звезда») со стороны выводов обмотки НН2 трансформатора – реле № 2.

Алгоритмом защиты предусмотрен токовый пусковой орган и орган блокировки при неисправности цепей напряжения. Защита действует с первой выдержкой времени на отключение выключателя соответствующего ввода рабочего питания 10 кВ, со второй выдержкой времени – на отключение выключателей 500 кВ энергоблока с пуском их УРОВ, отключение выключателей 24 кВ генератора, развозбуждение генератора, останов турбины и отключение всех выключателей 10 кВ рабочих трансформаторов СН.

Дуговая защита КРУ с токовым контролем

Защита предназначена для отключения трансформатора при дуговом КЗ в ячейках КРУ ввода рабочего питания на блочную секцию. Защита реализована в комплекте 3 трансформатора.

Фиксация срабатывания датчиков дуговой защиты КРУ реализована с помощью дискретных входов терминалов МПРЗ. В качестве разрешающего токового органа защиты используется токовый пусковой орган дистанционной защиты.

При срабатывании датчиков дуговой защиты защита действует с токовым контролем:

- при фиксации наличия тока повреждения: на отключение выключателей 500 кВ энергоблока с пуском их УРОВ, отключение выключателей 24 кВ генератора, развозбуждение генератора, останов турбины и отключение выключателей 10 кВ трансформаторов СН;

- при фиксации отсутствия тока повреждения: на сигнализацию неисправности датчиков дуговой защиты КРУ.

Сигнализация и отключение при действии газовой защиты трансформатора, клапана сброса давления отсека РПН

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла или возникновении ускоренного потока масла из бака трансформатора в расширитель, должна быть предусмотрена:

- для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более;
- для шунтирующих реакторов напряжением 500 кВ;
- для внутрицеховых понижающих трансформаторов мощностью 630 кВА и более.

Газовую защиту можно устанавливать также на трансформаторах мощностью 1-4 МВА.

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. В некоторых случаях опасных внутренних повреждений трансформаторов («пожар стали» межвитковых замыканий и т.п.) действует только газовая защита, а электрические защиты трансформатора не работают из-за недостаточной чувствительности.

При бурном газообразовании и резких толчках масла возможен отскок контактов газового реле после срабатывания, поэтому газовое реле должно действовать на отключение через промежуточное реле по схеме с самоудержанием.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле, сопровождающихся возникновением ускоренного потока масла из бака контактора в расширитель предусмотрено отдельное газовое (струйное) реле.

Отключение трансформатора и сигнализация при срабатывании отключающей ступени газовой защиты реализовано в обоих комплектах РЗА трансформатора через дискретные входы терминалов МПРЗ. Предусмотрен перевод отключающей ступени газовой защиты на сигнал с помощью оперативного переключателя в шкафу защиты.

Сигнализация срабатывания сигнальной ступени газовой защиты реализована в комплекте 3 защит трансформатора через дискретные входы терминала УСО.

Перевод отключающего элемента газовой защиты с действием на сигнал должен производиться в следующих случаях:

- на время проверки защиты;
- при неисправности защиты;
- при работах в масляной системе трансформатора, в том числе и при доливке масла;
- при временных взрывных работах вблизи места установки трансформатора;
- при выводе в ремонт трансформатора с сохранением в работе его выключателей.

Отключение трансформатора при срабатывании клапана сброса давления отсека РПН реализовано в обоих комплектах РЗА трансформатора через дискретные входы терминалов МПРЗ.

При срабатывании отключающей ступени газовой защиты реализуются воздействия:

- на отключение выключателей 500 кВ энергоблока с пуском их УРОВ, отключение выключателей 24 кВ генератора, развозбуждение генератора, останов турбины и отключение выключателей 10 кВ трансформаторов СН и на пуск пожаротушения трансформатора (пользовательский алгоритм «Пуск пожаротушения»);
- на сигнализацию (при переводе защиты на сигнал).

При срабатывании клапана сброса давления отсека РПН реализуются воздействие на отключение выключателей 500 кВ энергоблока с пуском их УРОВ, отключение выключателей 24 кВ генератора, развозбуждение генератора, останов турбины и отключение выключателей 10 кВ трансформаторов СН и на пуск

пожаротушения трансформатора (пользовательский алгоритм «Пуск пожаротушения»);

Сигнализация и отключение при действии технологических защит трансформатора

Отключение трансформатора при срабатывании отключающих ступеней технологических защит реализовано в обоих комплекта РЗА трансформатора через дискретные входы терминалов МПРЗ. При этом защитой инициируется отключение выключателей 10 кВ соответствующего рабочего трансформатора СН.

Сигнализация срабатывания сигнальных ступеней технологических защит реализована в комплекте 2 защит трансформатора через дискретные входы терминала УСО с использованием дополнительной логики УСО.

Контроль и управление системой РПН трансформатора

В 3 комплекте РЗА трансформатора, с помощью терминала УСО реализованы следующие функции контроля и управления системой РПН:

- контроль номера отпайки РПН посредством дискретных входов (информации в формате BCD-кода);
- реализация функций управления РПН по командам с БПУ;
- автоматическая блокировка управления РПН по критерию токовой перегрузки трансформатора.

Контроль исправности цепей напряжения

Контроль исправности цепей напряжения реализован в терминалах МПРЗ с помощью стандартных функций контроля измеряемых величин и дополнительной логики МПРЗ. При фиксации повреждения в цепях ТН выполняется сигнализация их неисправности с блокировкой защитных функций, которые могут ложно срабатывать при указанных повреждениях.

Автоматика охлаждения трансформатора

Автоматика охлаждения размещена в шкафу на баке трансформатора и отвечает за включение ЭВ при достижении токовой нагрузки на трансформатор 2 кА по стороне ВН или повышении температуры до 55°C верхних слоёв масла и отключение при охлаждении до 50°C, а также за формирование аварийной сигнализации при неисправностях в системе охлаждения.

Схема АВР питания схемы охлаждения выполнена на реле – контроль напряжения основного источника питания и – контроль напряжения вспомогательного источника питания.

При подаче на реле трёхфазного напряжения включается зелёный индикатор и осуществляется проверка всех контролируемых параметров. Если все параметры в норме, включается встроенное реле, при этом загорается жёлтый индикатор.

9.6 Релейная защита СНЭ НЭ и САЭ



РЗА оборудования питающих элементов СНЭ, СНЭ НЭ и САЭ напряжением 10 кВ, включает в себя устройства РЗА и вторичную коммутацию секций нормальной эксплуатации 10 кВ зданий 10UBA, 20UBA, РЗА и вторичную коммутацию секций аварийного электроснабжения 10 кВ.

В соответствии с НП-001-15 устройства РЗА САЭ отнесены к классу 2У, секций 10 кВ СНЭ к классу 3Н.

Местная сигнализация реализуется на светодиодах МП устройств. На светодиоды ранжируется информация о срабатывании защит, неисправностях МП устройств и контролируемых ими цепей. Сигналы о неисправностях, о

срабатывании защит обобщаются и ранжируются на МП выходы терминала для световой сигнализации ячейки.

Для питания терминалов, а также других цепей защиты, управления, сигнализации, и блокировок КРУ-10 кВ используется постоянный оперативный ток напряжением 220 В, шинки $\pm EC1$, $\pm EC2$.

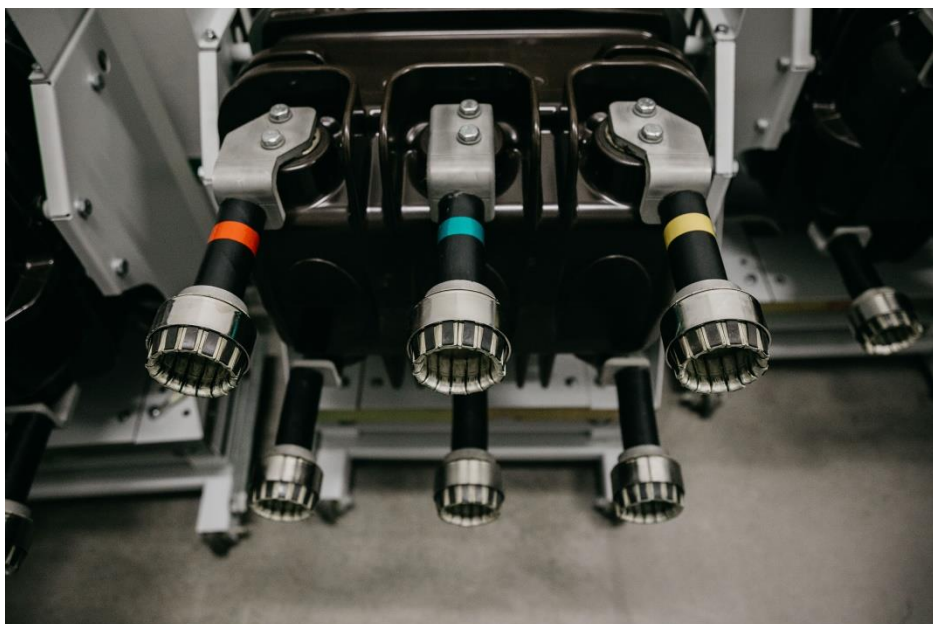
Дифференциальная защита

Предназначена для защиты от многофазных коротких замыканий линий питания секций 10 кВ 1 и 2 блоков. Защита линий резервного питания секций 10(20)ВВА, 10(20)ВВВ, 10(20)ВВС, 10(20)ВВД выполнена на МП терминалах, установленных в релейных отсеках ячеек с обоих концов линии 10 кВ к которым подключены трансформаторы тока установленные на линии в этих ячейках. Для обмена данными (по величине тока) между терминалами используется интерфейсная линия связи. Для линий питания секции надежного электроснабжения 10 кВ 10(20)ВДЕ, 10(20)ВДФ (секции аварийного электроснабжения 10 кВ 11(21)ВДА, 12(22)ВДВ) дифференциальная защита выполнена на МП терминалах вводов этих секций к которым подключены трансформаторы тока этого ввода и трансформаторы тока другой стороны линии. Защита действует без выдержки времени на отключение выключателей 10 кВ линии питания и ввода на секцию, т.е. отключает линию с двух сторон. В связи с тем что дифференциальная защита линий питания секций надежного электроснабжения 10 кВ 10(20)ВДЕ, 10(20)ВДФ и секций аварийного электроснабжения 10 кВ 11(21)ВДА, 12(22)ВДВ выполнена на терминалах вводов этих секций, то данная защита этих вводов должна вводиться в работу до подачи напряжения на линию и выводиться только после обесточения линии.

Дуговая защита

Дуговая защита отсека выключателя и отсека сборных шин всех ячеек секции действует на отключение выключателей 10 кВ рабочих, резервных вводов и присоединения, в котором сработал датчик с блокировкой АВР секции блоков № 1 и № 2 при дуговом коротком замыкании в ячейках данной секции. Защита работает с токовым контролем, т.е. отключает выключатели вводов при формировании на одном из вводов (секционном выключателе) сигнала «Пуск токовой защиты». При поломке датчика дуговой защиты (срабатывание датчика и отсутствии сигнала токового контроля секции) формируется сигнал «Неисправность датчиков

ДЗ» и блокируется в дальнейшем действие этого датчика на отключение при появлении сигнала «Пуск токовой защиты» (токового контроля). Дуговая защита линейного отсека и отсека выключателя ввода действует на отключение вышестоящего выключателя, при этом на вводе срабатывает сигнал «Пуск ДЗ», в схему РЗА вышестоящего выключателя передается сигнал о срабатывании этого датчика, при этом отключение произойдет только при формировании собственного сигнала токового контроля этой ячейки.



МТЗ с пуском по напряжению питающих элементов 10 кВ.

МТЗ с пуском по напряжению рабочих и резервных вводов секций 10(20)ВВА, 10(20)ВВВ, 10(20)ВВС, 10(20)ВВД и вводов от ДГ секций 10(20)ВДЕ, 10(20)ВДФ предназначена для защиты секции от междуфазных коротких замыканий на шинах секций. Также она резервирует отказы защит отходящих присоединений (дифференциальной защиты, токовой отсечки) при КЗ на этих присоединениях. Она выполнена во вводных ячейках. Защита действует с выдержкой времени на отключение своего ввода с запретом АВР секции.

Блокировка (по напряжению) пуска защиты предназначена для исключения ложной работы защиты от пусковых токов мощных электродвигателей запитанных с секций блоков № 1 и № 2.

МТЗ с пуском по напряжению выполнена на базе микропроцессорных терминалов, токовые входы которых, подключены к трансформаторам тока ячейки. Питание цепей напряжения защиты на вводе осуществляется от трансформатора напряжения, подключенного к питающей линии (шинам) перед этим вводом. В случае отключения автомата ТН или нахождения тележки ТН в нерабочем положении данная ступень МТЗ блокируется.

МТЗ питающей линии секции 10 кВ предназначена для защиты линии от междуфазных коротких замыканий на ней (при отказе дифференциальной защиты этой линии) и при КЗ на питаемой от линии секции надежного электроснабжения 10 кВ 10(20)BDE, 10(20)BDF (секции аварийного электроснабжения 10 кВ 1 и 2 блоков 11(21)BDA, 12(22)BDB) (на вводах этих секций собственная МТЗ не предусмотрена). Защита действует с выдержкой времени на отключение выключателя этой ячейки, а также одновременно на отключение соответствующей ячейки ввода секции надежного электроснабжения 10 кВ 10(20)BDE, 10(20)BDF (секции аварийного электроснабжения 10 кВ 1 и 2 блоков 11(21)BDA, 12(22)BDB).

МТЗ ячейки секционной перемычки между секциями 10(20)BDE и 10(20)BDF предназначена для защиты от междуфазных на питаемой через секционную перемычку секции. Защита действует на отключение с выдержкой 0,3с выключателя ячейки.

Для защиты питающих элементов от включения на повреждение используется ступень МТЗ с ускорением. Ускорение действует на протяжении 0,3 сек после включения выключателя при срабатывании при этом данной ступени МТЗ происходит отключение этого выключателя с запретом АВР секции.

Логическая защита шин

Данная защита предназначена для быстрого отключения междуфазных коротких замыканий на шинах секций 10 кВ. Логическая защита выполнена на базе микропроцессорных терминалов вводов и отходящих присоединений секции. Пусковым органом защиты является ступень МТЗ питающего ввода защищаемой секции. Для исключения ложной работы данной ступени МТЗ при междуфазном КЗ на отходящем присоединении секции выполнена блокировка, запрещающая работу логической защиты при наличии сигнала «пуск токовой защиты» с терминала защиты любого из отходящих присоединений. Защита действует на отключение питающего ввода с запретом АВР.

Защита от однофазных замыканий на землю

Для обеспечения необходимой чувствительности и селективности защиты нулевой последовательности заземление нейтрали трансформаторов 10/0,4 кВ блоков № 1 и № 2 выполняется через резистор 150 Ом. Для заземления нейтрали сети собственных нужд 10 кВ через резистор Р-150-10-345Б устанавливается трансформатор ТСНЗ-63/10 с группой Yo/Д. Таким образом, обеспечивается протекание к месту однофазного замыкания на землю тока I_{lo} не менее 40 А. При таком значении тока и времени отключения повреждения не превышающем 0,5 с, обеспечивается устойчивое горение дуги при однофазных замыканиях на землю и в то же время не происходит повреждения стали сердечников ЭД 10 кВ и трансформаторов 10/0,4 кВ. Ток 40 А протекает только в поврежденном присоединении 10 кВ, в неповрежденных присоединениях протекают только емкостные токи нулевой последовательности, не превышающие (3-4) А. Это позволяет обеспечить необходимую чувствительность и селективность защит нулевой последовательности присоединений 10 кВ, уставки которых достаточно отстроить от емкостных токов нулевой последовательности защищаемого присоединения. Кроме того, заземление нейтрали сети с.н. 10 кВ блоков № 1 и № 2 через трансформатор ТСНЗ-63/10 и резистор Р-150-10-345Б резко уменьшает вероятность перехода однофазных замыканий на землю в двухфазные и двухфазные короткие замыкания в сети 10 кВ. В то же время при работе сети с.н. 10 кВ с изолированной нейтралью и однофазных замыканиях на землю через периодически зажигающуюся и погасающую дугу перенапряжение на неповрежденных фазах может достигнуть величины $U_{\text{пер}} = 3 \times U_{\text{ф}}$.

Защиты от однофазных замыканий на землю питающих элементов 10 кВ подключены к трансформаторам тока ТЗЛМ, соединенным параллельно. Она применяется на присоединении линии питания секции надежного электроснабжения 10 кВ 10(20)BDE, 10(20)BDF и секции аварийного электроснабжения 10 кВ 11(21)BDA, 12(22)BDB выполнена на кабеле 10 кВ в соответствующих ячейках. Защита действует с выдержкой времени на отключение своего выключателя линии питания и выключателя ввода на противоположном конце линии. Защита также применяется на присоединении кабельной перемычки между секциями 10(20)BDE и 10(20)BDF выполнена на кабеле 10 кВ в соответствующей ячейке. Защита действует с выдержкой времени на отключение выключателя.



УРОВ.

Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) питающих элементов действует на отключение вышестоящего выключателя если в течении (0,2-0,3) с после подачи терминалом защиты команды на отключение. Контроль отключенного состояния выключателя выполняется по исчезновению тока в токовых цепях терминала.

АВР, ЗМН.

Назначение автоматического включения резерва (АВР)— запитать потребителей при пропадании напряжения на рабочем источнике питания, т.е. АВР предназначено для введения в действие резервного источника в случае отключения основного. Многолетний опыт эксплуатации устройств АВР показывает, что примерно в 95% случаев отключения основного (рабочего) питания устройства АВР предотвращают аварию.

По назначению эти устройства делят: на устройства АВР линий, АВР трансформаторов, АВР электродвигателей, АВР шин управления (оперативного тока) и т.п.

По способу предотвращения подачи напряжения на поврежденный рабочий источник питания различают:

- местный АВР, пусковой орган которого действует на отключение рабочего ввода, после чего включается резервный ввод; этим исключается подача напряжения от резервного источника на поврежденный рабочий источник питания;

- сетевой АВР, пусковой орган которого действует на включение сетевого выключателя, находящегося в резерве;

По направлению действия устройства АВР делят:

- на АВР одностороннего действия, предназначенное для ПС, где один из вводов постоянно является рабочим, а другой – резервным;

- на АВР двустороннего действия, предназначенное для ПС, где питающие элементы (трансформаторы, линии) являются одновременно и рабочими, и резервными по отношению друг к другу, т.е. находятся в неявном резерве. При отключении одного из трансформаторов (линий) и включении от устройства АВР секционного выключателя СВ оставшийся в работе трансформатор (линия) принимает на себя дополнительную нагрузку.

Рабочие вводы секций 10 кВ 10(20)ВВА, 10(20)ВВВ, 10(20)ВВС, 10(20)ВВД оснащены пусковым органом АВР, условием запуска АВР является срабатывание защиты минимального напряжения при снижении напряжения до недопустимого уровня ($0,25 \times U_n$ на время более 0,5с или до уровня $0,8 \times U_n$ на время более 20с), отключающим при этом рабочий ввод. После отключения рабочего ввода от АВР происходит включение резервного ввода. Также необходимым условием работы АВР является наличие напряжения на резервном вводе. Резервные вводы секций блоков № 1 и № 2 оснащены блокировкой, запрещающей АВР секций при отключении выключателей рабочих вводов действием МТЗ, УРОВ, дуговой защиты. Автоматическое управление вводами 10 кВ и присоединениями электродвигателей секций надежного электроснабжения 10 кВ 10(20)ВДЕ, 10(20)ВДФ реализовано в алгоритмах ТПТС (включение по АВР и отключение по АВП секционной перемычки, пуск ДГ, включение (отключение) выключателя ДГ, ступенчатый пуск электродвигателей), а вводами 10 кВ и присоединениями электродвигателей секций аварийного электроснабжения 10 кВ 11(21)ВДА, 12(22)ВДВ в алгоритмах АСУТП.

9.7 Противоаварийная автоматика

Основной тенденцией в развитии электроэнергетики является создание мощных энергообъединений, что позволяет снизить затраты на производство электрической энергии и повысить качество и надежность электроснабжения потребителей, однако в таких энергообъединениях возможно возникновение каскадно развивающихся аварийных процессов, приводящих к длительному нарушению электроснабжения потребителей на большой территории.

Различают три режима энергосистемы: нормальный, утяжеленный, аварийный.

Наибольшую часть времени система находится в нормальном оптимальном режиме, то есть все потребители обеспечены электрической энергией требуемого качества, отсутствует перегрузка элементов энергосистемы, степень надежности работы высокая, при этом минимизированы затраты на производство, передачу и распределение электроэнергии.

В результате возникающих повреждений оборудования, чаще всего коротких замыканий, энергосистема переходит в аварийный режим, который характеризуется недопустимыми, даже кратковременно, значениями параметров (большой ток, низкое напряжение). Из аварийного режима энергосистема автоматически (устройствами релейной защиты и автоматики) переводится в послеаварийный режим, который может оказаться как нормальным, так и утяжеленным.

При КЗ на шинах мощной электрической станции часть генераторов этой станции отключается и возникает утяжеленный режим работы энергосистемы, который характеризуется тем, что один или несколько параметров имеют значения, допустимые лишь в течение ограниченного времени.

Задачей противоаварийной автоматики является недопущение дальнейшего утяжеления послеаварийного режима и обеспечение быстрого перехода энергосистемы к нормальному, то есть длительно допустимому режиму.

Противоаварийная автоматика (ПА) предназначена для ограничения развития и прекращения аварийных режимов в энергосистеме. Важнейшей ее задачей является предотвращение общесистемных аварий, сопровождающихся нарушением электроснабжения потребителей на значительной территории.

ПА в энергосистемах находится во взаимодействии с релейной защитой и другими средствами автоматического управления в энергосистеме и выполняет следующие функции:

- автоматическое предотвращение нарушения устойчивости энергосистем – АПНУ;
- автоматическую ликвидацию асинхронного режима – АЛАР;
- автоматическое ограничение снижения частоты – АОСЧ;
- автоматическое ограничение снижения напряжения – АОСН;
- автоматическое ограничение повышения напряжения – АОПН;
- автоматическое ограничение перегрузки оборудования – АОПО.

Общестанционное устройство предназначено для разгрузки или отключения генераторов НВАЭС – 2 по сигналам пусковых органов тяжести КЗ (ФТКЗ) или по командам других устройств ПАА (в частности, автоматики ограничения перегрузки оборудования).



УПАЭ (устройство противоаварийной автоматики энергоузла) выполняет следующие основные функции:

- ввод и обработка доаварийной информации;

- выбор (расчет) управляющих воздействий для режима локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости;
- работа в режиме удаленного контроллера централизованной системы противоаварийной автоматики;
- аварийное управление при поступлении сигнала ПО;
- периодический контроль исправности (самодиагностика);
- человеко-машинный интерфейс;
- обмен информацией с сервером;
- сопряжение с АСУ ТП объекта;
- выдача аварийно-предупредительной сигнализации;
- регистрация аварийных событий и процессов;
- защита от несанкционированного доступа.

УПАЭ принимает и обрабатывает следующую доаварийную информацию:

- значения мощности каждого из блоков НВАЭС – 2;
- информацию о ремонтном состоянии каждого из блоков НВАЭС – 2;
- информацию о ремонтном состоянии АТ1 и АТ2 ПС 500 кВ Донская, а также всех ВЛ 500 кВ, отходящих от ПС 500 кВ Донская.

В качестве пусковых органов УПАЭ выступают сигналы от устройства ФТКЗ.

В зависимости от текущей суммарной загрузки блоков НВАЭС – 2 и информации о ремонтах блоков и ВЛ 500 кВ, при поступлении пускового сигнала, характеризующего ту или иную тяжесть КЗ, УПАЭ на основании заложенного в него табличного алгоритма формирует команду на разгрузку блоков НВАЭС – 2 требуемого вида и объема.

В УПАЭ предусмотрена реализация необходимых объемов разгрузки по командам других устройств ПА.

В качестве воздействий в распоряжении УПАЭ имеются:

- кратковременная (импульсная) разгрузка турбин энергоблоков № 1,2 НВАЭС – 2 с последующим восстановлением исходной мощности, предусматривается 5 ступеней КРТ со значением глубины снижения мощности турбины от 20% Нт ном до 100% Нт ном;
- КРТ блоков №1 и №2 НВАЭС – 2 с последующим восстановлением загрузки турбины до 70%, 50%, 30% и 20%.

– отключение генераторов может потребоваться, если КРТ не позволит обеспечить динамическую устойчивость и статическую устойчивость послеаварийного режима, отключение генератора можно выполнить:

1 - отключением генераторных выключателей;

2 - отключением выключателей 500 кВ.

