



Основы релейной защиты

Раздел 1. Общие вопросы выполнения релейной защиты электроэнергетических систем

1. Назначение релейной защиты
2. Причины и виды повреждений электрических сетей
3. Трехфазное КЗ
4. Двухфазное КЗ
5. Однофазное КЗ в сети с заземленной нейтралью
6. Замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью
7. Ненормальные режимы работы оборудования электрических сетей
8. Перегрузка оборудования
9. Качания
10. Повышение напряжения сверх допустимого значения. Асинхронный режим
11. Нормативные документы, в соответствии с которыми проектируется релейная защита
12. Основные требования, предъявляемые к устройствам РЗ. Чувствительность.
13. Основные требования, предъявляемые к устройствам РЗ. Быстродействие
14. Основные требования, предъявляемые к устройствам РЗ. Надежность
15. Технические мероприятия для предотвращения случаев неправильной работы устройств релейной защиты
16. Ближнее резервирование защит
17. Условия полноценного ближнего резервирования
18. Дальнее резервирование защит
19. Основные требования, предъявляемые к устройствам РЗ. Селективность
20. Способы включения защит на ток и напряжение сети. Первичные и вторичные устройства РЗ.
21. Принцип управления
22. Способы воздействия защит на выключатель
23. Оперативный ток
24. Постоянный оперативный ток
25. Переменный оперативный ток
26. Функциональные элементы устройства релейной защиты
27. Пусковые (измерительные) органы РЗ

28. Логические органы
29. Органы выдержки времени. Исполнительные органы
30. Реле
31. Поколения устройств релейной защиты
32. Изображение схем релейной защиты на чертежах. Условные обозначения

Раздел 2. Трансформаторы тока и схемы их соединения

33. Измерительные трансформаторы тока
34. Погрешности трансформаторов тока
35. Характеристики намагничивания трансформаторов тока
36. Требования к точности трансформаторов тока, питающих релейную защиту
37. Класс точности трансформаторов тока. Номинальная нагрузка трансформаторов тока
38. Кривые предельной кратности (10% погрешности) трансформаторов тока
39. Типовые схемы соединений трансформаторов тока. Схема соединения трансформаторов тока в полную звезду
40. Типовые схемы соединений трансформаторов тока. Схема соединения трансформаторов тока в неполную звезду
41. Типовые схемы соединений трансформаторов тока. Схема соединения трансформаторов тока в неполную звезду с дополнительным реле в обратном проводе
42. Типовые схемы соединений трансформаторов тока. Схема соединения трансформаторов тока в треугольник
43. Типовые схемы соединений трансформаторов тока. Схема соединения трансформаторов тока в треугольник с двумя реле
44. Типовые схемы соединений трансформаторов тока. Схема соединения трансформаторов тока на разность токов двух фаз. Схема восьмерки
45. Типовые схемы соединений трансформаторов тока. Схема соединения трансформаторов тока в фильтр нулевой последовательности. Последовательное соединение трансформаторов тока
46. Относительная чувствительность схемы к виду короткого замыкания

47. Двухфазное короткое замыкание за трансформатором со схемой соединения обмоток звезда/треугольник 11 группа
48. Итоговая таблица сопоставления схем соединения трансформаторов тока. Сферы применимости схем
49. Выбор трансформаторов тока и допустимой вторичной нагрузки (1)
50. Выбор трансформаторов тока и допустимой вторичной нагрузки (2)
51. Выбор трансформаторов тока и допустимой вторичной нагрузки (3)

Раздел 3. Электромагнитные реле тока и напряжения

52. Устройство и принцип действия электромагнитных реле
53. Диаграмма электромагнитных и механических сил при срабатывании и возврате токового реле. Ток срабатывания и возврата
54. Работа электромагнитного реле на переменном токе(1)
55. Работа электромагнитного реле на переменном токе(2)
56. Реле тока серии РТ-40
57. Конструкция реле серии РТ-40
58. Таблица типоразмеров реле
59. Регулирование тока срабатывания реле
60. Назначение реле тока
61. Модель реле РТ-40
62. Реле напряжения серии РН-54
63. Реле минимального действия
64. Таблица типоразмеров реле
65. Назначение реле напряжения
66. Реле времени с часовым механизмом серии РВ-100
67. Схема внутренних соединений реле РВ-113-РВ-143
68. Таблица типоразмеров реле времени РВ-113-РВ-143
69. Назначение реле времени
70. Модель реле РВ-127

71. Промежуточные реле серии РП-23
72. Таблица типоразмеров реле
73. Назначение промежуточных реле
74. Указательные реле серии РУ-21
75. Таблица типоразмеров указательных реле
76. Назначение указательных реле

Раздел 4. Токовые защиты

77. Принцип действия токовой отсечки
78. Структурная схема токовой отсечки
79. Принципиальная электрическая схема токовой отсечки
80. Расчет параметров отсечки на линии с односторонним питанием
81. Расчет параметров отсечки на блоке линия - трансформатор
82. Расчет параметров отсечки на линии с двусторонним питанием
83. Принцип действия максимальной токовой защиты
84. Структурная схема МТЗ
85. Принципиальная электрическая схема МТЗ
86. Выбор тока срабатывания МТЗ
87. Определение максимального рабочего тока защищаемого объекта
88. Расчет коэффициента самозапуска
89. Пример расчета коэффициента самозапуска
90. Расчет коэффициента чувствительности защиты
91. Чувствительность МТЗ при двухфазных КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток $Y/\Delta-11$ группа
92. Расчет тока срабатывания реле
93. Расчет выдержки времени защиты. Расчет ступени селективности
94. Пример определения выдержек времени МТЗ
95. МТЗ с зависимой выдержкой времени. Принцип действия

96. МТЗ с зависимой выдержкой времени. Структурная схема
97. Принцип действия индукционного реле тока
98. Электромагнитная сила и ее момент
99. Принцип действия индукционного реле с короткозамкнутыми витками
100. Токовое индукционное реле серии РТ-80. Конструкция реле
101. Токовое индукционное реле серии РТ-80. Работа реле. Электрическая схема соединений
102. Таблица типоразмеров реле (1)
103. Таблица типоразмеров реле (2)
104. Временные характеристики реле
105. Модель реле РТ-80
106. Принципиальная электрическая схема МТЗ с зависимой выдержкой времени
107. Расчет выдержки времени защиты с зависимой характеристикой
108. Построение карты селективности (1)
109. Построение карты селективности (2)
110. Построение карты селективности (3)
111. Построение карты селективности (4)
112. Токовая отсечка с выдержкой времени
113. Структурная схема токовой отсечки с выдержкой времени
114. Расчет уставки отсечки с выдержкой времени на линии с односторонним питанием
115. Расчет уставки отсечки с выдержкой времени на линии с двусторонним питанием
116. Двухступенчатая защита
117. Трехступенчатая защита
118. Характеристика трехступенчатой токовой защиты
119. Принципиальная электрическая схема трехступенчатой токовой защиты
120. Разновидности схем питания токовых защит на переменном оперативном токе
121. Схемы защит с зависимой характеристикой
122. Контактная система реле типов РТ-85, РТ-95
123. Работа контактной системы реле типов РТ-85, РТ-95
124. Реле промежуточное токовое с мощным контактом РП-361

- 125. Схемы защиты с зависимой выдержкой времени с использованием реле РП-361 (1)
- 126. Схемы защиты с зависимой выдержкой времени с использованием реле РП-361 (2)
- 127. Реле времени токовое РВМ-12, РВМ-13. Принцип действия
- 128. Реле времени токовое РВМ-12, РВМ-13. Конструкция реле
- 129. Схема защиты с независимой выдержкой времени (1)
- 130. Схема защиты с независимой выдержкой времени (2)
- 131. Схема защиты с независимой выдержкой времени (3)
- 132. Требования к трансформаторам тока, питающим оперативные цепи
- 133. Принципиальная схема комбинированного блока питания
- 134. Характеристика блоков питания
- 135. Схемы подключения блоков питания
- 136. Схема МТЗ с питанием цепей отключения выключателя от заряженного конденсатора
- 137. Зарядное устройство

Раздел 5. Трансформаторы напряжения и схемы их соединений

- 138. Трансформаторы напряжения
- 139. Погрешности трансформатора напряжения
- 140. Схемы питания релейной защиты
- 141. Схема соединений однофазных трансформаторов напряжения в звезду
- 142. Трехфазный пятистержневой трансформатор напряжения
- 143. Схема соединения однофазных трансформаторов напряжения в открытый треугольник
- 144. Схема соединения обмоток однофазных трансформаторов напряжения в фильтр напряжения нулевой последовательности. Типовая схема соединений трехобмоточного трансформатора напряжения
- 145. Контроль за исправностью цепей напряжения (1)
- 146. Контроль за исправностью цепей напряжения (2)
- 147. Контроль за исправностью цепей напряжения (3)

Раздел 6. МТЗ с пуском от реле напряжения

- 148. Максимальная токовая защита с пуском (блокировкой) от реле минимального напряжения

149. Принципиальная электрическая схема МТЗ с пуском по напряжению

150. Выбор уставок МТЗ с пуском по напряжению

Раздел 7. Токовая направленная защита

151. Токовая направленная защита (1)

152. Токовая направленная защита (2)

153. Токовая направленная защита (3)

154. Конструкция и принцип действия индукционных реле направления мощности (1)

155. Конструкция и принцип действия индукционных реле направления мощности (2)

156. Конструкция и принцип действия индукционных реле направления мощности (3)

157. Типы реле мощности

158. Характеристики реле направления мощности

159. Угловая характеристика реле направления мощности

160. Индукционное реле направления мощности типа РБМ 171

161. Таблица типоразмеров реле РБМ

162. Модель реле РБМ 171

163. Требования к схемам включения реле направления мощности

164. 90-градусная схема включения реле направления мощности

165. 30-градусная схема включения реле направления мощности

166. Работа 90-градусной схемы при трехфазном КЗ

167. Принципиальная электрическая схема максимальной направленной защиты

168. Блокировка максимальной направленной защиты при КЗ на землю

169. Выбор тока срабатывания токовой направленной защиты

170. Выбор выдержек времени токовой направленной защиты

171. Вычисление длины мертвой зоны токовой направленной защиты

Раздел 8. Релейная защита трансформаторов

172. Виды повреждений и ненормальных режимов работы трансформаторов. Трехфазные КЗ (1)

173. Виды повреждений и ненормальных режимов работы трансформаторов. Трехфазные КЗ (2)

174. Двухфазные КЗ
175. Двухфазные КЗ за трансформатором $Y/Y-0$
176. Двухфазные КЗ за трансформатором $Y/\Delta-11$
177. Однофазные КЗ. Режим работы нейтралей и токи замыканий на землю
178. Однофазные КЗ. Сети до 1000 В
179. Однофазные КЗ. Сети до 110 кВ и выше
180. Витковые замыкания. Внешние КЗ
181. Перегрузка
182. Понижение уровня масла. Однофазные замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью
183. Назначение и принцип действия дифференциальной защиты трансформаторов
184. Особенности дифференциальной защиты трансформаторов
185. Неодинаковость вторичных токов защиты с разных сторон защищаемого трансформатора
186. Наличие РПН у защищаемого трансформатора
187. Сдвиг по фазе между первичными токами с разных сторон защищаемого трансформатора
188. Компенсация сдвига по фазе вторичных токов в плечах дифференциальной защиты трансформатора
189. Выравнивание вторичных токов в плечах дифференциальной защиты трансформаторов по величине
190. Токи намагничивания силовых трансформаторов при включении их под напряжение
191. Расчет тока небаланса в дифференциальной защите трансформаторов
192. Дифференциальная токовая отсечка
193. Конструкция реле РНТ-565
194. Конструкция реле РНТ-565. Работа короткозамкнутых обмоток при броске намагничивающего тока
195. Электрическая схема соединений реле РНТ-565
196. Дифференциальная токовая защита на реле РНТ-565
197. Расчет уставок реле РНТ-565
198. Принцип действия токовых реле с торможением
199. Конструкция реле ДЗТ-11
200. Конструкция реле ДЗТ-11. Действие магнитного потока, создаваемого секциями тормозной обмотки
201. Конструкция реле ДЗТ-11. Действие магнитного потока, создаваемого рабочей обмоткой
202. Электрическая схема соединения реле ДЗТ-11

- 203. Дифференциальная токовая защита на реле ДЗТ-11
- 204. Расчет уставок реле ДЗТ-11 (1)
- 205. Расчет уставок реле ДЗТ-11 (2)
- 206. Расчет уставок реле ДЗТ-11 (3)
- 207. Графическое доказательство большей чувствительности дифференциальных реле с торможением
- 208. Токовая отсечка трансформаторов
- 209. Газовая защита трансформаторов. Принцип действия
- 210. Газовая защита трансформаторов. Устройство газового реле
- 211. Электрическая схема подключения контактов газового реле
- 212. МТЗ двухобмоточного трансформатора
- 213. МТЗ трехобмоточных понизительных трансформаторов (или с расщепленной обмоткой НН)
- 214. МТЗ трехобмоточных трансформаторов с двухсторонним питанием (1)
- 215. МТЗ трехобмоточных трансформаторов с двухсторонним питанием (2)
- 216. Защита трансформаторов от перегрузки (1)
- 217. Защита трансформаторов от перегрузки (2)

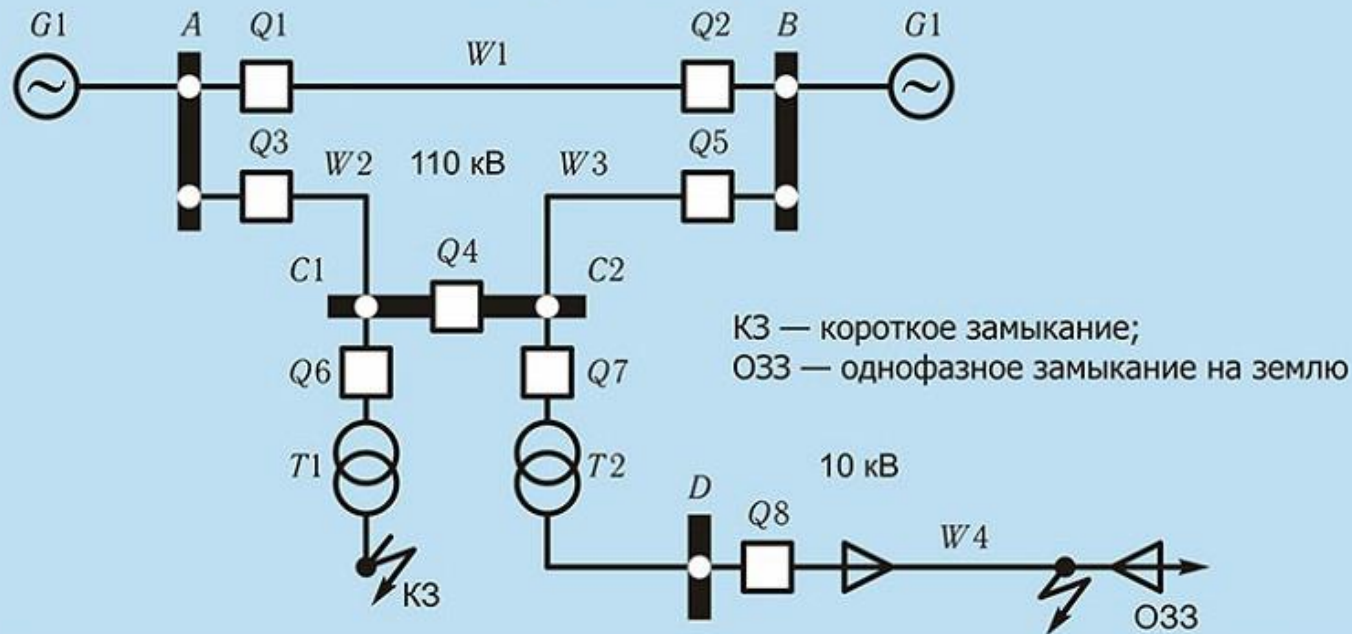
Раздел 9. Релейная защита электродвигателей 6-10 кВ

- 218. Повреждения электродвигателей 6-10 кВ
- 219. Ненормальные режимы работы электродвигателей 6-10 кВ
- 220. Виды защит электродвигателей 6-10 кВ по ПУЭ (1)
- 221. Виды защит электродвигателей 6-10 кВ по ПУЭ (2)
- 222. Токовая отсечка электродвигателей 6-10 кВ (1)
- 223. Токовая отсечка электродвигателей 6-10 кВ (2)
- 224. Дифференциальная защита электродвигателей 6-10 кВ
- 225. Защита от перегрузки
- 226. Защита минимального напряжения

Назначение релейной защиты

Релейная защита (РЗ) — часть электрической автоматики, предназначенная для выявления и автоматического отключения поврежденного электрооборудования

Схема участка энергосистемы



Часть устройств РЗ предназначены для выявления ненормальных режимов работы электрооборудования (например, защита от перегрузки трансформатора).

В случаях, не требующих быстрого автоматического отключения поврежденного оборудования, устройства РЗ могут действовать на сигнал (например, защита от замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью).

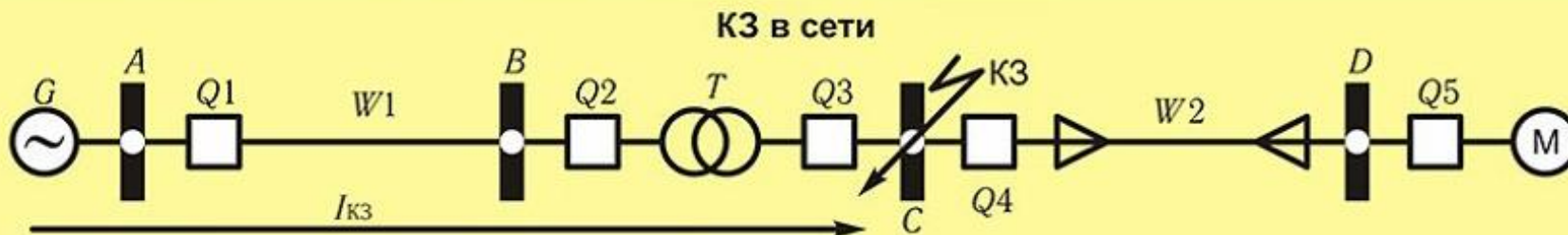
Причины и виды повреждений электрических сетей

Основные причины повреждений:

- старение изоляции токоведущих частей (ТВЧ);
- перенапряжения;
- механические повреждения изоляции ТВЧ;
- неудовлетворительное состояние проводов и опор линий электропередач (ЛЭП);
- гололед, «пляска проводов», ураганный ветер;
- ошибки персонала при операциях.

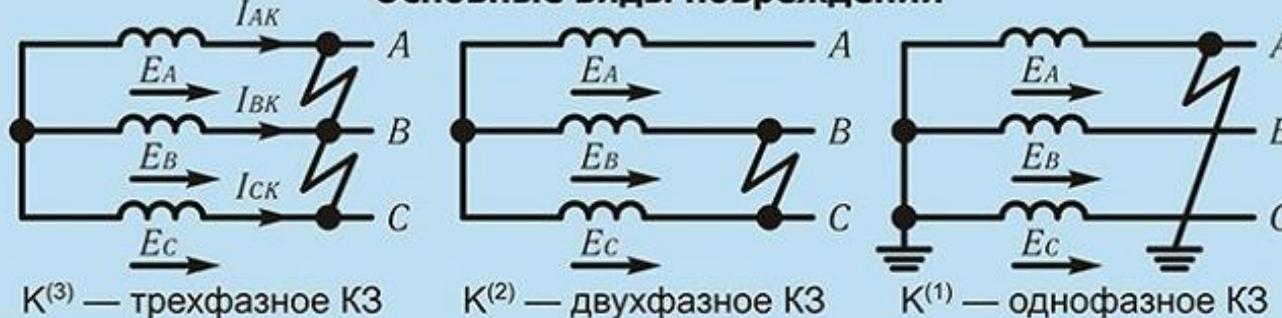
Повреждения вызывают появление значительных аварийных токов и сопровождаются глубоким понижением напряжения на шинах подстанций (ПС).

Ток повреждения вызывает сильное разрушение в месте повреждения и опасное нагревание проводов неповрежденных ЛЭП и оборудования, по которым этот ток проходит.

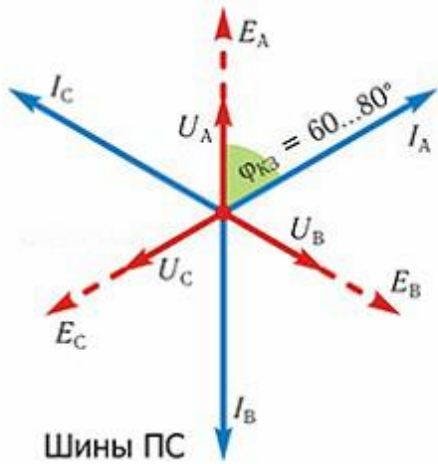


Понижение напряжения нарушает нормальную работу потребителей электроэнергии и устойчивость параллельной работы энергосистемы.

Основные виды повреждений



Трёхфазное КЗ



От энергосистемы до точки КЗ все напряжения уменьшаются от величины ЭДС энергосистемы до нуля.

$$\begin{aligned}
 U &= U_1 \\
 U_2 &= U_0 = 0 \\
 I &= I_1 \\
 I_2 &= I_0 = 0
 \end{aligned}$$



Векторные диаграммы напряжений и токов при трёхфазном КЗ

Трёхфазное КЗ — режим симметричный: токи и напряжения во всех фазах одинаковы по величине. Имеются только прямые последовательности токов и напряжений, обратные и нулевые последовательности отсутствуют.

Величина тока трёхфазного КЗ:

$$I_K^{(3)} = \frac{E_{с. \text{ фазы}}}{X_K} = \frac{E_{с. \text{ лин}}}{\sqrt{3} \cdot X_K}$$

где: $E_{с. \text{ фазы}}$ — фазная ЭДС энергосистемы;
 $E_{с. \text{ лин}}$ — линейная (междуфазная) ЭДС энергосистемы;
 X_K — суммарное фазное сопротивление от энергосистемы до точки КЗ.

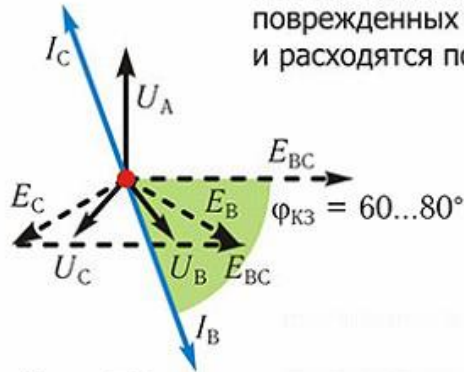
Ток КЗ примерно в 3...10 раз превышает номинальные токи генераторов и трансформаторов.

Двухфазное КЗ



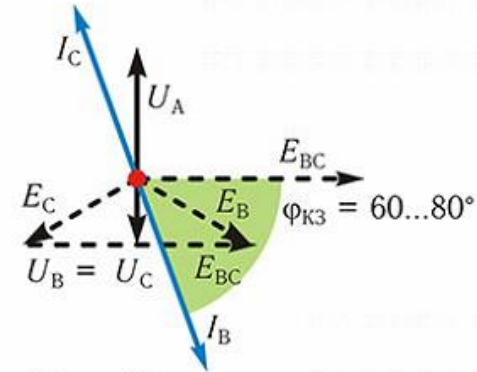
В точке КЗ напряжение неповрежденной фазы равно номинальному, а напряжения поврежденных фаз равны между собой и равны половине номинального напряжения.

По мере удаления от места КЗ напряжения поврежденных фаз вырастают по величине и расходятся по фазе.



Шины ПС

$$\begin{aligned} U &= U_1 + U_2 \\ U_0 &= 0 \\ I &= I_1 + I_2 \\ I_0 &= 0 \end{aligned}$$



Место КЗ

Векторные диаграммы напряжений и токов при двухфазном КЗ фаз BC

Двухфазное КЗ — режим несимметричный: токи КЗ протекают в двух поврежденных фазах. В токах и напряжениях имеются составляющие прямой и обратной последовательности, нулевая последовательность отсутствует.