УПАЭ состоит из двух идентичных полукомплектов, работающих совместно одновременно.

Оба полукомплекта принимают и обрабатывают по одинаковым алгоритмам дискретные и аналоговые входные сигналы и данные в цифровой форме.

Оба полукомплекта одновременно формируют управляющие воздействия релейными входами типа «сухой контакт» с возможностью объединения управляющих воздействий двух полукомплектов.

Работа двух полукомплектов взаимно синхронизируется по каналу обмена данными между полукомплектами.

В каждом полукомплекте УПАЭ предусмотрены дискретные выходы типа «сухой контакт» следующих видов сигнализации:

- «Неисправность полукомплекта»;
- «Отказ полукомплекта»;
- «Срабатывание полукомплекта»;
- «Отказ полукомплекта (контакты реле указательного с ручным возвратом)»;
- «Срабатывание полукомплекта (контакты реле указательного с ручным возвратом)»;
- 4 резервных программно управляемых выходов сигнализации.

Сигнализация «Неисправность полукомплекта» формируется замыканием контактной группы реле при выполнении хотя бы одного из следующих условий:

- по одному из напряжений питания полукомплекта УПАЭ выявлен отказ одного из блоков питания с сохранением работоспособности УПАЭ;
- программным обеспечением выявлено событие, заданное технологом как условие неисправности полукомплекта.

Сигнализация «Отказ полукомплекта» формируется замыканием контактной группы реле при выполнении хотя бы одного из следующих условий:

- срабатывание сторожевого таймера (отказ или перезапуск программного обеспечения);
- программным обеспечением выявлен отказ компонентов контроллера полукомплекта;
- программным обеспечением выявлено событие, заданное технологом как условие отказа полукомплекта;
- по одному из напряжений питания полукомплекта УПАЭ выявлен отказ и основного, и резервного блоков питания;
- выключено питание реле выдачи УВ (заблокировано формирование УВ);
- выключено питание дискретных входов;
- выключено питание полукомплекта.

Сигнализация «Срабатывание полукомплекта» сопровождает выдачу любого УВ и формируется одновременно с УВ в цикле аварийного управления УПАЭ.

Сигнализация «Отказ полукомплекта» (контакты реле указательного с ручным возвратом) формируется замыканием контактной группы указательного реле одновременно с выдачей сигнализации «Отказ полукомплекта».

Сигнализация «Срабатывание полукомплекта» (контакты реле указательного с ручным возвратом) формируется замыканием контактной группы указательного реле одновременно с выдачей сигнализации «Срабатывание полукомплекта».

На передних дверях шкафа УПАЭ для каждого полукомплекта предусмотрены следующие лампы индикации:

- «Питание полукомплекта» – зеленая лампа, включающаяся при наличии питания полукомплекта;
- «Полукомплект в работе» – зеленая лампа, включающаяся при отсутствии отказа полукомплекта;
- «Неисправность полукомплекта» – красная лампа, включающаяся при неисправности полукомплекта.

На шкафу УПАЭ размещена сигнальная лампа белого цвета «Отказ или срабатывание полукомплекта», включающаяся при срабатывании любого из двух указательных реле полукомплекта.

Устройство фиксации тяжести КЗ

Устройство ФТКЗ является пусковым органом для общестанционного устройства.

Устройство ФТКЗ обеспечивает фиксацию внезапного уменьшения выдаваемой активной мощности с шин станции в результате короткого замыкания и должно действовать по снижению величины напряжения прямой последовательности на шинах 500 кВ, с учетом длительности снижения напряжения.

Устройство ФТКЗ подключается к шинным ТН и определяет:

- близкое КЗ, первая ступень (БКЗ-I);
- близкое КЗ, вторая ступень (БКЗ-II);
- затянутое КЗ, первая ступень (ЗКЗ-I);
- затянутое КЗ, вторая ступень (ЗКЗ-II).

В виду значительной ответственности данного пускового органа, в качестве устройства ФТКЗ на НВАЭС установлено два шкафа МКПА.

Автоматика ограничения повышения напряжения

Устройство предназначено для ограничения длительности воздействия повышенного напряжения на электрооборудование энергосистемы сверх допустимого уровня в месте его установки.

Устройства АОПН предназначены для ограничения повышения напряжения на электрооборудовании энергосистемы с учетом длительности повышения в тех случаях, когда это повышение произошло в результате одностороннего отключения ВЛ, разрыва или разгрузки транзита в результате работы АПНУ или аварийного отключения генерирующего оборудования на электростанциях. Применение АОПН не требуется, если напряжение не превосходит уровень, допустимый в течение более 20 минут. Для целей АОПН используются:

- АОВ – автоматика отключения синхронных компенсаторов;
- АВ - автоматика включения шунтирующих реакторов;
- АПН – автоматика от повышения напряжения.



В качестве пускового органа рассматриваемой автоматики используются три реле максимального напряжения, включенные на фазные напряжения. На подстанциях с отходящими длинными линиями, каждая из которых может явиться источником повышенного напряжения, применяется более совершенная автоматика, в ней используются дополнительные реле реактивной мощности. Реле мощности, включенные на фазный ток и фазное напряжение, фиксируют направление и величину реактивной мощности, разрешая автоматике действовать на отключение только на той линии, на которой реактивная мощность направлена к шинам ПС и имеет определенную величину.

Устройства АОПН на НВАЭС – 2 установлены на:

- ВЛ 500 кВ Донская - Старый Оскол № 1;
- ВЛ 500 кВ Донская - Старый Оскол № 2;
- ВЛ 500 кВ Донская - Кременская;
- ВЛ 500 кВ Донская - Елецкая.

На ВЛ 500 кВ Донская - Старый Оскол № 1, ВЛ 500 кВ Донская - Старый Оскол № 2 и ВЛ 500 кВ Донская - Кременская устройство АОПН действуют на отключение защищаемой линии с двух сторон с запретом АПВ и пуском УРОВ.

На ВЛ 500 кВ Донская - Елецкая устройство АОПН первой ступенью с выдержкой времени действует на включение линейного шунтирующего реактора, второй и третьей – на отключение защищаемой линии с запретом АПВ и пуском УРОВ.

Действие АОПН на отключение ВЛ осуществляется через два комплекта защит ВЛ.

На ПС 500 кВ Донская функция АОПН ВЛ 500 кВ реализуется в составе дублированных шкафов МКПА, устанавливаемых для каждой ВЛ 500 кВ, отходящих от ПС 500 кВ Донская кроме ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская № 1 и ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская № 2.

В составе данных линейных шкафов МКПА реализуются также функции ФОЛ и АЛАР.

Так же имеется функция УРОВ АОПН, которая действует при отказе выключателя ВЛ на защиты смежного с отказавшим выключателем элемента сети.

Автоматика ликвидации асинхронного режима

Асинхронный режим (АР) в энергосистеме является одним из самых тяжелых аварийных режимов. Он связан с нарушением устойчивости параллельной работы электростанций и отдельных генераторов, что создает опасность повреждения элементов энергосистемы, нарушения электроснабжения потребителей и сопряжено с большим экономическим ущербом.

Если условно обозначить две энергосистемы ЭС1 и ЭС2, то в нормальном режиме они работают синхронно. ЭДС эквивалентных генераторов ЭС1 и ЭС2 имеют одинаковую частоту, и их векторы вращаются синхронно с одинаковой угловой скоростью. Угол между ЭДС ЭС1 и ЭС2 остается неизменным и зависит от активной мощности, передаваемой по линии. При нарушении устойчивости наступает асинхронный режим.

Условная линия, делящая энергосистемы на две группы станций (генераторов), между которыми возможно нарушение параллельной синхронной работы, называется *сечением асинхронного хода*.

При нарушении устойчивости параллельной работы передача активной мощности между ЭС1 и ЭС2 прекращается, и в энергосистеме с малой мощностью потребления, поскольку мощность турбины осталась прежней, то скорость вращения турбины и генераторов увеличивается. В энергосистеме, с большой

мощностью, происходит противоположный процесс, возникает дефицит генерируемой мощности, и генераторы, работающие в системе, уменьшают скорость вращения. Поэтому частота ЭДС системы понижается. В результате векторы ЭДС ЭС1 и ЭС2 начинают вращаться с разной угловой скоростью с некоторым скольжением относительно друг друга, т.е. имеет место периодическое изменение угла между ЭДС ЭС1 и ЭС2.

Таким образом, первым характерным признаком асинхронного режима является периодическое изменение угла между несинхронными ЭДС от нуля до 360^0 с частотой скольжения.

Асинхронный режим сопровождается глубоким понижением напряжения и протеканием больших токов качания, которые могут превышать токи КЗ. В точке электрического центра качаний (ЭЦК) напряжение периодически становится равным нулю. Условно говоря, если подключить электролампочки по концам передачи и в ЭЦК, то на концах они горят ровным светом, а в ЭЦК лампочка периодически гаснет.

Время, в течение которого ток и напряжение в данной точке линии проходит цикл изменений от одного минимального или максимального значения до следующего, называется *периодом качаний*. Значения его колеблются примерно в пределах 0,1-3 с, причем меньшие цифры характеризуют асинхронный режим, а большие – начало процесса или, наоборот, момента, близкого к втягиванию в синхронизм.

Устройства АЛАР предназначены для выявления асинхронного режима на линии и формирования управляющего воздействия для его ликвидации.

АЛАР устанавливаются на:

- ВЛ 500 кВ Донская – Елецкая;
- ВЛ 500 кВ Донская – Кременская;
- ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 1;
- ВЛ 500 кВ Донская АЭС – Старый Оскол № 2;
- ВЛ 220 кВ Донская – Лиски № 1;
- ВЛ 220 кВ Донская – Лиски № 2;
- ВЛ 220 кВ Донская – Бутурлиновка;
- ВЛ 220 кВ Донская – Латная.

Устройства АЛАР действуют на отключение защищаемой линии с двух сторон с запретом АПВ и пуском УРОВ.

На ПС 500 кВ Донская функция АЛАР ВЛ 500 кВ реализуется в составе дублированных шкафов МКПА, устанавливаемых для каждой ВЛ 500 кВ, отходящих от ПС 500 кВ Донская, кроме ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская № 1 и ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская № 2.

В составе данных линейных шкафов МКПА реализуются также функции ФОЛ и АОПН.

На ПС 500 кВ Донская функция АЛАР ВЛ 220 кВ Донская – Бутурлиновка, ВЛ 220 кВ Донская – Латная, ВЛ 220 кВ Донская – Лиски № 1 и ВЛ 220 кВ Донская – Лиски № 2 реализуются в терминалах МКПА-2.

Для того чтобы предотвратить неправильное срабатывание АЛАР при однофазных и двухфазных КЗ, также сопровождающихся увеличением тока, в схеме используются три токовых реле, включенных на ток каждой фазы. Контакты всех реле включены последовательно. Однако возможность ложного действия автоматики сохраняется при трехфазных КЗ, при несинхронных АПВ и при синхронных качаниях, когда также происходит увеличение тока в трех фазах линии.



Устройство фиксации отключения линии

Контроль состояния линий осуществляется с помощью устройств фиксации отключения линии.

Устройство ФОЛ предназначено для фиксации:

- трехфазного отключения ВЛ;
- отключенного состояния линии (ремонта);
- включения линии после ремонта.

Устройства ФОЛ устанавливаются на:

- ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 1;
- ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2;
- ВЛ 500 кВ Донская – Кременская;
- ВЛ 500 кВ Донская – Елецкая;
- ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская № 1;
- ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская № 2.

Сигналы от устройства ФОЛ («ФОЛ» и «ФВЛ») передаются в УПАСК, а сигнал «Ремонт ВЛ» – в УПАЭ.

Функция ФОЛ ВЛ 500 кВ реализуется в составе дублированных шкафов МКПА, устанавливаемых для каждой ВЛ 500 кВ, отходящих от ПС 500 кВ Донская кроме ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская № 1 и ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская № 2.

В составе данных линейных шкафов МКПА реализуются также функции АОПН и АЛАР.

Устройство ФОЛ ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская № 1 и ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская № 2 реализуется с помощью терминалов МКПА-2.

Автоматика ограничения перегрузки оборудования ВЛ

Для ликвидации перегрузки ВЛ 220 кВ Донская – Лиски № 2 устанавливается устройство автоматического ограничения перегрузки оборудования ВЛ.

Устройство АОПО подключается по цепям тока к линейному ТТ, измеряет протекающий по защищаемой линии ток и сравнивает его с максимально допустимым по условиям нагрева значением.

Устройство АОПО предназначена для ограничения повышения тока в электрооборудовании сверх допустимого уровня. Для этих целей используются:

- АРЛ – автоматика разгрузки линии. Токоограничивающими элементами электропередачи могут являться - сами провода ВЛ, ВЧ заградители (ВЧЗ), трансформаторы тока (ТТ), ошиновка ПС. Токовые уставки АРЛ, как правило, имеют сезонное (зима/лето) регулирование;

- ДА – делительная автоматика;

- АРУ – автоматика разгрузки узла;

- ЦО – цепи отключения;

- АОДС – автоматика опережающего деления сети. В отличие от остальных устройств АОПО, АОДС применяется для ограничения не нагрузочных, а токов короткого замыкания.

Действие АОПО ВЛ 220 кВ Донская – Лиски № 2 предусматривается пятиступенчатым:

- сигнальная ступень формирует сигнал о наличии перегрузки линии при $I_{ср.} = 1,0 \cdot I_{доп.}$;

- 1-я ступень при $I_{доп.} \leq I_{ср.} < 1,05 \cdot I_{доп.}$ действует на ограничение мощности блоков № 1 и № 2 НВАЭС – 2 на 200 МВт каждый (ДРТ-1ступень);

- 2-я ступень при $1,05 \cdot I_{доп.} \leq I_{ср.} < 1,1 \cdot I_{доп.}$ действует на ограничение мощности блоков № 1 и № 2 НВАЭС – 2 на 400 МВт каждый (ДРТ-2ступень);

- 3-я ступень при $1,1 \cdot I_{доп.} \leq I_{ср.} < 1,15 \cdot I_{доп.}$ действует на ограничение мощности блока № 1 на 600 МВт (ДРТ 3 ступень) и ограничение мощности блока № 2 НВАЭС – 2 на 400 МВт (ДРТ-2ступень);

- 4-я ступень при $1,15 \cdot I_{доп.} \leq I_{ср.} < 1,2 \cdot I_{доп.}$ действует на ограничение мощности блока № 1 на 600 МВт (ДРТ 3 ступень), ограничение мощности блока № 2 НВАЭС – 2 на 400 МВт (ДРТ-2ступень) и отключение АТ-1 (2) ПС 500 кВ Донская;

- 5-я ступень действует на отключение линии.

Команды на разгрузку блоков № 1 и № 2 НВАЭС – 2 реализуются через УПАЭ.

Устройства приема-передачи аварийных сигналов и команд

Для передачи и приема сигналов ПА используются устройства УПАСК, работающие как по ВЧ каналам, так и по ВОЛС.

На ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская № 1 и ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская № 2 предусматривается две ВОЛС.

Организация данных ВОЛС обеспечивает аппаратное и канальное резервирование, исключающее одновременный отказ обоих каналов по общей причине.

На ВЛ 500 кВ Донская – Кременская и ВЛ 220 кВ Донская – Латная используются два ВЧ канала.

На ВЛ 500 кВ Донская – Елецкая, ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 1 и ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2 используется ВЧ-канал и ВОЛС, организованный через мультиплексор.

Например, устройства ПАА ПС 500 кВ Донская выполнены по принципу «до», то есть управляющие воздействия, соответствующие различным вероятным аварийным возмущениям при данном режиме работы энергосистемы, периодически рассчитываются заранее с периодом от нескольких секунд до нескольких десятков секунд и запоминаются.

При возникновении аварийного возмущения соответствующие заранее рассчитанные управляющие воздействия реализуются.

Комплекс устройств ПАА ПС 500 кВ Донская представлен следующими типами шкафов:

– шкаф микропроцессорного комплекса локальной противо-аварийной автоматики МКПА представлен на рисунке 9.3;

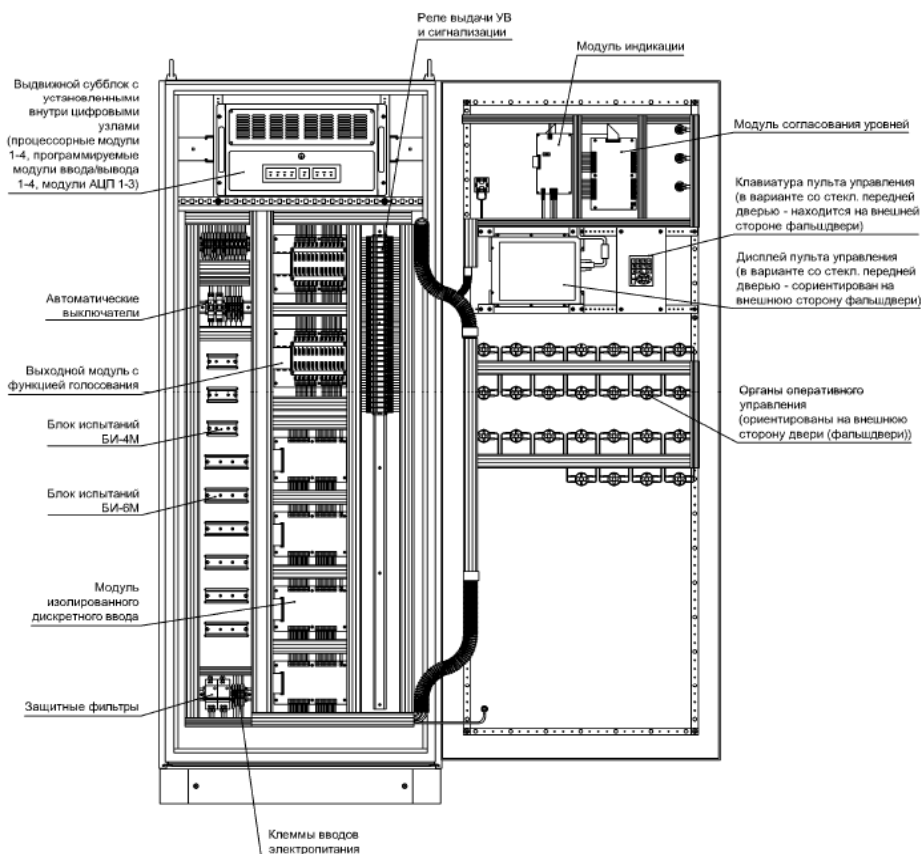


Рис. 9.3 – общий вид МКПА с открытой передней дверью.

– шкаф микропроцессорного комплекса противоаварийной автоматики МКПА-2 представлен на рисунке 9.4;

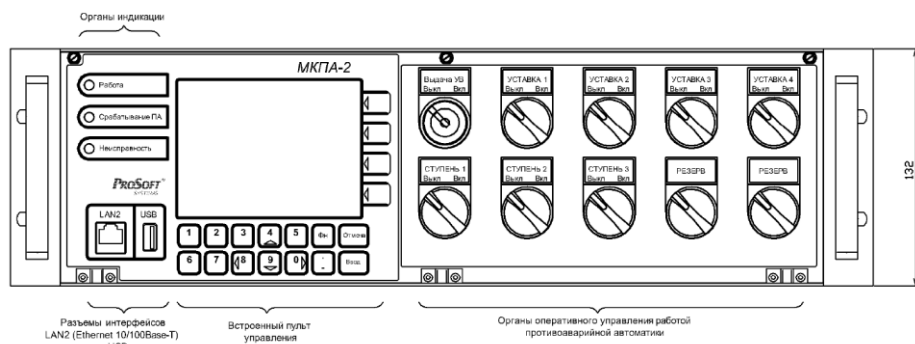


Рис. 9.4 – общий вид устройства МКПА-2.

– шкаф устройства противоаварийной автоматики энергоузла УПАЭ.

Перечень функций противоаварийной автоматики, реализуемых на ПС 500 кВ Донская:

– автоматическое предотвращение нарушения динамической устойчивости генераторов НВАЭС – 2;

– автоматическое ограничение опасного повышения напряжения ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 1, ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2, ВЛ 500 кВ Донская – Кременская и ВЛ 500 кВ Донская – Елецкая;

– автоматическая ликвидация асинхронных режимов на ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 1, ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2, ВЛ 500 кВ Донская – Кременская и ВЛ 500 кВ Донская – Елецкая, а также на ВЛ 220 кВ Донская – Лиски № 1, ВЛ 220 кВ Донская – Лиски № 2, ВЛ 220 кВ Донская – Бутурлиновка, ВЛ 220 кВ Донская – Латная;

– фиксация отключенного состояния ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол №1, ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол №2, ВЛ 500 кВ Донская – Кременская, ВЛ 500 кВ Донская – Елецкая, ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская № 1, ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская № 2;

– автоматическое ограничение перегрузки оборудования ВЛ 220 кВ Донская – Лиски № 2.

Устройства ПАА оценивают состояние энергосистемы, выявляют наличие аварийного возмущения и оценивают его тяжесть, определяют необходимость и требуемую интенсивность управляющих воздействий, дают команды на реализацию этих воздействий.

В зависимости от характера аварийных возмущений в энергосистеме устройства ПАА реализуют в основном следующие управляющие воздействия:

- разгрузка турбин;
- отключение генераторов;
- отключение нагрузки;
- управление устройствами компенсации реактивной мощности;
- деление энергосистемы на несинхронно работающие части и т.д.

9.8 Система контроля и управления электротехническим оборудованием АЭС

[illegible]

На АЭС для реализации задач контроля и управления электротехническим оборудованием энергоблока, главной схемы и системы электроснабжения собственных нужд проектируется автоматизированная система контроля и управления электрической частью.

Система контроля и управления электрической частью состоит из:

- СКУ ЭЧ энергоблока;
- СКУ ЭЧ общестанционного оборудования.

Однако следует учесть, что контроль и управление электрооборудованием САЭ, а также управление пуском и процессом ступенчатого подключения нагрузки на дизель-генераторы осуществляется средствами АСУ ТП энергоблока.

Реализация СКУ ЭЧ позволяет повысить надежность выработки электрической энергии на АЭС за счет повышения надежности оборудования, исключения ошибочных действий оперативного персонала, а также ускорения и улучшения взаимодействия с другими системами управления.

СКУ ЭЧ осуществляет полноценный комплекс операций контроля и управления электрической частью:

- сбор информации;
- обработку информации;
- регистрацию данных;
- передачу данных;
- распределение информации;
- выработку и реализацию управляющих воздействий;
- сигнализацию.

Для реализации таких задач управления электротехническим оборудованием как выдача управляющих воздействий, сигнализации и т.д. применяются единые технические средства АСУ ТП.

Для решения задач информационной поддержки электротехнического персонала предусмотрен ПТК, который реализован на микропроцессорных средствах, независимых от технических средств АСУ ТП.

Для организации управления и контроля за работой электрооборудования электрической схемы АЭС предусмотрены:

- блочный пункт управления (БПУ);
- резервный пункт управления (РПУ);
- местные пункты управления (МПУ).

9.8.1 Информационные задачи, реализуемые СКУ ЭЧ

СКУ ЭЧ в соответствии с назначением реализует следующие информационные задачи:

- контроль состояния электрооборудования и параметров режима его работы;
- контроль состояния устройств релейной защиты и автоматики;
- контроль исправности электротехнического оборудования;
- формирование предупредительной и аварийной сигнализации;
- расчет вычисляемых параметров;
- представление информации оперативному персоналу на экранах дисплеев, индивидуальных приборах и мнемосхеме текущего состояния схемы электротехнических соединений энергоблока;
- формирование и выдача оператору соответствующих сообщений, графиков, гистограмм, мнемосхем и т.д.;
- регистрация аварийных процессов в электрической части энергоблока;
- определение первопричины аварий, анализ действия устройств электрических защит и коммутационных аппаратов, выдача сообщений о характере аварий;
- регистрация и хранение информации;
- диагностика электротехнического оборудования.

9.8.2 Назначение и структура СКУ ЭЧ энергоблока

СКУ ЭЧ энергоблока является подсистемой АСУ ТП и предназначена для контроля и управления электрооборудованием системы нормальной эксплуатации блока во всех режимах.

ПТК СКУ ЭЧ блока предназначен для контроля электротехнического оборудования энергоблока и питающих

элементов СН 10; 0,4; 220 В во всех режимах эксплуатации, кроме запроектных.

ПТК реализует следующие задачи и функции:

- контроль электротехнического оборудования энергоблока;
- расширение объема контролируемой информации по электротехническому оборудованию, принимаемой от устройств микропроцессорной релейной защиты и передаваемой через устройства связи с объектом;
- создание возможности контроля за работой электротехнического оборудования СНЭ и САЭ с любого АРМ СВБУ;
- унификация программно-технических средств контроля электротехническим оборудованием.

ПТК энергоблока имеет три иерархических уровня:

- нижний;
- средний;
- верхний.

К нижнему уровню относятся устройства, которые непосредственно связаны с объектом управления. При помощи таких устройств обеспечивается сбор информации.

В качестве нижнего уровня используются:

- устройства микропроцессорной релейной защиты (МПРЗ);
- устройства связи с объектом (УСО);
- цифровые преобразователи (ЦАП и АЦП).

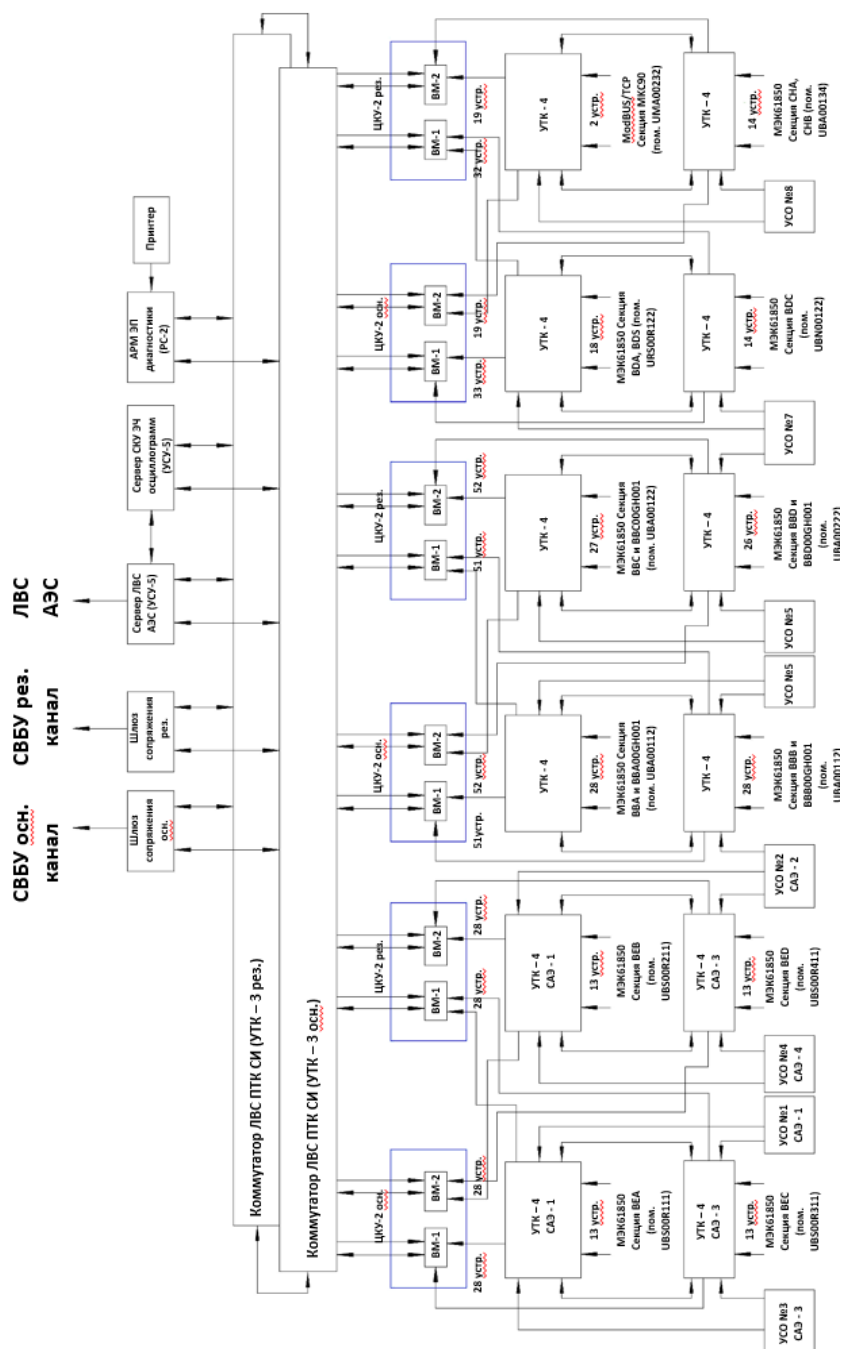


Рис. 9.6 – Структура СКУ ЭЧ энергоблока.

Микропроцессорные устройства релейной защиты (МПРЗ) являются многофункциональными программно-техническими средствами.

Программное обеспечение МПРЗ позволяет, помимо заложенных в них стандартных алгоритмов, реализовывать алгоритмы пользователя, что расширяет функциональные возможности МПРЗ.

Обмен данными МПРЗ с другими устройствами может осуществляться как по цифровым интерфейсам, так и по проводной связи.

Микроэлектронные устройства используются в тех случаях, когда применение микропроцессорных устройств невозможно или нецелесообразно.

Микропроцессорные устройства связи с объектом применяются в тех случаях, когда имеется необходимость сбора данных от электрооборудования, не оснащенного МПРЗ, либо когда недостаточно информационных функций МПРЗ.

Обмен данными УСО с другими устройствами может осуществляться как по цифровым интерфейсам, так и по проводной связи.

Автоматические выключатели применяются в сетях собственных нужд 0,4 кВ и в сетях постоянного тока, и выполняют функции защиты и, в некоторых случаях, измерения.

Цифровые регистраторы электрических процессов используются для осциллографирования токов и напряжений в САЭ при применении микроэлектронных устройств релейной защиты.

Измерительные преобразователи (ИП) обеспечивают преобразование вторичных аналоговых величин в цифровые либо унифицированные аналоговые сигналы и их ретрансляцию на более высокий уровень системы.

ИП применяются в цепях измерения параметров электро-технического оборудования, не оснащенного устройствами МПРЗ или УСО, либо в случаях, когда МПРЗ и УСО не позволяют обеспечить требуемые характеристики измерения. В частности, ИП применяются для измерения электрических параметров:

- генератора;
- двигателей ГЦН;
- оборудования САЭ;

- параметров синхронизации блока с сетью;
- параметров учета электроэнергии.

Шкафы сетевого оборудования базируются на промышленных сетевых коммутаторах Ethernet и предназначены для организации сетевого взаимодействия системы с устройствами РЗА.

Средний уровень составляют устройства концентрации, обработки и передачи информации от устройств нижнего уровня на верхний и обратно. К таким устройствам относятся:

- серверы;
- коммутаторы;
- сетевое оборудование.

На среднем уровне происходит сбор информации от устройств нижнего уровня, и выдача им сигналов управления, синхронизация времени системы, обеспечение интерфейса и обмена информацией с верхним уровнем.

Верхний уровень обеспечивает контроль и наблюдение за производственным процессом и выполняет следующие функции:

- организация и координация вычислительных процессов, которые реализуют задачи контроля за оборудованием;
- представление операторам в реальном времени информации о технологических процессах и состоянии основного и вспомогательного оборудования;
- организация и реализация информационно-технологических процедур централизованной системы диагностики основного технологического комплекса;
- организация и реализация диагностики и мониторинга технических и программных средств СКУ ЭЧ;
- организация информационной защиты;
- обеспечение интерфейса и обмена информацией с АСУ ТП энергоблока;
- долговременное архивирование и документирование информации.

К верхнему уровню относятся:

- серверы;
- АРМ оперативного персонала;
- средства локальной и вычислительной сети.



Центральные координирующие устройства (ЦКУ) выполняют функции централизованной обработки информации и команд управления, поступающих от устройств релейной защиты, низовой автоматики и измерений, либо от средств контроля и управления.

В качестве центральных координирующих устройств СКУ ЭЧ используются специализированные программно-технические средства, обеспечивающие возможность обмена данными с устройствами МПРЗ и УСО по цифровым межмашинным интерфейсам. Обмен данными со средствами контроля и управления реализуется также с помощью цифровых межмашинных интерфейсов. Это, наряду с применением микропроцессорных устройств нижнего уровня, позволяет существенно улучшить технико – экономические и эксплуатационные показатели системы за счет:

- сокращения количества электрических кабелей;
- сокращения количества вторичных цепей и, как следствие, сокращения объема монтажных работ при их наладке.

Наряду с указанными ЦКУ могут применяться дополнительные устройства для обработки информации.

Шлюзы сопряжения применяются для связи систем РЗ и СКУ ЭЧ с СВБУ блока. Сервер используется в качестве

вспомогательного устройства обработки, хранения и передачи информации.

Мозаичные пульта и панели относятся к щитовым оперативно-диспетчерским техническим средствам контроля и управления нормальной эксплуатации на БПУ. Мозаичные пульта и панели, оснащаются контроллерами мозаичного щита, обеспечивающими преобразование электрических сигналов контроля и управления в цифровой формат и обратно, а также обмен указанными сигналами с центральными координирующими устройствами по межмашинному интерфейсу.

Рабочие станции (РС) относятся к дисплейным техническим средствам представления информации и управления и входят в состав технических средств оперативно – диспетчерского контроля и управления БПУ. Кроме того, рабочие станции применяются для представления информации персоналу, обслуживающему оборудование.

Рабочие станции БПУ входят в состав технических средств АСУ ТП блока.

К техническим средствам СКУ ЭЧ, предъявляются следующие виды технических требований:

- функциональные;
- по надежности;
- по эксплуатационным характеристикам;
- по механической стойкости и устойчивости к внешним воздействующим факторам;
- по обеспечению и контролю качества.

Конкретный состав требований определяется исходя из назначения технических средств, их размещения на площадке АЭС и классификации по влиянию на безопасность (НП-001-15).

Функциональные требования к техническим средствам определяются исходя из их назначения и формулируются в технических условиях (ТУ) или в частном техническом задании на данное техническое средство или вид технических средств.

Требования по надежности предъявляются следующие:

- периодичность обслуживания: 3-5 лет;
- среднее время восстановления при отказе: 2 часа (при наличии ЗИП);
- время ожидания ремонта: 16 часов;

- средний срок службы: не менее 20 лет.

Критерием отказа функции дистанционного управления является:

- невыдача управляющего воздействия при наличии условий формирования команды дистанционного управления;
- выдача управляющего воздействия при отсутствии условий формирования команды дистанционного управления.

Условием формирования команды дистанционного управления является одновременное выполнение следующих условий:

- формирование оперативным персоналом управляющего воздействия на средствах управления (РС и МП) оперативных пунктов контроля и управления;
- отсутствие запретов прохождения (блокировок) команды дистанционного управления.

Критерием отказа информационной функции является выдача искаженной (недостоверной) информации без указания факта искажения или отсутствие информации на всех средствах отображения (РС и МП) оперативных пунктов контроля и управления.

К техническим средствам релейной защиты, предъявляются следующие требования:

- коэффициент готовности срабатывания аппаратуры при требовании ее срабатывания принимают 0,998;
- коэффициент готовности несрабатывания аппаратуры при требовании срабатывания к другой аппаратуре принимают 0,9995;
- параметр потока ложных срабатываний 0,0011/год.

Требования к эксплуатационным характеристикам технических средств определяются исходя из предъявляемых к ним функциональных требований.

Требования по механической стойкости и устойчивости к внешним воздействующим факторам предъявляются с учетом классификации технических средств по влиянию на безопасность и их размещения на площадке АЭС, и подразделяются на следующие виды:

- по стойкости к воздействию внешних механических факторов;
- по стойкости к воздействию климатических факторов;
- по сейсмостойкости и стойкости к воздействию воздушной ударной волны;

- по пожаробезопасности;
- по электромагнитной совместимости.

Для обеспечения помехоустойчивости микропроцессорных и микроэлектронных технических средств выполнены следующие меры по снижению уровня помех во вторичных цепях:

- применение аппаратуры и шкафов, комплектуемых этой аппаратурой, с хорошо экранированными корпусами;
- экранирование и заземление экранов вторичных кабелей;
- выполнение рабочего заземления корпусов аппаратуры и шкафов;
- применение компоновочных решений, позволяющих сократить протяженность электрических кабелей;
- прокладка вторичных кабелей на возможно большем удалении от высоковольтного силового и коммутационного оборудования, силовых кабелей, а также от мачт молниезащиты;
- увеличение доли оптоволоконных связей за счет электрических там, где это возможно, в частности - для межмашинного обмена.

ХАРАКТЕРИСТИКА	ЗНАЧЕНИЕ
Время включения СКУ ЭЧ в работу (с момента подачи питания на все ПТС, не более)	10 минут
Время с момента запроса оператора на отображение информации до начала ее вывода	Не более 0,5 с
Время с момента формирования сигнала до его отображения (не более)	на РС – 1 с на МП ЭЧ БПУ – 0,5 с в ШС – 1 с
Время до выдачи команды на выходные цепи устройства с момента ее формирования (не более)	в МП ЭЧ БПУ – 0,5 с в ШС – 1 с
Точность поддержания единого времени устройствами системы (не хуже)	± 5 мс
Разрешающая способность присвоения меток времени формируемым сигналам	1 мс
Срок службы технических средств при условии замены отдельных узлов, вышедших из строя или имеющих меньший срок службы (не менее)	60 лет

Рис. 9.7 – Технические параметры.

9.8.3 Принципы организации управления энергоблоком

Для реализации задач контроля и управления электрооборудованием главной схемы и схемы электроснабжения собственных нужд энергоблока предусмотрены такие способы управления как:

- автоматизированное управление с БПУ и РПУ;
- индивидуальное дистанционное управление;
- индивидуальное ручное управление коммутационными аппаратами;
- автоматический пуск и автоматический набор нагрузки дизель-генераторов.

Автоматизированное управление - это управление, которое осуществляется техническими средствами контроля и управления с участием человека.

Индивидуальное дистанционное управление - это управление, которое осуществляется человеком, путем воздействия на коммутационный аппарат исполнительного механизма при помощи индивидуальных средств управления.

Индивидуальное ручное управление - это управление, которое осуществляется человеком путем механического воздействия непосредственно на орган управления привода исполнительного механизма или коммутационного аппарата.

Автоматическое управление - это управление, которое осуществляется техническими средствами контроля и управления без участия человека.

Автоматизированное управление реализовано при помощи технических средств СКУ верхнего уровня, системы автоматизации и мозаичных панелей управления.

СКУ верхнего уровня обеспечивает операторов информационной поддержкой для наблюдения за ходом процесса, и при необходимости, управление процессом.

Основным пунктом управления технологическим процессом производства и выдачи электроэнергии и обеспечения безопасности энергоблока АЭС является БПУ.

Для управления, контроля и наблюдения за электрооборудованием блока с БПУ, ПТК осуществляет обмен информацией с нижним уровнем управления процессом АСУ ТП энергоблока, который состоит из операторских терминалов, мониторов и панелей резервного управления. Отображение

информации и управление электрооборудованием с панелей резервного управления БПУ осуществляется напрямую через нижний уровень АСУ ТП.

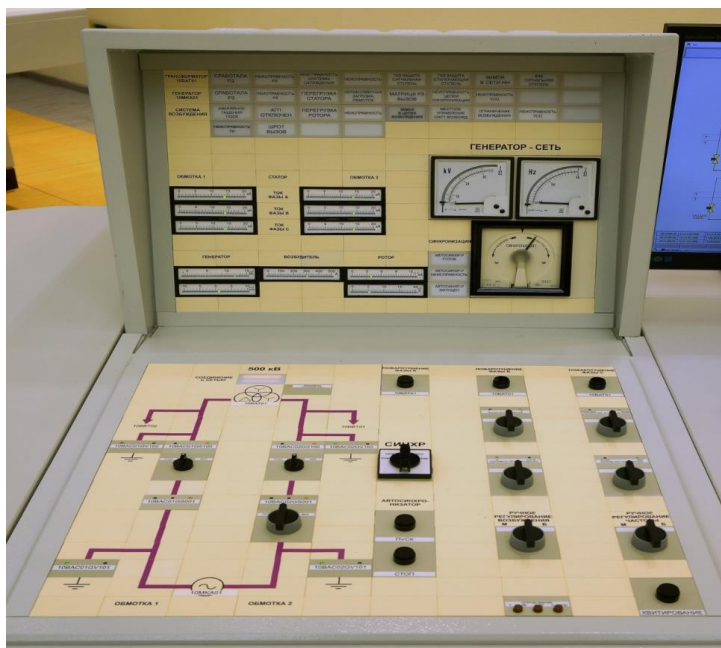


Рис. 9.8 – Панель управления выдачей мощности.

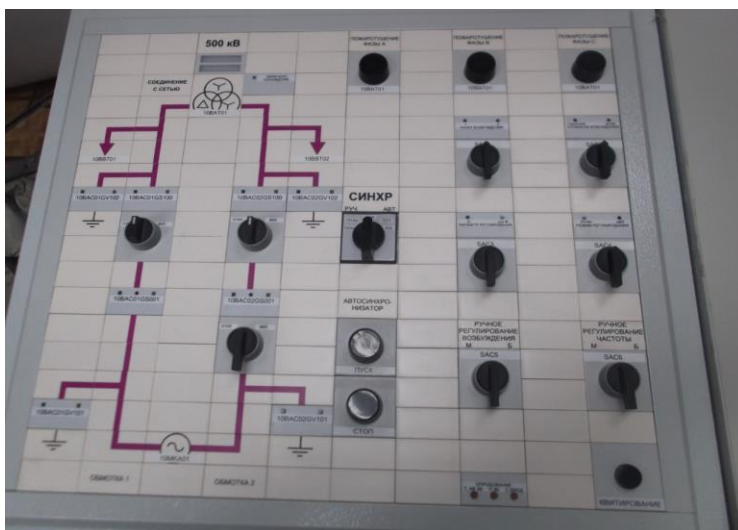


Рис. 9.9 – Панель управления выдачей мощности.

На БПУ и предусмотрено управление оборудованием главной схемы:

- выключателями 24 кВ генератора;
- системой возбуждения генератора;
- устройством синхронизации;
- дистанционным регулированием напряжения блочных трансформаторов СН.

Электрооборудованием системы электроснабжения собственных нужд нормальной эксплуатации:

- выключателями вводов рабочего и резервного питания на секции КРУ 10 кВ ВВА, ВВВ, ВВС, ВВД;
- выключателями 10 кВ и 0,4 кВ трансформаторов 10/0,4 кВ;
- секционными выключателями 0,4 кВ;
- выключателями 10 кВ и 0,4 кВ трансформаторов 10/0,4 кВ компенсатора давления и щита системы управления и защиты реактора.

Электрооборудованием системы надежного электроснабжения собственных нужд нормальной эксплуатации важной для безопасности:

- выключателями 10 кВ секционной перемычки между секциями СНЭ и СНЭ НЭ;
- выключателями 10 кВ резервного ввода на секцию от дизель-генератора;
- выключателями 10 кВ и 0,4 кВ трансформаторов 10/0,4 кВ второй группы электроснабжения;
- секционными выключателями 0,4 кВ;
- выключателем 10 кВ дизель-генератора;
- пуск и останов блочного дизель-генератора.

Электрооборудованием системы аварийного электроснабжения собственных нужд:

- выключателями 10 кВ секционной перемычки между секциями СНЭ и САЭ;
- пуск и останов аварийных дизель-генераторов;

- выключателями 10 кВ дизель-генераторов.

Электрооборудование, которое не вынесено на БПУ, управляется с фасадов шкафов РУ.

Основным видом ручного управления на БПУ является управление с помощью дисплеев. Управление осуществляется с помощью системы видеокadres посредством вызова окон индивидуального управления оборудованием. Органом управления является манипулятор типа "мышь".

ВИД ЭЛЕМЕНТА	НАЗНАЧЕНИЕ ЭЛЕМЕНТА	ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЙ	ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ДЕЙСТВИЯ
	Индикатор аналогового параметра	Таблица 1	ЛК – Вызов окна тренда ПК – Вызов окна перевода в режим «Ремонт»
	Индикатор РПН	Таблица 2	ПК – Вызов окна перевода в режим «Ремонт»
	Область сигнализации	Таблица 3	ЛК – Вызов окна детализированной информации
	Индикатор АВР	Таблица 4	ПК – Вызов окна перевода в режим «Ремонт»
	Индикатор подключения блока к сети 500 кВ	Таблица 5	ПК – Вызов окна перевода в режим «Ремонт»
	Индикатор положения двери шкафа	Закр ^ы то или нет данных и Откр ^ы то	
	Разъединитель	Таблица 6	ПК – Вызов окна перевода в режим «Ремонт»
	Выключатель	Таблица 7	ПК – Вызов окна перевода в режим «Ремонт»

Рис. 9.10 – Изображение элементов.

При реализации автоматизированного управления с помощью дисплейных пунктов принят принцип действия "двух клавиш". Такой принцип заключается в том, что любое действие по управлению оборудованием требует последовательного нажатия двух различных клавиш:

- клавиши, производимого действия;
- клавиши подтверждения выполнения действия.

Связь с процессом осуществляется при помощи микропроцессорных терминалов релейной защиты или через модули сопряжения. Микропроцессорные терминалы и модули сопряжения выполняют первичную обработку сигналов, контроль,

управление и регулирование, а также осуществляют передачу сигналов от уровня автоматизации к уровню процесса.

С целью обеспечения безопасной работы блока при любых обстоятельствах, в том числе при отказе технических средств СВБУ, предусмотрено управление электрооборудованием главной схемы и электроснабжения собственных нужд с резервного контура управления на БПУ. Резервным контуром являются мозаичные панели БПУ, которые набираются из элементов мозаики. В качестве элементов контроля и управления используются типовые элементы мозаики:

- элемент управления и индикации;
- элементы (табло) сигнализации;
- элементы информации по параметрам;
- стрелочные приборы различных размеров;
- цифровые приборы различных размеров.

ВИД ЭЛЕМЕНТА	НАЗНАЧЕНИЕ ЭЛЕМЕНТА	ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЙ	ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ДЕЙСТВИЯ
	Выкатной элемент	Таблица 8	
	Индикатор диагностики канала связи	Таблица 9	

Таблица 1

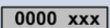
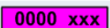
ВИД ЭЛЕМЕНТА	ОПИСАНИЕ ЭЛЕМЕНТА	СОСТОЯНИЕ
	Прозрачный фон	Нормальная работа
	Желтый фон, стрелка вверх	Пройдена верхняя предупредительная граница
	Желтый фон, стрелка вниз	Пройдена нижняя предупредительная граница
	Фиолетовый фон	Значение параметра недостоверно
	Белый фон	Данные отсутствуют
	Серый фон с табличкой «РЕМОТ»	Элемент переведен в режим «Ремонт»

Рис. 9.11 – Отображение элементов.

При поражении БПУ по каким-либо аварийным причинам управление и контроль электрооборудованием систем электроснабжения, участвующем в послеаварийных мероприятиях (таких

как: останов, расхолаживание и поддержание в подкритическом состоянии реакторной установки), осуществляется с РПУ.

Контроль и управление осуществляется с панелей мозаики аналоговых панелей БПУ. Также с РПУ предусмотрено управление электрооборудованием САЭ:

- выключателями 10 кВ секционной перемычки между секциями СНЭ и САЭ;
- пуск и останов аварийных дизель-генераторов.

Для осуществления управления и контроля за работой дизель-генераторов СНЭ НЭ и САЭ предусмотрены местные пункты (щиты) управления и автономные системы автоматизированного управления дизель-генераторами (САУ ДГ).

САУ ДГ реализует такие основные функции как:

- ручное дистанционное, автоматизированное и автоматическое управление пуском, остановом, предпусковыми и после остановочными операциями;
- автоматическое поддержание ДГ в готовности к пуску и быстрому приему нагрузки;
- автоматический контроль параметров и состояний дизеля и собственных нужд, электрических и тепломеханических параметров генератора с дисплейной индикацией и архивацией информационных и аварийных событий;
- ручной дистанционный и автоматизированный экстренный останов;
- ручное дистанционное и автоматическое управление частотой вращения и напряжением;
- формирование сигнала о готовности ДГ к приему нагрузки;
- точная синхронизация и прием нагрузки при включении на параллельную работу с сетью, а также обратный перевод питания секций 10 кВ от рабочих трансформаторов собственных нужд;
- автоматическое пополнение расходных емкостей топлива, масла, охлаждающей жидкости и сжатого воздуха;
- ручное дистанционное и автоматизированное управление собственными нуждами.