Величина тока двухфазного КЗ:

$$I_{\text{К}}^{(2)} = \frac{E_{\text{с. лин}}}{X_1 + X_2} = \frac{\sqrt{3} E_{\text{с. фазы}}}{X_1 + X_2},$$

где: $E_{\text{с. фазы}}$ — фазная ЭДС энергосистемы;
 $E_{\text{с. лин}}$ — линейная (междуфазная) ЭДС энергосистемы;
 X_1, X_2 — эквивалентные фазные сопротивления прямой и обратной последовательности

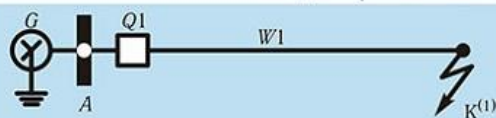
Вдали от электростанций $X_1 \approx X_2$, тогда:

$$I_{\text{К}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} E_{\text{с. фазы}}}{X_1 + X_2} = \frac{\sqrt{3} E_{\text{с. фазы}}}{2X_{\text{К}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{К}}^{(3)}$$

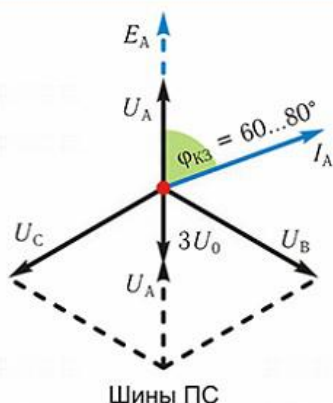
т. е. величина тока двухфазного КЗ в $\sqrt{3}/2$ раза меньше величины тока трехфазного КЗ.

У генераторов и двигателей сопротивления X_1 и X_2 имеют разные величины, у трансформаторов и воздушных линий (ВЛ) $X_1 = X_2$.

Однофазное КЗ в сети с заземленной нейтралью



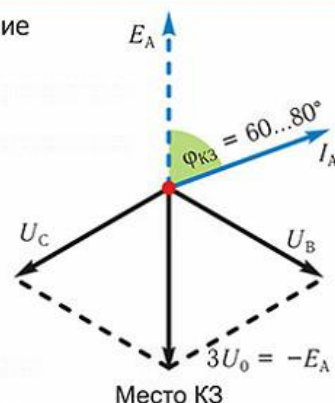
В точке КЗ напряжения неповрежденных фаз равны номинальным, а напряжение поврежденной фазы равно нулю.



По мере удаления от места КЗ напряжение поврежденной фазы увеличивается.

$$U = U_1 + U_2 + U_0$$

$$I = I_1 + I_2 + I_0$$



Векторные диаграммы напряжений и токов при однофазном КЗ фазы А

Токи однофазного КЗ протекают от всех заземленных нейтралей к точке КЗ. Чем больше заземленных нейтралей, тем больше ток КЗ.

Однофазное КЗ — режим несимметричный: ток КЗ протекает в одной поврежденной фазе. В токах и напряжениях имеются составляющие прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Величина тока однофазного КЗ:

$$I_K^{(1)} = \frac{3 E_{с. фазы}}{X_1 + X_2 + X_0} = \frac{\sqrt{3} E_{с. лин}}{X_1 + X_2 + X_0}$$

где: $E_{с. фазы}$ — фазная ЭДС энергосистемы;
 X_1, X_2, X_0 — эквивалентные фазные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей;
 $E_{с. лин}$ — линейная (междуфазная) ЭДС энергосистемы

В электрических сетях, вдали от электростанций принимается: $X_1 \approx X_2$. Величина сопротивления X_0 определяется числом заземленных нейтралей трансформаторов: чем больше заземленных нейтралей, тем меньше величина X_0 .

Если $X_0 = X_1$, то:

$$I_K^{(1)} = \frac{3 E_{с. фазы}}{X_1 + X_2 + X_0} = \frac{3 E_{с. фазы}}{2X_K} = 1,5 I_K^{(3)}$$

Величина тока однофазного КЗ может быть больше тока трехфазного КЗ максимум в 1,5 раза, что недопустимо по условиям выбора оборудования.

В сетях 110 кВ часть нейтралей трансформаторов разземлена — это сеть с эффективно заземленной нейтралью.

Если заземлить очень мало нейтралей трансформаторов (разземлить все), то величину $X_0 \gg X_1$, можно принять $X_0 \approx \infty$. Тогда:

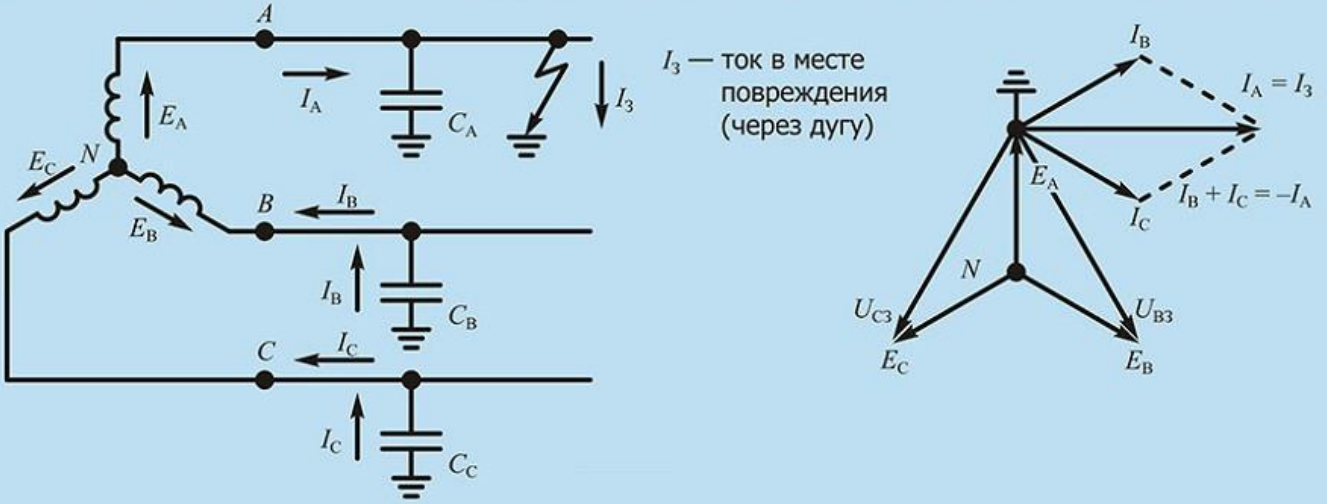
$$I_K^{(1)} = \frac{3 E_{с. фазы}}{X_1 + X_2 + X_0} = \frac{3 E_{с. фазы}}{\infty} = 0$$

Получается сеть с изолированной нейтралью, в которой замыкание одной фазы на землю не является коротким замыканием.

Замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью

Сети с изолированной нейтралью — сети 3–35 кВ. Замыкание одной фазы на землю не является КЗ. Величина тока однофазного замыкания определяется емкостями неповрежденных фаз относительно земли и обычно меньше номинального тока нагрузки. Поэтому при однофазном замыкании на землю обычно быстрого автоматического отключения не требуется и устройства РЗ действуют на сигнал.

Рассмотрим однофазное замыкание на землю фазы *A* при отсутствии тока нагрузки (холостой ход):



Замыкание фазы *A* на землю в сети с изолированной нейтралью при отсутствии тока нагрузки (холостой ход):

$$I_B = I_C = \sqrt{3} U_\Phi \cdot \omega C_\Phi$$

$$I_A = -(I_B + I_C)$$

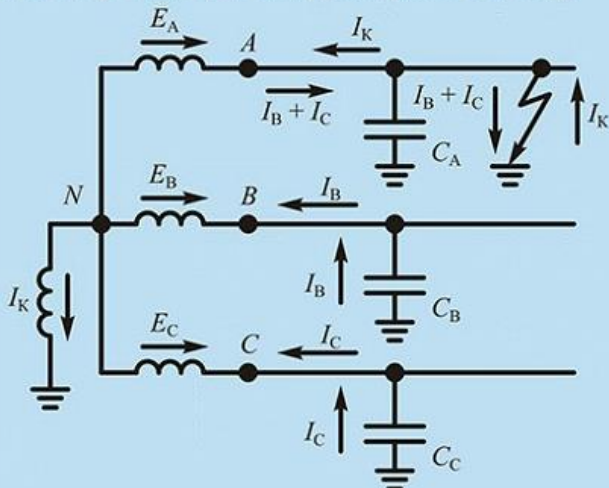
где: C_Φ — емкость между фазой сети и землей,
 U_Φ — фазное напряжение сети.

В больших, разветвленных сетях 3–35 кВ емкость фазы C_Φ значительна, что приводит к увеличению тока замыкания на землю. Обычно замыкание на землю происходит через дугу; чем больше ток замыкания на землю, тем с большей вероятностью однофазное замыкание на землю под действием дуги перейдет в междуфазное. Поэтому в протяженных сетях 3–35 кВ принимают меры к уменьшению тока замыкания на землю включением катушки индуктивности между нейтралью и землей.

В соответствии с ПТЭ (пункт 5.11.8): «Компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами должна применяться при емкостных токах, превышающих следующие значения»:

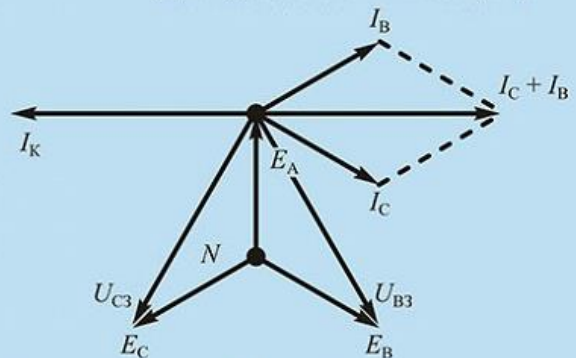
$U_{ном}$, кВ	6	10	15–20	35
I_3 , А	30	20	15	10

Замыкание на землю фазы *A* в сети с компенсированной нейтралью при отсутствии тока нагрузки (холостой ход):



$$I_A = I_3 = I_K + (I_C + I_B) = 0$$

(при идеальной компенсации)



I_K — ток дугогасящей катушки;
 I_3 — ток в месте повреждения (через дугу).

Ненормальные режимы работы оборудования электрических сетей

Ненормальный режим — отклонение напряжения, тока и частоты от допустимых значений.

Виды ненормальных режимов:

- **Перегрузка оборудования;**
- **Повышение напряжения;**
- **Качания;**
- **Асинхронный режим.**

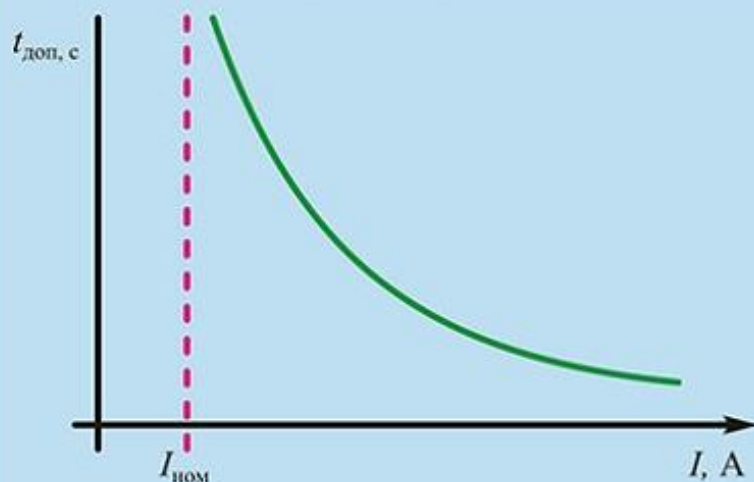
При возникновении ненормальных режимов РЗ должна выявлять их и, в зависимости от характера нарушения либо отключать оборудование, если возникла опасность его повреждения, либо производить автоматические операции, необходимые для восстановления нормального режима, либо осуществлять сигнализацию оперативному персоналу, который должен принимать меры к ликвидации ненормальности.

Перегрузка оборудования

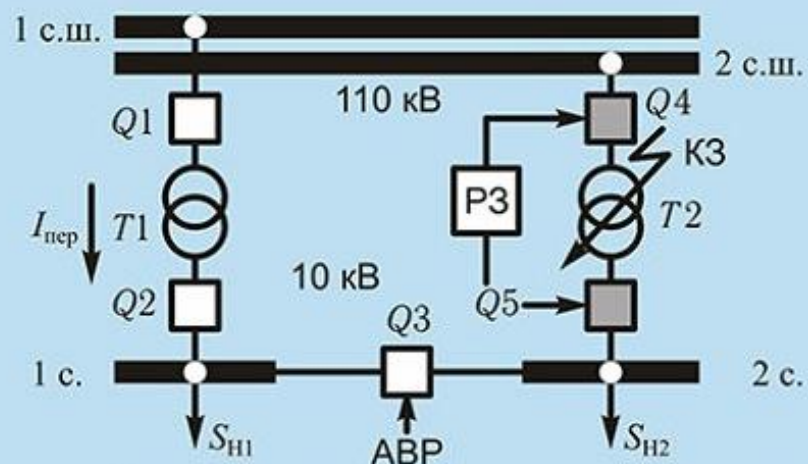
Перегрузка — увеличение тока сверх номинального значения.

Номинальным называется максимальное значение тока, допустимое для данного оборудования в течение неограниченного времени.

Перегрузка приводит к росту температуры изоляции и ТВЧ, что вызывает их ускоренное старение. Время $t_{\text{доп}}$ допустимое для прохождения повышенных токов, зависит от их значения.



Зависимость допустимой длительности перегрузки от значения тока, ($I_{\text{ном}}$ — номинальный ток оборудования)



Причиной перегрузки является увеличение нагрузки или отключение оборудования.

Перегрузка трансформатора Т1 на ПС, вызванная отключением трансформатора Т2 РЗ из-за КЗ и работой автоматического включения резерва (АВР) на включение СВ 10 кВ (Q3).

При перегрузке РЗ должна действовать на сигнал, а при отсутствии на ПС оперативного персонала — на разгрузку или отключение оборудования в пределах времени $t_{\text{доп}}$.

$$S_{T1} < S_{H1} + S_{H2}$$

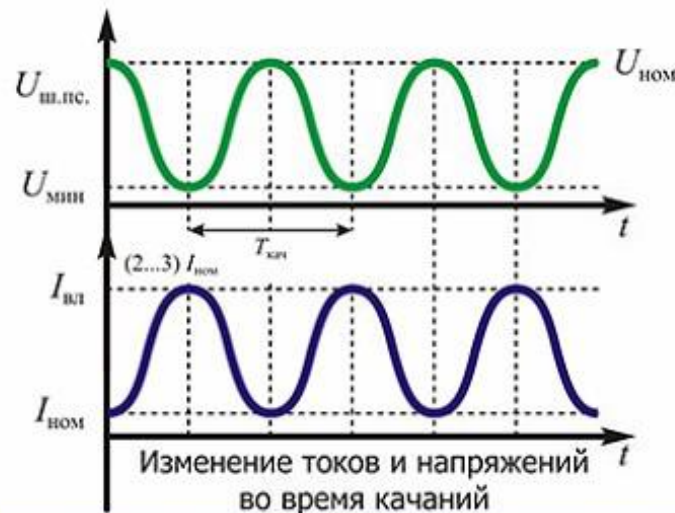
$$I_{\text{пер}} > I_{\text{ном}T1}$$

Качания

Качания — переходный процесс в энергосистеме, возникающий при нарушении синхронной работы генераторов энергосистемы.

Качания характеризуются периодическим изменением действующего значения напряжения и тока на объектах энергосистемы.

Причины качаний — несинхронное включение ЛЭП 110 кВ и выше, например из-за автоматического повторного включения (АПВ).



$U_{ш.пс}$ — напряжение на шинах подстанций,
 $T_{кач}$ — период качаний (секунды — десятки секунд),
 $I_{вл}$ — ток в линии.

Напряжение снижается от номинального до минимального значения, имеющего разные значения в разных точках сети. (В некоторых точках — т. н. «центр качаний» — вплоть до нуля).

Ток увеличивается от номинального до значения, превышающего номинальное (до нескольких сот процентов).

Качания — очень опасный ненормальный режим, отражающийся на работе всей энергосистемы.

На минимумы напряжения приходятся максимумы тока, что похоже на КЗ. РЗ в энергосистеме может ложно сработать при качаниях, вызвав хаотичные отключения элементов энергосистемы, что может привести к частичному или полному нарушению работы энергосистемы.

Поэтому принимаются специальные меры по предотвращению ложного действия РЗ при качаниях.

Повышение напряжения сверх допустимого значения

Может возникнуть при:

- внезапном отключении от сети блоков генераторов;
- одностороннем отключении или включении длинных ЛЭП высокого напряжения.

Для предотвращения повреждения оборудования предусматривается РЗ, действующая на гашение поля генератора. Ликвидация опасных повышений напряжения в сетях сверхвысокого напряжения осуществляется с помощью специальной автоматики.

Асинхронный режим

Возникает при работе синхронного генератора без возбуждения, сопровождается увеличением частоты вращения генератора и пульсациями тока статора.

Для генераторов некоторых типов длительный асинхронный режим не допускается, для других допускается при сниженном значении мощности.

В отдельных случаях возникает угроза нарушения устойчивости параллельной работы, требующего немедленного отключения генератора.

Для ликвидации асинхронного режима служат специальные виды автоматики.

Нормативные документы, в соответствии с которыми проектируется релейная защита

- **Правила устройства электроустановок**
 - **Руководящие указания по релейной защите**
 - **Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ**
 - **Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации**
 - **Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем**
 - **Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110–750 кВ**
 - **Типовые технологические требования Системного оператора к релейной защите и автоматике системообразующей сети 110–750 кВ**
-

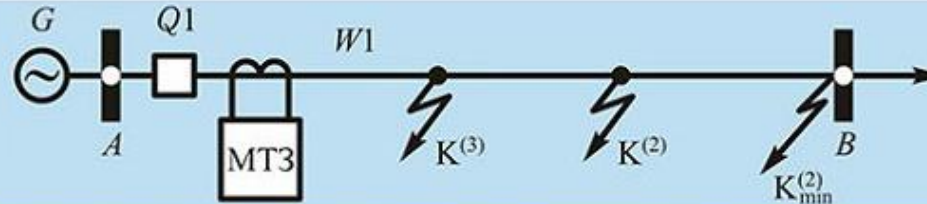
Основные требования, предъявляемые к устройствам РЗ. Чувствительность

Чувствительность устройства РЗ — способность реагировать на возникновение КЗ или ненормального режима работы оборудования.

Устройство РЗ должно срабатывать:

1. При повреждении в любой точке защищаемого оборудования.
2. Во всех режимах работы защищаемого оборудования и энергосистемы.
3. При всех видах повреждений защищаемого оборудования, при которых данное устройство РЗ предназначено работать:
 - при всех видах повреждений;
 - при определенных видах повреждений:
 - защита от междуфазных КЗ;
 - защита от КЗ на землю.

Например, МТЗ ВЛ 35 кВ



Чувствительность оценивается коэффициентом чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз. мин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}},$$

где: $I_{\text{кз. мин}}^{(2)}$ — ток двухфазного КЗ в конце защищаемого объекта в минимальном режиме работы энергосистемы;

$I_{\text{с.з.}}$ — ток срабатывания защиты. Минимальный ток в фазе защищаемого объекта, при котором РЗ приходят в действие.

Основные требования, предъявляемые к устройствам РЗ. Быстродействие

Длительное существование режима КЗ может привести к следующим отрицательным последствиям:

- нарушению устойчивости энергосистемы;
- увеличению объема повреждения оборудования;
- повреждению другого оборудования, по которому проходят токи КЗ;
- нарушению работы потребителей.

Поэтому устройства РЗ должны выявлять и отключать поврежденное оборудование как можно быстрее.

$U_{\text{ном}} \text{ сети}$	750 кВ	330–500 кВ	110–220 кВ	6–35 кВ
$t_{\text{откл}}$	0,06–0,08 с	0,1–0,12 с	0,15–0,3 с	Несколько секунд

Время отключения КЗ $t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{выкл}}$ где: $t_{\text{рз}}$ — время действия релейной защиты;
 $t_{\text{выкл}}$ — время отключения выключателя.

С точки зрения быстродействия все защиты разделяются на два вида:

1. Защиты без выдержки времени: не имеют замедления с помощью специальных реле времени.

$$t_{\text{рз}} = t_{\text{собств.}} + t_{\text{выд.врем.}}$$

$$t_{\text{выд.врем.}} = 0$$

Собственное время

$$t_{\text{собств.}} = 0,05 - 0,1 \text{ с}$$

— электромеханические защиты;

$$t_{\text{собств.}} = 0,03 - 0,04 \text{ с}$$

— электронные защиты;

$$t_{\text{собств.}} = 0,02 - 0,04 \text{ с}$$

— микропроцессорные защиты;

2. Защиты с выдержкой времени:

$$t_{\text{выд.врем.}} \approx 0,3...9 \text{ с}$$

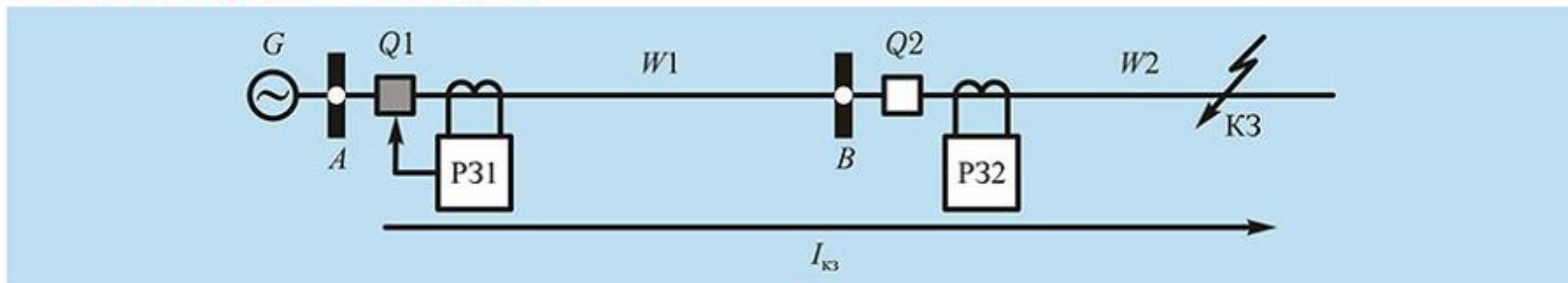
Основные требования, предъявляемые к устройствам РЗ. Надежность

Надежность устройства РЗ — способность выполнять заданные функции при заданных условиях эксплуатации.

В среднем по России устройства РЗ работают правильно в 99,5 % случаев, и только в 0,5 % случаев срабатывают — неправильно.

Классификация неправильных случаев работы устройств РЗ:

- Излишнее срабатывание защиты;



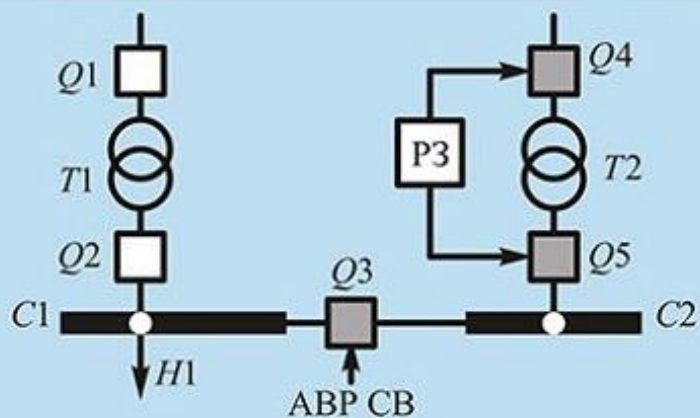
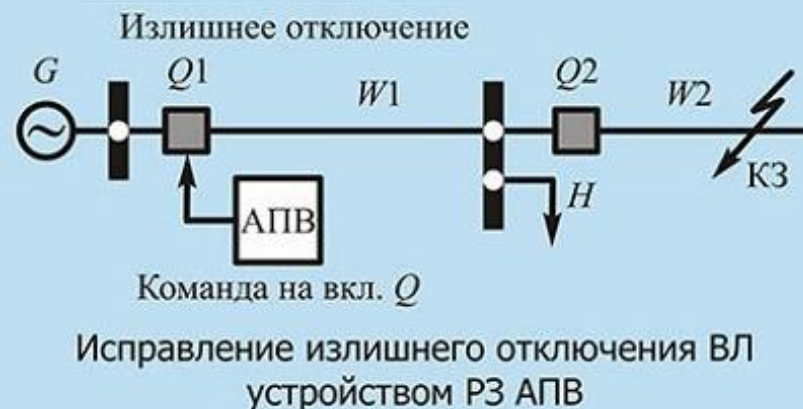
- Ложное срабатывание защиты (срабатывание при отсутствии тока K3);
- Отказ в срабатывании защиты (должна была сработать, но не сработала).