Таблица 2

ВИД ЭЛЕМЕНТА	ОПИСАНИЕ ЭЛЕМЕНТА	СОСТОЯНИЕ
	Прозрачный фон	Нормальная работа
	Фиолетовый фон	Значение параметра недостоверно
	Белый фон	Пройдена нижняя предупредительная граница
	Серый фон с табличкой «РЕМОНТ»	Элемент переведен в режим «Ремонт»

Таблица 3

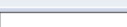
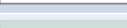
ВИД ЭЛЕМЕНТА	ОПИСАНИЕ ЭЛЕМЕНТА	СОСТОЯНИЕ
	Красный фон	Аварийное сообщение
	Желтый фон	Предупредительное сообщение
	Фиолетовый фон	Сообщение об отказе
	Зеленый фон	Событие
	Белый фон	Данные отсутствуют
	Светло-зеленый фон	Сообщения отсутствуют

Рис. 9.12 – Отображение элементов.

Из САУ ДГ БДЭС в систему СКУ ЭЧ выдаются сигналы о любых неисправностях.

Из САУ ДГ РДЭС неисправности выдаются в СКУ систем безопасности АСУ ТП.

9.8.4 Реализация измерений и сигнализации СКУ ЭЧ энергоблока

На АЭС для реализации нормального режима выдачи мощности и обеспечения электроэнергией технологических систем энергоблока в различных режимах эксплуатации необходим достаточный объем средств контроля.

Способы представления контролируемой информации должны обеспечивать оперативному персоналу полную картину состояния и характеристик электрической схемы энергоблока посредством соответствующего размещения контрольно-измерительных приборов, создания необходимых мнемосхем, видеокадров, гистограмм, графиков и т.д.

В качестве технического наблюдения используются средства централизованного контроля с применением дисплеев, табло коллективного пользования, а также средства индивидуального

контроля с применением показывающих приборов и индивидуальных табло.

Основной объем измерений, сигнализация положения коммутационных аппаратов и технологических параметров отображаются на экранах дисплеев по запросу оператора. Сообщения об отклонениях параметров от номинальных значений или изменение положения коммутационных аппаратов сопровождается звуком и выдаются на экран независимо от запроса оператора (автоматически).

На дисплей выносятся контроль электрических параметров состояния электрооборудования, как управляемого с БПУ, так и управляемого по месту или с местного технологического щита в полном объеме:

- измерения блока генератор-трансформатор;
- измерения трансформаторов СН;
- измерения вводов резервного питания на шины СН 10 кВ;
- измерения трансформаторов 10/0,4 кВ;
- измерения дизель-генераторов;
- контроль напряжения на шинах СН 10 кВ;
- контроль напряжения на шинах 0,4 кВ и 220 В.

Для обеспечения непрерывного контроля электрических параметров генератора на центральном планшете с мнемосхемой энергоблока предусмотрена установка приборов измерения:

- активной и реактивной мощности генератора;
- напряжения и частоты генераторного напряжения.

На мозаичных панелях БПУ отображается мнемосхема выдачи мощности, системы электроснабжения нормальной эксплуатации, СНЭ НЭ и САЭ, в которую встраивается аппаратура управления и приборы измерения:

- контроль параметров для синхронизации (колонка синхронизации);
- контроль параметров дизель-генераторов (активная, реактивная мощности и ток);
- контроль напряжения на шинах СН 10 кВ, 0,4 кВ и 220 В;
- контроль параметров трансформаторов 10/0,4 кВ (по току);

- контроль электрических параметров блочных, рабочих и резервных трансформаторов СН (ток и мощность);
- контроль электрических параметров вводов резервного питания на шины СН 10 кВ (по току).

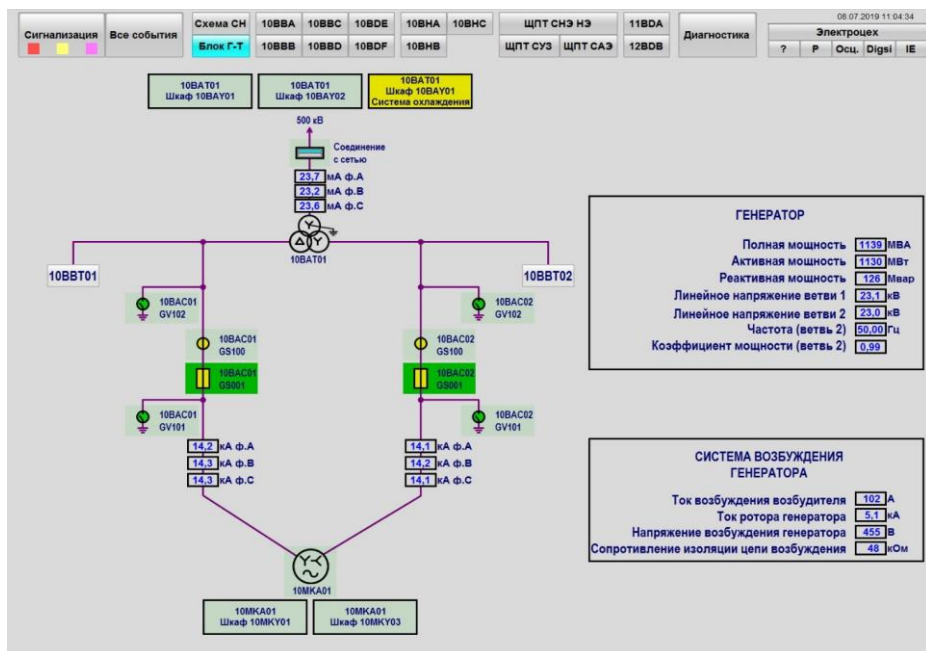


Рис. 9.13 – Отображение информации на панели оператора.

Для измерения электрических параметров в качестве первичных датчиков преимущественно используют трансформаторы тока и напряжения класса 0,5.

Преобразование сигналов от трансформаторов тока и напряжения в аналоговый сигнал для передачи контролируемого параметра в СББУ или на показывающий прибор мозаичной панели выполняется при помощи измерительного преобразователя с аналоговым входом 4-20 мА.

Сигнализация на БПУ выполнена на аппаратных средствах мозаичных панелей:

- табло сигнализации;
- акустических устройствах звуковой сигнализации;
- кнопках квитирования сигналов.

Приходящий сигнал сопровождается звуком и миганием светодиодов с частотой 2 Гц. После квитирования сигнала, сигнальный элемент гаснет или горит ровным светом, в случае если причина, которая его вызвала, все еще присутствует. Как только причина исчезает, то появляется мигающий сигнал с частотой 0,5 Гц. При квитировании светодиод гаснет. Кнопки квитирования размещены на каждой секции мозаичных панелей.

Звуковой сигнал имеет два тона для разных классов сигналов и также квитируется кнопками, размещенными на мозаичных панелях.

На панелях мозаики предусматривают специальные мероприятия, исключающие одновременное прохождение команд к исполнительному механизму, как с дисплейного пункта, так и с мозаичных панелей. Для проведения любого действия по управлению оборудованием оператор должен нажать две кнопки:

- кнопку, соответствующую производимому действию;
- кнопку "Подтверждение", находящуюся в левом нижнем углу данной секции панели.

Кроме различного вида измерений на энергоблоке выполняется учет выработанной электрической активной и реактивной энергии генератора, потребленной на собственные нужды. Высокий класс точности учета электрической энергии обеспечивается применением счетчиков с кодово-импульсными выходами класса 0,2 и трансформаторов тока и напряжения класса 0,2 (0,5).

9.8.5 Назначение и структура СКУ ЭЧ общестанционных устройств

СКУ ЭЧ ОУ предназначена для контроля и управления общестанционным оборудованием и элементами главной схемы КРУЭ во всех режимах, предусмотренных проектом АЭС.

СКУ ЭЧ ОУ осуществляет полный комплекс операций контроля и управления электрической части АЭС:

- сбор информации;
- обработку информации;
- регистрацию информации;

- передачу и распределение информации;
- выработку и реализацию управляющих воздействий;
- сигнализацию.

Для решения задач СКУ ЭЧ ОУ используются микропроцессорные средства независимые от средств, которые не зависят от технических средств АСУ ТП.

Так же, как и СКУ ЭЧ энергоблока, СКУ ЭЧ общестанционных устройств имеет трехуровневую иерархическую структуру.

Нижний уровень представляет собой сеть:

- распределительных устройств сбора и обработки информации (в КРУЭ контроллеров присоединений, выполняющих функции сбора телемеханической информации, а также оперативной блокировки разъединителей);
- устройств микропроцессорной релейной защиты;
- устройств связи с объектом;
- многофункциональных измерительных преобразователей, измерительных датчиков и пр.

На нижнем уровне осуществляется сбор и предварительная обработка аналоговых и дискретных сигналов, выдача команд управления, обмен информацией с контроллерами среднего уровня по цифровой линии связи, а также цифровое осциллографирование.

Средний уровень включает в себя технические средства (шлюзы, коммутаторы) для подготовки и предоставления информации в виде стандартных интерфейсов и протоколов на верхний уровень, а также обеспечивает информационную увязку с другими системами в составе АСУ АЭС (системой мониторинга и диагностики трансформаторов, системой АИИС КУЭ, системой РЗА и ПА). Также осуществляется:

- сбор информации от устройств нижнего уровня, и выдача им сигналов управления;
- синхронизация времени системы;
- обеспечение интерфейса и обмена информацией с верхним уровнем.

В СКУ ЭЧ ОУ на среднем и нижнем уровне можно выделить две подсистемы, включающие в себя программно-технические средства управления:

- система сбора телемеханической информации КРУЭ;
- система сбора телемеханической информации СН нормальной эксплуатации.

Система сбора телемеханической информации КРУЭ имеет следующую структуру:

- распределенная сеть контроллеров присоединений;
- многофункциональные измерительные преобразователи (МИП);
- панельный компьютер мониторинга состояния главной схемы электрических соединений АЭС;
- шлюзы данных СКУ ЭЧ (основной и резервный);
- переносной АРМ инженера СКУ ЭЧ ОУ;
- активное и пассивное оборудование для организации ЛВС.

Контроллеры присоединений предназначены для:

- сбора телесигнализации "сухими контактами";
- непосредственной выдачи команд телеуправления;
- организации оперативной блокировки разъединителей.

В контроллерах присоединений СКУ ЭЧ ОУ реализуется логическая (программная) оперативная блокировка разъединителей КРУЭ.

Элементы электромагнитной и механической блокировки, предусмотренные заводом-изготовителем, сохраняются и дополняются при необходимости (но не дублируются).

Все команды управления коммутационных аппаратов активизируются с АРМ диспетчера и формируются контроллером присоединения.

В случае если контроллер неисправен, для подачи разрешения на реле блокировки (деблокирования), внутри шкафа контроллера предусмотрен специальный ключ аварийного деблокирования.

МИП предназначены для выполнения телеизмерений параметров работы главной схемы АЭС. Параметры работы

основного оборудования, и мнемосхема отображаются на панели мониторинга.

Шлюзы данных СКУ ЭЧ ОУ ВН служат для подготовки и передачи информации с контроллеров и МИП на верхний уровень управления.

Чтобы объединить все технические средства используются коммутаторы стандарта Ethernet.

Система сбора телемеханической информации СН

Система сбора телемеханической информации СН имеет следующую структуру:

- распределенная сеть устройств сбора и обработки информации (УСО);

- шлюзы данных СКУ ЭЧ УО ОСО (основной и резервный);
- переносной АРМ инженера СКУ ЭЧ ОУ ОСО;
- активное и пассивное оборудование для организации ЛВС.

УСО предназначено для:

- сбора телесигнализации "сухими контактами";
- сбора телеизмерений с измерительных преобразователей посредством интерфейса "токовая петля" (4-20 мА);
- непосредственная выдача команд управления.

Шлюзы данных СКУ ЭЧ ОУ ОСО предназначены для подготовки и передачи информации с УСО и с микропроцессорных терминалов РЗА на верхний уровень управления.

Для объединения технических средств используются коммутаторы стандарта Ethernet.

Все технические средства подсистемы установлены в шкафах 3-й категории размещения, предназначенных для эксплуатации в умеренно-холодном климате.

Верхний уровень представляет собой:

- сервера СКУ ЭЧ ОУ;
- АРМ оперативного персонала (в том числе АРМ начальника смены, АРМ специалистов);

- диспетчерский щит.

Верхний уровень управления служит для визуального предоставления информации оперативному и эксплуатационному персоналу станции, для управления общестанционным оборудованием и выдачи информации в систему СОТИ АССО. Предоставление информации реализуется в виде мнемосхем, таблиц данных и пр. средства верхнего уровня обеспечивают информационную увязку с системой АСУ ТП АЭС, СМПР и АИИСКУЭ АЭС посредством специализированных шлюзов передачи данных.

Верхний уровень обеспечивает управление, контроль и наблюдение за процессом, а также выполняет функции:

- организации и координации вычислительных процессов, реализующих задачи контроля и управления электрооборудованием;

- предоставления операторам в реальном времени информации о технологических процессах и состоянии основного и вспомогательного оборудования;

- обеспечения операторам средств дистанционного управления элементами электрооборудования и системами автоматики, настройки и контроля средств РЗА;

- организации и реализации информационно-технологических процедур централизованной системы диагностики основного технологического комплекса;

- организации и реализации диагностики и мониторинга технических и программных средств СКУ ЭЧ ОУ;

- организации информационной защиты;

- обеспечения интерфейса и обмена информацией с АСУ ТП АЭС, СМПР и АИИСКУЭ АЭС;

- долговременного архивирования и документирования.

Для организации сбора информации о состоянии релейных защит, доступа к файлам осциллограмм, информации с независимых РАС и устройств ОМП ВЛ, предусмотрена интеграция с системой мониторинга трансформаторов. Интеграция осуществляется посредством цифровых интерфейсов Ethernet и стандартных протоколов типа МЭК 60870-5-104, МЭК 61850. Кроме

того, система поддерживает спецификации OPCDA (клиент), OPCXMLDA (клиент, сервер).

Обмен информацией с системой АИИСКУЭ осуществляется посредством интерфейса Ethernet и стандартных протоколов типа МЭК 60870-5-104 и OPCDA. Таким образом, в систему поступают данные об интегральных телеизмерениях соответствующих присоединений.

Для того чтобы объединить весь программно-технический комплекс системы, создается резервируемая локальная вычислительная сеть на базе коммутаторов, преобразователей интерфейсов, оптоволоконных вставок и пр.

Все оборудование СКУ ЭЧ ОУ собирается в двойное оптическое кольцо, устанавливаются два сервера (основной и резервный), два АРМ диспетчера (основной и резервный). Все оборудование СКУ ЭЧ ОУ АЭС имеет резервирование по питанию.

Управляющей функцией СКУ ЭЧ ОУ является управление электротехническим оборудованием и устройствами автоматики.

9.8.6 Реализация измерений и сигнализации СКУ ЭЧ ОУ

В качестве технического наблюдения используются средства аналогичные средствам СКУ ЭЧ энергоблока.

Основной объем измерений, сигнализация положения коммутационных аппаратов и технологических параметров отображаются на экранах дисплеев по запросу оператора. Сообщения об отклонениях параметров от номинальных значений или изменение положение коммутационных аппаратов сопровождается звуком и выдаются на экран независимо от запроса оператора (автоматически).

На дисплей выносятся контроль электрических параметров состояния электрооборудования, как управляемого с ЦЩУ, так и управляемого по месту или с местного технологического щита в полном объеме:

- измерения элементов КРУЭ;
- измерения отходящих линий электропередач;
- измерения резервных трансформаторов;
- измерения управляемых шунтирующих реакторов;
- измерения общестанционных трансформаторов;

- измерения аварийно-резервного трансформатора;
- измерения вводов рабочего и резервного питания общестанционных РУСН 10 кВ;
- измерение трансформаторов 10/0,4 кВ;
- контроль напряжения на шинах СН 10 кВ;
- контроль напряжения на шинах 0,4 кВ и 220 В.

На мозаичных щитах управления ЦЩУ отображается мнемосхема КРУЭ, системы электроснабжения общестанционных СН, резервных и общестанционных трансформаторов СН, в которую встроены аппаратура управления и приборы измерения:

- контроль параметров генераторов энергоблоков (активная и реактивная мощность, ток, выработанная электроэнергия);
- контроль напряжения на шинах общестанционных;
- контроль параметров трансформаторов 10/0,4 кВ;
- контроль электрических параметров резервных трансформаторов СН (ток и мощность);
- контроль электрических параметров управляемых шунтирующих реакторов (ток и мощность);
- контроль электрических параметров общестанционных трансформаторов (ток и мощность);
- контроль электрических параметров аварийно-резервного трансформатора (ток на стороне 10 кВ);
- контроль электрических параметров вводов рабочего и резервного питания на шины СН 10 кВ (ток).

Для измерения электрических параметров в качестве первичных датчиков используются ТТ и ТН класса 0,5S (0,2S).

Преобразование сигналов от трансформаторов тока и напряжения в аналоговый сигнал для передачи контролируемого параметра в СКУ ЭЧ ОУ или на показывающий прибор мозаичной панели выполняется с помощью измерительного преобразователя с аналоговым входом 4-20 мА.

9.9 Назначение и структура СОТИ АССО

СОТИ АССО АЭС на НВАЭС-2 является составной частью СКУ ЭЧ и предназначена для сбора технологической информации (телеметрической информации, информации по аварийным событиям и пр.) по электрооборудованию главной схемы, а также ее передачи.

Система СОТИ АССО относится к системе нормальной эксплуатации.

Сбор информации осуществляется из системы СКУ ЭЧ АЭС путем выделения телеметрической информации и технологической информации (независимых регистраторов аварийных событий), устройств определения мест повреждения ВЛ.

Структура СОТИ АССО АЭС представляет собой двухуровневую распределенную систему. Нижний уровень обеспечивает сбор, предварительную обработку и представление информации в цифровом виде в соответствии со стандартными протоколами информационного обмена. Верхний уровень обеспечивает концентрацию всей информации и управление передачей в ДЦ. Взаимодействие верхнего и нижнего уровней реализовано посредством сетевого оборудования (коммутаторы, преобразователи интерфейсов и т.п.) без промежуточной обработки информации.

В качестве устройств нижнего уровня для телеизмерений используются МПИ и УСО для телесигнализации. В зависимости от типа поддерживаемого устройствами интерфейса и протокола, а также дальностью расположения относительно оборудования верхнего уровня подключение выполняется или напрямую к устройствам верхнего уровня с использованием сетевых преобразователей при необходимости или через ЛВС системы контроля и управления электрической частью посредством подключения к сетевым коммутаторам.

Устройства нижнего уровня, обеспечивающие сбор информации от электротехнического оборудования КРУЭ, размещаются в здании ЦЩУ вместе с оборудованием верхнего уровня СОТИ АССО. В качестве устройств нижнего уровня и УСО используются измерители и контроллеры различных фирм (например Satec).



УСО имеют резервированный электрический интерфейс Ethernet 10/100 Мбит/с с поддержкой протокола МЭК 61850 и подключаются в резервированную ЛВС СКУ ЭЧ, к которой также подключены ЦКУ.

МПИ имеют электрический интерфейс RS-485 и поддерживают протокол PROFIBUS DP со скоростью обмена до 12 Мбит/с. МПИ объединяются в магистрали до десяти штук в соответствии с требованиями по скорости передачи информации и далее подключаются к ЦКУ (основному и резервному) верхнего уровня.

Верхний уровень представлен двумя резервированными центральными координирующими устройствами. Каждое ЦКУ имеет в составе необходимый набор модулей с поддержкой различных интерфейсов и протоколов информационного обмена и позволяет принимать данные, как напрямую от устройств нижнего уровня, так и через ЛВС СКУ ЭЧ. Также ЦКУ оснащаются модулями для передачи телеинформации в ДЦ посредством подключения к коммутаторам доступа оборудования связи.

В качестве ЦКУ используются специализированные промышленные контроллеры с необходимым набором модулей и протоколов для информационного обмена и обработки всех данных системы. Для передачи оперативной информации ЦКУ подключаются напрямую к коммутаторам доступа CISCO оборудования связи, и далее по резервированным каналам связи, данные передаются в ДЦ ОДУ.

В шкафах ЦКУ в здании ЦЩУ также устанавливаются оптические кроссы для подключения кабелей от УСО и МПИ

блочной части. Оптический кросс подключается к ЦЩУ напрямую или через преобразователи, в зависимости от типа интерфейса и протокола информационного обмена.

АРМ ЦЩУ, выполняющий функции АРМ оператора СОТИ АССО, также подключается к серверам СКУ ЭЧ с помощью сетевых коммутаторов Ethernet и таким образом получает доступ ко всему объему данных СОТИ АССО, включая оперативную и неоперативную информацию.

СКУ ЭЧ и СОТИ АССО, по сути, представляют собой единую систему с разделенными информационными потоками, что позволяет использовать технические средства СКУ ЭЧ для передачи данных СОТИ АССО и информацию СОТИ АССО, необходимую СКУ ЭЧ и наоборот.

Передача телеметрической информации СОТИ АССО в "ОДУ" осуществляется по взаиморезервируемым каналам связи АЭС - ОДУ. Связь обеспечивается по протоколу обмена - МЭК 60870-5-101.

В состав технологической информации входят:

- телеметрическая информация;
- информация об аварийных событиях;
- оперативно-технологическая (суточная) информация.

Из объема телемеханической информации, передаваемой из СОТИ АССО системному оператору, можно выделить:

- телеизмерения электрических параметров сети и генерирующих источников;
- телеизмерения неэлектрических параметров;
- телесигнализацию положения коммутационных аппаратов КРУЭ;
- аварийно-предупредительную сигнализацию (срабатывание и неисправность устройств РЗА и ПА);
- режимные параметры ЛЭП и секционных выключателей;
- телеизмерения напряжения и частоты шин;
- телеизмерения перетоков мощности по трансформаторам;
- параметры работы шунтирующего реактора;
- телеизмерения тока КЛ линии;

- температуру наружного воздуха АЭС.

Телеинформация передается круглосуточно в режиме реального времени.

Объем технологической информации представляет собой:

- параметры настройки цифровых устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики;
- данные регистраторов аварийных процессов и событий (РАС), включая осциллограммы;
- данные о работе систем РЗА, мониторинга состояния оборудования.

Объем информации об аварийных событиях представляет собой:

- запись изменений значений токов и напряжений присоединений главной электрической схемы;
- запись параметров высокочастотных постов быстродействующих защит высоковольтных линий;
- изменение состояния выключателей главной электрической схемы;
- срабатывание устройств электроавтоматики, в том числе противоаварийной;
- регистрация работы аппаратуры передачи команд телеотключения;
- объемы управляющих воздействий при срабатывании устройств противоаварийной автоматики.

Информация об аварийных событиях формируется следующими устройствами и системами:

- сервером системы регистрации аварийных событий (РАС) типа «Черный ящик»;
- терминалами РЗА;
- устройствами противоаварийной информации;
- определителями места повреждения.

Информация об аварийных событиях представляется системному оператору по запросу и хранится не менее 3-х лет.

Оперативно-технологическая информация содержит данные суточной диспетчерской ведомости, информацию отчетного

характера. Доставка информации от системного оператора до АЭС и обратно осуществляется за время не более 10 секунд.

Вся информация СОТИ АССО подразделяется на оперативную (телеметрическую), передаваемую в режиме реального времени и неоперативную (об аварийных событиях и оперативно-технологическую), передаваемую по запросу оператора или периодически.

9.10 Назначение и структура АИISKУЭ

Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии и мощности АЭС предназначена для решения таких задач как:

- измерение, сбор, обработка, накопление, отображение, документирование и распределение достоверной, защищенной информации о приобретенной, произведенной и отпущенной электрической энергии, и мощности;
- контроля показателей количества и качества произведенной и отпущенной электрической энергии;
- контроля достоверности данных учета;
- контроля параметров качества электрической энергии в точках общего присоединения;
- контроля баланса электроэнергии и мощности;
- ведение архивов измеренных величин электроэнергии, мощности, показателей качества данных учета с заданной дискретностью и на заданную ретроспективу;
- обработки данных энергоучета и формирования отчетов;
- решения комплекса задач, связанных с оперативным управлением, режимным взаимодействием, текущим и среднесрочным прогнозом нагрузок;
- предоставления данных учета в энергетические компании, ОДУ и другим заинтересованным сторонам;
- взаимодействия со смежными системами;
- контроля и диагностики технического состояния системы.

Контроль параметров качества электрической энергии с установкой специализированных устройств контроля организуется в КРУЭ на вводах силовых трансформаторов 10ВАТ01 и 20ВАТ01.

АИИСКУЭ включает в себя три уровня:

- первый уровень - измерительно-информационный комплекс точек измерения, который предназначен для автоматического проведения измерений и включает в себя измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электроэнергии, устройства контроля параметров качества электроэнергии;

- второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки, который предназначен для консолидации измерительной информации по электроустановке и обеспечения интерфейсов доступа к этой информации и включает в себя устройства сбора и передачи данных, а также каналообразующую аппаратуру;

- третий уровень - информационно-вычислительный комплекс, который предназначен для централизованного сбора, обработки, хранения и передачи информации по учету электроэнергии в службы АЭС на верхний уровень ОДУ и включает в себя два сервера АИИСКУЭ, автоматизированные рабочие места и каналообразующую аппаратуру.

Для обеспечения единства средств измерений используется единое календарное время. Система организации единого времени формируется на всех уровнях иерархии АИИСКУЭ.

Техническими средствами АИИСКУЭ являются:

- счетчики электроэнергии для присоединений ВЛ, блоков, резервных трансформаторов собственных нужд, общестанционных трансформаторов, секционных выключателей в отдельных шкафах в помещении релейных панелей в здании;

- счетчики электроэнергии для присоединений 24 кВ генераторов, рабочих трансформаторов собственных нужд в отдельных шкафах в помещении релейного щита генератора в зданиях 10УБА, 20УБА;

- счетчики электроэнергии для присоединений 10 кВ резервного трансформатора собственных нужд;

- приемник GPS подсистемы обеспечения единого времени устанавливается на внешней стене здания релейных панелей.

Между шкафами АИИСКУЭ, устанавливаемыми в разных зданиях, предусматриваются волоконно-оптические связи.

Оборудование АИИСКУЭ Нововоронежской АЭС-2 является составной частью автоматизированной корпоративной системы коммерческого учета электроэнергии АО «Концерн Росэнергоатом». АИИСКУЭ предназначена для измерения количества электрической энергии, позволяющего определить величины учетных показателей, используемых в коммерческих расчетах на оптовом рынке электроэнергии, и предоставления точной, привязанной к реальному календарному времени информации по электроэнергии и мощности, вырабатываемой энергоблоками № 1, № 2 Нововоронежской АЭС-2 и отпускаемой по линиям 220 кВ, 500 кВ в АО «Концерн Росэнергоатом» и другие организации в соответствии с разработанными «Соглашениями об информационном обмене».

Оборудование АИИСКУЭ Нововоронежской АЭС-2 состоит из:

- информационно-измерительный канал точки учета (ИИК ТУ);
- информационно-вычислительный комплекс (ИВК);
- системы питания;
- автоматизированное рабочее место (АРМ).

В состав оборудования АИИСКУЭ входят следующие шкафы:

- шкаф сервера;
- шкафы счетчиков электроэнергии 220 кВ;
- шкафы счетчиков электроэнергии 500 кВ;
- шкаф резервного электропитания счетчиков;
- шкафы счетчиков энергоблоков № 1, № 2;
- шкаф УССВ.

ИИК ТУ представляет собой совокупность функционально объединенных технических, программно-технических средств учета электроэнергии, в которой формируются и последовательно преобразуются сигналы, соответствующие фактическим значениям измеряемых величин. ИИК ТУ обеспечивает автоматическое непрерывное проведение измерений в точках учета.

В состав ИИК ТУ входят:

- счетчики электрической энергии типа А1800;
- измерительные трансформаторы тока;

- измерительные трансформаторы напряжения;
- вторичные измерительные цепи учета электроэнергии.



ИИК ТУ представляет собой совокупность функционально объединенных технических, программно-технических средств учета электроэнергии, в которых формируются и последовательно преобразуются сигналы, соответствующие фактическим значениям измеряемых величин.

ИИК ТУ обеспечивает автоматическое непрерывное проведение измерений в точках учета.

Токовые цепи от ИТТ блочных трансформаторов, трансформаторов собственных нужд собираются в промежуточных шкафах промежуточных клеммников токовых цепей.

К вторичным измерительным цепям учета электрической энергии относятся испытательные клеммные колодки, автоматические выключатели, переключатели, кабели и цепи вторичной коммутации, обеспечивающие подключение к счетчикам электрической энергии цепей тока и напряжения от измерительных трансформаторов.

Система сигнализации и питания компонентов АИИСКУЭ представляет собой совокупность аппаратных средств и цепей вторичной коммутации, обеспечивающих электрическое снабжение блоков резервного питания счетчиков, компонентов ИВК напряжением 220 В промышленной частоты 50 Гц.

В состав системы сигнализации и питания входят:

- автоматические выключатели;
- блок-контакты автоматических выключателей;
- релейные выходы устройств (сетевого коммутатора, переключателя питающих сетей);
- концевые выключатели дверей;
- промежуточные реле;
- лампы сигнализации.

Первичными источниками электропитания АИИСКУЭ являются:

- шкафы системы гарантированного бесперебойного питания;
- шкафы распределения опертока;
- сборка КРУЗА П.

В АИИСКУЭ техническими средствами - потребителями электропитания являются:

- шкаф сервера АИИСКУЭ;

- шкафы счетчиков;
- шкаф резервного питания электросчетчиков;
- шкаф УССВ;
- АРМ персонала станции.

В составе технических средств АИИСКУЭ предусмотрены:

– устройства бесперебойного гарантированного электропитания;

– вспомогательное оборудование (шкафы);

– устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе устройства синхронизации частоты и времени Метроном-300, которое выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже 5,0 с/сутки;

– сетевой коммутатор MAR1020-99;

– KMV - переключатель CL5708MR Aten с ЖК- дисплеем;

– оптический кросс выдвижной на 16 портов с типом разъемов SC;

– переключатель питающих сетей STS 16;

– преобразователь RS-485 в Ethernet - Moxa NPORT 5430I;

– преобразователь RS-485 в многомодовое оптоволокно – Moxa TCF-142-M-SC;

– технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации;

– внешний инженерный пульт – переносной компьютер (ноутбук).

К вторичным измерительным цепям учета электрической энергии относятся испытательные клеммные колодки, автоматические выключатели, кабели и внутрипанельные цепи вторичной коммутации, обеспечивающие подключение к счетчикам электрической энергии цепей тока и напряжения от измерительных трансформаторов.

ИБК представляет собой совокупность функционально объединенных программных, вычислительных и других технических средств для решения задач сбора диагностики и обработки информации по учету электрической энергии и обеспечения интерфейса доступа к этой информации.

В состав ИБК входят:

- компьютер в серверном исполнении «Supermicro»;
- технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации;
- технические средства организации каналов приема-передачи данных;

ИБК обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений, поступающих от счетчиков;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений;
- подготовку отчетов в XML-форматах;
- формирование отчетных документов;
- функции передачи результатов измерений, состояния объектов и средств измерений другим пользователям;
- диагностику работы технических средств и программного обеспечения;
- возможность доступа пользователей к данным результатов измерений и другой информации через ЛВС.

9.11 Регистраторы аварийных событий

Для анализа аварийных ситуаций и контроля параметров турбогенератора на энергоблоках № 1 и № 2 НВАЭС-2 разработана и внедрена система аварийных осциллографов на базе блоков регистрации и блоков выносных измерительных преобразователей производства фирмы «Парма» (г. Санкт-Петербург). Возможности данной системы позволяют измерять электрические параметры с частотой 19000 Герц в секунду, т.е. за один период 380 Герц, столь высокий уровень дискретизации позволяет раскладывать измеряемые величины на гармонические составляющие.



Блок регистрации осуществляет:

- вычисление измеряемых величин в соответствии с техническими требованиями для всех функций;
- проверку условий запуска и запуск регистратора в функции «Регистратор» и «Устройство векторных измерений»;
- хранение и индикацию измерительной информации во всех функциях регистратора.

Блок выносных измерительных преобразователей предназначен:

- для преобразования токов и напряжений от стандартных измерительных трансформаторов тока, напряжения, измерительных шунтов к нормированному цифровому коду;
- для определения состояния дискретного сигнала;

- математической обработки и преобразования информации в кодированный оптический сигнал.

Функциональная схема регистратора «Парма» имеет много общего с другими подобными системами.

Анализ периодических функций (сигналов сложной формы) часто представляется в виде разбиения функции на отдельные составляющие (метод разложения Фурье). В электротехнике гармонический анализ остаётся основным способом анализа электрических цепей.

Во-первых, гармонические функции вида $\sin(x), \cos(x), \sin(2x), \cos(2x), \sin(3x), \cos(3x)$ и т.д. образуют полную ортонормированную систему, т.е.

$$\int_{-\pi}^{\pi} (\sin kx \cdot \cos mx) dx = \begin{cases} 1, \text{ при } (k = m) \\ 0, \text{ при } (k \neq m) \end{cases} \quad (9.3)$$

Во-вторых, если ряд Фурье сходится к некоей функции $x(t)$, то эта функция однозначно определяется дискретной совокупностью ряда. При ограниченном числе членов ряд Фурье обеспечивает наилучшее приближение к исходному сигналу, в смысле среднеквадратичной погрешности. А при увеличении числа членов ряда Фурье до бесконечности, среднеквадратическая погрешность будет стремиться к нулю. Однако, из этого не следует, что ряд будет точно воспроизводить функцию $x(t)$ в любой момент времени t .

В-третьих, гармонические сигналы обладают важным свойством сохранения своей формы при прохождении через линейные электрические цепи. Это крайне полезное свойство при анализе линейных электрических цепей, таких как частотные фильтры, фильтры симметричных составляющих и т.д. При анализе достаточно отследить изменение амплитуд и фаз отдельных гармоник, а затем – восстановить выходной сигнал путём суммирования выходных гармоник.

В тригонометрической форме ряд Фурье имеет следующий вид:

$$x(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{k=1}^{\infty} a_k \cos k\omega_0 t + \sum_{k=1}^{\infty} b_k \sin k\omega_0 t \quad (9.4)$$

где $\omega_0 = \frac{2\pi}{T_0}$ основная круговая частота, $k=1,2,3,\dots$ номер гармоники

Далее, через весовые коэффициенты при гармониках $a_0, a_1, b_1, \dots, a_k, b_k, \dots$, которые определяются по формулам:

$$a_0 = \frac{1}{T_0} \int_t^{t+T_0} x(t) dt \quad (9.5)$$

$$a_k = \frac{2}{T_0} \int_t^{t+T_0} x(t) \cos k\omega_0 t dt \quad (9.6)$$

$$b_k = \frac{2}{T_0} \int_t^{t+T_0} x(t) \sin k\omega_0 t dt \quad (9.7)$$

определяется уровень постоянной составляющей в сигнале:

$$A_0 = \frac{a_0}{2} \quad (9.8)$$

амплитуда любой гармоники:

$$A_k = \sqrt{a_k^2 + b_k^2} \quad (9.9)$$

и её начальная фаза:

$$\operatorname{tg}(\varphi_k) = \frac{a_k}{b_k} \quad (9.10)$$

Представим ряд Фурье в комплексной форме:

$$x(t) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} C_k e^{jk\omega_0 t} \quad (9.11)$$

где $C_k = \frac{1}{T} \int_t^{t+T_0} x(t) e^{jk\omega_0 t} dt$ коэффициент при k -й гармонике являющийся комплексным числом $k=0,1,2,3,\dots$ - номер члена ряда

Из тождества Эйлера: можно представить связь между комплексными и вещественными базовыми функциями

$$e^{jk\omega_0 t} = \cos(k\omega_0 t) + j\sin(k\omega_0 t) \quad (9.12)$$

$$\cos k\omega_0 t = \frac{1}{2} (e^{jk\omega_0 t} + e^{-jk\omega_0 t}) \quad (9.13)$$

$$\sin k\omega_0 t = \frac{1}{2j} (e^{jk\omega_0 t} - e^{-jk\omega_0 t}) \quad (9.14)$$

Учитывая, что коэффициенты экспоненциального ряда являются комплексно-сопряжёнными числами, и используя показательную форму записи комплексного числа $C_k = |C_k| e^{j\varphi_k}$, выражение $e^{jk\omega_0 t} = \cos(k\omega_0 t) + j\sin(k\omega_0 t)$ можно привести к виду:

$$x(t) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} C_k e^{jk\omega_0 t} = \sum_{k=-\infty}^{\infty} |C_k| e^{j\varphi_k + jk\omega_0 t} = C_0 + \sum_0^{\infty} |C_k| \cdot [e^{j(\varphi_k + jk\omega_0 t)} + e^{-j(\varphi_k + jk\omega_0 t)}] = C_0 + \sum_0^{\infty} 2|C_k| \cdot \cos(k\omega_0 t + \varphi_k) \quad (9.15)$$

Откуда следует, что вещественная функция $x(t)$ может быть представлена суммой косинусоид, имеющих амплитуды $2|C_k|$ и начальные фазы φ_k . Следовательно, любая периодическая функция может быть представлена двумя способами: как в виде

временной зависимости, так и совокупностью коэффициентов ряда Фурье, представляющих собой либо пары вещественных чисел, либо комплексные числа. Физическая сущность коэффициентов ряда Фурье заключается в отражении амплитуд и начальных фаз отдельных гармонических составляющих, входящих в состав сложного периодического колебания.

Полный ряд Фурье содержит бесконечное число членов. Однако основная часть энергии реальных электрических колебаний передаётся в ограниченном диапазоне частот, т.е. конечным числом гармоник. Таким образом, в большей своей части коэффициенты полного ряда Фурье пренебрежимо малы на фоне конечного числа реально значимых коэффициентов. Это позволяет использовать при описании реальных колебаний конечные ряды Фурье.

Помимо вышеописанного, применяется метод анализа прямоугольных функций (функции Уолша, Адамари, Пэли и т.д.), однако все они обеспечивают хорошие результаты при анализе стационарных сигналов. При рассмотрении аperiodических сигналов, например, при возникновении нестационарных процессов, с преобразованием Фурье возникают проблемы, поскольку он не позволяет выявить частотно-временные возмущения сигнала. Необходимость анализировать весь процесс в целом и одновременно видеть детальное представление о локальных особенностях сигнала привело к появлению нового способа анализа – волновым преобразованиям (вейвлет-преобразованиям), которые всё чаще применяются на практике.



10 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЦЕПЕЙ РЗА

10.1 Общие положения

Планирование, подготовка и объемы проведения работ по техническому обслуживанию устройств релейной защиты и автоматики проводятся в соответствии с требованиями СТО 1.1.1.01.0678, СО 34.35.302.

По определению ТО УРЗА включает в себя:

- контроль состояния и своевременное выявление недопустимых изменений исправного и работоспособного состояния объектов ТО УРЗА;
- учет УРЗА и входящих в них технических средств как объектов технического обслуживания и ремонта;
- разработку и ведение технической документации по ТО УРЗА;
- планирование, подготовку, рациональную организацию и обеспечение качества выполнения работ по проведению ТО УРЗА;
- организацию и выполнение работ по проведению ТО УРЗА включая внеочередное (при изменениях схем и режимов работы оборудования) и послеаварийное при отказах или при функционально неправильных срабатываниях УРЗА;
- поддержание исправности комплексов (аппаратуры) для проверки параметров контролируемых показателей и характеристик УРЗА;
- организацию и выполнение работ по выводу УРЗА из работы для проведения ТО УРЗА;
- подготовку УРЗА к включению в работу после выполнения запланированных проверок и восстановлений технических средств и цепей РЗА;
- приемку УРЗА от монтажных и наладочных организаций и включение их в работу;
- анализ и оценку эффективности ТО УРЗА по установленным нормативными документами показателям;

- контроль состояния и своевременного выявления тенденции ухудшения параметров состояния объектов ТО УРЗА;
- ведение отчетной документации по ТО УРЗА.

Для выполнения ТО УРЗА, независимо от вида технического обслуживания должны разрабатываться и утверждаться перспективные (многолетние) графики ТО УРЗА на период не менее чем 8 лет, а также годовые графики ТО УРЗА являющихся объектами диспетчеризации.

Разработка и утверждение сводных годовых графиков ТО УРЗА, являющихся объектами диспетчеризации, должны осуществляться субъектом оперативно-диспетчерского управления в соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 26 июля 2007 г. №484 «О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации».

Пересмотр перспективных (многолетних) графиков ТО УРЗА выполняется при необходимости корректировки графиков, вызванной изменением сроков и объемов ТО УРЗА.

При разработке годовых графиков ТО УРЗА, которые аппаратно или функционально связаны между собой (в том числе высокочастотных защит ЛЭП, дифференциальных защит ЛЭП, приемников и передатчиков высокочастотных каналов по ЛЭП и цифровых каналов по волоконно-оптическим линиям связи, устройств ОАПВ ЛЭП) или с другими устройствами предусматривается совмещение сроков выполнения ТО этих устройств.

Планирование работ по проведению ТО УРЗА также включает в себя установление периодичности и объемов контроля и поддержания исправности УРЗА, находящегося в режиме нормальной эксплуатации.

Контроль и поддержание исправности оборудования, находящегося в режимах нормальной эксплуатации, осуществляется оперативным персоналом и персоналом служб РЗА.

При этом оперативным персоналом внешние осмотры и операции по проверке его исправности (работоспособности) выполняются ежемесячно или периодически в соответствии с указаниями эксплуатационной документации.

Персоналом служб РЗА методом внешнего осмотра УРЗА, находящиеся в режиме нормальной эксплуатации должны быть проконтролированы со следующей периодичностью:

а) технические средства РЗА на релейных щитах блоков, ОРУ 110-750 кВ и в РУ 6(10) кВ - один раз в месяц;

б) технические средства остальных УРЗА - один раз в квартал.

Планирование работ по ТО УРЗА предусматривает подготовку соответствующего персонала, исходя из требования о порядке допуска к самостоятельной работе. Персонал, выполняющий работы по наладке и техническому обслуживанию МП УРЗА, должен в обязательном порядке иметь сертификат (или удостоверение) о прохождении обучения в специализированных центрах имеющих лицензию на обучение (либо на заводах-изготовителях) при применении иностранного оборудования с предоставлением возможности переконфигурации.

10.2 Виды технического обслуживания

Для каждого УРЗА должны быть определены:

- виды и цикл планового ТО УРЗА;
- периодичность, объемы (программы), и методическое обеспечение всех видов планового ТО УРЗА в цикле;
- требования к квалификации персонала МС РЗА, допускаемого к проведению технического обслуживания определенного типа и сложности УРЗА.

Для УРЗА установлены следующие виды технического обслуживания:

- проверка при новом включении (наладка) (Н);
- первый профилактический контроль (К1);
- профилактическое восстановление (ремонт) (В);
- профилактический контроль (К);
- опробование (О);
- технический контроль (ТК);
- тестовый контроль (Т);
- технический осмотр (ОСМ);
- внеочередная проверка (ВП);
- послеаварийная проверка (ПП).

Проверка при новом включении (наладка, Н) УРЗА, в том числе вторичных цепей, измерительных трансформаторов и элементов приводов коммутационных аппаратов, относящихся к УРЗА, проводится:

- перед включением вновь смонтированных устройств;
- после реконструкции действующих устройств, связанной с установкой новой дополнительной аппаратуры, переделкой находящейся в работе аппаратуры, или после монтажа новых вторичных цепей.

Если проверка при новом включении проводилась сторонней наладочной организацией, включение новых реконструированных устройств без приемки их службой РЗА запрещается.

Первый профилактический контроль (К1) должен выполняться для выявления приработочных отказов УРЗА после проведения наладки.

Профилактический контроль (К) должен выполняться между двумя профилактическими восстановлениями для выявления и устранения возникших неисправностей и (или) возникших изменений параметров УРЗА с целью предотвращения их возможной неправильной работы.

Профилактическое восстановление (В) должно выполняться для своевременного ремонта или замены изношенных элементов УРЗА с целью предотвращения возрастания отказов функционирования.

На основании данных технического учета и анализа функционирования УРЗА и рекомендаций заводов-изготовителей в рамках профилактического восстановления также допускается выполнение плановой замены отдельных реле и аппаратуры в случаях, когда имеется повышенный риск неправильной работы или отказ УРЗА из-за особенностей их конструктивного исполнения и (или) условий их эксплуатации.

Технический контроль (ТК) должен выполняться для проверки функционирования микропроцессорных УРЗА, для которых организовано проведение работ по ТО по состоянию, для предотвращения отказов или неправильной работы по причине неисправности элементов, не охватываемых самодиагностикой и мониторингом функционирования.

Тестовый контроль (Т) должен выполняться для микроэлектронных УРЗА, имеющих соответствующие встроенные

средства для проверки работоспособности ограниченного функционала устройства.

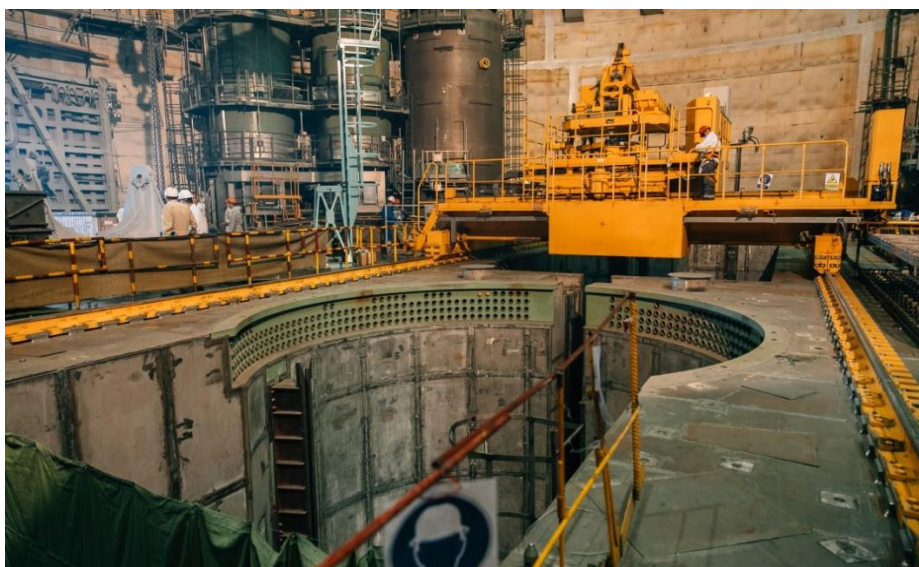
Опробование (О) должно выполняться согласно требованиям заводов-изготовителей или по решению главного инженера в случаях, когда в процессе эксплуатации имеется повышенный риск неправильной работы или отказа УРЗА из-за особенностей их конструктивного исполнения, принципа действия и (или) условий эксплуатации.

Технический осмотр (ОСМ) должен выполняться для всех УРЗА с целью определения внешнего состояния аппаратуры и вторичных цепей, проверки правильности положения переключающих устройств и испытательных блоков.

При частичном изменении схем или реконструкции УРЗА, при восстановлении цепей, нарушенных в связи с ремонтом основного оборудования, при необходимости изменения уставок или характеристик реле и устройств проводятся внеочередные проверки (ВП).

Послеаварийная проверка (ПП) должна выполняться для выяснения причин неправильных действий УРЗА, а также для подтверждения работоспособности после устранения короткого замыкания.

10.3 Организационные мероприятия



Работы в действующих электроустановках по техническому обслуживанию устройств РЗА со сложными внешними связями или требующие координации отдельных этапов работ, особенно охватывающих несколько объектов или связанных с большим объемом работ по сложной реконструкции устройств РЗА, выполняются по программам.

Программы составляются для обеспечения порядка работ в устройствах РЗА действующих электроустановок, который не приведёт к снижению надежности работы электростанций и подстанций и определит для персонала условия безопасного производства работ.

В программах должны быть указаны объемы и порядок производства тех этапов работ, проведение которых связано с возможным нарушением режимов работы энергооборудования и технологических систем электростанций, тепловых и электрических сетей, энергосистем, либо при их проведении возможно ложное действие или отказ какого-либо устройства РЗА при ошибочных действиях персонала, осуществляющего техническое обслуживание устройств РЗА.

Если при производстве работ потребуется определенная последовательность операций с коммутационными аппаратами первичной сети или согласованные действия оперативного персонала и персонала, обслуживающего устройства РЗА, то это должно быть указано в программе. Остальные этапы работ, не связанные с вышеперечисленными обстоятельствами, могут быть указаны в программе или в ней должна быть сделана ссылка на нормативные документы, по которым эти этапы работы будут производиться.

Программа работ должна содержать:

- объект, наименование, цель, объем и последовательность работы (расширение объема по сравнению с объемом, указанным в программе, не допускается);
- исходное состояние прилегающей сети, оборудования и устройств РЗА, если это требуется по условиям производства работ;
- указания о состоянии схемы первичных соединений и режимах работы энергооборудования к моменту окончания работ с устройствами РЗА;

- указания о выполнении схемы первичных соединений и режимах работы электрооборудования, которые требуются по завершении работы (при необходимости);

- перечень мер, предотвращающих непредусмотренные воздействия на оборудование (как работающее, так и выведенное в ремонт) и на цепи других устройств РЗА.