Приводит к тяжелым последствиям:

- развитию аварии;
- увеличению объема повреждений;
- увеличению числа отключенного оборудования;
- угрозе нарушения устойчивости энергосистемы (при КЗ на объектах 110 кВ и выше).

Технические мероприятия для предотвращения случаев неправильной работы устройств релейной защиты

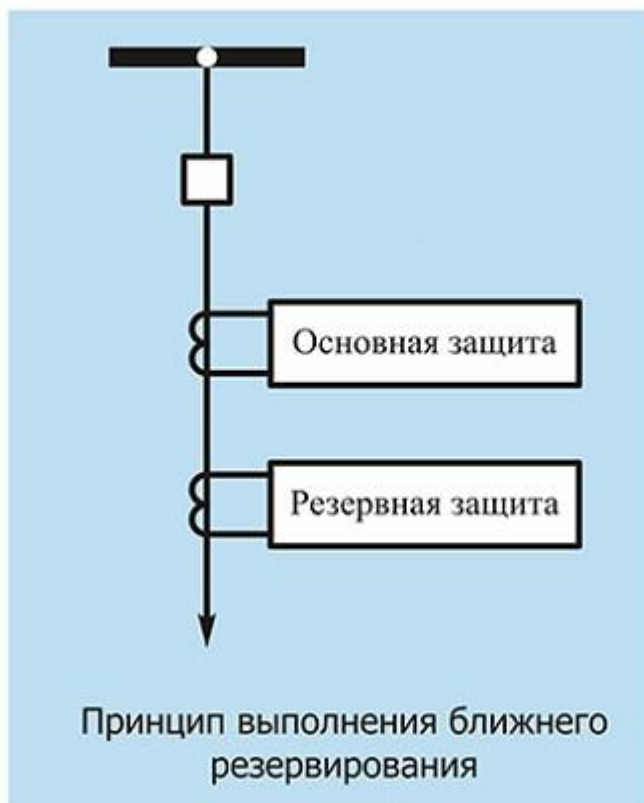
Излишнее и ложное срабатывание устройств РЗ в некоторой степени исправляется устройствами АПВ и АВР.



Основное внимание обращается на предотвращение отказов устройств РЗ. Для предотвращения отказов применяются следующие технические мероприятия:

1. Ближнее резервирование защит
2. Дальнее резервирование защит
3. УРОВ (Устройство резервирования отказа выключателя)

Ближнее резервирование защит



При ближнем резервировании защит для защиты одного элемента энергосистемы применяется не одно устройство РЗ, а два: основная защита и резервная защита.

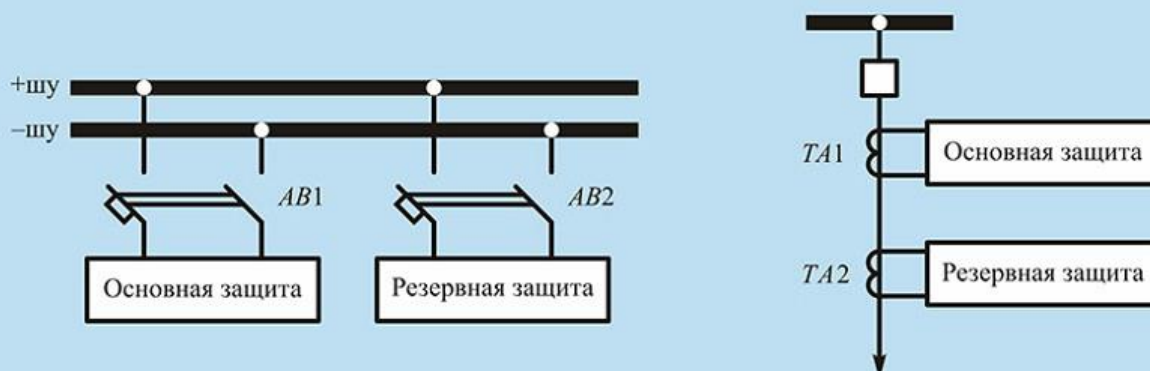
Основной называется защита, имеющая минимальное время срабатывания

Резервной называется защита, имеющая большее время срабатывания

Условия полноценного ближнего резервирования

Для обеспечения полноценного ближнего резервирования необходимо выполнение следующих условий:

1. Основная и резервная защиты должны защищать весь объект от всех типов повреждений во всех режимах работы энергосистемы.
2. Основная и резервная защиты должны иметь разные принципы действия, чтобы исключить возможность одновременного отказа обеих защит по одной и той же причине.
3. Основная и резервная защиты должны питаться от разных автоматов (предохранителей) оперативного тока.



4. Основная и резервная защиты должны быть включены на разные трансформаторы тока.
5. Основная и резервная защиты должны быть включены на разные трансформаторы напряжения (ТН). Это условие в России не выполняется почти никогда, так как на системе (секции) шин обычно имеется только один ТН, к которому подключаются все устройства защиты, автоматики, измерения, учета и пр.
6. Основная и резервная защиты должны действовать на разные электромагниты отключения выключателя.

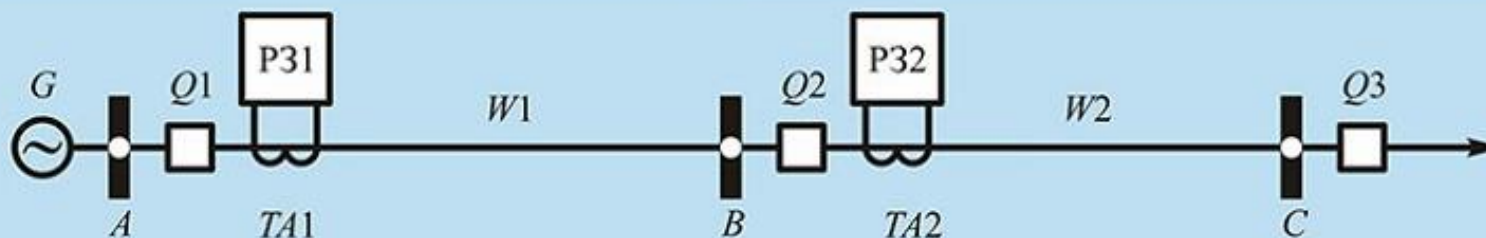
Недостатки ближнего резервирования защит:

1. Требуются дополнительные затраты на установку двух комплектов защит.
2. При исчезновении оперативного тока на подстанции или при отсутствии сжатого воздуха для воздушных выключателей ближнее резервирование оказывается неэффективным.

Сфера применения:

Объекты напряжением 110 кВ и выше.

Дальнее резервирование защит



При дальнем резервировании защит устройство РЗ, предназначенное для защиты одного элемента энергосистемы, является резервной защитой для другого элемента энергосистемы.

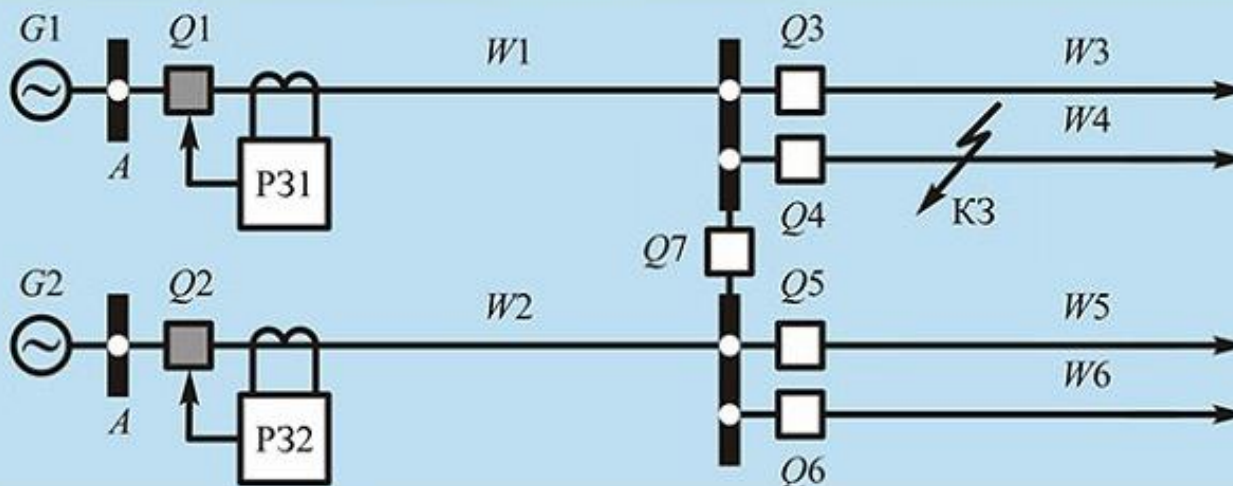
РЗ1 защищает ВЛ1 и резервирует РЗ2, ВЛ2.

Достоинства дальнего резервирования:

1. Не требует дополнительных затрат.
2. Обеспечивает отключение повреждения даже при полной неработоспособности выключателей и защит на подстанции, от которой отходит поврежденная линия.

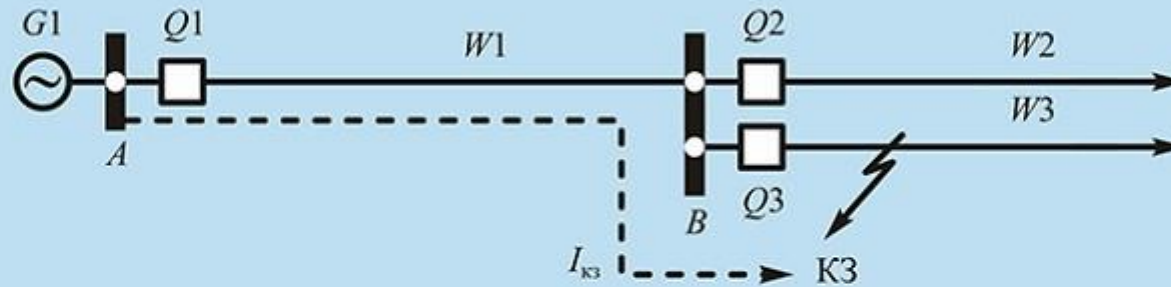
Недостаток дальнего резервирования:

При отказе защиты на одной ВЛ происходит погашение всей ПС.



Основные требования, предъявляемые к устройствам РЗ. Селективность

Селективность — способность устройств РЗ выбрать и отключить поврежденное оборудование, обеспечив нормальную работу остальной части энергосистемы.

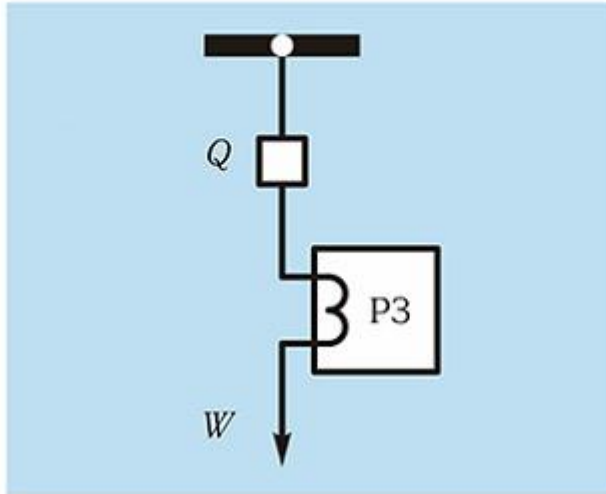


По способу обеспечения селективности все защиты разделяются на два вида:

1. Защиты с абсолютной селективностью — по принципу своего действия работают только при повреждении защищаемого элемента. При повреждении соседних элементов такие защиты принципиально не работают. Как правило, выполняются без выдержки времени, что является их достоинством.
2. Защиты с относительной селективностью по принципу своего действия могут срабатывать при повреждениях как защищаемого элемента, так и соседних элементов. Для обеспечения селективности защиты с относительной селективностью, как правило, выполняются с выдержкой времени, что является их недостатком. Могут использоваться для обеспечения дальнего резервирования.

Способы включения защит на ток и напряжение сети.

Первичные устройства РЗ

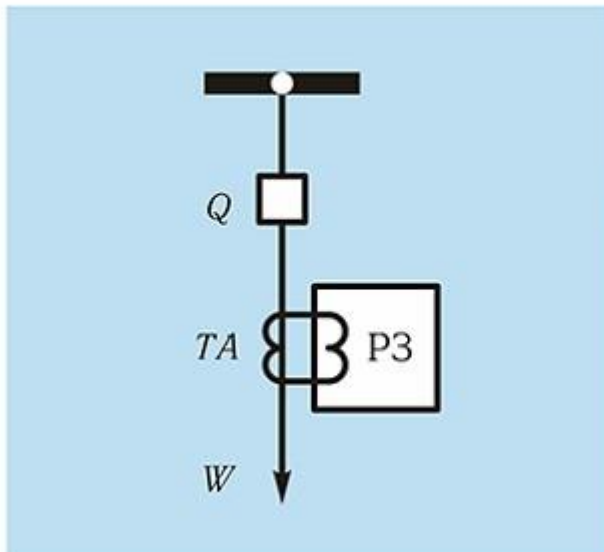


Устройство защиты подключается непосредственно на ток и (или) напряжение сети.

Примеры подобных защит: автоматы, предохранители.

Используются преимущественно на напряжении до 1 000 В.

Вторичные устройства РЗ



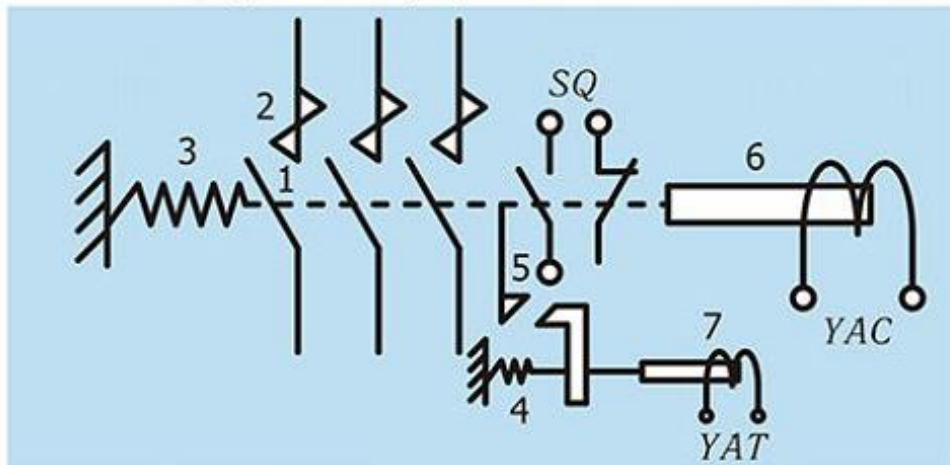
Устройство защиты подключается к цепям трансформаторов тока и (или) напряжения.

Получили наибольшее распространение на напряжении объектов свыше 1 000 В.

Преимущества вторичных устройств РЗ:

1. Изолированы от высокого напряжения;
2. Располагаются на расстоянии от защищаемого элемента в удобном для обслуживания месте;
3. Выполняются стандартными на одни и те же номинальные напряжения и токи.

Принцип управления выключателем с электромагнитным приводом



Структурная схема выключателя с электромагнитным приводом

- 1 — силовые контакты
- 2 — дугогасящее устройство
- 3 — отключающая пружина
- 4 — пружина защелки
- 5 — защелка, фиксирующая привод во включенном состоянии
- 6 — электромагнит включения (YAC)
- 7 — электромагнит отключения (YAT)

KCC — реле команды включить
KCT — реле команды отключить
SQ — блок-контакты выключателя
KM — контактор включения
EC — шинки управления
EY — шинки питания привода выключателя

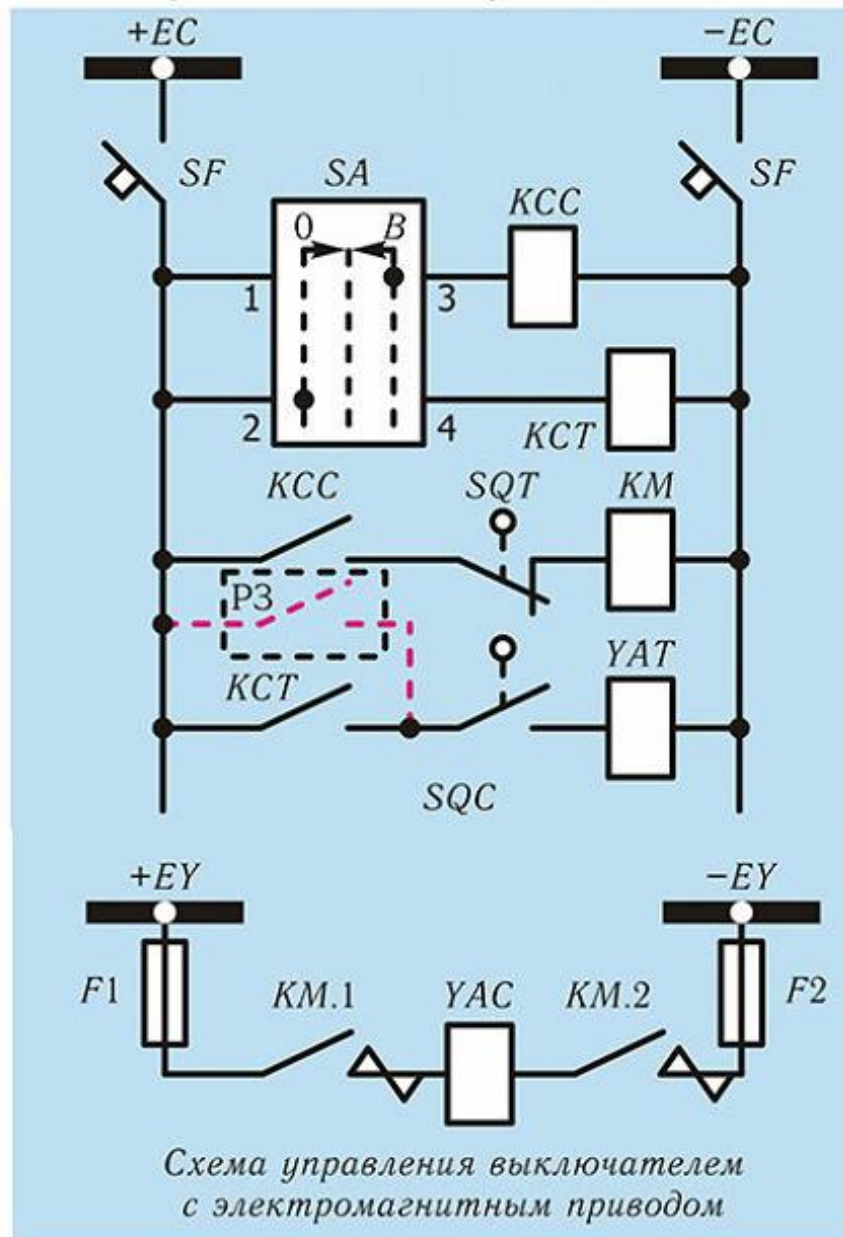
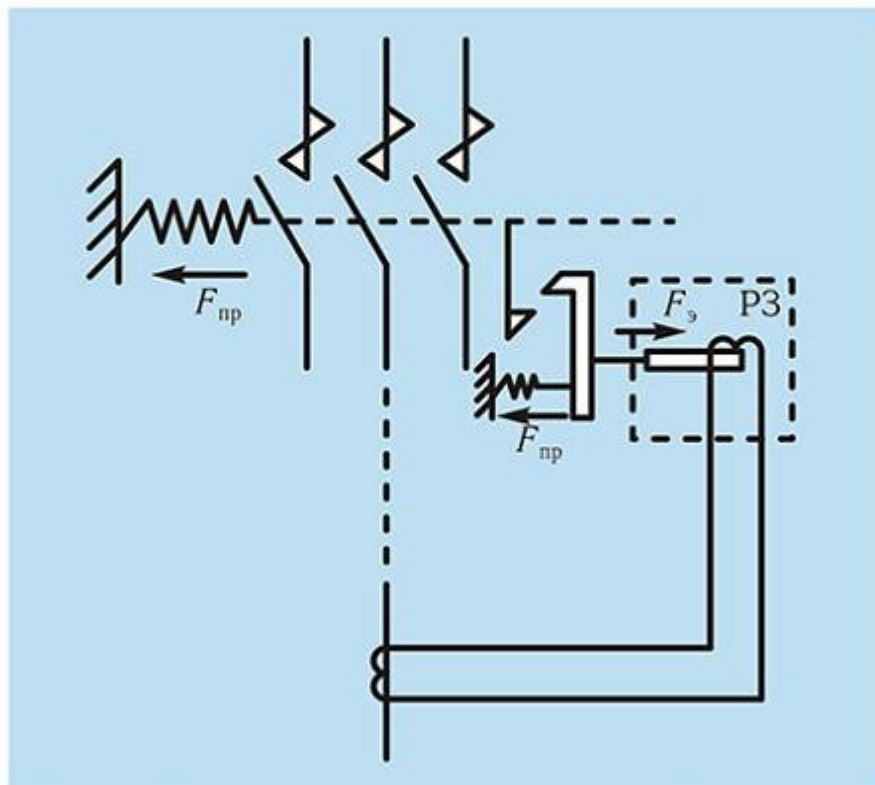


Схема управления выключателем с электромагнитным приводом

Способы воздействия защит на выключатель

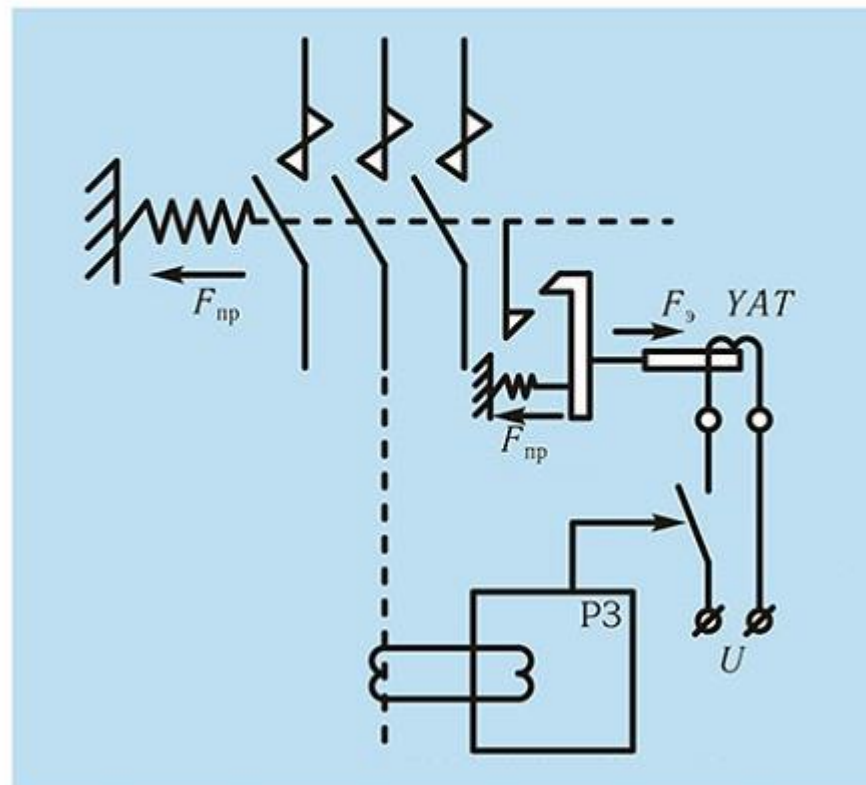
Прямой способ воздействия

При срабатывании защита воздействует непосредственно на защелку, фиксирующую привод во включенном состоянии



Косвенный способ воздействия

При срабатывании защита подает напряжение на электромагнит отключения от источника оперативного тока



Оперативный ток

Оперативным током называется ток, питающий цепи дистанционного управления выключателями, оперативные цепи релейной защиты, автоматики, телемеханики и сигнализации.