В программе указываются:

- устройства РЗА, которые должны быть выведены для обеспечения проведения работы, исключающей излишнее действие на работающее оборудование;

- устройства РЗА, которые остаются в работе для защиты от повреждений или нарушений режима электрооборудования или линий электропередачи;

- устройства РЗА, которые включаются только на время проведения работы или замены отключаемых устройств (например, подменные устройства при проверке вновь включаемых защит рабочим током), и их уставки;

- устройства РЗА, которые должны отключаться только на время подготовки вспомогательных цепей (тока, напряжения, оперативных), необходимых для проведения работы, а затем обратно включаться в работу, продолжительность их отключения и способ проверки восстановления цепей, если такая проверка требуется;

- устройства РЗА, режим работы которых необходимо изменять (ввод оперативного ускорения, вывод направленности защит, изменение уставок и т.п.);

- порядок операций с устройствами РЗА при выводе их из работы и порядок ввода устройств РЗА после окончания работы.

Последний пункт подразумевает перечень переключений, выполняемых оперативным персоналом, а также перечень опробований действий устройств РЗА на коммутационные аппараты перед вводом устройств в работу.

Порядок операций, выполняемых непосредственно релейным персоналом при выводе и вводе устройств РЗА, определяется внутренними документами служб РЗА (ЭТЛ), типовыми или разовыми. К таким операциям относятся:

- переключения неоперативными переключающими устройствами;

- отсоединение и изолировка проводов в цепях, не имеющих переключающих устройств (например, во вспомогательных цепях трансформаторов напряжения), подсоединение отключенных проводников, снятие перемычек;

- закрытие изоляционным материалом действующих цепей, проходящих через место работы, последующее удаление этого материала;

- закорачивание и отсоединение цепей тока и т.п., последующее их восстановление;

- проверка работоспособности устройств РЗА, цепи которых нарушались при работе (измерение токов и напряжений, опробование действий устройств РЗА на реле, вольтметры и т.п.).

Программа на проведение технического обслуживания устройств РЗА должна составляться ответственным исполнителем и утверждаться техническим руководителем организации, проводящей работы по ТО устройств РЗА электростанций и подстанций.

Для облегчения составления программ службами РЗА (ЭТЛ) могут быть подготовлены типовые программы. Перечень таких программ определяется на месте. Требования к содержанию типовых программ такие же, как к программе разового действия. При наличии типовых программ составление разовой программы работ упрощается и сводится к ссылке на типовую программу и записи дополнений к ней. Если в типовой программе содержатся исчерпывающие сведения о порядке проведения работы, то допускается рабочую программу не составлять, сделав запись в заявке о том, что работы будут выполняться согласно типовой программе.

К любым работам по разрешенной заявке и оформленным в соответствии с правилами техники безопасности нарядами или распоряжениями можно приступать только по разрешению диспетчера, в управлении которого находится данное устройство РЗА, полученному непосредственно перед началом работ. Перед выдачей такого разрешения диспетчер и перед обращением за его получением дежурный должны проверить, не возникли ли какие-либо причины, препятствующие проведению работ в сроки и в условиях, указанных в разрешенной заявке.

До начала допуска для работы по заявке персонал, допускаемый к работе, обязан:

- подготовить необходимую для проведения работы документацию на устройство РЗА (паспорта-протоколы, принципиальные и монтажные схемы, рабочие программы вывода в проверку (ввода в работу) сложных устройств РЗА, техническое описание и инструкции по эксплуатации, методические указания или инструкции по техническому обслуживанию, рабочие журналы и, в случае необходимости, письма и пояснительные записки по уставкам);

- при проверке устройств РЗА не входящих в перечень групп устройств, на которые должны быть составлены рабочие программы, записать в рабочем журнале маркировку цепей, которые должны быть отключены при выводе устройств РЗА из работы, с указанием номеров клемм на рядах зажимов, выводов аппаратов, реле и пр. Для этой цели удобно составлять таблицы, в которых отмечаются все выполняемые в цепях устройств РЗА операции как при выводе их из работы, так и при вводе в работу;

- подготовить необходимые приборы, испытательную аппаратуру и все необходимое для сборки схемы и проведения ТО устройств РЗА;

- подготовить необходимый инструмент и приспособления для удобного и безопасного проведения работ, в частности, стремянки для обслуживания верхней части панелей;

- обеспечить достаточную по нормативам освещенность рабочего места.

Подготовка к проведению работы по заявке на устройствах РЗА производится как оперативным персоналом в части переключающих устройств, которыми ему разрешено выполнять операции (испытательные блоки, накладки, переключатели, автоматические выключатели и т.п.), так и персоналом СРЗА (ЭТЛ), допускаемым к производству работы, в части отсоединения цепей, аппаратов, реле и т.п.

После получения разрешения диспетчера на подготовку рабочего места и на допуск к работе по заявке оперативный персонал должен выполнить следующее:

- выполнить необходимые отключения и включения первичного оборудования (при этих операциях присутствие персонала, допускаемого к работе, не является обязательным);

- для проведения работы отключить (вывести из работы) отключающими устройствами (накладками, ключами,

предохранителями, испытательными блоками и т.п.) устройства РЗА, указанные в заявке. Подразумеваются отключающие устройства, которыми имеет право оперировать оперативный персонал. Перед работами на устройствах РЗА, состоящих из нескольких полуккомплектов, расположенных на разных объектах, эти устройства должны быть выведены на всех объектах;

- закрыть изолирующими шторками или оградить панели (или их отдельные части) устройств РЗА, находящиеся рядом с теми, на которых будут проводиться работы по заявке. Панели должны закрываться как с лицевой, так и с задней сторон. Там, где отсутствует техническая возможность выполнить закрытие части остающихся в работе устройств РЗА шторками или ограждениями, допускается это требование не выполнять, но предупредить производителя работы о необходимости работать с особой тщательностью и повышенной осторожностью. Для ограждения остающихся в работе устройств РЗА следует, по возможности, привлекать производителя работ по заявке, поскольку это повышает надежность данного мероприятия;

- выполнить все мероприятия в соответствии с требованиями ПОТ ЭУ;

- провести целевой инструктаж бригады, которая будет производить работы, в том числе производителя работы по заявке, обязательно указав, какое время отведено при разрешении заявки на выполнение работы и какие дополнительные условия и ограничения должны выполняться при этом;

- произвести допуск к работе бригады в соответствии с нарядом или распоряжением на проведение работы по заявке.

Во время допуска руководитель (если он назначен) и производитель работ должны выяснить у допускающего, какие меры приняты при подготовке рабочих мест, и проверить эту подготовку личным осмотром в пределах рабочих мест. Они должны убедиться в следующем:

- первичная схема соединений соответствует условиям производства работ по положению коммутационной аппаратуры. При допуске к работе в открытых и закрытых распределительных устройствах коммутационная аппаратура должна быть осмотрена на месте. При проведении работы в релейных залах и на щитах управления проверка первичной схемы соединений производится по положению сигнальных устройств, свечению сигнальных ламп, показаниям измерительных приборов, отображениям на мониторе

автоматизированного рабочего места дежурного персонала (при наличии АСУ ТП);

- правильном положении отключающих устройств в цепях РЗА, которыми оперировал оперативный персонал. Положение отключающих устройств должно соответствовать условиям разрешенной заявки. Обязательный контроль со стороны персонала СРЗА не снимает полноты ответственности оперативного персонала за правильность положения отключающих устройств, которыми ему разрешено выполнять операции;

- выполнены все остальные требования разрешенной заявки на проведение данной работы;

- достаточны ограждения места работы, соседних панелей, рядов зажимов и остающейся в работе аппаратуры.

После допуска к работе оперативным персоналом производитель работ из персонала СРЗА должен приступить к подготовительным работам перед проверками устройств РЗА, т.е. к отключению выведенного устройства РЗА по всем цепям для проведения работы по заявке. При этом в процессе проведения работы производителю работ и членам бригады, производящим работу, запрещается без разрешения оперативного персонала выполнять какие-либо работы на любом другом действующем оборудовании, кроме того, куда был произведен допуск к работе.

Подготовка рабочего места персоналом СРЗА заключается в надежном отсоединении устройств РЗА, на которых должны производиться работы по заявке. Отсоединение необходимо производить либо мостиками измерительных зажимов, либо отключением и изолированием проводников на рядах зажимов с соблюдением мер предосторожности, исключающих возможность ошибочного отключения или включения выключателей, нарушения исправности цепей напряжения, тока, оперативных и пр. Такими мерами являются следующие:

- выполненное оперативным персоналом при подготовке рабочего места предварительное отключение устройств РЗА. При необходимости производителем работ выполняются дополнительные отключения устройствами, не находящимися в управлении оперативного персонала (крышками испытательных блоков, ключами, предохранителями и т.п.);

- применение специального изолирующего инструмента;

– тщательный контроль вторым лицом, входящим в состав бригады, за правильностью отсоединения цепей по рабочим программам или предварительно составленным таблицам для устройств, по которым рабочие программы не требуются.

При выводе из работы устройств РЗА для производства работ на них рекомендуется следующая очередность отсоединения цепей (этот же порядок должен быть отражен и в предварительно составленной рабочей программе или таблице):

– размыкаются путем отсоединения выходные цепи, через которые может произойти непосредственное отключение и включение выключателей, отделителей, короткозамыкателей, АГП, посадка стопорных клапанов турбины, воздействие на ЭЧСР, другие непредусмотренные воздействия, изменяющие режимы работы энергетического оборудования, а также те цепи, через которые указанные воздействия могут произойти косвенно (цепи УРОВ, АПВ, устройства телеотключения, противоаварийной автоматики, пожаротушения и т.п.). Указанные цепи должны быть отсоединены либо мостиками измерительных зажимов, либо отключением проводников при отсутствии или ненадежности измерительных зажимов. В последнем случае отсоединяемые проводники должны быть надежно изолированы;

– отключаются цепи оперативного напряжения автоматическими выключателями или предохранителями;

– отсоединяются цепи тока отключаемого устройства без размыкания цепей устройств, остающихся в работе. На время переключений в указанных цепях, если подключенные к ним другие устройства РЗА, остающиеся в работе, могут сработать ложно от несимметрии, и это оговорено в программе (заявке), они должны быть временно выведены оперативным персоналом. Перед их обратным вводом в работу персоналу СРЗА (ЭТЛ) под наблюдением оперативного персонала следует проверить исправность цепей тока, остающихся в работе устройств РЗА. Устройства РЗА, которые соединены по цепям тока с отключаемым устройством РЗА для производства работ внутри панели и не могут быть отсоединены от него с помощью испытательных блоков или на рядах зажимов, должны быть выведены отключающими устройствами на все время работы. Действующие цепи этих устройств (отключения, включения, напряжения, оперативного тока и пр.) должны быть, по возможности, закрыты изолирующими шторками;

– отключаются и изолируются цепи напряжения. Оперативный персонал должен быть предупрежден о производимых отключениях цепей напряжения для принятия мер в случае возможного короткого замыкания в этих цепях и необходимости быстрого включения автоматических выключателей или замены предохранителей. На устройствах РЗА без надежного отключения на мостиках измерительных зажимов, а при их ненадежности или отсутствии - без отсоединения и изолирования действующих цепей напряжения производить работы запрещается, за исключением проверок рабочим током и напряжением и измерений напряжения;

– отсоединяются остальные цепи, связывающие проверяемые устройства РЗА с другими устройствами, если это необходимо по условиям производства работ. К таким цепям относятся: цепи сигнализации, пуска осциллографов и фиксирующих приборов, связи с АСУ и т.п., цепи других устройств РЗА, воздействующих на проверяемое устройство.

В рабочей программе вывода в проверку устройств РЗА, а при их отсутствии в рабочем журнале должны делаться отметки обо всех произведенных отсоединениях цепей.

10.4 Технические мероприятия

Подготовительные работы должны быть разделены на два этапа. Первый этап включает в себя работы, выполняемые заблаговременно, например, при реализации проектов на вновь вводимые устройства, при выполнении реконструктивных работ и т.п. Второй этап включает в себя объем подготовки, требуемый для проведения технического обслуживания (ТО), и выполняется непосредственно перед началом работы по заявке.

При новом включении или реконструкции следует произвести проверку запроектированной аппаратуры РЗА, принципиальных и монтажных схем на предмет проектных ошибок, в особенности в части стыковки вновь вводимой аппаратуры с действующими устройствами, на выполнение заданных технических требований, предъявляемых к устройству, на соответствие аппаратуры, поставляемой фирмами-изготовителями, проектным решениям и требованиям "Правил". Следует произвести анализ правильности работы схемы по отдельным цепям (переменного тока и напряжения, по оперативным цепям управления, блокировок, защиты, автоматики и т.п.) и всего устройства в целом. Целью анализа является устранение возможностей появления ложных

цепей или неправильной работы схемы при повреждении в отдельных элементах схемы. Проверяется, в частности, следующее:

- соответствие устанавливаемой аппаратуры РЗА первичному оборудованию, в частности, по коэффициентам трансформации трансформаторов тока и напряжения, по параметрам приводов коммутационных аппаратов и т.д.;

- соответствие заданных уставок шкалам используемых реле или пределам регулирования уставок микропроцессорных устройств;

- соответствие источника оперативного напряжения условиям работы аппаратуры, в частности, по коэффициенту пульсаций выпрямленного напряжения, по допустимой длительности перерывов питания микропроцессорных защит и т.д.;

- правильность выбора помехозащищенности аппаратуры и цепей вторичной коммутации в заданной электромагнитной обстановке;

- достаточность и надежность связей вновь вводимого или реконструируемого устройства РЗА с АСУ ТП, необходимость и достаточность объема информации, вводимой на каждое рабочее место АСУ ТП от анализируемого устройства РЗА;

- выполнение требований директивных документов;

- правильность выполнения цепей переменного тока защит, схем соединений токовых цепей направленных и дифференциальных защит, правильность заземлений токовых цепей и т.п. В отдельных случаях (изменение проекта, реконструкция токовых цепей и т.п.) следует произвести проверку трансформаторов тока на допустимую погрешность;

- правильность выполнения цепей трансформаторов напряжения, в частности, правильность заземления вторичных обмоток, правильность выбора защиты от токов короткого замыкания, соответствие работы трансформатора напряжения заданному классу точности и т.д.;

- селективность автоматических выключателей и предохранителей, установленных в оперативных цепях; правильность работы схемы управления коммутационными аппаратами, в частности, блокировки от многократного включения выключателя на короткое замыкание, блокировки от несинхронного включения генераторов и т.п.;

- надежность работы контактных систем (по допустимому напряжению, по коммутационной способности и т.д.). Проверка надежности контактных систем выходных реле микропроцессорных защит имеет особую важность, поскольку выход из строя контактов этих реле приводит к выходу из строя всего дорогостоящего терминала;

- правильность подключения цепей указательных реле в цепях сигнализации, особенно при стыковке вновь вводимого устройства с действующей схемой центральной сигнализации, правильность работы схемы при одновременном появлении максимально возможного количества сигналов;

- правильность функционирования устройств РЗА при подаче и снятии оперативного напряжения;

- соответствие монтажных схем принципиальным схемам.

Настоящий перечень не является исчерпывающим и может быть расширен, исходя из конкретных условий.

Для устройств на электромеханической элементной базе весь указанный выше анализ удобно производить в процессе составления развернутых принципиально-монтажных схем. При использовании микропроцессорных защит анализ производится с использованием логических схем отдельных терминалов и схем внешних соединений.

Непосредственно перед проведением работы следует подготовить необходимую документацию:

- исполнительные принципиальные и монтажные схемы, а также развернутые принципиально-монтажные схемы, если таковые имеются, функциональные схемы микропроцессорных терминалов. Производить какие-либо работы на устройствах РЗА без исполнительных схем запрещается;

- инструкции или методические указания по ТО (наладке) проверяемых устройств РЗА;

- технические описания и инструкции по эксплуатации (заводская документация) на проверяемые устройства РЗА. При отсутствии такой документации должны быть направлены запросы на заводы-изготовители;

- паспорта устройств РЗА и оборудования (данные заводских испытаний) и бланки протоколов наладки для внесения в них результатов проверки (только при новом включении);

- паспорта-протоколы (исключая новое включение);
- рабочие журналы (для текущих записей и сверки результатов с результатами предыдущего ТО). Эти журналы, хотя и не являются официальным документом, но в распоряжении производителя работ являются важным средством качественного проведения ТО;
- уставки защит, выданные службой РЗА;
- документы по изменению схем и уставок РЗА (письма СРЗА, циркуляры и т.п.);
- рабочие программы по выводу в проверку (вводу в работу) сложных устройств РЗА.

Следует подготовить испытательные устройства, измерительные приборы, инструмент, приспособления, соединительные провода и необходимые запасные части, дополнительные светильники (при недостаточной освещенности рабочего места). Для микропроцессорных устройств РЗА следует подготовить персональный компьютер с необходимым для данных устройств программным обеспечением.

11 КОНКУРСЫ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО МАСТЕРСТВА ПО РЗА

11.1 ReaSkills



Чемпионатное движение – это не просто яркое и масштабное мероприятие, это современная потребность бизнеса в развитии. Специалисты, принимая участие в чемпионатах, уже развиваются независимо от того занимают они призовые места или нет. Не попадая на пьедестал, они понимают, что надо заниматься и готовиться еще лучше и усердней. В развитии чемпионатного движения в дивизионе есть свои точки роста – необходимость передавать приобретенные знания и навыки, делиться полученным опытом со своими коллегами – становиться примером для них.

Электроэнергетический дивизион принимает активное участие в чемпионатном движении с 2016 года, а свой чемпионат REASkills проводится с 2017 года. Чемпионат REASkills является отборочным этапом для формирования команды, представляющей Электроэнергетический дивизион на отраслевом чемпионате AtomSkills.

В чемпионате активно принимают участие работники АЭС, ОДИЦ, дочерние общества: Атомэнергоремонт, Атомтехэнерго, Консист-ОС, Энергоатоминвест, АтомЭнергоСбыт, Атомдата и т.д.

Представители дивизиона занимают лидирующие позиции и демонстрируют высокий уровень компетентности на чемпионатах отраслевого, национального и международного уровня.

В рамках подготовки к каждому чемпионатному циклу участники вместе с экспертами проходят подготовку в форме повышения квалификации, участия в профильных семинарах, конференциях, обучение у заводов-изготовителей оборудования.

11.2 AtomSkills



AtomSkills – отраслевой чемпионат профессионального мастерства Госкорпорации «Росатом», который проводится с 2016 года.

AtomSkills – масштабное отраслевое чемпионатное движение, объединяющее все конкурсы профессионального мастерства, проводимые в атомной отрасли, и их участников – специалистов и ветеранов атомной отрасли рабочих и инженерных профессий, студентов профильных вузов и даже школьников – в единую Экосистему подготовки и развития рабочих и инженерных кадров.

Цели

Формирование позитивного общественного мнения, повышение престижа инженерных и рабочих профессий, мотивации рабочих к совершенствованию профессиональных навыков в избранной профессии.

Выявление лучших профессионалов среди специалистов рабочих и инженерных специальностей атомной отрасли.

Определение одаренных начинающих специалистов среди учащихся профильных учебных заведений.

Формирование преемственности профессионального опыта среди рабочего коллектива отрасли и учебных заведений.

Развитие системы наставничества и развития профессиональных компетенций работников отрасли.

Задачи

AtomSkills – ключевой инструмент развития среды для обмена профессиональными знаниями между представителями поколений, обеспечивающий устойчивое развитие и достижение стратегических целей Росатома.

Участие в чемпионатах открывает перед его участниками и экспертами самые широкие возможности, как для повышения профессиональной квалификации, так и для карьерного развития.

Участники чемпионатов получают шанс войти в состав отраслевой сборной для участия в ежегодном Национальном чемпионате высокотехнологичных отраслей промышленности, а также стать наставником или экспертом компетенции.

11.3 Задание для конкурса

В компетенции «Обслуживание и ремонт оборудования релейной защиты и автоматики» конкурсное задание состоит из технического обслуживания устройств РЗА, анализа действия защит при их срабатывании, проверки устройств РЗА.

Конкурс включает в себя следующие модули:

- 1 Проверка трансформаторов тока;
- 2 Техническое обслуживание и наладка микропроцессорного терминала ЭКРА 217 0301;
- 3 Регулировка электромеханических реле;

- 4 Выполнение анализа осциллограмм;
- 5 Поиск неисправностей в ячейке.

Окончательные аспекты критериев оценки уточняют эксперты. Оценка производится как в отношении результатов выполнения модулей, так и в отношении процесса выполнения конкурсной работы. Если участник конкурса не выполняет требования охраны труда, подвергает опасности себя или других конкурсантов, такой участник может быть отстранен от конкурса.

Время выполнения конкурсного задания и детали конкурсного задания в зависимости от условий могут быть изменены экспертами.

Модули задания и необходимое время

Модули и время сведены в таблице 11.1

Таблица 11.1

№ п/п	Наименование модуля	Время на задание
1	Модуль «1»: Проверка трансформаторов тока	2 часа
2	Модуль «2»: Техническое обслуживание и наладка микропроцессорного терминала ЭКРА 217 0301	4 часа
3	Модуль «3»: Регулировка электромеханических реле	6 часов
4	Модуль «4»: Выполнение анализа осциллограмм	2 часа
5	Модуль «5»: Поиск неисправностей в ячейке	1 час

Модуль 1. Проверка трансформаторов тока

Конкурс проводится на реальном оборудовании, адаптированном для учебных целей. Проверка трансформатора тока производится в соответствии с правилами технического обслуживания устройств РЗА в объеме «проверки при новом включении». При этом необходимо соблюдать все требования при выполнении работ с инструментом и приборами в электроустановках.

При проверке трансформаторов тока участнику необходимо:

1. Выполнить внешний осмотр (чистота кожухов, состояние монтажа проводов и вторичных выводов ТТ, отсутствие механических повреждений).

2. Выполнить механическую ревизию вторичных выводов ТТ (проверка надежности контактных соединений, затяжки болтов, целостность резьбовых соединений, наличие/отсутствие шайб и прочее). Окончательная проверка затяжки контактных соединений вторичных цепей выполняется также после завершения всех работ в токовых цепях до их прогрузки. Затяжка болтовых соединений в первичных цепях должна быть проверена после прогрузки токовых цепей.

3. Проверить мегаомметром на 1000 В сопротивление изоляции всех вторичных обмоток относительно корпуса и между собой. Проверка выполняется вместе со вторичными токовыми цепями до клеммника в релейном отсеке.

4. Выполнить определение однополярных выводов первичной и вторичной обмоток и проверку их соответствия заводской маркировке.

5. Снять ВАХ всех обмоток всех ТТ, построить ВАХ всех «релейных» обмоток.

- Снятие ВАХ ТТ выполняется проверочной установкой Ретом-21 в ручном режиме в соответствии с настройками, указанными в руководстве по эксплуатации. Измеритель напряжения должен быть настроен на измерение средневывпрямленного значения, а измеритель тока - на действующее.

- Увеличивая ток, подаваемый на вторичную обмотку, фиксируют несколько значений напряжения на вторичной обмотке. При новом включении таким образом снимают 10–12 точек (причем не менее 5 точек характеристики снять до момента насыщения ТТ), по которым строят характеристику намагничивания. Перед замером ВАХ выполнить снятие остаточного намагничивания ТТ двух кратным плавным поднятием тока от 0 до 5 Ампер.

- После снятия ВАХ следует выполнить графическое построение характеристики намагничивания «релейной» обмотки, подключенной к МП терминалу, каждого трансформатора тока. На построенных ВАХ должны быть отражены все измеренные точки линейного участка (до насыщения), а также переход на «насыщенный» участок.

6. Проверить коэффициент трансформации первичным током.

7. Выполнить расчетную проверку ТТ на допустимую 10% погрешность по фактической ВАХ (только для релейной обмотки, участвующей в цепях терминала).

- К ТТ подключена МТЗ с током срабатывания $I_{сз} = 200$ А для ТТ 200/5; коэффициент трансформации 200/5; сопротивление вторичной обмотки ТТ $Z_2 = 0,2$ Ом.

- Необходимо определить нагрузку на ТТ при питании от постороннего источника (для релейной обмотки) согласно РД 153-34.0-35.301-2002 «Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты и измерения».