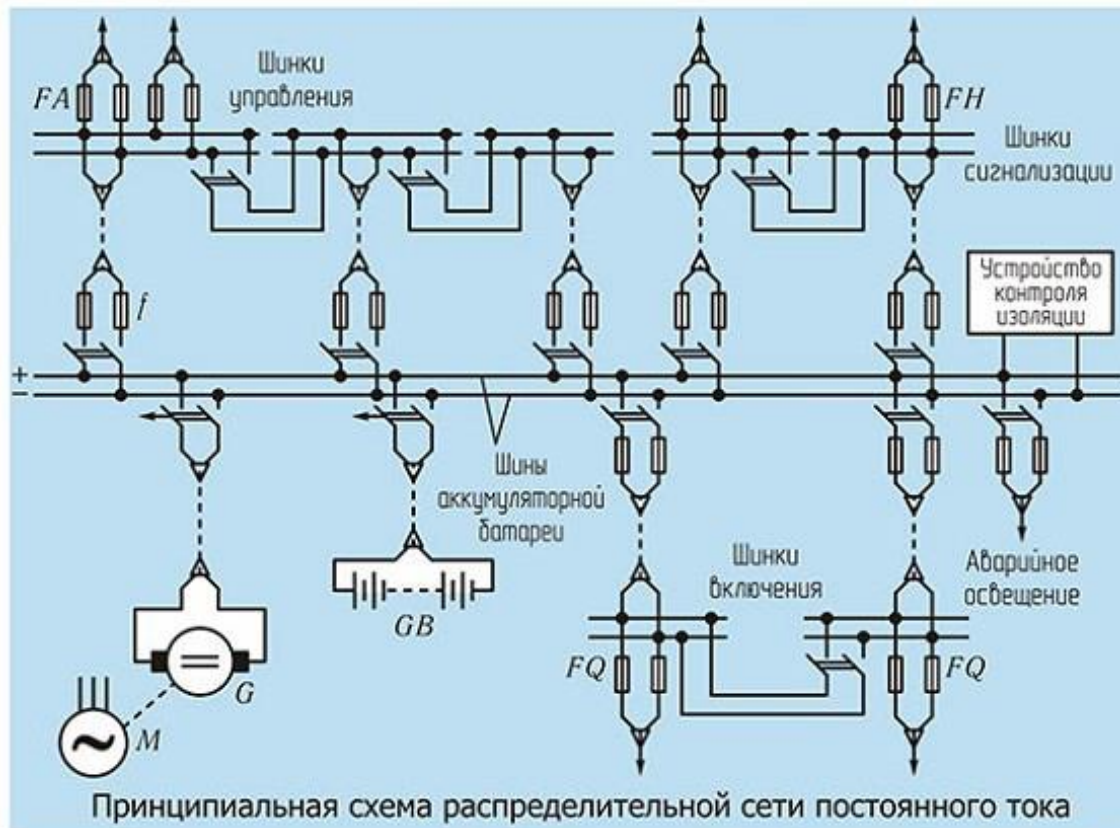
Основные требования к источникам оперативного тока:

- Надежность
- Во время КЗ и при ненормальных режимах в сети напряжение источника оперативного тока и его мощность должны иметь достаточную величину для действия устройств защиты и автоматики на отключение и включение соответствующих выключателей

Виды оперативного тока:

- Постоянный оперативный ток — на подстанциях, имеющих три и более выключателя 110 кВ и выше
- Переменный оперативный ток — на прочих подстанциях

Постоянный оперативный ток



В качестве источника постоянного тока используется аккумуляторная батарея.

Для повышения надежности сеть постоянного тока секционируется по видам потребителей:

- **шинки управления (EC)** — питание цепей защиты, автоматики и электромагнитов отключения;
- **шинки включения (EY)** — питание электромагнитов включения;
- **шинки сигнализации (EH)** — питание устройств сигнализации.

Защита сети оперативного тока осуществляется автоматами и предохранителями. Для своевременного выявления неисправностей состояние элементов сети контролируется специальными устройствами.

Достоинства постоянного оперативного тока:

- Высокая надежность питания от аккумуляторной батареи

Недостатки постоянного оперативного тока:

- Высокая стоимость
- Необходимость зарядных агрегатов
- Специальное помещение, квалифицированное обслуживание

Переменный оперативный ток

Для питания оперативных цепей переменным током используется ток или напряжение сети.

Источники переменного оперативного тока:

- трансформаторы тока;
- трансформаторы напряжения;
- трансформаторы собственных нужд;
- конденсаторы;
- блоки питания.

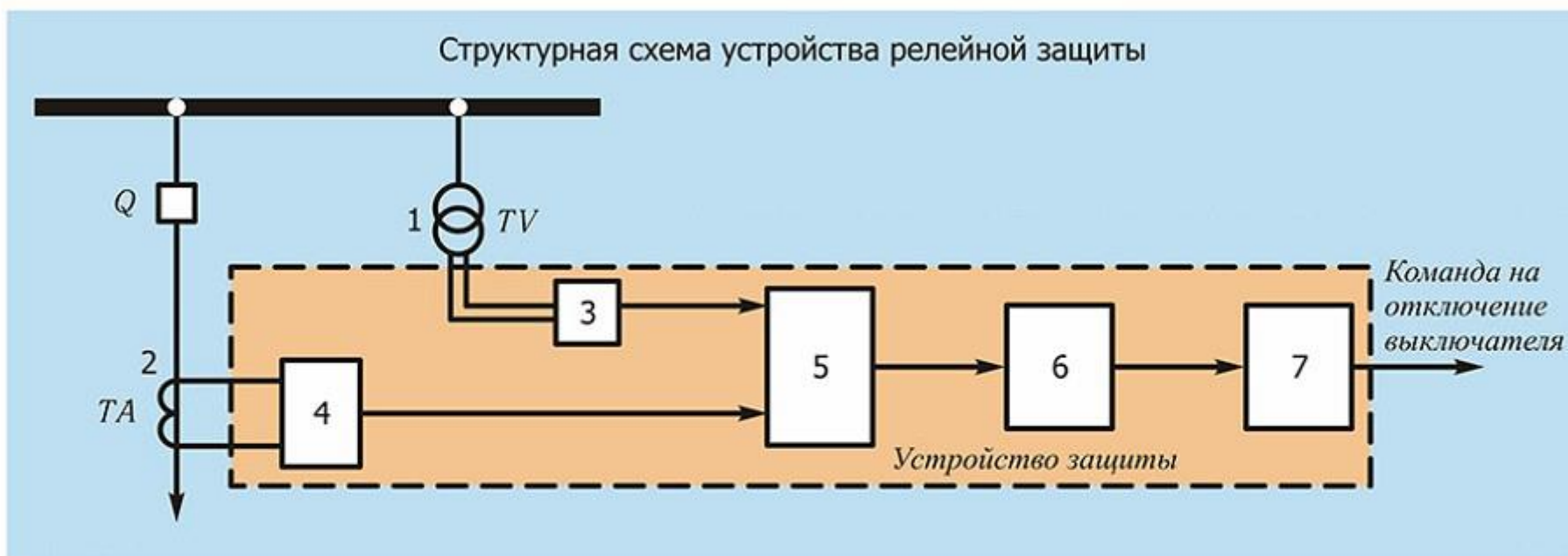
Достоинства системы переменного оперативного тока:

- Дешевле аккумуляторной батареи для постоянного тока

Недостатки системы переменного оперативного тока:

- Меньшая надежность, чем при использовании аккумуляторной батареи

Функциональные элементы устройства релейной защиты



- 1, 2 — трансформаторы напряжения, трансформаторы тока применяются в качестве датчиков напряжения и тока
- 3, 4 — пусковые органы по напряжению и току, выдают сигнал при отклонении режима от нормального
- 5 — логические органы, выдают сигнал при определенном состоянии входных сигналов
- 6 — орган выдержки времени, служит для искусственного замедления прохождения сигнала с входа на выход
- 7 — исполнительный орган, служит для подачи команды на отключение выключателя

Пусковые (измерительные) органы РЗ

Пусковые органы непосредственно и непрерывно контролируют состояние и режим работы защищаемого оборудования и реагируют на возникновение КЗ и нарушения нормального режима работы.

В зависимости от вида контролируемой величины пусковые органы подразделяются:

Тока

Напряжения

Мощности



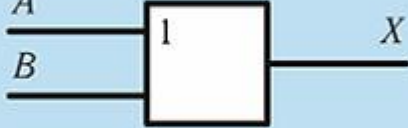
Сопrotивления

Частоты и др.

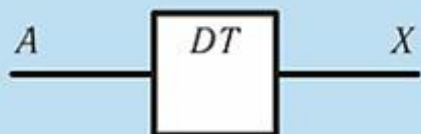
Логические органы

Логические органы представляют собой схему (устройство), которая запускается пусковыми органами и в зависимости от сочетания сигналов на входах передает сигнал на выход.

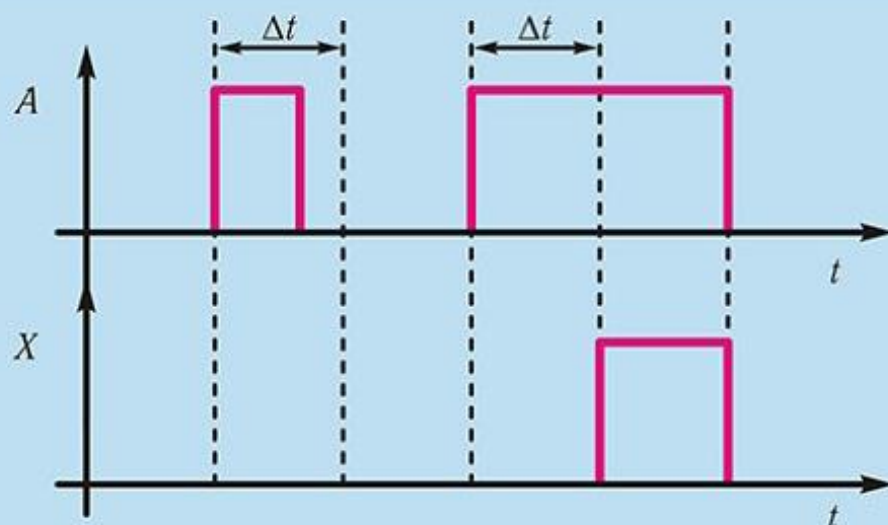
При выполнении структурных схем релейной защиты ее логическую часть принято изображать с помощью логических элементов НЕ, И, ИЛИ.

НЕ	И	ИЛИ																																				
																																						
<table border="1" data-bbox="371 898 741 1126"><thead><tr><th><i>A</i></th><th><i>X</i></th></tr></thead><tbody><tr><td>0</td><td>1</td></tr><tr><td>1</td><td>0</td></tr></tbody></table>	<i>A</i>	<i>X</i>	0	1	1	0	<table border="1" data-bbox="902 898 1335 1275"><thead><tr><th><i>A</i></th><th><i>B</i></th><th><i>X</i></th></tr></thead><tbody><tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr><tr><td>0</td><td>1</td><td>0</td></tr><tr><td>1</td><td>0</td><td>0</td></tr><tr><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr></tbody></table>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>X</i>	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	1	1	<table border="1" data-bbox="1456 898 1888 1275"><thead><tr><th><i>A</i></th><th><i>B</i></th><th><i>X</i></th></tr></thead><tbody><tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr><tr><td>0</td><td>1</td><td>1</td></tr><tr><td>1</td><td>0</td><td>1</td></tr><tr><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr></tbody></table>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>X</i>	0	0	0	0	1	1	1	0	1	1	1	1
<i>A</i>	<i>X</i>																																					
0	1																																					
1	0																																					
<i>A</i>	<i>B</i>	<i>X</i>																																				
0	0	0																																				
0	1	0																																				
1	0	0																																				
1	1	1																																				
<i>A</i>	<i>B</i>	<i>X</i>																																				
0	0	0																																				
0	1	1																																				
1	0	1																																				
1	1	1																																				

Органы выдержки времени



Сигнал на выходе этого элемента появляется по истечении заданного отрезка времени после появления сигнала на входе элемента.



Δt — заданная выдержка времени

Временная диаграмма, поясняющая принцип работы органа выдержки времени

Исполнительные органы

Служат для передачи сигналов пусковых, логических или органов времени на электромагниты отключения выключателей. Содержат сухие контакты достаточной коммутационной мощности для подачи оперативного напряжения на электромагниты отключения выключателей.

Реле

Функциональные элементы устройств релейной защиты выполняются с помощью различных автоматических приборов управления, которым присвоено общее наименование — **реле**

Реле представляет собой автоматическое устройство, которое приходит в действие (срабатывает) при определенном значении воздействующей на него входной величины.

Классификация реле

В технике релейной защиты реле подразделяют в зависимости от того, какую часть (элемент) релейной защиты они реализуют:

Пусковые органы		Логические органы	Органы времени	Исполнительные органы
Электрические	Механические	Промежуточные реле	Реле времени	Промежуточное реле Указательное реле
Реле тока Реле напряжения Реле мощности Реле сопротивления и т. д.	Газовое реле Струйное реле Реле давления	Различные схемы соединения пусковых органов		

Каждое реле можно подразделить на две части:

- **воспринимающая** — сравнивает воздействующую величину с заданной, называемой уставкой;
- **исполнительная** — воздействующая в случае срабатывания воспринимающей на сухие контакты реле, заставляя их замыкаться или размыкаться.

Поколения устройств релейной защиты

Все устройства РЗ можно разделить на 5 поколений в зависимости от элементной базы применяемых реле.

1. Устаревшие электромеханические реле

2. Современные электромеханические реле

3. Реле с использованием простых полупроводниковых устройств

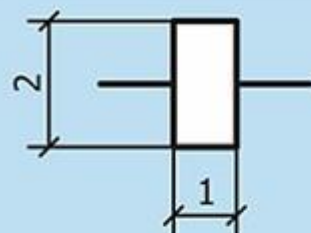
4. Реле на базе электронных устройств с применением интегральных микросхем

5. Микропроцессорные устройства релейной защиты

Сравнение устройств РЗ разных поколений

Сравниваемый параметр	ПОКОЛЕНИЕ				
	1	2	3	4	5
Надежность	-	+	-	+	+
Помехоустойчивость	+	+	-	-	+
Точность работы	-	-	-	+	+
Функциональность	-	-	-	+	++
Трудозатраты на техническое обслуживание	-	-	-	-	+
Стоимость	+	+	+	-	--
Массогабариты	-	-	-	-	+

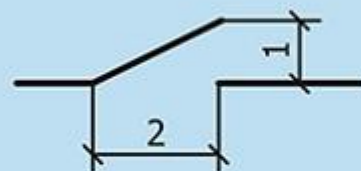
Изображение схем релейной защиты на чертежах. Условные обозначения



Обмотка реле



Контакт реле времени
с замедлением на замыкание



Замыкающий контакт реле



Размыкающий контакт реле

Буквенные обозначения элементов
на схемах РЗ:

KA — реле тока;
KT — реле времени;
KV — реле напряжения;
TA — трансформатор тока;
TV — трансформатор напряжения

Виды схем релейной защиты:

- **Принципиальные схемы** — выполняются по отдельным цепям: тока, напряжения, оперативного тока, сигнализации, отключения

Реле изображаются в расчлененном виде, т. е. обмотки в одной части схемы, контакты — в другой;

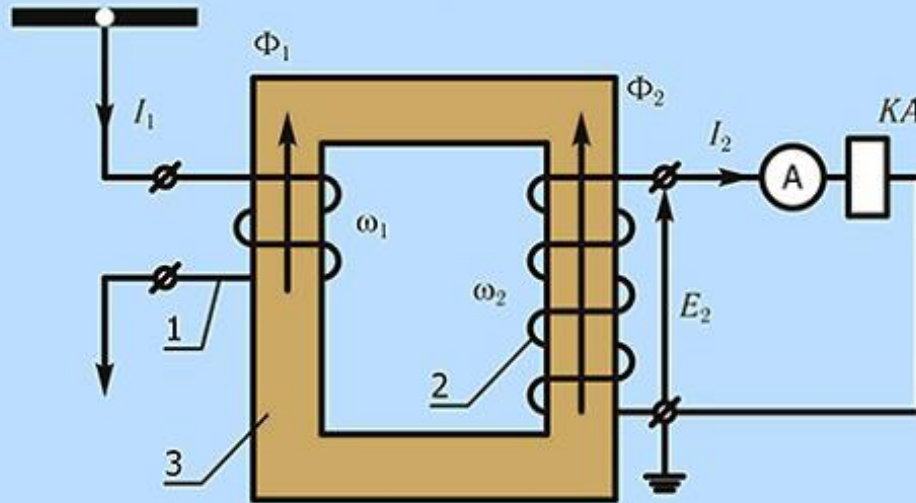
- **монтажные схемы** — с указанием маркировки клемм реле;
- **структурные схемы** — для отображения общей структуры РЗ, пояснения алгоритма работы устройств РЗ.

Измерительные трансформаторы тока

Назначение:

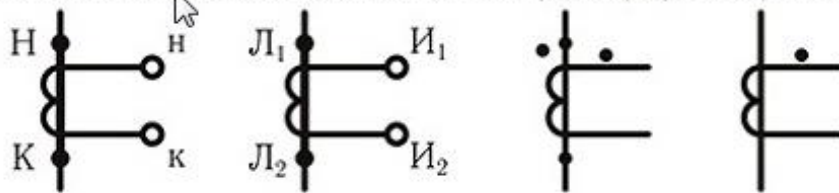
1. Датчик тока для устройств РЗ
2. Источник мощности для цепей РЗ

Устройство и принцип действия



- | | |
|-----------------------|---|
| 1 — первичная обмотка | ω_1 — число витков первичной обмотки |
| 2 — вторичная обмотка | ω_2 — число витков вторичной обмотки |
| 3 — магнитопровод | |

Обозначение выводов обмоток трансформаторов тока



Упрощенные обозначения

$$\dot{\Phi}_1 + \dot{\Phi}_2 = \dot{\Phi}_T;$$

$$\dot{I}_1 \omega_1 + \dot{I}_2 \omega_2 = \dot{I}_{\text{нам}} \omega_1,$$

где Φ_T — рабочий магнитный поток;
 $I_{\text{нам}}$ — намагничивающий ток
 (часть тока I_1)

Если принять $I_{\text{нам}} = 0$, то:

$$\dot{I}_1 \omega_1 = -\dot{I}_2 \omega_2;$$

$$\dot{I}_2 = -\dot{I}_1 \frac{\omega_1}{\omega_2} = -\frac{\dot{I}_1}{n_B},$$

где $n_B = \frac{\omega_2}{\omega_1}$ — витковый коэффициент трансформации

В заводских каталогах указывается номинальный коэффициент трансформации

$$n_T = \frac{I_{1\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}},$$

где $I_{1\text{ном}}$ — номинальный первичный ток;
 $I_{2\text{ном}}$ — номинальный вторичный ток;
 n_T = например: 600/5, 1 000/1

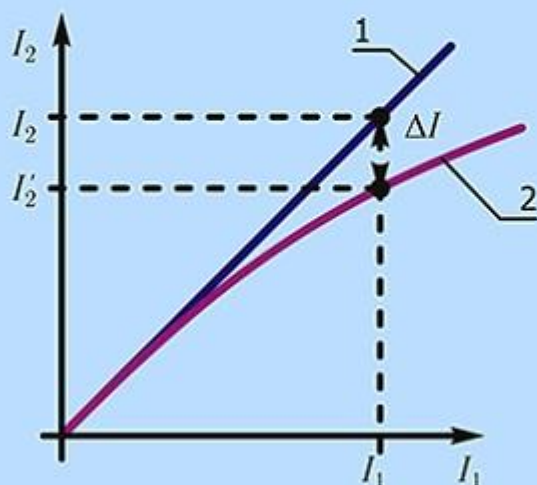
Коэффициент трансформации может также обозначаться как K_I .

При $I_{\text{нам}} = 0$, $n_T = n_B$.

Погрешности трансформаторов тока

В действительности $I_{\text{нам}}$ не может быть равен нулю, так как он создает рабочий магнитный поток Φ_T , который осуществляет трансформацию первичного тока во вторичную обмотку.

Зависимость вторичного тока трансформатора тока от первичного



1 — вторичный ток идеального трансформатора тока;
2 — действительный вторичный ток

$$I_2 = \frac{I_1}{n_B}$$

Для идеального трансформатора тока

$$I'_2 = \frac{I_1 - I_{\text{нам}}}{n_B}$$

Действительный вторичный ток

$$\Delta I = I_2 - I'_2$$

Погрешность трансформатора тока

$$\varepsilon\% = \frac{\Delta I}{I_2} 100$$

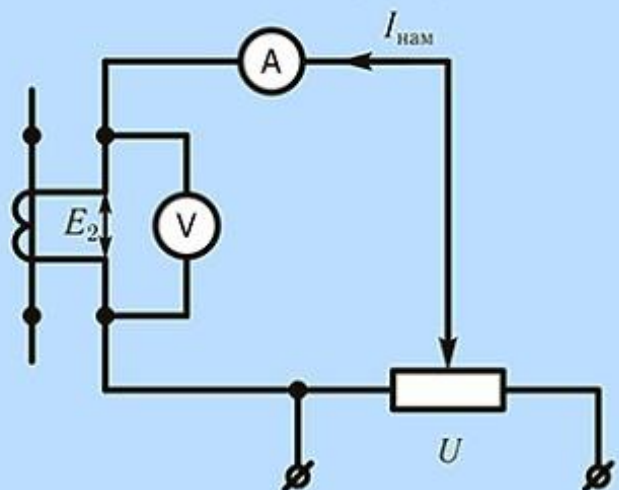
Относительная погрешность трансформатора тока

$$\Delta I = I_2 - I'_2 = \frac{I_1}{n_B} - \left(\frac{I_1 - I_{\text{нам}}}{n_B} \right) = \frac{I_{\text{нам}}}{n_B}$$

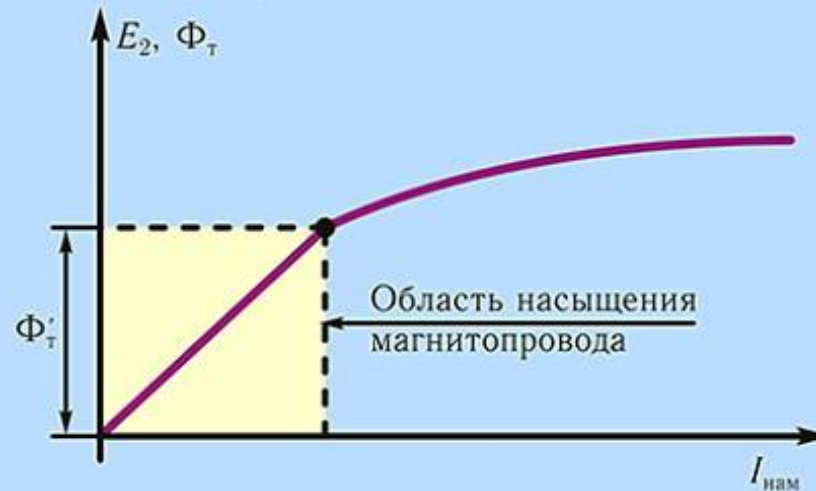
Погрешность пропорциональна току намагничивания

Характеристики намагничивания трансформатора тока

Схема снятия характеристики



Характеристика намагничивания



При некотором значении потока $\Phi_T = \Phi'_T$ происходит насыщение магнитопровода, вследствие чего ток намагничивания возрастает значительно быстрее, чем поток Φ_T , что вызывает резкое увеличение погрешности. Для ограничения погрешности нужно ограничивать величину магнитного потока Φ_T , не допуская насыщения магнитопровода.

$$\Phi_T = \frac{E_2}{4,44 \omega_2 f \cdot 10^{-8}},$$

где $E_2 = I_2 (Z_2 + Z_H)$

Z_2 — сопротивление вторичной обмотки;

Z_H — сопротивление нагрузки

Таким образом, для уменьшения погрешности трансформатора тока нужно уменьшать E_2 , что достигается:

- уменьшением вторичного тока I_2 (путем повышения коэффициента трансформации трансформатора тока n_T);
- уменьшением сопротивления нагрузки;
- конструктивными параметрами магнитопровода.

Требования к точности трансформаторов тока, питающих релейную защиту

На основании опыта эксплуатации и теоретического анализа принято, что для обеспечения правильной работы большинства устройств релейной защиты погрешность трансформаторов тока не должна превышать по току 10 %, т. е. $\varepsilon \leq 10\%$.

Ранее было показано, что погрешность трансформаторов тока зависит от вторичного тока I_2 и нагрузки вторичной обмотки $Z_{\text{н}}$.

$$I_{2\text{макс}} = \frac{I_{1\text{макс}}}{n_T};$$

$$K_{I\text{макс}} = \frac{I_{1\text{макс}}}{I_{\text{ном}}}$$

Краткость максимального первичного тока по отношению к его номинальному току $I_{\text{ном}}$

Для каждого типа трансформатора тока имеются определенные значения $K_{I\text{макс}}$ и $Z_{\text{н}}$, при которых погрешность ε будет равна 10 %.

Нагрузка $Z_{\text{н}}$ складывается из сопротивления реле $Z_{\text{р}}$ и сопротивления соединительных проводов $Z_{\text{пр}}$, из которых для упрощения допускается суммировать арифметически:

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{р}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{п.к}},$$

где $Z_{\text{п.к}}$ — сопротивление переходных контактов

Класс точности трансформаторов тока

Для промышленных установок изготавливаются трансформаторы тока классов точности 0,2; 0,5; 1,0; 3,0 и Р (Д). Каждый класс точности характеризуется определенной погрешностью по току и углу, установленной ГОСТ 7746–68. Эти погрешности обеспечиваются только при первичных токах в пределах от 0,1 до 1,2 номинального. Трансформаторы тока класса Р (Д) предназначаются для релейной защиты, и поэтому их погрешности при номинальных токах не нормируются.

Наименование класса точности	Допустимая погрешность в токе, %	Допустимая погрешность по углу	Область применения
0,2	±0,2	±10'	Точные лабораторные измерения
0,5	±0,5	±40'	Приборы учета электроэнергии (счетчики)
1,0	±1,0	±80'	Все типы защит и щитовые приборы
3,0	±3,0	Не нормируется	Токовые защиты и амперметры
Д	Не нормируется		Специальные для дифференциальной защиты

Работа трансформаторов тока с погрешностью, соответствующей классу, обеспечивается при нагрузке вторичной обмотки, не выходящей за пределы номинальной.

Номинальная нагрузка трансформаторов тока

Номинальной нагрузкой трансформаторов тока называется максимальная нагрузка, при которой погрешность трансформаторов тока равна значению, уставленному для данного класса.

Номинальную нагрузку принято выражать в виде полной мощности $S_{\text{ном}}$ ($B \cdot A$) при номинальном вторичном токе 5 или 1 А и $\cos\varphi = 0,8$, или в виде сопротивления нагрузки

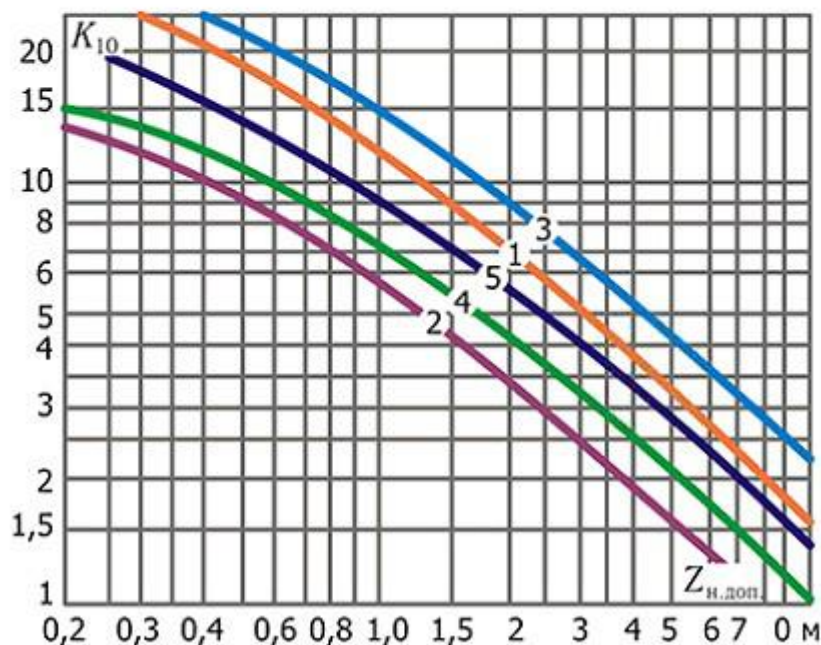
$$Z_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{(I_{2\text{ном}})^2}$$

Кривые предельной кратности (10 % погрешности) трансформаторов тока

Класс точности не может служить основанием для выбора трансформаторов тока, питающих защиту, так как предусматриваемые им погрешности относятся к номинальным токам, в диапазоне которых релейная защита не работает.

Для релейной защиты заводы, изготовляющие трансформаторы тока, должны согласно ГОСТ 7746–68 давать в своих информационных материалах кривые предельной кратности K_{10} или кривые 10 % погрешности.

Кривые предельных кратностей трансформаторов токов типов ТЛМ-10 и ТВЛМ-10

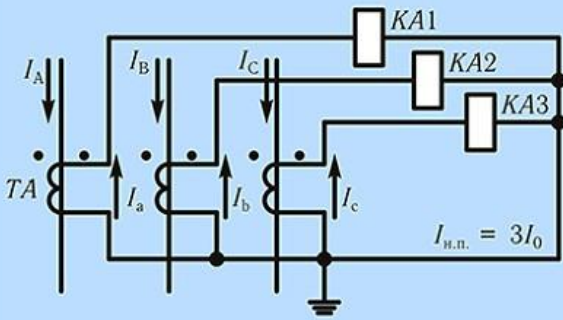


При предельной кратности K_{10} и нагрузке $Z_{н.доп.}$ соответствующей любой точке кривой $K_{10} = f(Z_{н.доп.})$, трансформаторы тока работают с 10 % погрешностью.

- 1 — класса P при $n_T = 50/5 \div 300/5$ и $1000/5$ (ТЛМ) и $20/5 \div 300/5, 600/5, 1000/5$ (ТВЛМ)
- 2 — класса 0,5 при $n_T = 50/5 \div 300/5$ (ТЛМ) и $20/5 \div 300/5, 600/5$ (ТВЛМ)
- 3 — класса P при $n_T = 400/5 \div 800/5$ и $1500/5$ (ТЛМ, ТВЛМ)
- 4 — класса 0,5 при $n_T = 400/5 \div 800/5$ и $1000/5$ (ТЛМ, ТВЛМ)
- 5 — класса 0,5 при $n_T = 1500/5$ (ТЛМ, ТВЛМ)

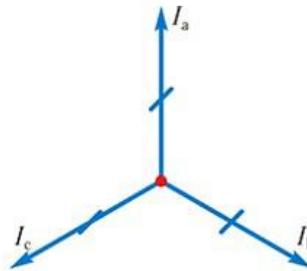
Типовые схемы соединений трансформаторов тока. Схема соединения трансформаторов тока в полную звезду

Схема соединения трансформаторов тока и обмоток реле в полную звезду



Векторные диаграммы токов

1. При нормальном режиме и трехфазном КЗ



$$I_a = \frac{I_A}{n_T};$$

$$I_b = \frac{I_B}{n_T};$$

$$I_c = \frac{I_C}{n_T};$$

Ток в нулевом проводе

$$I_{н.п.} = \dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c = 0$$

2. При двухфазном КЗ (BC для примера)



$$I_a = 0;$$

$$I_b = I_c;$$

$$I_{н.п.} = 0$$

3. При однофазном КЗ (A для примера)



$$I_b = 0;$$

$$I_c = 0;$$

$$I_{н.п.} = -I_a$$

Коэффициент схемы

Для каждой схемы соединений можно определить отношение тока в реле I_p к току в фазе I_ϕ .

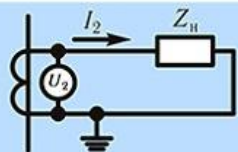
Это отношение называется коэффициентом схемы:

$$k_{сх} = \frac{I_p}{I_\phi}$$

Коэффициент схемы учитывается при расчете параметров (уставок) защит и оценке чувствительности защиты.

В рассматриваемой схеме ток в реле равен току в фазе, поэтому коэффициент схемы $k_{сх} = 1$.

Нагрузка трансформаторов тока



Спротивление нагрузки трансформатора тока равно:

$$Z_n = \frac{U_2}{I_2},$$

где U_2 и I_2 — напряжение и ток вторичной обмотки

Спротивление нагрузки состоит из сопротивления проводов Z_n и сопротивления реле Z_p , которые для упрощения суммируются арифметически: $Z_n = Z_n + Z_p$. Для упрощения примем сопротивление переходных контактов равным нулю $Z_{п.к.} = 0$.

Значение $U_2 = I_2 Z_n$ при прочих равных условиях зависит от схемы соединений трансформаторов тока, значения нагрузки Z_n , вида КЗ и сочетания поврежденных фаз.

Для рассматриваемой схемы полной звезды напряжение U_2 при трехфазных и двухфазных КЗ равно падению напряжения в нагрузке фазы, т. е.

$$U_2 = I_2 (Z_n + Z_p),$$

поэтому

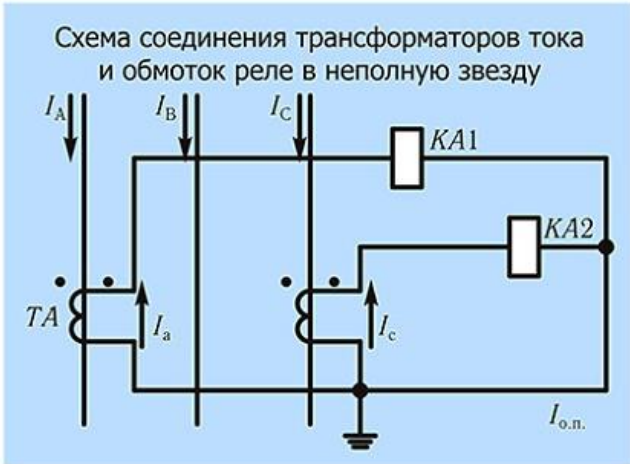
$$Z_n^{(3)} = Z_n^{(2)} = \frac{U_2}{I_2} = \frac{I_2 (Z_n + Z_p)}{I_2} = (Z_n + Z_p).$$

При однофазном КЗ U_2 равно падению напряжения в сопротивлении петли проводов фаза — нуль ($2Z_n$) и в сопротивлении реле в фазе Z_p :

$$Z_n^{(1)} = \frac{I_2 (2Z_n + Z_p)}{I_2} = 2Z_n + Z_p$$

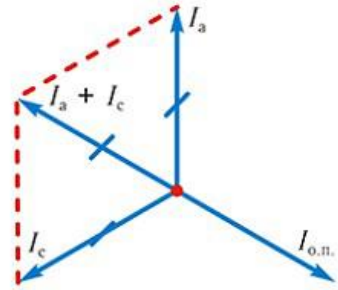
Таким образом, наибольшее (расчетное) сопротивление нагрузки Z_n получается при однофазном КЗ.

Типовые схемы соединений трансформаторов тока.
 Схема соединения трансформаторов тока в неполную звезду



Векторные диаграммы токов

1. При нормальном режиме и трехфазном КЗ



$$I_a = \frac{I_A}{n_T}$$

$$I_c = \frac{I_C}{n_T}$$

Ток в обратном проводе

$$I_{o.n.} = -(I_a + I_c)$$

2. При двухфазном КЗ AC



$$I_a = -I_c$$

$$I_{o.n.} = 0$$

3. При двухфазном КЗ AB или BC



$$I_{o.n.} = -I_a$$



$$I_{o.n.} = -I_c$$

4. При однофазном КЗ

При КЗ фаз A или C векторные диаграммы аналогичны пункту 3. При КЗ фазы B токи в схеме защиты не появляются.

Коэффициент схемы

$$k_{cx} = 1$$

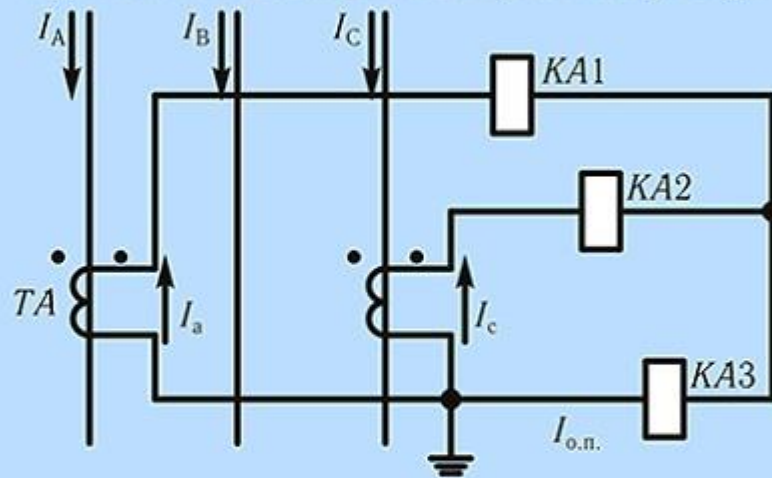
Нагрузка трансформаторов тока

Максимальная нагрузка на трансформаторах тока имеет место при двухфазных КЗ между фазой, имеющей трансформатор тока, и фазой, не имеющей его, и равна:

$$Z_n = 2Z_n + Z_p$$

Типовые схемы соединений трансформаторов тока.
Схема соединения трансформаторов тока в неполную звезду
с дополнительным реле в обратном проводе

Схема соединения трансформаторов тока
и обмоток реле в неполную звезду
с дополнительным реле в обратном проводе



Векторные диаграммы токов
соответствуют предыдущей схеме.

Коэффициент схемы

$$k_{сх} = 1$$

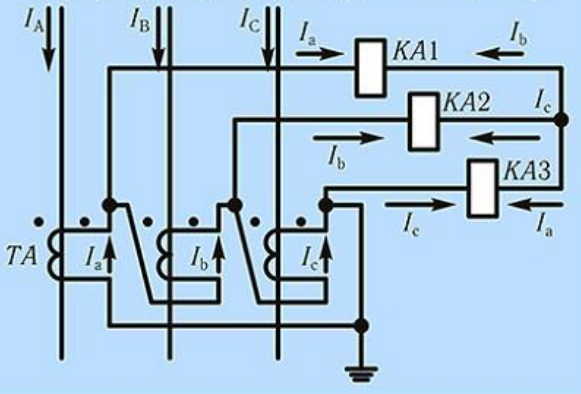
Нагрузка трансформаторов тока

Максимальная нагрузка на трансформаторах тока имеет место при двухфазных КЗ между фазой, имеющей трансформатор тока, и фазой, не имеющей его, и равна:

$$Z_{н} = 2Z_{н} + 2Z_{р}$$

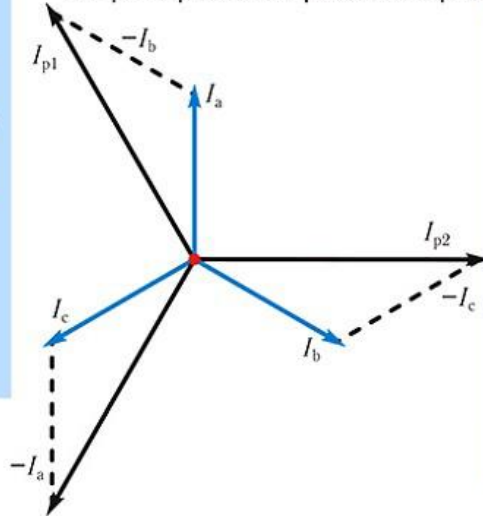
Типовые схемы соединений трансформаторов тока. Соединение трансформаторов тока в треугольник

Схема соединения трансформаторов тока в треугольник, а обмоток реле — в звезду



Векторные диаграммы токов

1. При нормальном режиме и трехфазном КЗ



$$I_a = \frac{I_A}{n_T};$$

$$I_b = \frac{I_B}{n_T};$$

$$I_c = \frac{I_C}{n_T};$$

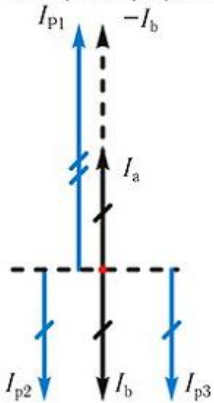
Токи в реле

$$I_{p1} = \dot{I}_a - \dot{I}_b;$$

$$I_{p2} = \dot{I}_b - \dot{I}_c;$$

$$I_{p3} = \dot{I}_c - \dot{I}_a$$

2. При двухфазном КЗ (AB — для примера)



$$I_a = -I_b;$$

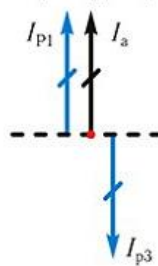
$$I_c = 0;$$

$$I_{p1} = \dot{I}_a - \dot{I}_b = 2\dot{I}_a;$$

$$I_{p2} = \dot{I}_b - \dot{I}_c = \dot{I}_b;$$

$$I_{p3} = \dot{I}_c - \dot{I}_a = -\dot{I}_a$$

3. При однофазном КЗ (A — для примера)



$$I_a = 0; \quad I_c = 0;$$

$$I_{p1} = I_a;$$

$$I_{p2} = 0;$$

$$I_{p3} = -I_a$$

Коэффициент схемы

У данной схемы величина коэффициента схемы зависит от вида КЗ.

Для симметричного режима и трехфазного КЗ ток в реле в $\sqrt{3}$ раза больше тока в фазе, поэтому

$$k_{cx}^{(3)} = \frac{I_p}{I_\Phi} = \frac{\sqrt{3}I_\Phi}{I_\Phi} = \sqrt{3}.$$

При двухфазном КЗ в одном из реле ток в 2 раза больше тока в фазе, поэтому

$$k_{cx}^{(2)} = \frac{2I_\Phi}{I_\Phi} = 2.$$

При однофазном КЗ ток в двух реле равен току в фазе, поэтому

$$k_{cx}^{(1)} = 1.$$

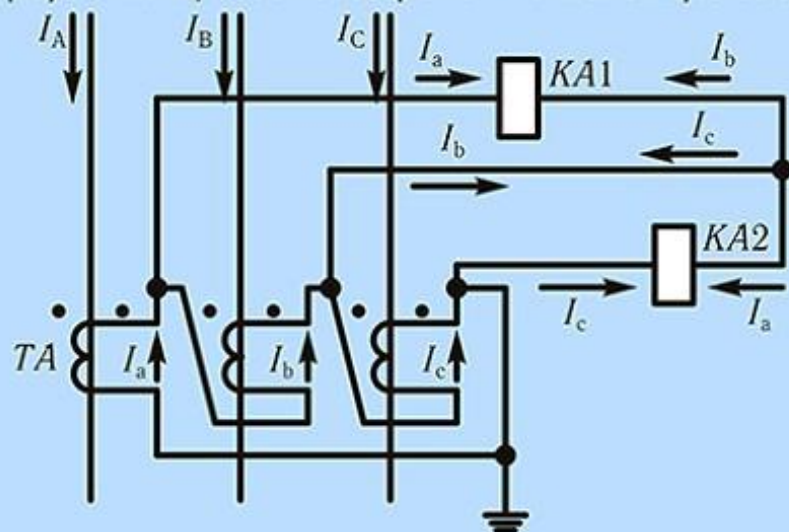
Нагрузка трансформаторов тока

Трансформаторы данной схемы имеют наибольшую нагрузку как при трехфазном, так и при двухфазном КЗ. В обоих случаях

$$Z_n = 3(Z_n + Z_p).$$

Типовые схемы соединений трансформаторов тока. Соединение трансформаторов тока в треугольник с двумя реле

Схема соединения трансформаторов тока в треугольник, а обмоток реле — в неполную звезду



Векторные диаграммы токов соответствуют предыдущей схеме за исключением отсутствия одного реле.

Коэффициент схемы

Величины коэффициента схемы, как и у предыдущей схемы, зависят от вида КЗ.

Для симметричного режима и трехфазного КЗ ток в каждом реле в $\sqrt{3}$ раза больше тока в фазе, поэтому

$$k_{cx}^{(3)} = \sqrt{3},$$

При двухфазном КЗ возможен случай, когда по каждому из двух реле протекает ток, равный по величине фазному, поэтому

$$k_{cx}^{(2)} = 1.$$

При однофазном КЗ хотя бы по одному реле протекает ток, равный по величине фазному, поэтому

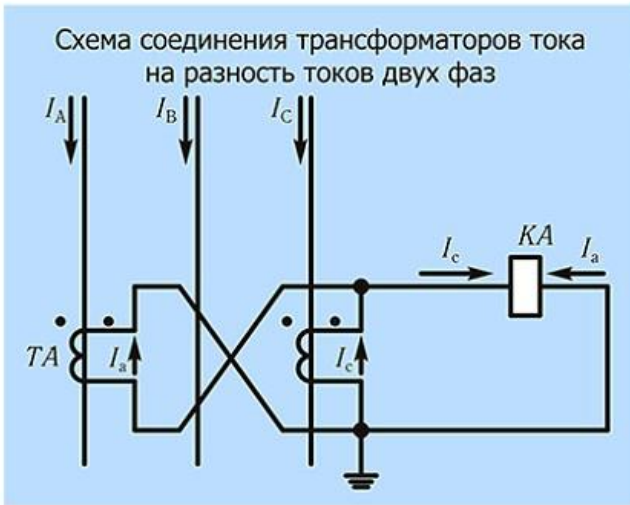
$$k_{cx}^{(1)} = 1.$$

Нагрузка трансформаторов тока

Как и для предыдущей схемы, максимальная нагрузка трансформаторов тока составит

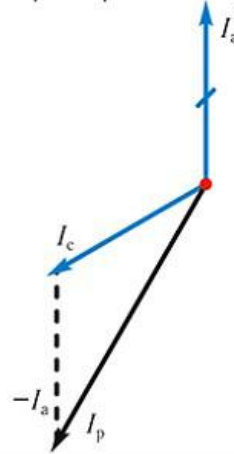
$$Z_n = 3(Z_n + Z_p).$$

Типовые схемы соединений трансформаторов тока.
Соединение трансформаторов тока на разность токов двух фаз.
Схема восьмерки



Векторные диаграммы токов

1. При нормальном режиме и трехфазном КЗ



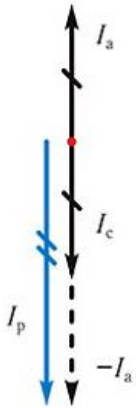
$$I_a = \frac{I_A}{n_T};$$

$$I_c = \frac{I_C}{n_T}$$

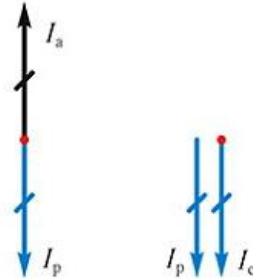
Ток в реле

$$I_p = I_c - I_a$$

2. При двухфазном КЗ AC



3. При двухфазном КЗ AB или BC



4. При однофазном КЗ

При замыкании фаз A или C диаграммы аналогичны двухфазным, при замыкании фазы B токи в схеме не появляются.