Необходимо выполнить проверку ТТ (самой загруженной фазы) на допустимую 10% погрешность для релейной обмотки. Расчеты выполнить согласно РД 153-34.0-35.301-2002 «Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты и измерения» и книги М.А. Шабад «Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей». При расчётах пользоваться следующими формулами:

$$\varepsilon = \frac{I_{\text{нам}}}{I_{2\text{расч}}} \times 100\% \quad (11.1)$$

где ε – величина погрешности в процентах; $I_{\text{нам}}$ – ток намагничивания, соответствующий $U_{2\text{расч}}$; $I_{2\text{расч}}$ – вторичный расчетный ток короткого замыкания.

$$I_{2\text{расч}} = \frac{I_{1\text{расч}}}{K_{\text{ТТ}}} \quad (11.2)$$

где $I_{1\text{расч}}$ – первичный ток короткого замыкания, при котором должна обеспечиваться работа ТТ с погрешностью менее 10%; $K_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации ТТ.

$I_{1\text{расч}}$ в нашем случае определяется как $1,1 \cdot I_{сз}$.

$$U_{2\text{расч}} = I_{2\text{расч}} \cdot (Z_2 + Z_{\text{нагр}}) \quad (11.3)$$

где $U_{2\text{доп. расчет}}$ – допустимое расчетное напряжение; Z_2 – сопротивление вторичной обмотки ТТ; $Z_{\text{нагр}}$ – наибольшая (измеренная) фактическая нагрузка на трансформатор тока, определенная с учетом схемы соединения ТТ.

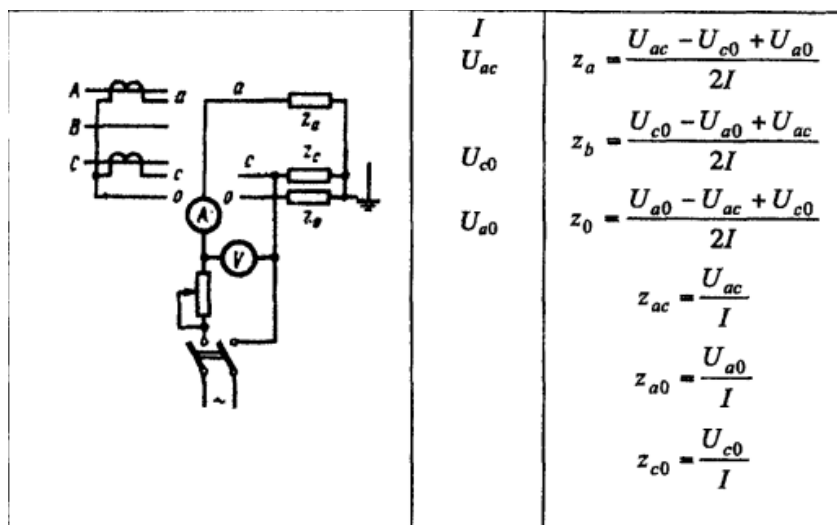


Рис. 11.1 – Схема измерений на 10 % погрешность

На рисунке 11.1 представлена схема измерений, применяемая для определения фактической нагрузки на ТТ, при применении схемы с двумя ТТ - в ф.А и ф.С.

Из ВАХ ТТ необходимо найти I нам, соответствующий $U_{2расч}$, и определить погрешность ТТ, которая должна быть меньше 10 %.

8 Выполнить проверку правильности сборки токовых цепей от постороннего однофазного источника тока Ретом-21 по «Z»-образной схеме.

9 Составить заключение о пригодности ТТ к эксплуатации.

10. Результаты проверки отразить в протоколе.

Важно:

- протокол проверки заполняется в одном экземпляре от руки и только ручкой;

- каждое исправление / пометка в протоколе считается ошибкой;

- каждая незаполненная графа (таблица) протокола считается ошибкой.

Окончанием выполнения работ считается сообщение участника экспертам о завершении работы. Эксперты фиксируют время окончания работ в отчёте. Участник имеет право сообщить об окончании работ досрочно.

Условия, которые необходимо выполнить перед тем, как сообщить об окончании выполнения работ:

- убран инструмент, очищено рабочее место;
- закрыты все крышки электрооборудования, предусмотренные конструкцией;
- оформлен протокол проверки.

Модуль 2. Техническое обслуживание и наладка микропроцессорного терминала ЭКРА 217 0301

Конкурс проводится на реальном оборудовании, адаптированном для учебных целей.

При выполнении работ участнику необходимо:

1 Выполнить подготовительные работы (проверка на наличие документации на оборудование, протокола проверки, проверка исправности СИЗ, измерительных приборов, инструментов).

2 Выполнить внешний осмотр МП терминала.

3 Убрать аварийную/предупредительную индикацию на панели терминала, в т.ч. сигналы «Неисправность ЦУ», «Тележка выкачена». Перевести терминал в состояние «Работа».

4 Установить связь с терминалом и сохранить заводской файл ПО, файл конфигурации, отчет по уставкам.

5 Выполнить параметрирование терминала в соответствии с бланком уставок. Выполнить параметрирование регистратора, пуска осциллографа, защит, уставок логики и матриц терминала согласно бланку уставок.

6 Выполнить проверку выходных реле. Срабатывание/несрабатывание определяется мультиметром в режиме «прозвонки».

7 Выполнить поверку входных цепей приема аналоговых сигналов.

8 Проверить уставки ИО защит (пуска защит) на «контрольное реле» согласно протоколу. При измерении времени срабатывания защит выполнить не менее 3-х замеров.

9 Выполнить проверку времени работы защит и автоматики согласно протоколу на выходные реле. Замер времени выполнять на соответствующем бланку уставок выходном реле.

10 Убрать аварийную/предупредительную индикацию на панели терминала, в т.ч. сигналы «Неисправность ЦУ», «Тележка выкачена». Перевести терминал в состояние «Работа».

11 Выполнить проверку отсутствия ложных срабатываний

терминала при снятии, подаче и однократных перерывах напряжения оперативного постоянного тока.

12 Выполнить проверку правильности публикации GOOSE сообщения терминалом и проверку приема терминалом GOOSE сообщения.

13 Скачать и сохранить осциллограммы аварийного отключения от каждой из защит, указанных в протоколе. Скачать окончательный файл ПО терминала, файл конфигурации, регистратор событий за текущий день и отчет по уставкам в ПК.

14 Оформить протокол проверки, окончания работы.

Окончание работ

Окончанием выполнения работ считается сообщение участника экспертам о завершении работы. Эксперты фиксируют время окончания работ в отчёте. Участник имеет право сообщить об окончании работ досрочно.

Условия, которые необходимо выполнить перед тем, как сообщить об окончании выполнения работ:

- убран инструмент, очищено рабочее место;
- провода от проверочной установки подключены для демонстрации работы защит. Питание с проверочной установки снято;
- питание на терминал подано;
- оформлен протокол проверки.

После окончания модуля необходимо продемонстрировать группе экспертов работу защит (обязательны к проверке одна из ступеней МТЗ (остальные при необходимости), ЗМН, ТЗНП и РНМ, РТ УРОВ).

Модуль 3. Регулировка электромеханических реле

Конкурс проводится на реальном оборудовании, адаптированном для учебных целей. При выполнении работ участнику необходимо провести внешний и внутренний осмотр, проверку и регулирование механической части, проверку сопротивления изоляции, проверку электрических характеристик, оформление результатов проверки.

Проверка и регулировка реле производится в соответствии с «Правилами технического обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики электрических сетей 0,4-35 кВ» (РД 153-34.3-35.613-00), «Инструкцией по проверке и наладке реле тока

и напряжения серий ЭТ, РТ, ЭН, РН. Союзтехэнерго. Москва. 1979», «Методическими указаниями по наладке и проверке промежуточных, указательных и реле импульсной сигнализации. Союзтехэнерго. Москва. 1981», «Методическими указаниями по проверке реле времени РВ-100, ЭВ-100, РВ-100, ЭВ-100. МУ-70-031-83. Союзтехэнерго. Москва. 1983», а также циркулярами, директивными материалами и методическими указаниями заводов изготовителей.

Все допуски проверяемых зазоров реле должны быть указаны в разделе «Внутренний осмотр» протокола проверки. При проверке нескольких однотипных реле допускается зазоры указывать только в одном протоколе.

Реле РТ-40



Рис. 11.2 – Реле РТ-40.

Проверку реле РТ-40 выполнить согласно «Инструкции по проверке и наладке реле тока и напряжения серий ЭТ, РТ, ЭН, РН. Союзтехэнерго. Москва. 1979.

Реле РП-252



Рис. 11.3 – Реле РП-252.

Проверку реле РП-252 выполнить в соответствии с «Методическими указаниями по наладке и проверке промежуточных, указательных и реле импульсной сигнализации. Союзтехэнерго. Москва. 1981».

Реле РП-23



Рис. 11.4 – Реле РП-23.

Проверку реле РП-23 выполнить в соответствии с «Методическими указаниями по наладке и проверке промежуточных, указательных и реле импульсной сигнализации. Союзтехэнерго. Москва. 1981».

Реле времени РВ-100-й серии



Рис. 11.5 – Реле времени РВ-100-й серии.

Проверку реле РВ-100 выполнить согласно «Методическим указаниями по проверке реле времени РВ-100, ЭВ-100, РВ-100, ЭВ-100. МУ-70-031-83. Союзтехэнерго. Москва. 1983».

Окончанием выполнения работ считается сообщение участника экспертам о завершении работы по настройке реле. Эксперты фиксируют время окончания работ в отчёте. Участник имеет право сообщить об окончании работ досрочно.

Условия, которые необходимо выполнить перед тем, как сообщить об окончании выполнения работ:

- Убран инструмент, очищено рабочее место;
- Закрыты крышки УРЗА предусмотренные конструкцией;
- Оформлены протоколы проверки.

Назначенная группа экспертов проводит проверку выполнения вышеописанных условий.

В случае невыполнения вышеописанных условий снимаются баллы согласно оценочному листу.

Модуль 4. Выполнение анализа осциллограмм

Участнику необходимо выполнить анализ осциллограмм, представленных перед проведением модуля, и заполнить необходимые пункты протокола:

- определить вид КЗ;

- определить токи и напряжения при КЗ (до аварийного режима, во время (указать максимальные значения) и после аварийного режима);

- определить длительность аварийного режима;

- определить время отключения выключателя;

- описать алгоритм работы дискретных сигналов;

- дать заключение о правильности работы устройств РЗА, учитывая, что уставки срабатывания защит по току, напряжению и времени изначально выбраны верно.

Окончанием выполнения работ по данному модулю считается сообщение участника экспертам о завершении работы по анализу осциллограмм и передаче главному эксперту компетенции (независимому эксперту) форм проверки осциллограмм. Эксперты фиксируют время окончания работ в отчёте. Участник имеет право сообщить об окончании работ досрочно.

Модуль 5: Поиск неисправностей по схеме.

Участнику необходимо выполнить поиск неисправностей, внесенных в ячейке и отметить их на схеме. Если найденную неисправность невозможно изобразить на схеме, участнику необходимо пояснить в письменном виде (на свободном участке схемы), что за неисправность он нашёл.

Внесение неисправностей выполняется совместно главным экспертом, заместителем главного эксперта, независимыми экспертами, при этом возможно внесение неисправностей экспертами компатриотами.

Записи и исправления вносятся участником в выданные ему экземпляры электрических принципиальных схем. Участник должен пояснить, что за неисправность найдена.

Неисправности, отмеченные на схеме без пояснения, засчитываться не будут.

За обнаруженные участником проектные ошибки дополнительные баллы не начисляются.

Окончанием выполнения работ по данному модулю считается сообщение участника экспертам о завершении работы и передаче экземпляра схемы главному эксперту. Эксперты фиксируют время окончания работ в отчёте. Участник имеет право сообщить об окончании работ досрочно.

Проверка правильности выполнения данного модуля производится главным экспертом, заместителем главного эксперта, независимым экспертом, либо группой экспертов компатриотов.

По завершению всеми участниками этого модуля, в день СЗ они могут увидеть внесенные неисправности.

11.4 Критерии оценки

В данном разделе определены критерии оценки и количество начисляемых баллов (субъективные и объективные). Общее количество баллов – 100.

Таблица 11.2

Раздел Безопасность	Аспект	Описание аспекта
Здоровье и безопасность Модуль 1	Грубейшее нарушение правил ОТ	Обнуление связанных аспектов
	Измерение сопротивления изоляции. Остаточный заряд снят	выполнил верно
	После измерений остаточный заряд снят	выполнил верно
	Правильное применение СИЗ в полном объеме (одежда, каска, обувь)	выполнил верно
	Инструмент убран после окончания работ	выполнил верно
	Всё оборудование обеспечено	выполнил верно
	Пол подметен, убран мусор	выполнил верно
	Отсутствуют травмы в виде порезов, проколов.	выполнил верно
Здоровье и безопасность Модуль 2	Грубейшее нарушение правил ОТ	Обнуление связанных аспектов
	Правильное Применение	выполнил верно

Здоровье и безопасность Модуль 3	СИЗ в полном объёме (одежда, каска, обувь)	
	Инструмент убран после окончания работ	выполнил верно
	Всё оборудование обес- точено	выполнил верно
	Пол подметен, убран му- сор	выполнил верно
	Отсутствуют травмы в виде порезов, проколов.	выполнил верно
	Грубейшее нарушение правил ОТ	Обнуление связанных аспек- тов
	Правильное Применение СИЗ в полном объёме (одежда, каска, обувь)	выполнил верно
	Инструмент убран после окончания работ	выполнил верно
	Всё оборудование обес- точено	выполнил верно
	Пол подметен, убран му- сор	выполнил верно
	Отсутствуют травмы в виде порезов, проколов.	выполнил верно
Раздел Модуль 1, проверка ТТ	Аспект	Описание аспекта
Подготовка рабочего места		
	Проверка исправности измерительных приборов и средств защиты	Проверяется исправность из- мерительных приборов
		показания мегаомметра при раз. и зам. выводах внешний осмотр ретомы, за- земления внешний осмотр ВАФ, удли- нителя, мультиметра и т.п. состояние соединительных проводов исправность и наличие

Внешний осмотр		средств индивидуальной защиты
	Осмотр на наличие механических повреждений	Проговаривается осмотр каждого ТТ на механические повреждения.
Проверка сопротивления изоляции		ТТ1 ТТ2
	Определение состояния выводов, заземления	Проверяется отсутствие ослабленных контактов, наличие шайб, состояние вторичной коммутации в линейном отсеке ячейки.
		ТТ1 ТТ2
	Подготовка к выполнению измерений	Проверка сопротивления изоляции.
		Проверяется правильность подключения приборов Последовательность подачи испытательного напряжения Снятия заряда
	Полнота измерений	Проверяется объем измерений (между всеми независимыми цепями, совместно со вторичными цепями ячейки).
		1 ошибка (согласно протокола) 2 ошибки (согласно протокола) 3 ошибки (согласно протокола)
	Подготовка ТТ к выполнению операций	Выполняется отсоединение вторичной коммутации от всех ТТ.
Определение однополярных выводов первичной и вторичной обмоток и проверка		ТТ1 ТТ2
	Полнота измерений	Проверяется объем измерений (проверка полярности всех вторичных обмоток).

их соответ- ствия завод- ской маркиров- ке		
		1 ошибка (согласно протоко- ла) 2 ошибки (согласно протоко- ла) 3 ошибки (согласно протоко- ла) 4 ошибки (согласно протоко- ла) 5 ошибок (согласно протоко- ла)
	Снятие ВАХ	Подготовка испытатель- ной установки
		Проверяется правильность настройки Ретом-21.
	Снятие остаточного намагничивания	Измеритель U настроен на средневыпр/ значения Измеритель тока - на дей- ствующее
		Перед замером ВАХ, выпол- нить снятие остаточного намагничивания ТТ (не менее 2х раз) плавной подачей и снятием напряжения от нуля и до 5А
		1 ошибка (согласно протоко- ла) 2 ошибки (согласно протоко- ла) 3 ошибки (согласно протоко- ла) 4 ошибки (согласно протоко- ла) 5 ошибок (согласно протоко- ла)
	Снятие характеристики	Последовательность и полно- та выполнения измерений. Проверка обмоток ТТ и не менее 10 точек характери- стики намагничивания (не менее 5 точек до насыщения). Ха- рактеристика построена для защитной обмотки ТТ

Проверка ТТ на 10% по- грешность		1 ошибка (согласно протоко- ла) 2 ошибки (согласно протоко- ла) 3 ошибки (согласно протоко- ла) 4 ошибки (согласно протоко- ла) 5 ошибок (согласно протоко- ла)
	Определение нагрузки ТТ при питании от посторон- него источника	Проверяется последователь- ность и полнота выполнения измерений.
		1 ошибка (согласно протоко- ла) 2 ошибки (согласно протоко- ла) 3 ошибки (согласно протоко- ла) 4 ошибки (согласно протоко- ла) 5 ошибок (согласно протоко- ла)
Проверка ко- эффициента трансформа- ции	Проверяется правиль- ность выполнения расчё- та проверки ТТ на 10% погрешность, конечный результат и заключение.	выполнил верно
	Полнота и правильность измерений	Проверяется последователь- ность, правильность и полно- та выполнения, I перв не ме- нее 10% от номинала
		1 ошибка (согласно протоко- ла) 2 ошибки (согласно протоко- ла) 3 ошибки (согласно протоко- ла) 4 ошибки (согласно протоко- ла) 5 ошибок (согласно протоко- ла)
Проверка пра-	Полнота и правильность	Проверка правильности сбор-

вильности сборки токовых цепей	измерений	ки токовых цепей от постороннего однофазного источника тока Ретом-21 по «Z»-образной схеме. За каждое отклонение снимается 0,5 балла.
		1 ошибка (согласно протокола) 2 ошибки (согласно протокола) 3 ошибки (согласно протокола) 4 ошибки (согласно протокола)
Сдача рабочего места	Восстановление вторичных цепей	Восстанавливаются вторичные цепи подключением к ТТ. Проверяется отсутствие ослабленных контактов, наличие шайб.
		1 ошибка (согласно протокола) 2 ошибки (согласно протокола)
Отражение результатов в протоколе	Соответствие измерений параметрам оборудования указанным в протоколе	Оформление протокола. При отсутствии заполненного протокола снимается 1 балл.
		2 ошибки 4 ошибки 6 ошибок) 8 ошибок 10 ошибок
Раздел Модуль 2, Наладка МП терминала	Аспект	Описание аспекта
Подготовка рабочего места		
	Проверка исправности измерительных приборов и средств защиты	Проверяется исправность измерительных приборов
		показания мегаомметра при раз. и зам. выводах

Внешний осмотр		внешний осмотр ретомы, за- земления внешний осмотр ВАФ, удли- нителя, мультиметра и т.п. состояние соединительных проводов исправность и наличие средств индивидуальной за- щиты
	Соединение	Выполнен внешний осмотр МП ЭКРА 217. Внешний вид и комплект- ность терминалов соот- ветствуют требованиям конструкторской доку- ментации, дефектов сборки и монтажа нет или указаны при их наличии в протоколе Выполнено подключение к МП терминалу ЭКРА 217. Терминал опреде- лен сервером связи и установлено соединение с терминалом в ПО EKRASMS-SP Убрана индикация на па- нели терминала сигналов «Неисправность ЦУ», «Тележка выкачена». Терминал переведён в состояние «Работа». Сохранены файл ПО, файл конфигурации, файл отчета по уставкам. Имена скачанных файлов соответствуют указанным в протоколе
		Выполнил верно
		Выполнил верно
Параметриро- вание терми- нала и провер- ка на тестовый выход	Параметрирование тер- минала	Параметрирование выполне- но согласно бланку уставок
		1 отклонение от бланка

Проверка аналоговых и дискретных входов-выходов		2 отклонения от бланка 3 отклонения от бланка 4 отклонения от бланка 5 отклонений от бланка 6 отклонение от бланка 7 отклонения от бланка 8 отклонения от бланка 9 отклонения от бланка 10 отклонений от бланка
	Выполнена проверка всех выходных реле поочередно на мультиметр в режиме "прозвонка"	выполнил верно
	Проверка входных цепей приема аналоговых сигналов	Выполнена проверка всех аналоговых сигналов согласно протоколу
		1 отклонение от бланка 2 отклонения от бланка 3 отклонения от бланка 4 отклонения от бланка 5 отклонений от бланка
Проверка защит	Проверка РТ МТЗ-1 МП	Выполнена проверка срабатывания заданных уставок реле тока РТ МТЗ-1 МП терминала на тестовый выход, подачи тока от стороннего источника. Значения сравниваются с бланком уставок КЗ - погрешность по току не превышает $\pm 5\%$, коэффициент возврата не менее 0,9
		Не проверена фаза А или превышена погрешность Не проверена фаза В или превышено погрешность Не проверена фаза С или превышена погрешность Другое
	Проверка РТ МТЗ-2 МП	Выполнена проверка срабатывания заданных уставок реле тока РТ МТЗ-2 МП терминала на тестовый выход, подачи тока от стороннего

	источника. Значения сравниваются с бланком уставок КЗ - погрешность по току не превышает $\pm 5\%$, коэффициент возврата не менее 0,9
	Не проверена или превышает погрешность уставки фазы А Не проверена или превышает погрешность уставки фазы В Не проверена или превышает погрешность уставки фазы С Другое
Проверка РТ МТЗ-3 МП	Выполнена проверка срабатывания заданных уставок реле тока РТ МТЗ-3 МП терминала на тестовый выход, подачей тока от стороннего источника. Значения сравниваются с бланком уставок КЗ - погрешность по току не превышает $\pm 5\%$, коэффициент возврата не менее 0,9
	Не проверена или превышает погрешность уставки фазы А Не проверена или превышает погрешность уставки фазы В Не проверена или превышает погрешность уставки фазы С Другое
Проверка времени срабатывания РТ МТЗ 1,2,3 на тестовое реле	Выполнена проверка времени срабатывания РТ МТЗ 1,2,3 на тестовое реле.
	Не проверено время срабатывания МТЗ-1 Не проверено время срабатывания МТЗ-2 Не проверено время срабатывания МТЗ-3 Другое
Проверка ЗОЗЗ	Выполнена проверка срабатывания заданных уставок реле направления мощности РНМ МП терминала на тестовый выход, подачей тока и

	напряжения от стороннего источника. Значения сравниваются с бланком уставок КЗ - погрешность по току не превышает $\pm 5\%$, угол максимальной чувствительности соответствует карте уставок, определена граница работы РНМ
	Не проверен или превышает погрешность ток срабатывания Не проверено или превышает погрешность напряжение срабатывания Не проверено или превышает погрешность угол МЧ Не проверена или ошибка при определении зоны работы РНМ Другое
Проверка РНМ МТЗ	Выполнена проверка срабатывания заданных уставок реле направления мощности РНМ МП терминала на тестовый выход, подачей тока и напряжения от стороннего источника. Значения сравниваются с бланком уставок КЗ - погрешность по току не превышает $\pm 5\%$, угол максимальной чувствительности соответствует карте уставок, определена граница работы РНМ
	Не проверен или превышает погрешность ток срабатывания Не проверено или превышает погрешность напряжение срабатывания Не проверено или превышает погрешность угол МЧ Не проверена или ошибка при

	определении зоны работы РНМ Другое
Проверка ЗМН-1	Выполнена проверка срабатывания заданных уставок реле минимального напряжения ЗМН-1 МП терминала на тестовый выход, подачей напряжения от стороннего источника на вход фаз АВ, ВС, СА. Значения сравниваются с бланком уставок КЗ - погрешность по напряжению не превышает $\pm 5\%$, коэффициент возврата не более 1,1
	Не проверено или превышает погрешность уставки по фазам АВ Не проверено или превышает погрешность уставки по фазам ВС Не проверено или превышает погрешность уставки по фазам СА Другое
РТ-УРОВ	Выполнена проверка срабатывания заданных уставок реле тока РТ УРОВ МП терминала на тестовый выход, подачей тока от стороннего источника на вход фазы А. Значения сравниваются с бланком уставок КЗ - погрешность по току не превышает $\pm 5\%$, коэффициент возврата не менее 0,9
	Не проверена или превышает погрешность уставки фазы А Не проверена или превышает погрешность уставки фазы В Не проверена или превышает погрешность уставки фазы С Другое
Выполнена проверка	выполнил верно

ЦПС	времени срабатывания РТ УРОВ на тестовое реле	
	Проверка времени работы защит на выходные реле	Выполнены все проверки времени срабатывания защит
		Не правильный выбор выходного реле для проверки Не проверено или превышает погрешность уставки время сраб. МТЗ-1, МТЗ-2, МТЗ-3 Не проверено или превышает погрешность уставки время УРОВ Не проверено или превышает погрешность уставки время ЗМН Не проверено или превышает погрешность уставки время неисправности ЦУ
	АПВ	Выполнена проверка алгоритма АПВ. Определено время первого цикла АПВ.начения сравниваются с бланком уставок КЗ - погрешность по времени не превышает $\pm 2\%$
	Параметрирование GOOSE	Выполнена настройка терминала в части выдачи исходящего GOOSE. Техническому эксперту продемонстрировано прохождение GOOSE до испытательной установки РЕТОМ61850. Выполнено параметрирование входящего GOOSE от испытательной установки РЕТОМ61850. Техническому эксперту продемонстрирован факт приема GOOSE. Фактом приема является загорание светодиода, с спараметрированным на него GOOSEIN1.
		1 ошибка