Коэффициент схемы

При трехфазном КЗ или симметричном режиме

$$k_{cx}^{(3)} = \sqrt{3}$$

При двухфазном КЗ AC

$$k_{cx}^{(2AC)} = 2$$

При двухфазном КЗ AB или BC

$$k_{cx}^{(2AB, BC)} = 1$$

Нагрузка трансформаторов тока

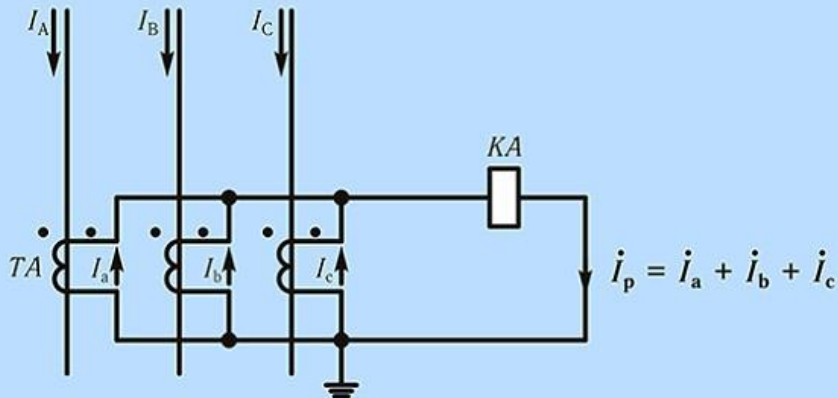
Наибольшая нагрузка получается при двухфазном КЗ между фазами, имеющими трансформаторы тока. В этом случае ток в реле

$$I_p = 2I_2;$$

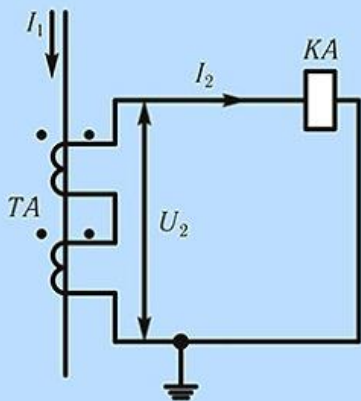
$$Z_n = \frac{2I_2(2Z_n + Z_p)}{I_2} = 4Z_n + 2Z_p$$

Типовые схемы соединений трансформаторов тока Соединение трансформаторов тока в фильтр нулевой последовательности

Схема соединения трансформаторов тока в фильтр токов нулевой последовательности



Последовательное соединение трансформаторов тока



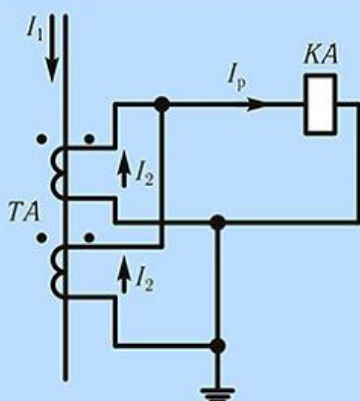
$$I_2 = \frac{I_1}{n_T};$$

$$Z_n = \frac{U_2}{2I_2} = \frac{I_2(2Z_n + Z_p)}{2I_2} = \frac{2Z_n + Z_p}{2}$$

Нагрузка, подключенная к трансформаторам тока, распределяется поровну

Параллельное соединение трансформаторов тока

Схема используется для получения нестандартных коэффициентов трансформации



$$I_p = 2I_2;$$

$$I_2 = \frac{I_1}{n_T};$$

$$n_{T \text{ схемы}} = \frac{n_T}{2}$$

Относительная чувствительность схемы к виду короткого замыкания

Коэффициентом относительной чувствительности схемы соединений трансформаторов тока к данному виду короткого замыкания называется отношение токов в реле при данном виде короткого замыкания к току в реле при трехфазном коротком замыкании, при условии, что первичные токи в фазах одинаковы

К примеру, коэффициент относительной чувствительности схемы «восьмерка» (неполный треугольник) к двухфазному КЗ.

$$k_{\text{от.н.}}^{(2)} = \frac{I_{\text{р min}}^{(2)}}{I_{\text{р}}^{(3)}}; \quad \text{где } I_{\text{р min}}^{(2)} \text{ — минимальный ток в реле при различных видах двухфазного КЗ}$$

$$I_{\text{р}}^{(3)} = \sqrt{3}I_2 = \frac{\sqrt{3}I_1}{n_{\text{т}}};$$

$$I_{\text{р min}}^{(2)} = I_2 = \frac{I_1}{n_{\text{т}}} \quad \text{Для КЗ между фазой, где есть трансформатор тока и фазой, где его нет}$$

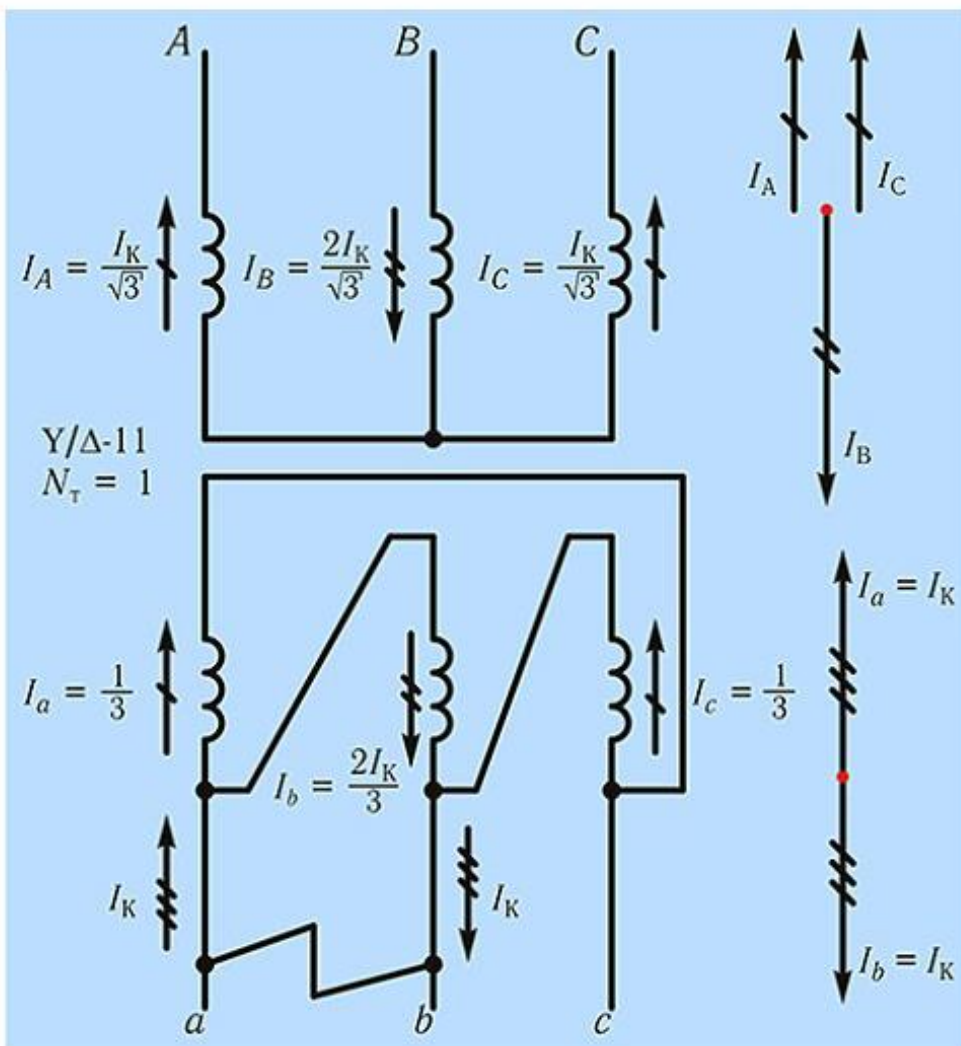
$$k_{\text{от.ч.}}^{(2)} = \frac{I_1 \cdot n_{\text{т}}}{n_{\text{т}} \cdot \sqrt{3}I_1} = \frac{1}{\sqrt{3}}$$

Аналогично рассчитываются коэффициенты относительной чувствительности и для других схем и (или) видов короткого замыкания.

Коэффициенты относительной чувствительности применяются в расчетах параметров (уставок) релейных защит при вычислении расчетной чувствительности защиты.

Двухфазное короткое замыкание за трансформатором со схемой соединения обмоток звезда/треугольник 11 группа

При определенной коэффициентом относительной чувствительности схем соединения трансформаторов тока особым случаем по характеру токораспределения являются двухфазные КЗ за трансформаторами с соединением обмоток Y/Δ или Δ/Y.



При двухфазном КЗ на стороне Δ, на стороне Y (со стороны питания), где установлена защита, **в одной из фаз ток КЗ будет равен трехфазному, а в двух других — в два раза меньше.**

Рассчитывать коэффициенты относительной чувствительности следует исходя из этого обстоятельства.

Итоговая таблица сопоставления схем соединения трансформаторов тока. Сферы применимости схем

Наименование схемы	Материальные затраты			$K_{сх}^{(3)}$	Относительная чувствительность			Сфера применимости схемы
	Реле	Провод	Т. т.		$K^{(3)}$	$K^{(2)}$	$K^{(2)}$ за Y/Δ	
Неполный треугольник	1	2	2	$\sqrt{3}$	1	$1/\sqrt{3}$	0	Для защит от м/ф КЗ, не используется для защиты тр. Y/Δ
Неполная звезда	2	3	2	1	1	1	1/2	Для защит от м/ф КЗ
Неполная звезда с доп. реле	3	3	2	1	1	1	1	Для защит от м/ф КЗ, для защиты тр. Y/Δ
Полный треугольник с двумя реле	2	3	3	$\sqrt{3}$	1	$1/\sqrt{3}$	$1,5/\sqrt{3}$	Для защит от всех видов КЗ, для дифференциальных защит трансформаторов
Полный треугольник	3	3	3	$\sqrt{3}$	1	$2/\sqrt{3}$	$1,5/\sqrt{3}$	Для защит от всех видов КЗ, для дифференциальных защит трансформаторов
Полная звезда	3	4	3	1	1	1	1	Для защит от всех видов КЗ

Для защит сетей с изолированной нейтралью (6–35 кВ) используются неполнофазные схемы — неполный треугольник (восьмерка), неполная звезда или звезда с дополнительным реле в обратном проводе.

Если позволяет чувствительность, стремятся использовать наиболее дешевые схемы, переходя к более дорогим по необходимости.

Для защиты сетей с заземленной нейтралью (110 кВ и выше) используется схема полной звезды.

Выбор трансформаторов тока и допустимой вторичной нагрузки (1)

Трансформаторы тока выбирают по следующим критериям:

1. Тип трансформатора тока должен соответствовать месту установки

2. Номинальное напряжение трансформатора тока должно соответствовать напряжению установки

$$U_{\text{ном т.т.}} \geq U_{\text{уст}}$$

3. Номинальный ток трансформатора тока должен соответствовать максимальному рабочему току установки

$$I_{\text{ном т.т.}} \geq I_{\text{раб.макс.уст}}$$

4. Класс точности трансформатора тока должен соответствовать его применению

Выбор трансформаторов тока и допустимой вторичной нагрузки (2)

Трансформаторы тока проверяются по следующим условиям:

1. По электродинамической стойкости $i_y \leq k_{эд} \sqrt{2} I_{ном1}$; $i_y \leq i_{дин}$,

где i_y — ударный ток по расчету;

$k_{эд}$ — кратность электродинамической стойкости по каталогу;

$I_{ном1}$ — номинальный первичный ток трансформатора тока;

$i_{дин}$ — ток электродинамической стойкости.

2. По термической стойкости $B_k \leq (k_T I_{ном1})^2 t_{тер}$; $B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$,

где B_k — тепловой импульс по расчету;

k_T — кратность термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$ — время термической стойкости по каталогу;

$I_{тер}$ — ток термической стойкости.

3. По вторичной нагрузке $Z_2 \leq Z_{н.доп}$,

где Z_2 — вторичная нагрузка трансформатора тока по расчету;

$Z_{н.доп}$ — допустимая нагрузка трансформатора тока.

Вторичная нагрузка трансформатора тока зависит от схемы соединения трансформаторов тока и реле, например, для схемы неполная звезда:

$$Z_2 = 2Z_{пр} + Z_p + Z_k,$$

где $Z_{пр}$ — сопротивление соединительные провода;

Z_p — сопротивление реле;

Z_k — сопротивление переходных контактов

$$Z_{пр} = \frac{\rho l_{расч}}{g},$$

где ρ — удельное сопротивление материала провода.

В настоящее время во вторичных цепях применяют провода с медными жилами $\rho = 0,0175$;

$l_{расч}$ — расчетная длина, зависящая от установки,

например ячейки 6–10 кВ — 4–6 м; цепи РУ:

35 кВ — 60–75 м, 110 кВ — 75–100 м, 220 кВ —

100–150 м, 500 кВ — 150–175 м;

g — сечение жилы провода, для медных жил,

по условию механической прочности —

не менее 2,5 мм²

Сопротивление реле можно определить как

$$Z_p = \frac{S_p}{I_{ном2}^2},$$

где S_p — мощность, потребляемая реле;

$I_{ном2}$ — вторичный номинальный ток (обычно 5 А)

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех реле и 0,1 Ом — при большем числе реле.

Выбор трансформаторов тока и допустимой вторичной нагрузки (3)

Для определения $Z_{н.доп}$ — допустимой нагрузки:

1. Вычисляется максимальная кратность первичного тока по формуле

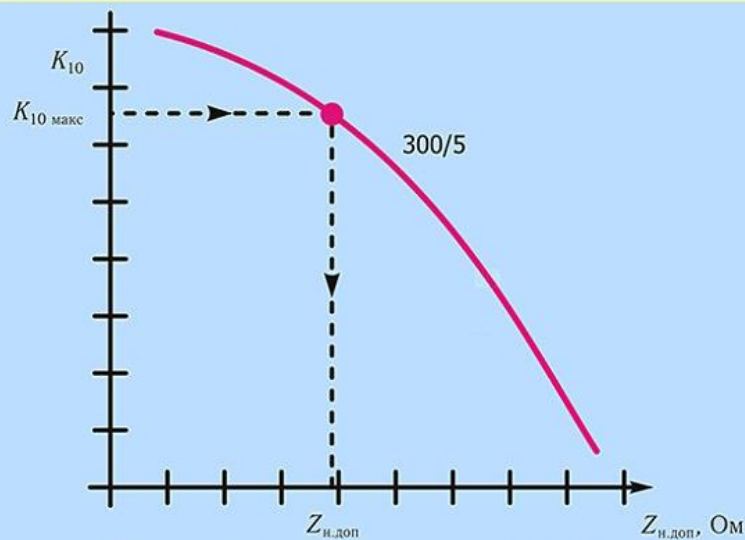
$$K_{I0 \text{ макс}} = \frac{k_a I_{кз.макс}^{(3)}}{\alpha I_{ном1}}$$

где k_a — коэффициент, учитывающий влияние аperiodической составляющей тока КЗ на работу трансформаторов тока в переходном режиме, $k_a = 1,2-2$. Для защит, не подверженных влиянию переходных процессов (имеющих выдержки времени или включаемых через быстронасыщающиеся трансформаторы), $k_a = 1$;

$I_{кз.макс}^{(3)}$ — максимальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, проходящей через трансформатор тока;

α — коэффициент, учитывающий возможное отклонение действительной характеристики намагничивания данного трансформатора от типовой, $\alpha = 0,8 - 0,9$.

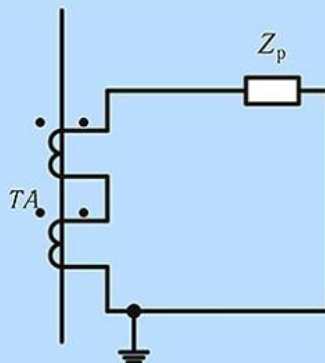
2. По заводской кривой $K_{I0} = f(Z_{н.доп})$ определяется $Z_{н.доп}$ для вычисленного значения $K_{I0 \text{ макс}}$



Проверяется выполнение условия $Z_2 \leq Z_{н.доп}$

Если условие не выполняется, применяются меры по увеличению $Z_{н.доп}$ или снижению Z_2 :

1. Увеличивается коэффициент трансформации, т. е. $I_{ном1}$;
2. Выбирается трансформатор тока другого типа, у которого при $K_{I0 \text{ макс}}$ допускается большее значение $Z_{н.доп}$;
3. Увеличивается сечение соединительных проводов;
4. Применяется схема с последовательным соединением вторичных обмоток:

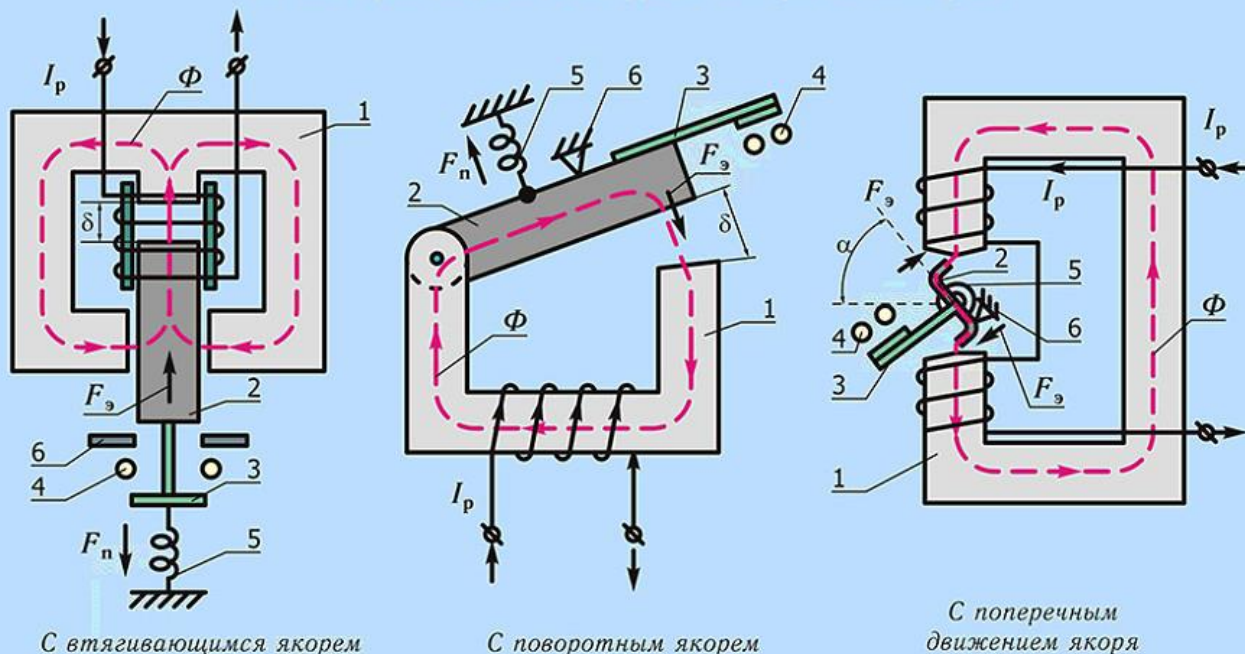


Устройство и принцип действия электромагнитных реле

Принцип действия электромагнитных реле основан на притяжении стальной подвижной системы к электромагниту при прохождении тока по его обмотке.

Каждая конструкция содержит электромагнит (1), состоящий из стального сердечника и обмотки, стальной подвижный якорь (2), несущий подвижный контакт (3), неподвижные контакты (4) и противодействующую пружину (5). Начальное положение якоря ограничивается упором (6).

Основные разновидности конструкции электромагнитных реле



Проходящий по обмотке электромагнита ток I_p создает намагничивающую силу $I_p \omega_p$, под действием которой возникает магнитный поток Φ , замыкающийся через сердечник электромагнита (1), воздушный зазор δ и якорь (2). Якорь намагничивается и в результате этого притягивается к полюсу электромагнита. Переместившись в конечное положение, якорь своим подвижным контактом (3) замыкает неподвижные контакты реле (4). Начальное положение якоря ограничивается упором (6).

Электромагнитная сила, притягивающая стальной якорь к электромагниту, пропорциональна квадрату магнитного потока Φ в воздушном зазоре:

$$F_{\text{я}} = k\Phi^2.$$

Магнитный поток Φ и создающий его ток I_p связаны соотношением:

$$\Phi = \frac{I_p \omega_p}{R_m},$$

где: R_m — магнитное сопротивление пути, по которому замыкается магнитный поток Φ ;
 ω_p — количество витков обмотки реле.

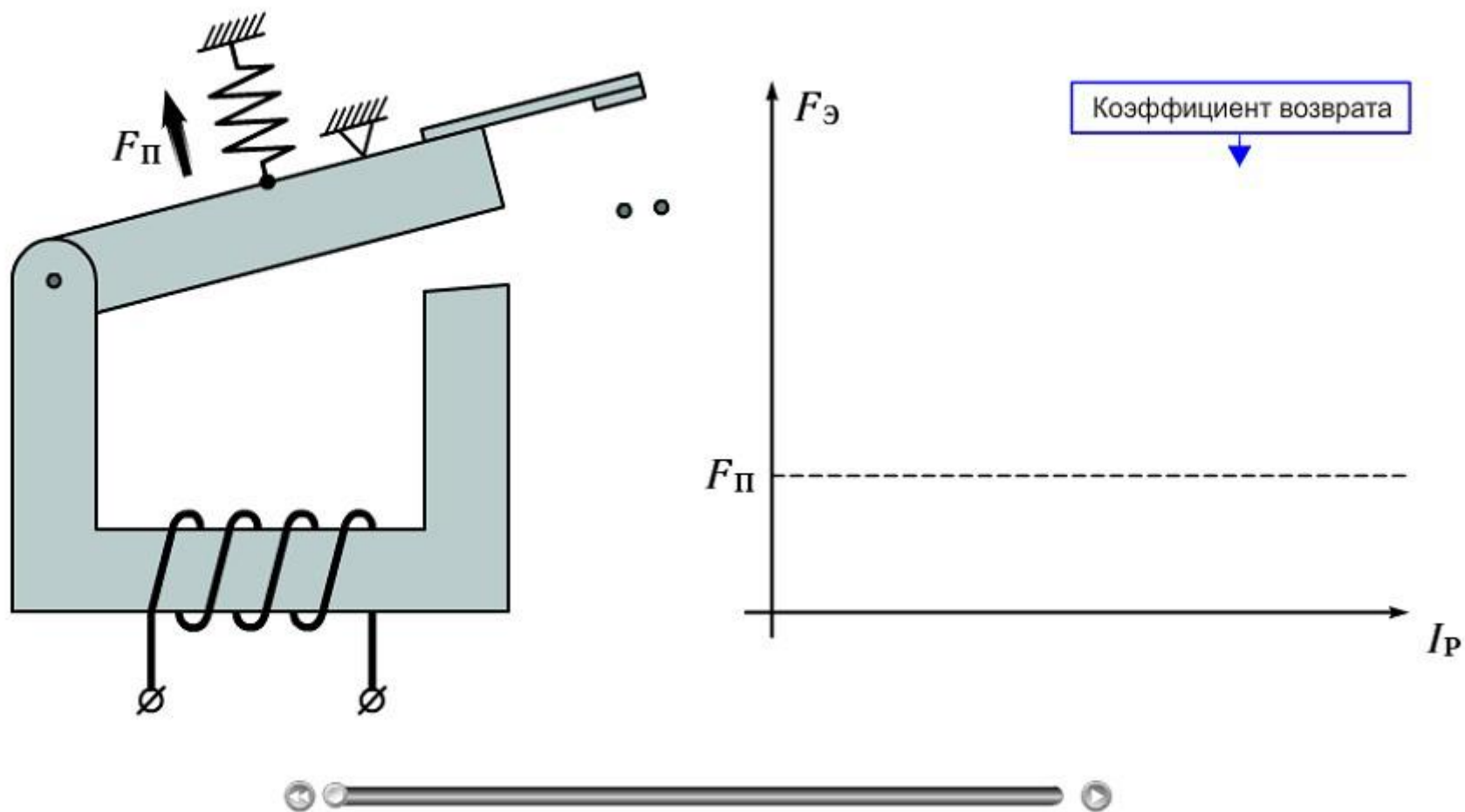
У реле с поворотным якорем и с поперечным движением якоря электромагнитная сила $F_{\text{я}}$ образует вращающий момент:

$$M_{\text{я}} = F_{\text{я}} l_p,$$

где: l_p — плечо силы $F_{\text{я}}$.

Электромагнитные реле тока и напряжения

Диаграмма электромагнитных и механических сил при срабатывании и возврате токового реле



Работа электромагнитного реле на переменном токе (1)

Реле переменного тока питается током:

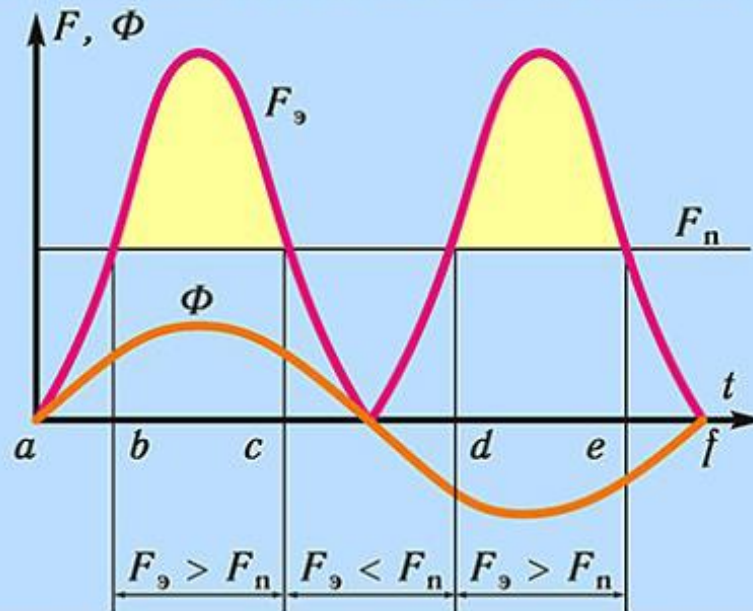
$$i_p = I_m \sin \omega t.$$

При этом мгновенное значение электромагнитной силы, воздействующей на якорь:

$$F_9 = k i_p^2 = k I_m^2 \sin^2 \omega t.$$

Т. е. электромагнитная сила имеет пульсирующий характер, дважды изменяясь от нуля до максимального значения в течение каждого периода.

Изменение силы притяжения якоря F_9 электромагнитного реле при прохождении по его обмотке переменного тока



В то же время противодействующая сила пружины F_n имеет неизменное значение. У сработавшего реле притянутый якорь непрерывно вибрирует.

Работа электромагнитного реле на переменном токе (2)

Вибрация якоря оказывает вредное влияние на реле:

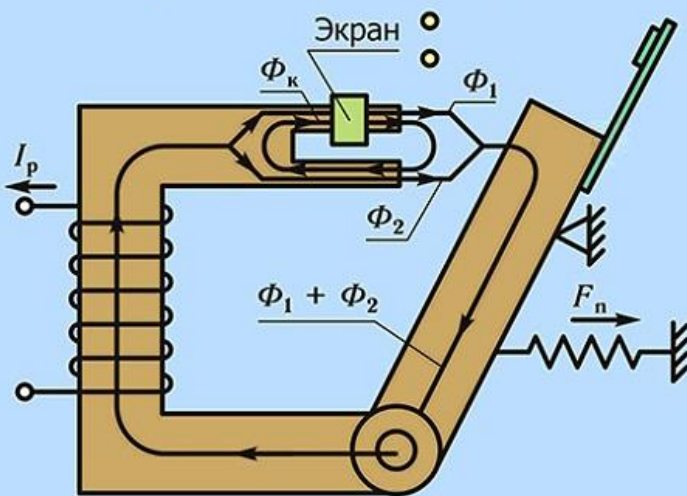
- подгорание контактов при срабатывании;
- износ осей и цапф, на которые они опираются.

Меры по устранению вибрации:

- увеличение момента инерции якоря;
- расщепление магнитного потока обмотки на две составляющие, сдвинутые по фазе:
 - при помощи короткозамкнутого витка;
 - путем выполнения обмотки реле в виде двух параллельных секций с разными угловыми сдвигами, расположенных на разных магнитопроводах;
 - включение обмотки реле через выпрямитель.

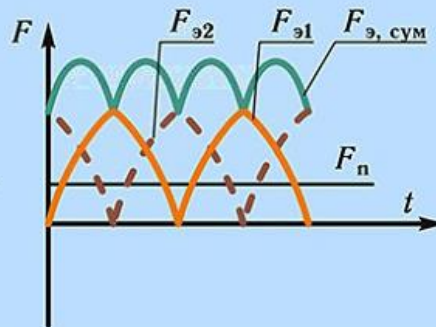
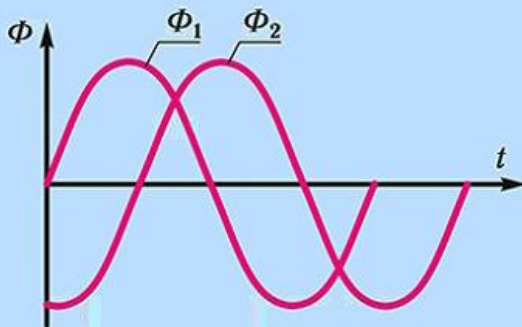
Использование короткозамкнутого витка (экрана)

Электромагнитное реле с поворотным якорем и короткозамкнутым витком (экраном)



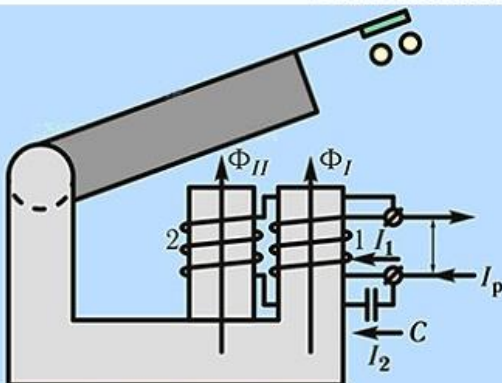
Для устранения вибрации этим способом, на часть полюса сердечника насаживается медный короткозамкнутый виток, называемый экраном. Благодаря этому магнитный поток, создаваемый током, проходящим по обмотке реле, расщепляется на два потока Φ_1 и Φ_2 , сдвинутые между собой на некоторый угол.

Характер изменения магнитных потоков сердечника Φ_1 и Φ_2 и сил притяжения $F_{\text{э}1}$, $F_{\text{э}2}$, $F_{\text{э, сум}}$ электромагнитного реле с экраном



Каждый магнитный поток будет создавать силу притяжения якоря $F_{\text{э}1}$ и $F_{\text{э}2}$. В результате суммарная сила притяжения $F_{\text{э, сум}}$ равная $F_{\text{э}1} + F_{\text{э}2}$, будет всегда превышать противодействующую силу пружины F_n .

Выполнение обмотки реле в виде двух секций



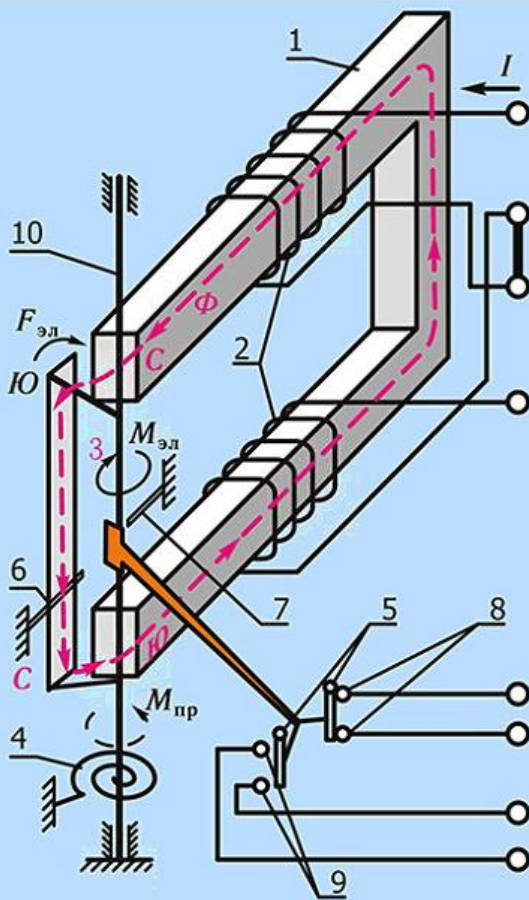
Аналогичный результат достигается при исполнении обмотки реле в виде двух параллельных секций, расположенных на двух полюсах магнитопровода. Одна из обмоток подключается непосредственно к источнику питания, а другая — через конденсатор. В результате токи обмоток имеют различные сдвиги относительно напряжения на зажимах реле. В результате магнитные потоки издаваемые обмотками имеют сдвиг по фазе. Следовательно, результирующая электромагнитная сила $F_{\text{э, сум}}$ имеет такой же характер, что и при использовании короткозамкнутого витка.

Принцип устройства электромагнитного реле с расщепленным магнитопроводом

Реле тока серии РТ-40

Реле предназначены для применения в схемах релейной защиты и автоматики энергетических систем в качестве органа, реагирующего на повышение тока.

В реле РТ-40 использована электромагнитная система с поперечным движением якоря.



- 1 — сердечник
- 2 — обмотка
- 3 — якорь
- 4 — противодействующая пружина
- 5 — подвижный контактный мостик
- 6 — левый упор
- 7 — правый упор
- 8 — неподвижные размыкающие контакты
- 9 — неподвижные замыкающие контакты
- 10 — ось якоря

Конструкция состоит из сердечника (1) с двумя полуобмотками (секциями) (2), расположенными на его верхнем и нижнем полюсах. Перед полюсами помещен жестко укрепленный на оси (10) легкий Г-образный стальной якорь (3). На оси якоря укреплены также возвратная (противодействующая) пружина (4) и изолированный от оси контактный мостик (5). Начальное положение якоря, отведенного от полюсов сердечника возвратной пружиной, ограничивается левым упором (6), конечное положение повернутого к полюсам сердечника — правым упором (7).

В обесточенном состоянии реле контактный мостик замыкает правую пару неподвижных размыкающих контактов (8), при перемещении якоря в сторону полюсов мостик замыкает левую пару неподвижных замыкающих контактов (9).

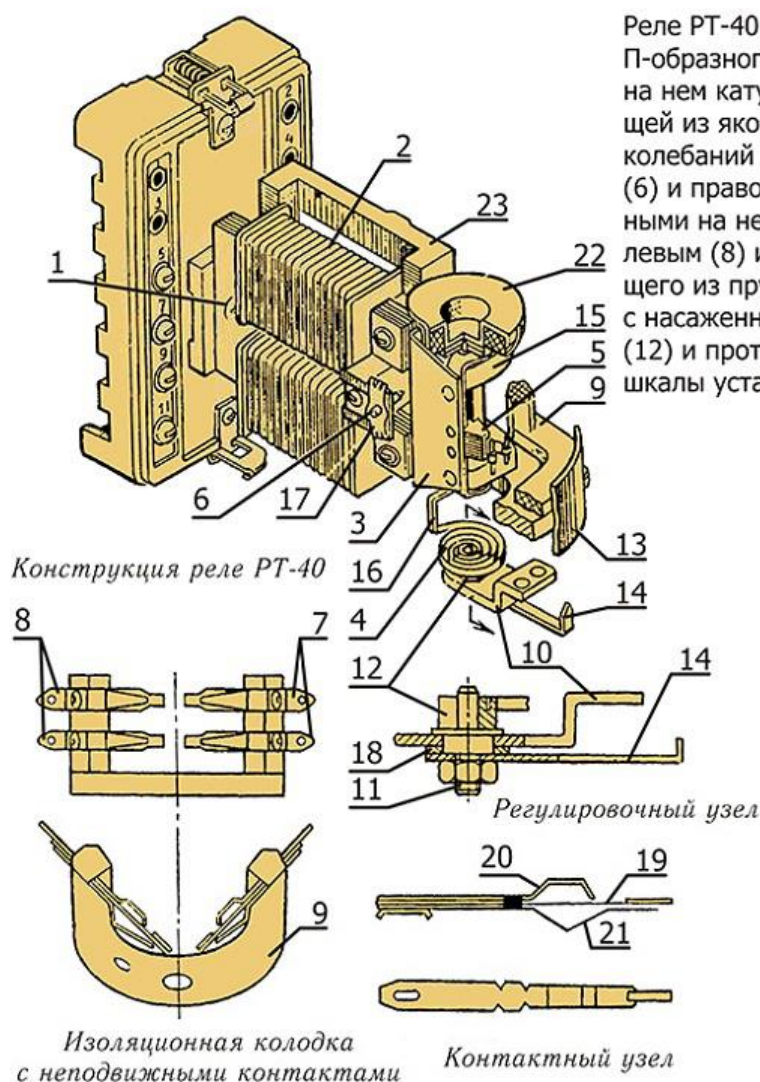
При прохождении по обмотке реле тока I создается магнитный поток Φ , замыкающийся через сердечник и якорь. Поток, пронизывая якорь, намагничивает его. Сердечник и якорь обращены друг к другу разноименными полюсами. Возникающая в результате этого электромагнитная сила $F_{эл}$ притягивает якорь к полюсам сердечника.

По изменении направления тока в обмотке изменяется полярность как сердечника, так и якоря. Направление электромагнитной силы притяжения не зависит от направления тока в обмотке.

Конструкция реле серии РТ-40

Реле РТ-40 состоит из следующих основных элементов: П-образного стального сердечника (1) с установленными на нем катушками тока (2); подвижной системы, состоящей из якоря (3), подвижного контакта (5) и гасителя колебаний (22); алюминиевой стойки (23), упоров левого (6) и правого; изоляционной колодки (9) с расположенными на ней двумя парами неподвижных контактов; левым (8) и правым (7); регулировочного узла, состоящего из пружинодержателя (10), фасонного винта (11) с насаженной на него разрезной шестигранной втулкой (12) и противодействующей спиральной пружины (4); шкалы уставок (13) и указателя уставки (14).

Реле смонтировано в корпусе, состоящем из пластмассового цоколя и кожуха из прозрачного материала. Цоколь имеет восемь зажимов — по четыре с каждой стороны. На левую сторону (вид спереди) выводятся контакты, на правую — обмотки катушек.



- 1 — сердечник
- 2 — каркас катушки с обмоткой
- 3 — якорь
- 4 — спиральная пружина
- 5 — подвижный контакт
- 6 — левый упор
- 7 — правая пара контактов
- 8 — левая пара контактов
- 9 — изоляционная колодка
- 10 — пружинодержатель
- 11 — фасонный винт
- 12 — шестигранная втулка
- 13 — шкала уставок
- 14 — указатель уставки
- 15 — верхняя полуось
- 16 — хвостовик
- 17 — фасонная пластинка
- 18 — пружинящая шайба
- 19 — бронзовая пластинка с серебряной полоской
- 20 — передний упор
- 21 — задний гибкий упор
- 22 — гаситель колебаний
- 23 — алюминиевая стойка

Схема внутренних соединений реле РТ-40
(вид спереди)

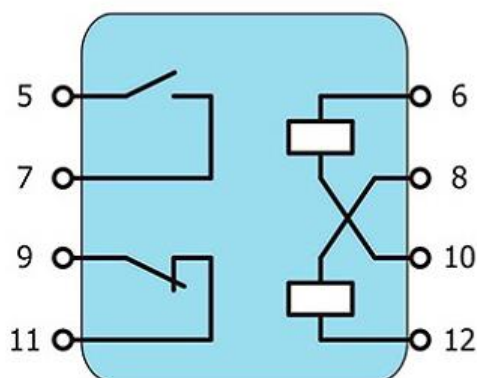


Таблица типоразмеров реле

Типоразмер реле	Пределы уставки на ток срабатывания реле, А		Номинальный ток, А		Потребляемая мощность при токе минимальной уставки, VA, не более
	Соединение катушек		Соединение катушек		
	Последовательное 1 диапазон	Параллельное 2 диапазон	Последовательное 1 диапазон	Параллельное 2 диапазон	
РТ 40/0,2	0,05–0,1	0,1–0,2	0,4	1,0	0,2
РТ 40/0,6	0,15–0,3	0,3–0,6	1,6	2,5	0,2
РТ 40/2	0,5–1,0	1,0–2,0	2,5	6,3	0,2
РТ 40/6	1,5–3,0	3,0–6,0	10	16	0,5
РТ 40/10	2,5–5,0	5,0–10,0	16	16	0,5
РТ 40/20	5,0–10,0	10,0–20,0	16	16	0,5
РТ 40/50	12,5–25,0	25,0–50,0	16	16	0,8
РТ 40/100	25,0–50,0	50,0–100,0	16	16	1,8
РТ 40/200	50,0–100,0	100,0–200,0	16	16	8
РТ 140/0,2	0,05–0,1	0,1–0,2	0,4	1,0	0,2
РТ 140/0,6	0,15–0,3	0,3–0,6	1,6	2,5	0,2
РТ 140/2	0,5–1,0	1,0–2,0	2,5	6,3	0,2
РТ 140/6	1,5–3,0	3,0–6,0	10	16	0,5
РТ 140/10	2,5–5,0	5,0–10,0	16	16	0,5
РТ 140/20	5,0–10,0	10,0–20,0	16	16	0,5
РТ 140/50	12,5–25,0	25,0–50,0	16	16	0,8
РТ 140/100	25,0–50,0	50,0–100,0	16	16	1,8
РТ 140/200	50,0–100,0	100,0–200,0	16	16	8

Реле типа РТ 140 выпускается в унифицированном корпусе.
Коэффициент возврата — не менее 0,8.

Регулирование тока срабатывания реле

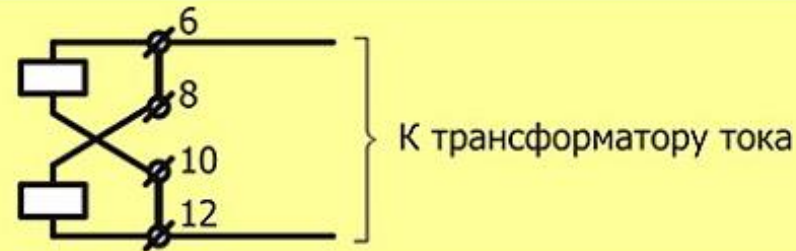
Каждое типоразмерное реле может работать на двух диапазонах уставок: последовательное соединение катушек реле — первый диапазон и параллельное соединение — второй диапазон, отличающиеся пределами уставок тока срабатывания.

Для настройки реле тока на первый диапазон его катушки соединяются последовательно:

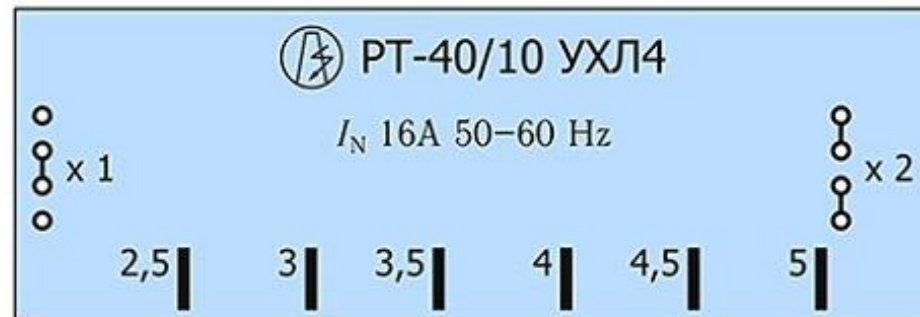
Для чего клеммы 8–10 соединяются перемычкой.



Для настройки реле тока на второй диапазон его катушки соединяются параллельно:



Внутри диапазона реле может быть настроено на любой ток с помощью изменения силы натяжения спиральной противодействующей пружины. Натяжение пружины регулируется указателем уставки. Значение тока срабатывания указывается на шкале уставок.



Если реле настроено на первый диапазон, ток срабатывания соответствует положению указателя уставки на шкале.

Если реле настроено на второй диапазон, ток срабатывания в два раза больше значения на шкале.

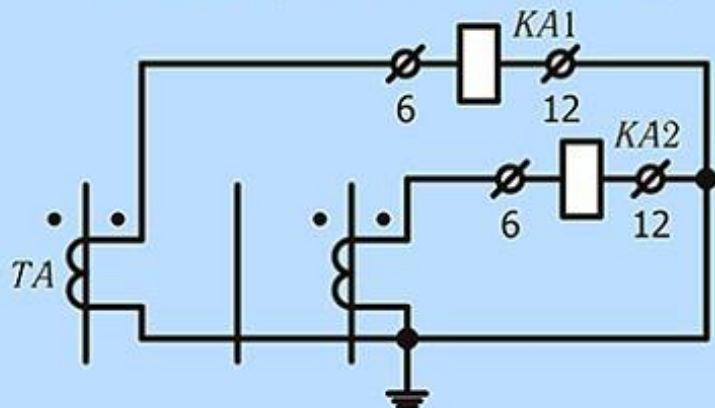
Назначение реле тока

Реле тока применяются в устройствах релейной защиты в качестве пусковых органов, которые непосредственно и непрерывно контролируют состояние и режим работы защищаемого оборудования и реагируют на увеличение тока при КЗ или перегрузке.

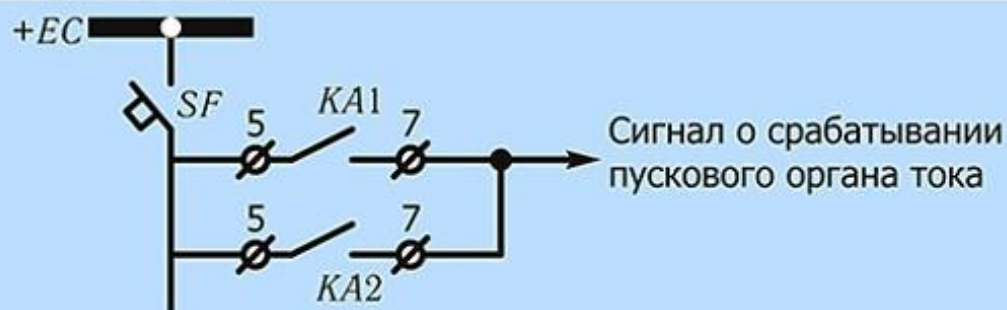
Схема включения

Обмотка реле тока подключается во вторичную цепь трансформаторов тока в соответствии с принятой схемой соединения трансформаторов тока.

Схема соединения трансформаторов тока и обмоток реле в неполную звезду



На схеме обозначаются номера клемм для подключения реле. Внутреннее соединение обмоток не обозначается. Контакты реле обозначаются отдельно, на схемах оперативного тока. Контакты реле тока соединяются параллельно.