Параметрирование сигналов и проверка отсутствия ложных срабатываний	Параметрирование сигналов	2 ошибки Переведены сигналы: «Неисправность ЦУ», «Тележка выкачена» в нулевое состояние. Перевести терминал в состояние «Работа».
		1 ошибка 2 ошибки 3 ошибки
	Проверка отсутствия ложных срабатываний терминалов	Выполнена проверка отсутствия ложных срабатываний терминалов при снятии, подаче и однократных перерывах напряжения оперативного постоянного тока.
Сохранение итоговых файлов		Не выполнена проверка отсутствия ложных срабатываний при снятии и подаче питания терминала Выполнена проверка отсутствия ложных срабатываний при перерывах питания терминала Не контролировалось состояние выходного реле
	Сохранение итоговых файлов	Выполнено скачивание и сохранены осциллограммы аварийного отключения от каждой из защит, указанных в протоколе. Скачан окончательный файл ПО терминала, файл конфигурации, файл регистратора событий за текущий день и файл отчета по уставкам в ПК. Имена скачанных файлов соответствуют указанным в протоколе.
		Скачаны не все файлы Сохранены не все осциллограммы В регистраторе и осциллограммах присутствуют только сигналы, указаны в бланке

Оформление протокола		задания на параметрирование
	Соответствие измерений параметрам оборудования указанным в протоколе	Оформление протокола. При отсутствии заполненного протокола снимается 1 балл.
		2 ошибки 4 ошибки 6 ошибок) 8 ошибок 10 ошибок
Раздел Модуль 3, Наладка реле	Аспект	Описание аспекта
Подготовка рабочего места		
Наладка реле РТ 40/10	Проверка исправности измерительных приборов и средств защиты	Проверяется исправность измерительных приборов
		показания мегаомметра при раз. и зам. выводах внешний осмотр ретомы, заземления внешний осмотр ВАФ, удлинителя, мультиметра и т.п. состояние соединительных проводов исправность и наличие СИЗ
	Проверена плотность прилегания кожуха реле к цоколю, состояние уплотнения (его наличие) и целостность кожуха и цоколя, надежность крепления реле и изоляции его выводов от панели Производится перерасчет уставки во вторичную величину (I _{ср}). Производится соединение обмоток реле согласно расчётной уставки.	выполнил верно выполнил верно выполнил верно

Выполнен осмотр деталей реле. Проверена надежность затяжки винтов, гаек, крутящих подвижные контакты, проводники и т.д., проверено наличие всех необходимых шайб	выполнил верно
Выполнен осмотр состояния деталей реле. Контакты, детали реле, покрытия, пайки не должны иметь следов окисления, ржавчины и прочих дефектов	выполнил верно
Выполнена проверка упоров. Зазор между плоскостью якоря и полюсами магнитопровода равномерный, при втянутом якоре 0,6-0,7мм	выполнил верно
Выполнена проверка спиральной пружины. Ровная, витки не примыкают друг к другу	выполнил верно
Выполнена проверка указателя уставки. Проверена надежность затяжки гайки, обеспечивающей необходимость трения при перемещении указателя по шкале	выполнил верно
Выполнена проверка подвижной системы. Якорь реле поворачивается свободно без трения, имея поперечный и продольный зазор в осях в пределах 0,15-0,2 мм. Контакты должны замыкаться одновременно. Бронзовая контактная пластина с серебрянной полоской при разомкнутых контактах должна	выполнил верно

касаться передних упоров без давления.	
Зазор между бронзовой контактной пластиной и задним упором должен быть 0,2-0,3 мм,	выполнил верно
Выполнена проверка неподвижных контактов.	
Прогиб неподвижных контактов не менее 0,5 мм.	выполнил верно
Выполнена проверка величины совместного хода контактов. Величина совместного хода контактов должна составлять не менее 1-1,5 мм.	
Встреча мостика с серебрянным контактом должна происходить на расстоянии 1/3 длины от переднего края и не доходить на 1/3 до заднего края серебрянного контакта во избежание за-скакивания контактов.	выполнил верно
Проверена мегаомметром на 1000В изоляция всех токоведущих и электрически не связанных частей относительно корпуса и между собой РТ (Риз >50 МОм)	выполнил верно
Проверен ток срабатыва-ния и возврата в начале шкалы и коэффициент возврата. Кв должен быть в пределах 0,82-0,92. Отклонение фактического тока срабатыва-ния от шкалы не должно превышать более 5 %.	выполнил верно
Проверен ток срабатыва-ния и возврата в конце шкалы и коэффициент	выполнил верно

Оформление протокола	возврата. Кв должен быть в пределах 0,82-0,92. Отклонение фактического тока срабатывания от шкалы не должно превышать более 5 %. Проверен ток срабатывания и возврата на рабочей уставке и коэффициент возврата. Кв должен быть в пределах 0,82-0,92. Отклонение фактического тока срабатывания от шкалы не должно превышать более 3 %.	выполнил верно
	Соответствие измерений параметрам оборудования указанным в протоколе	Оформление протокола. При отсутствии заполненного протокола снимается 0,5 балла.
		2 ошибки 4 ошибки 6 ошибок) 8 ошибок 10 ошибок
Наладка реле РТ 40/50	Проверена плотность прилегания кожуха реле к цоколю, состояние уплотнения (его наличие) и целостность кожуха и цоколя, надежность крепления реле и изоляции его выводов от панели	выполнил верно
	Производится перерасчёт уставки во вторичную величину (Iср).	выполнил верно
	Производится соединение обмоток реле согласно расчётной уставки.	выполнил верно
	Выполнен осмотр деталей реле. Проверена надежность затяжки винтов, гаек, крутящих подвижные контакты, про-	выполнил верно

водники и т.д., проверено наличие всех необходимых шайб	
Выполнен осмотр состояния деталей реле. Контакты, детали реле, покрытия, пайки не должны иметь следов окисления, ржавчины и прочих дефектов	выполнил верно
Выполнена проверка упоров. Зазор между плоскостью якоря и полюсами магнитопровода равномерный, при втянутом якоре 0,6-0,7мм	выполнил верно
Выполнена проверка спиральной пружины. Ровная, витки не примыкают друг к другу	выполнил верно
Выполнена проверка указателя уставки. Проверена надежность затяжки гайки, обеспечивающей необходимость трения при перемещении указателя по шкале	выполнил верно
Выполнена проверка подвижной системы. Якорь реле поворачивается свободно без трения, имея поперечный и продольный зазор в осях в пределах 0,15-0,2 мм.	выполнил верно
Контакты должны замыкаться одновременно. Бронзовая контактная пластина с серебрянной полоской при разомкнутых контактах должна касаться передних упоров без давления.	выполнил верно
Зазор между бронзовой контактной пластиной и задним упором должен	выполнил верно

быть 0,2-0,3 мм, Выполнена проверка неподвижных контактов. Прогиб неподвижных контактов не менее 0,5 мм.	выполнил верно
Выполнена проверка величины совместного хода контактов. Величина совместного хода контактов должна составлять не менее 1-1,5 мм. Встреча мостика с серебрянным контактом должна происходить на расстоянии 1/3 длины от переднего края и не доходить на 1/3 до заднего края серебрянного контакта во избежание за-скакивания контактов.	выполнил верно
Проверена мегаомметром на 1000В изоляция всех токоведущих и электрически не связанных частей относительно корпуса и между собой РТ (Риз >50 МОм)	выполнил верно
Проверен ток срабатывания и возврата в начале шкалы и коэффициент возврата. Кв должен быть в пределах 0,82-0,92. Отклонение фактического тока срабатывания от шкалы не должно превышать более 5 %.	выполнил верно
Проверен ток срабатывания и возврата в конце шкалы и коэффициент возврата. Кв должен быть в пределах 0,82-0,92. Отклонение фактического тока срабатывания от шкалы не должно	выполнил верно

Оформление протокола	превышать более 5 %. Проверен ток срабатыва- ния и возврата на рабо- чей уставке и коэффици- ент возврата. Кв должен быть в пределах 0,82- 0,92. Отклонение факти- ческого тока срабатыва- ния от шкалы не должно превышать более 3 %.	выполнил верно
	Соответствие измерений параметрам оборудова- ния указанным в прото- коле	Оформление протокола. При отсутствии заполненного про- токола снимается 0,5 балла
		2 ошибки 4 ошибки 6 ошибок) 8 ошибок 10 ошибок
Наладка реле РП-252	Проверена плотность прилегания кожуха реле к цоколю, состояние уплотнения (его наличие) и целостность кожуха и цоко- ля, надежность крепле- ния реле и изоляции его выводов от панели	выполнил верно
	Проверяется надёжность контактных соединений, правильность затяжки винтов внутреннего мон- тажа и затяжка фиксиру- ющих ушей переднего присоединения. Не до- пускается повреждение резьбы шпилек плоско- губцами.	выполнил верно
	Проверяется изменение контактной группы со- гласно конкурсному за- данию.	выполнил верно
	Конечный воздушный зазор между якорем и сердечником реле в по-	выполнил верно

ложении срабатывания должны быть примерно 0,05 мм. Проверяется ход траверсы, отсутствие затирания, четкий возврат в исходное состояние. Ход траверсы должен быть 3,5-4 мм. Запас хода в сработанном положении 0,5-1,5 мм.	выполнил верно
Проверяется отсутствие зазора. В начальном положении между якорем и траверсой не должно быть зазора (траверса должна упираться в якорь).	выполнил верно
Проверяется величина междуконтактного зазора. Величина должна составлять не менее 2,5 мм.	выполнил верно
Проверяется прогиб контактных мостиков при замыкании подвижного контакта на неподвижный. Прогиб при нажатии и отпуске якоря должен составлять не менее 0,5 мм.	выполнил верно
Проверяется одновременность замыкания, размыкания контактов	выполнил верно
Проверена мегаомметром на 1000В изоляция всех токоведущих и электрически не связанных частей относительно корпуса и между собой РП 252 ($R_{из} > 50 \text{ МОм}$)	выполнил верно
Проверяется время возврата на соответствие конкурсному заданию.	выполнил верно
Проверено напряжение	выполнил верно

Оформление протокола	срабатывания и возврата реле. Напряжение возврата должно быть не менее 4,4В. Напряжение срабатывания не более 0,8Uном.	
	Соответствие измерений параметрам оборудования указанным в протоколе	Оформление протокола. При отсутствии заполненного протокола снимается 0,5 балла
		2 ошибки 4 ошибки 6 ошибок) 8 ошибок 10 ошибок
Наладка реле РП-23	Проверена плотность прилегания кожуха реле к цоколю, состояние уплотнения (его наличие) и целостность кожуха и цоколя, надежность крепления реле и изоляции его выводов от панели (за каждое отклонение снимается 0,2)	выполнил верно
	Выполнен осмотр деталей реле. Проверена надежность затяжки винтов, гаек, крутящих подвижные контакты, проводники и т.д. (за каждое отклонение снимается 0,1 балла)	выполнил верно
	Проверяется изменение контактной группы согласно конкурсному заданию.	выполнил верно
	Проверены зазоры между упором и якорем должен быть зазор, обеспечивающий ход якоря под выступом упорной колодки в пределах 0,5-2мм	выполнил верно
	Между хвостовиком яко-	выполнил верно

	ря и упорной колодкой – не менее 0,1-0,15мм	выполнил верно
	Междуконтактный зазор должен составлять не менее 2,5 мм	
	Проверены люфты подвижных частей (в положении срабатывания реле контактная колодка реле должна иметь запас хода в пределах 0,5-1,5мм, выступ якоря должен упираться в сердечник)	
	Проверено положение подвижных контактов относительно неподвижных в момент встречи и в конечном положении якоря (подвижный контакт не должен выходить за плоскость неподвижного)	
	Проверено наличие провалов (совместного хода) размыкающих и замыкающих контактов (провал подвижных контактных пластин должен быть в пределах 0,7-1мм)	
	Проверена мегаомметром на 1000В изоляция всех токоведущих и электрически не связанных частей относительно корпуса и между собой РП 23 (Rиз >50 МОм)	
Оформление	Проверено напряжение срабатывания и возврата реле на основной обмотке ($U_{ср} < 0,7 U_n$)	выполнил верно
	Проверено напряжение возврата (четкий возврат реле при плавном снятии напряжения)	выполнил верно
	Соответствие измерений	Оформление протокола. При

протокола	параметрам оборудования указанным в протоколе	отсутствии заполненного протокола снимается 0,5 балла
		2 ошибки
		4 ошибки
		6 ошибок)
		8 ошибок
Наладка реле РВ-133		10 ошибок
	Проверена плотность прилегания кожуха реле к цоколю, состояние уплотнения (его наличие) и целостность кожуха и цоколя, надежность крепления реле и изоляции его выводов от панели (за каждое отклонение снимается 0,2)	выполнил верно
	Выполнен осмотр деталей реле. Проверена надежность затяжки винтов, гаек, крутящих подвижные контакты, проводники и т.д. (за каждое отклонение снимается 0,1 балла)	выполнил верно
	Выполнен осмотр состояния деталей реле. Контакты, детали реле, покрытия, пайки не должны иметь следов окисления, ржавчины и прочих дефектов	выполнил верно
	Проверена легкость хода якоря, отсутствие застреваний, четкость возврата в исходное положение из любого промежуточного положения реле РВ133	выполнил верно
	Проверен часовой механизм, трехкратным запуском и прослушиванием его работы. Работа часового механизма должна	выполнил верно

быть четкой, без пробоев и срывов. Планка с подвижными контактами должна предвигаться равномерно вдоль всей шкалы Проверено состояние контактных поверхностей. Контактные пружины должны находиться в одной плоскости, перпендикулярной плоскости шкалы. Касание обоих неподвижных контактов подвижным контактом должно быть одновременным и не касаться контактных пластин. Зазор между мгновенными контактами должен быть не менее 1,5мм Проверен поперечный люфт якоря в латунной гильзе (должен быть 0,3-0,6 мм), и люфт направляющего рычага якоря в пластмассовой колодке (1-1,5мм) Проверена мегаомметром на 1000В изоляция всех токоведущих и электрически не связанных частей относительно корпуса и между собой РВ 133 (Rиз >50 МОм) Проверено напряжение срабатывания реле при подаче напряжения на реле толчком. За напряжение срабатывания принимается напряжение, при котором якорь реле мгновенно втягивается в сердечник. Напряжение срабатывания из-	выполнил верно выполнил верно выполнил верно выполнил верно выполнил верно

Оформление протокола	меряется 3 раза, средние значения заносятся в протокол Проверено напряжение возврата реле при плавном снижении напряжения. За напряжение возврата принимается напряжение, при котором отпадает якорь. Напряжение возврата измеряется 3 раза, средние значения заносятся в протокол Проверено время срабатывания реле на рабочей (заданной по КЗ) уставке. Измерения делаются 3 раза и среднее заносятся в протокол	выполнил верно выполнил верно
	Соответствие измерений параметрам оборудования указанным в протоколе	Оформление протокола. При отсутствии заполненного протокола снимается 0,5 балла
		2 ошибки 4 ошибки 6 ошибок) 8 ошибок 10 ошибок
Раздел Модуль 4, Анализ осциллограмм	Аспект	Описание аспекта
Анализ осциллограммы 1		
	Пункт 1	выполнил верно
	Пункт 2	выполнил верно
	Пункт 3	выполнил верно
	Пункт 4	выполнил верно
	Пункт 5	выполнил верно
	Пункт 6	выполнил верно
	Пункт 7	выполнил верно
	Пункт 8	выполнил верно

	Пункт 9	выполнил верно
	Пункт 10	выполнил верно
	Пункт 11	выполнил верно
	Пункт 12	выполнил верно
	Пункт 13	выполнил верно
	Пункт 14	выполнил верно
	Пункт 15	выполнил верно
	Пункт 16	выполнил верно
	Пункт 17	выполнил верно
	Пункт 18	выполнил верно
	Пункт 19	выполнил верно
	Пункт 20	выполнил верно
Раздел Модуль 5, по- иск неисправ- ностей в ячей- ке	Аспект	Описание аспекта
Поиск неис- правностей		
	Неисправность 1 - Найдена правильно и отмечена на схеме	выполнил верно
	Неисправность 2 - Найдена правильно и отмечена на схеме	выполнил верно
	Неисправность 3 - Найдена правильно и отмечена на схеме	выполнил верно
	Неисправность 4 - Найдена правильно и отмечена на схеме	выполнил верно
	Неисправность 5 - Найдена правильно и отмечена на схеме	выполнил верно
	Неисправность 6 - Найдена правильно и отмечена на схеме	выполнил верно
	Неисправность 7 - Найдена правильно и отмечена на схеме	выполнил верно
	Неисправность 8 - Найдена правильно и отмечена на схеме	выполнил верно

Неисправность 9 - Найдена правильно и отмечена на схеме	выполнил верно
Неисправность 10 - Найдена правильно и отмечена на схеме	выполнил верно
Неисправность 11 - Найдена правильно и отмечена на схеме	выполнил верно
Неисправность 12 - Найдена правильно и отмечена на схеме	выполнил верно
Неисправность 13 - Найдена правильно и отмечена на схеме	выполнил верно
Неисправность 14 - Найдена правильно и отмечена на схеме	выполнил верно
Неисправность 15 - Найдена правильно и отмечена на схеме	выполнил верно

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. НП-001-15. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. – Москва : Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2015. – 73 с.
2. ПиН АЭ-5.6. Нормы строительного проектирования АС с реакторами различного типа. – Москва : Министерство атомной энергии СССР, 1986. – 11 с.
3. НП-031-01. Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций. – Москва : Федеральный надзор России по ядерной и радиационной безопасности, 2001. – 15 с.
4. Нормы радиационной безопасности. НРБ-99-2009. Санитарные правила и нормативы. СанПин.2.6.1.2523-09. – Москва : Федеральный центр гигиены и эпидемиологии Роспотребнадзора, 2009. – 100 с.
5. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010). Санитарные правила нормативы. СП2.6.1.2612-10. – Москва : Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и прав человека, 2010. – 85 с.
6. СТО 34.01-23.1-001-2017. Объём и нормы испытаний электрооборудования. – 237 с.
7. ПРА 1.1.3.23.1716-2020 Организация технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики на атомных станциях. Правила. – 65 с.
8. РД 34.20.501-95 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – 155 с.
9. Правила устройства электроустановок: 7-е издание (ПУЭ)/ Главгосэнергонадзор России. М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2007. – 610 с.
10. 3838-УТП-А3 Назначение, функции и структура АСУ ТП.
11. Нововоронежская АЭС-2. Проект «АЭС-2006». Атомэнергопроект. Проспект.
12. 3845-УТП-А3 Типовые решения по подключению датчиков к средствам ввода и обработки аналоговых и дискретных сигналов.
13. 2232-УТП-А3 Графический интерфейс аппаратуры программно-технических средств "Дубна".

14. Цыпкин, Я. З. Теория релейных систем автоматического управления / Я.З. Цыпкин. - М.: Государственное издательство технико-теоретической литературы, 2005. – 456 с.
15. Сибикин Ю. Д., Сибикин М. Ю. Справочник по эксплуатации электроустановок промышленных предприятий; Высшая школа - Москва, 2002. – 248 с.
16. Киреева, Э. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. - Москва: Машиностроение, 2013. – 288 с.
17. Идельчик В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
18. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. - М.: Интернет Инжиниринг, 2005. – 670 с.
19. 438-УТП-А3 Электрические защиты блока генератор-трансформатор и рабочего трансформатора собственных нужд 5 бл. НВАЭС.
20. Ившин, В.П. Современная автоматика в системах управления технологическими процессами: Учебное пособие / В.П. Ившин, М.Ю. Перухин. — М.: НИЦ ИНФРА-М, 2017. — 400 с.
21. Шуин В. А., Гусенков А. В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6—10 кВ. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001.
22. Быстрицкий, Г.Ф. Общая энергетика: энергетическое оборудование. В 2 ч. Часть 2 : справочник для вузов / Г.Ф. Быстрицкий, Э.А. Киреева. — 2-е изд., испр. и доп. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 371 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534-03276-5. — Текст : электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/453477> (дата обращения: 19.01.2021).
23. 1178-УТП-А3 Базовые знания о микропроцессорных терминалах ЭЦ ОСО фирмы SIMENS линейки SIPROTEC 4.
24. Кисаримов, Р.А. Практическая автоматика: Справочник / Р.А. Кисаримов. — М.: РадиоСофт, 2017. — 192 с.
25. Игнатович, В. М. Электрические машины и трансформаторы : учебное пособие для вузов / В. М. Игнатович, Ш. С. Ройз. — 6-е изд., испр. и доп. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 181 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534-00881-4. — Текст : электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/451214> (дата обращения: 19.01.2021).

26. Цыпкин, Я. З. Релейные автоматические системы / Я.З. Цыпкин. - М.: Главная редакция физико-математической литературы издательства "Наука", 2017. - 576 с.

27. 3030-УТП-А3 Опыт эксплуатации. Отказы и нарушения в работе АЭС за 2017 год.

28. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учебное пособие / Ю. А. Ершов, О. П. Халезина, А. В. Малеев, Д. П. Перехватов. — Красноярск : СФУ, 2012. — 68 с. — ISBN 978-7638-2555-8. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/108575> (дата обращения: 19.01.2021). — Режим доступа: для авториз. пользователей.

29. Овчаренко Н.И. Автоматика энергосистем: учебник для вузов. – 4-е изд., стереот. – 2018. – 476 с. – ISBN 978-5-383-01299-4.

30. Короткие замыкания и выбор электрооборудования: учебное пособие для вузов. – 2-е изд. / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев и др.; под ред. И.П. Крючкова, В.А. Старшинова. – М.: Изд.дом МЭИ, 2017. – 568 с., ил.; 60х90/16. – ISBN 978-5-383-01235-2 (в пер.).

31. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. – М.: Изд. дом МЭИ, 2015. – 296 с.

32. Степин Н.В., Ширяев Д.А., Зимин А.И. Комплекс мероприятий по обеспечению надежности системы электроснабжения энергоблоков НВАЭС, <http://elibrary.ru/item.asp?id=22783188>.

33. Ширяев Д.А., Зимин А.И. Устойчивость энергосистемы, при использовании бесщёточной диодной системы возбуждения турбогенератора энергоблока № 1 Нововоронежской АЭС-2 с регулятором сильного действия AVR-ЗМТ. Известия вузов. Атомная энергетика, 2017. № 3. С. 131-141.

34. Ширяев Д.А., Зимин А.И., Электротехническое оборудование энергоблоков с реакторами типа ВВЭР-1200: учебное пособие. - ООО РПГ «Девятое облако». - Нововоронеж, 2021. - 256с.: цв.ил. – ISBN 978-5-6046275-1-8, 500 экз.

35. Шмурьев В.Я. Анализ осциллограмм цифровых регистраторов во внешней среде. // Энергетик. 2001 г. № 8.

АВТОРЫ

Ширяев Денис Александрович

Должность: Заместитель главного инженера по электротехническому оборудованию филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция»

Учёная степень: –

Рабочий адрес: 396071, Воронежская область, г. Нововоронеж, НВАЭС.

Тел. моб. 8-920-226-02-51

Тел. раб. 8 (47364) 7-99-09

E-mail: ShiryayevDA@nvnpp1.rasenergoatom.ru

Зимин Александр Игоревич

Должность: Начальник участка АИИСКУЭ и ЭИ филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция»

Учёная степень: –

Рабочий адрес: 396071, Воронежская область, г. Нововоронеж, НВАЭС.

Тел. моб. 8-920-417-09-46

Тел. раб. 8 (47364) 7-32-87

E-mail: ZiminAI@nvnpp1.rasenergoatom.ru

**Ширяев Денис Александрович
Зимин Александр Игоревич**

**РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА
ИННОВАЦИОННЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ
ПОКОЛЕНИЯ 3+ С РЕАКТОРАМИ ТИПА
ВВЭР-1200 НОВОВОРОНЕЖСКОЙ АЭС.**



Формат 70×100/16. Подписано в печать 23.11.2023.
Усл. печ. л. 26,25. Печать цифровая. Бумага мелованная.
Гарнитура Arial. Тираж 200. Заказ 1234.

Отпечатано в ООО Типография «Кварта»
394049, г. Воронеж, Московский проспект, 11/4.