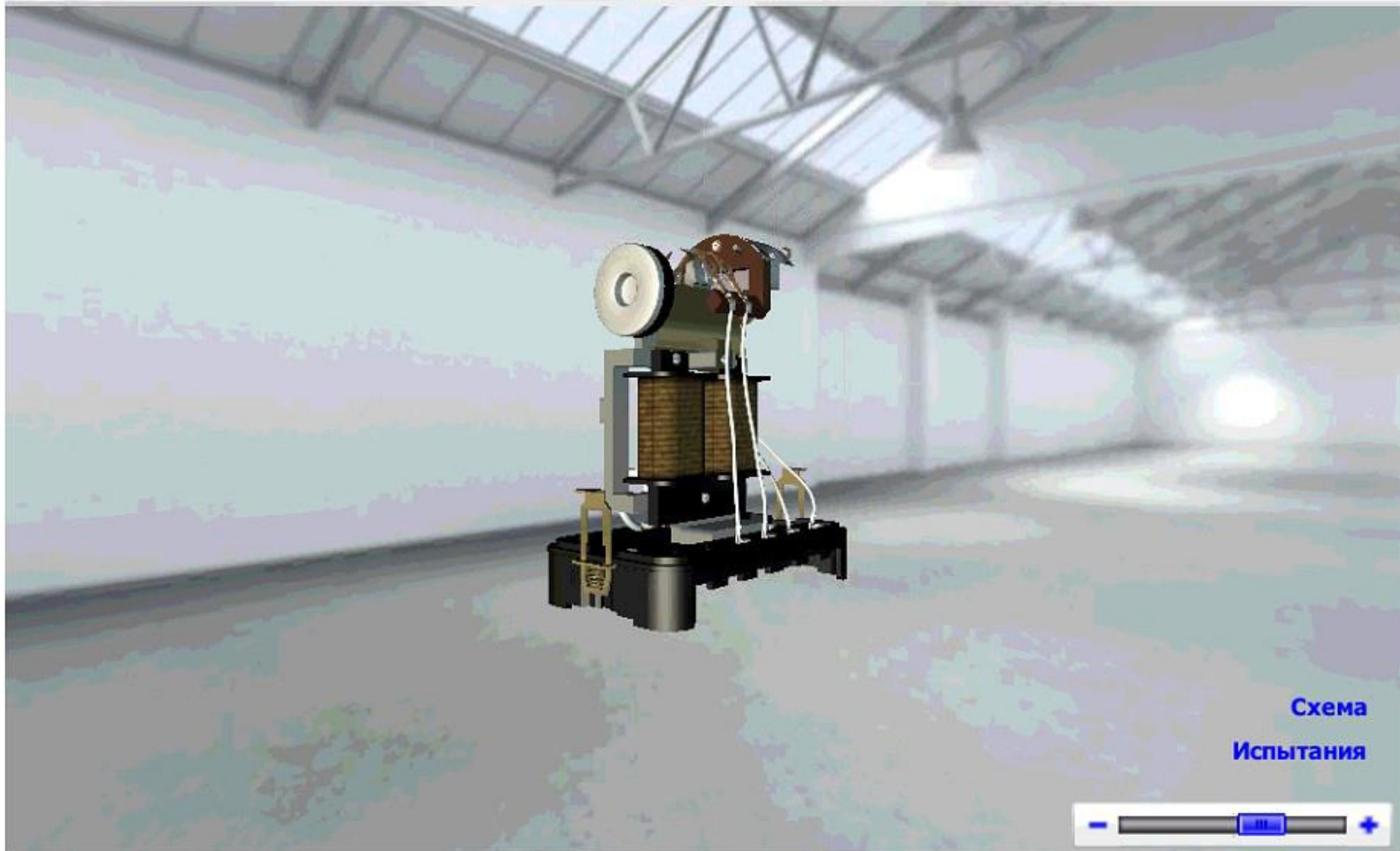
Выбор реле тока

Выбор исполнения реле тока осуществляется по расчетному значению тока срабатывания реле. Например, если задан $I_{с.р.} = 6,8 \text{ A}$, целесообразно выбрать типоразмер РТ-40/10, настроив его на второй диапазон пределов установки на ток срабатывания (5,0–10,0 А).

В спецификации на реле указывается типоразмер реле, диапазон, схема подключения контактных перемычек (пластинок) и ток срабатывания:

РТ-40/10, 2 диапазон, $\begin{matrix} 6 & 8 \\ \text{---} & \text{---} \end{matrix} \begin{matrix} 10 & 12 \\ \text{---} & \text{---} \end{matrix}$, $I_{с.р.} = 6,8 \text{ A}$

Реле РТ-40



[Схема](#)

[Испытания](#)



Реле напряжения серии РН-54

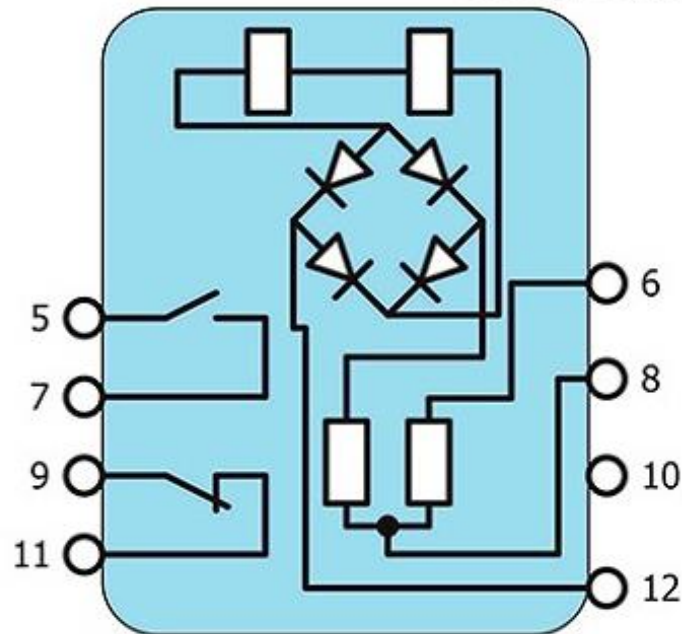
Реле предназначены для применения в схемах релейной защиты и автоматики энергетических систем в качестве органа, реагирующего на понижение напряжения.

Конструкция реле

Реле напряжения РН-54 по конструкции мало отличаются от реле тока РТ-40. Обмотка реле напряжения подключается во вторичную цепь трансформаторов напряжения на междуфазное или фазное напряжение. Катушки обмотки реле напряжения имеют большое число витков из проводов значительно меньшего диаметра по сравнению с обмоткой токового реле.

В отличие от реле РТ-40 в конструкции реле РН-54 отсутствует механический гаситель вибрации подвижной системы.

Схема внутренних соединений реле



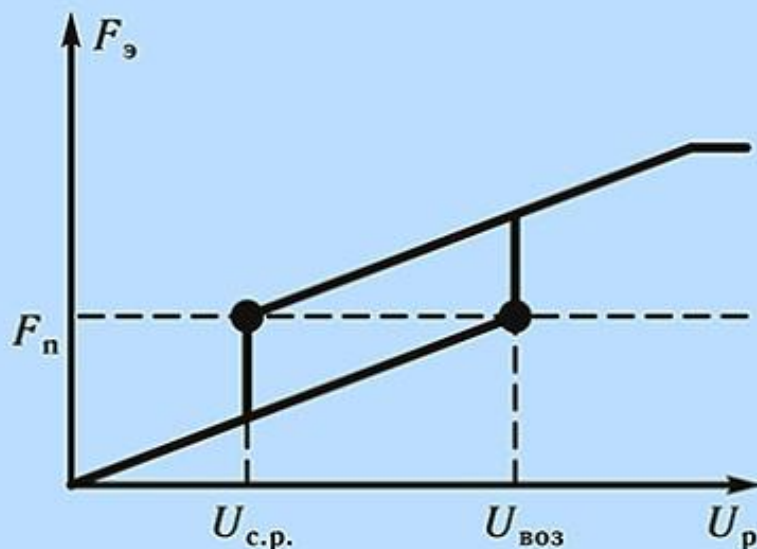
Соединенные последовательно катушки реле выводятся на клеммы 6, 8, 12 через выпрямительный мост, состоящий из диодов, и добавочные резисторы.

Использование выпрямителя практически предотвращает вибрацию контактов реле в состоянии с притянутым якорем.

*Схема внутренних соединений реле РН-54
(вид спереди)*

Реле минимального действия

Реле напряжения должно срабатывать при уменьшении воздействующего на реле напряжения, снижающегося при КЗ в сети. В нормальном режиме якорь реле напряжения находится в притянутом положении; при этом $F_э > F_п$ и нормально замкнутые контакты реле разомкнуты.



Для срабатывания реле необходимо снизить напряжение, приложенное к обмотке до такого значения, при котором противодействующая сила пружины $F_п$ превзойдет электромагнитный момент $F_э$, в результате чего якорь реле отойдет от полюсов сердечника и нормально замкнутые контакты замкнутся.

Диаграмма сил, воздействующих на якорь реле минимального действия (реле напряжения)

Напряжением срабатывания минимального реле называется наибольшее напряжение, при котором отпадает якорь реле, а напряжением возврата — наименьшее напряжение, при котором притягивается якорь реле.

У минимальных реле $U_{с.р.} < U_{воз}$, поэтому $k_{воз} > 1$

Таблица типоразмеров реле

Тип реле	Потребляемая мощность при напряжении на минимальной уставке, VA, не более	Класс точности	Номинальное напряжение, V		Напряжение срабатывания, V		Коэффициент возврата
			Первый диапазон	Второй диапазон	Первый диапазон	Второй диапазон	
PH 54/48	0,5	5	30	60	12–24	24–48	Не более 1,25
PH 54/160			100	200	40–80	80–160	
PH 54/320	0,6		200	400	80–160	160–320	
PH 154/48	0,5		30	60	12–24	24–48	
PH 154/160			100	200	40–80	80–160	
PH 154/320	0,6		200	400	80–160	160–320	

Реле напряжения типов 154 выпускаются в унифицированном корпусе

Регулирование напряжения срабатывания реле

Каждое типоразмерное реле может работать на двух диапазонах уставок. Уставки, соответствующие напряжению срабатывания первого диапазона, нанесены на шкалу реле. При этом напряжение на реле подается на зажимы 8, 12. В цепь катушек включается только одно добавочное сопротивление.

Для перехода на второй диапазон, с вдвое большими уставками, необходимо подвести напряжение к зажимам 6, 12. В цепь катушек при этом будет включено два последовательно соединенных сопротивления.

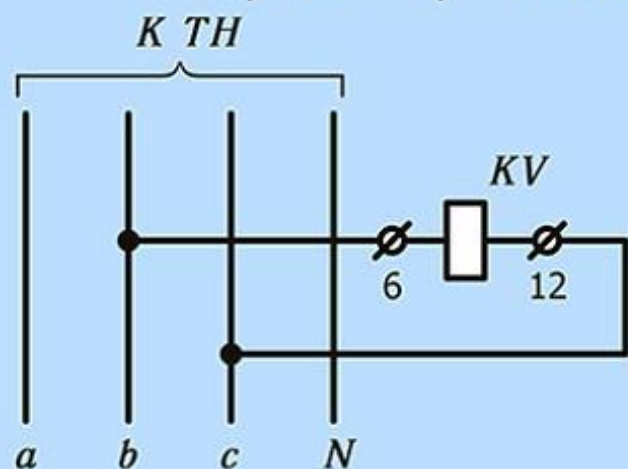
Назначение реле напряжения

Реле напряжения применяются в устройствах релейной защиты в качестве пусковых органов, которые реагируют на уменьшение напряжения на шинах электроустановок при КЗ.

Схема включения

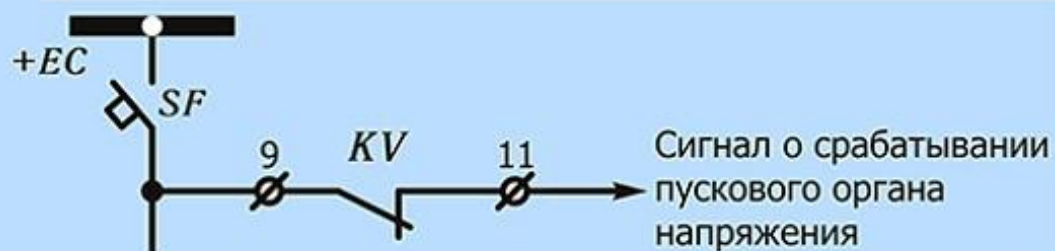
Обмотка реле напряжения подключается ко вторичным цепям трансформатора напряжения, на линейное или фазное напряжение, в соответствии с принятой схемой соединения.

Схема подключения реле напряжения на вторичное напряжение bc



На схеме обозначают номера клемм 8, 12 или 6, 12 в зависимости от необходимого диапазона напряжения срабатывания. Внутренняя схема соединения не обозначается.

Контакты реле обозначаются отдельно, на схемах оперативного тока. Контакты реле напряжения, если в пусковом органе напряжения несколько реле, соединяются параллельно.



Выбор реле напряжения

Выбор исполнения реле напряжения осуществляется по расчетному значению напряжения срабатывания реле. Например, если задано $U_{с.р.} = 92$ В, целесообразно выбрать типоразмер РН-54/160, настроив его на второй диапазон напряжения срабатывания (80–160 В).

В спецификации на реле указывается типоразмер реле, диапазон, схема подключения напряжения к клеммам и напряжение срабатывания:

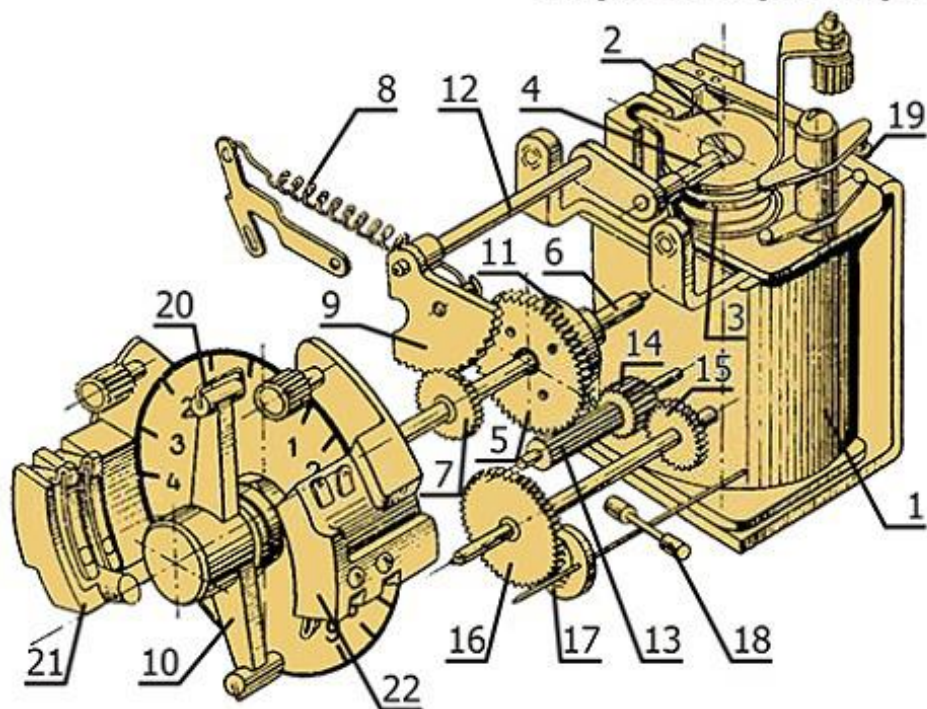
РН-54/160, второй диапазон уставок, напряжение подключено к клеммам 6–12, $U_{с.р.} = 92$ В.

Реле времени с часовым механизмом серии РВ-100

Реле времени предназначены для использования в схемах релейной защиты в качестве вспомогательного элемента для получения регулируемой выдержки времени.

Реле времени серии РВ-100 — электромагнитные, содержат следующие основные узлы: электромагнитный привод, часовой механизм, контактную систему.

Устройство реле времени серии РВ-100



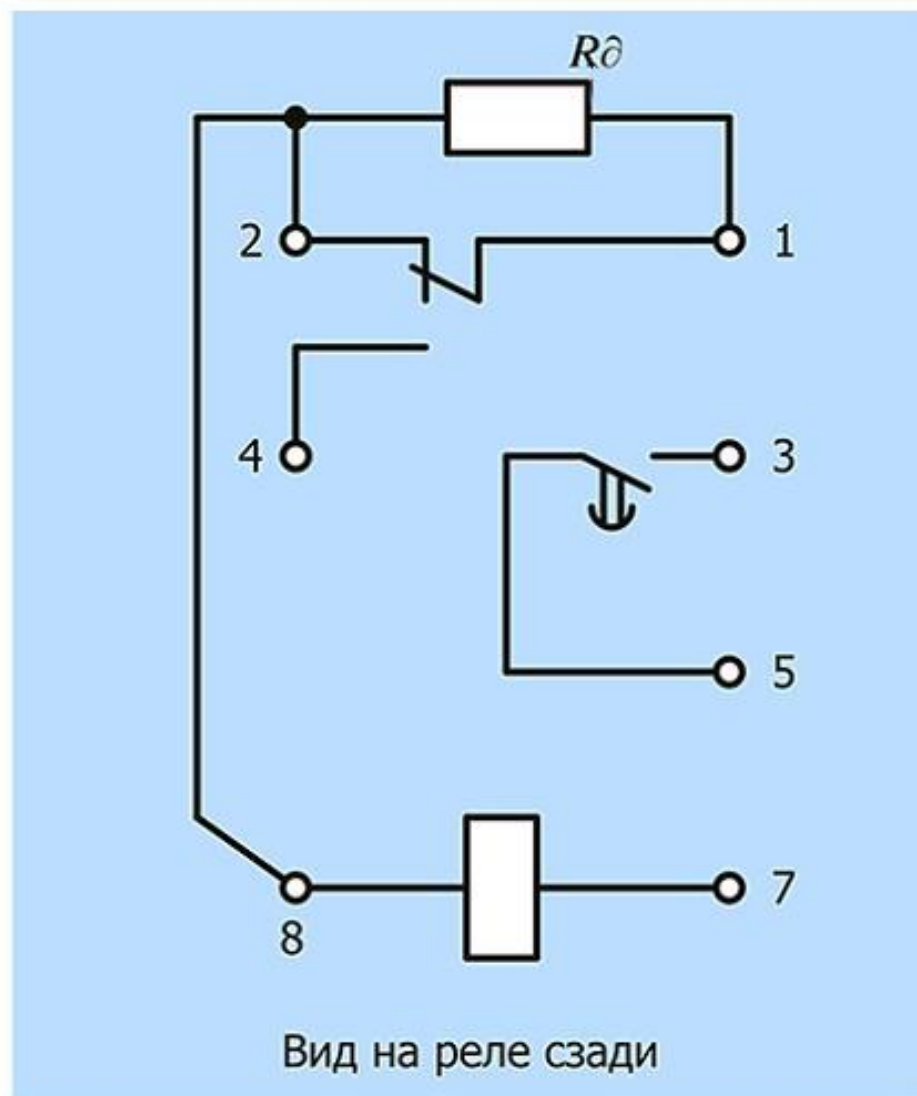
Ведущая пружина (8) нормально растянута (заведена) и удерживается в таком положении тем, что палец (4) упирается в верхнюю часть якоря (2).

При подаче напряжения на обмотку реле (1) якорь (2), втягиваясь, сжимает возвратную пружину (3) и освобождает палец (4).

Под действием освобожденной ведущей пружины (8) зубчатый сектор (9), укрепленный на оси (12), начинает вращать сцепленную с ним шестерню (7), которая вращает валик с укрепленной на нем контактной траверсой (10). Часовой механизм обеспечивает движение контактной траверсы (10) с определенной скоростью.

Поэтому выдержка времени от начала работы реле до замыкания контактов определяется расстоянием между начальным положением подвижного контакта (20) и неподвижными контактами (21), которые для изменения уставок можно перемещать по шкале реле. Кроме контактов с регулируемой выдержкой времени, реле времени имеют переключающие контакты мгновенного действия (19). Переключение мгновенных контактов происходит при втягивании якоря.

Схема внутренних соединений реле РВ-113 — РВ-143



Напряжение источника оперативного постоянного тока подается на клеммы реле 1–7.

Для уменьшения размеров реле катушка реле времени не рассчитывается на длительное протекание тока. Поэтому реле выполняются с добавочным сопротивлением R_{δ} , включаемым последовательно с обмоткой реле, как показано на схеме. Нормально сопротивление R_{δ} зашунтировано размыкающимся мгновенным контактом реле.

После втягивания якоря этот контакт немедленно размыкается и сопротивление R_{δ} вводится в цепь обмотки реле, ограничивая проходящий в ней ток до величины, допустимой по условиям нагрева и достаточной для удержания якоря в сработавшем состоянии.

Таблица типоразмеров реле времени РВ-113 — РВ-143

Тип реле	Пределы регулировок времени, с	Род тока	Термическая устойчивость	Количество контактов	Потребляемая мощность при $U_{нн}$, не более	Номинальное напряжение, V
РВ 113	0,1–1,3	Пост.	110 % номинального напряжения длительно	Один контакт (закрывающий), срабатывающий с выдержкой времени, и один переключающий контакт мгновенного действия, размыкающий контакт которого использован в цепи питания реле	30 W при зашунтированном и 15 W — при дешунтированном добавочном сопротивлении	24
РВ 127	0,25–3,5					48
						110
						220
РВ 133	0,5–9	24				
		48				
		110				
РВ 143	1–20	220				
		24				
		48				
		110				
						220

Абсолютная величина разброса времени срабатывания реле

Пределы уставок реле, с	$\pm\Delta t$, с
0,1–1,3	0,06
0,25–3,5	0,12
0,5–9	0,34
1–20	1,0

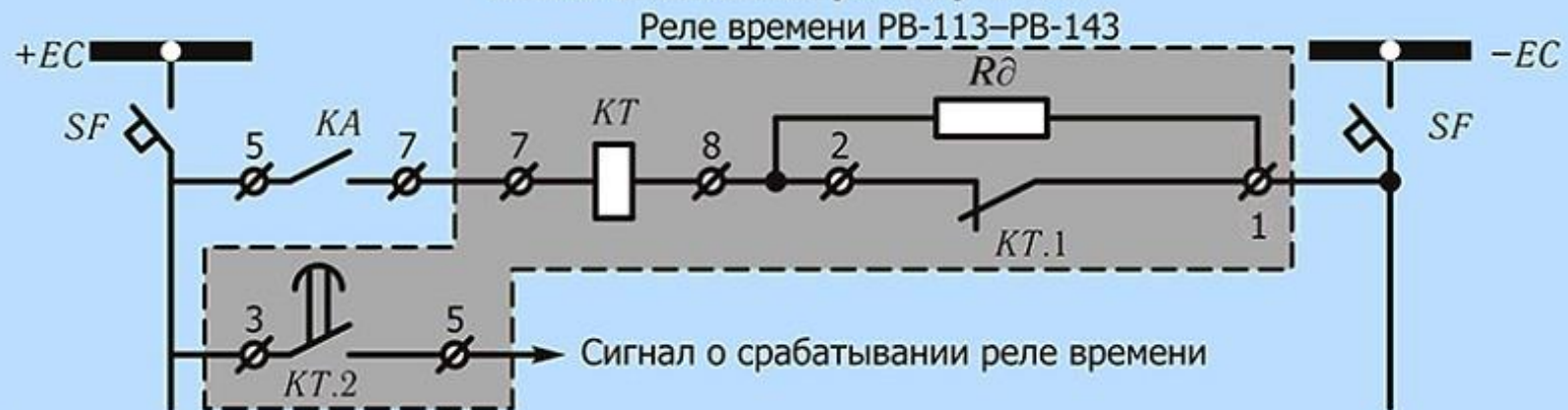
Назначение реле времени

Реле времени служит в качестве органа времени релейной защиты, для искусственного замедления действия устройств защиты.

Время, проходящее с момента подачи напряжения на обмотку реле времени до замыкания его контакта, называется выдержкой времени реле.

Основным требованием, предъявляемым к реле времени, является точность.

Схема включения реле времени



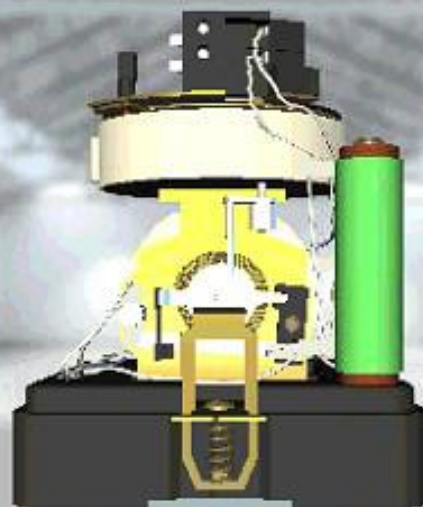
Обмотка реле времени KT подключается на оперативное напряжение постоянного тока. Последовательно с обмоткой включается добавочное сопротивление R_d , нормально шунтированное мгновенным размыкающимся контактом реле времени $KT.1$. Напряжение на обмотку реле времени подается контактами пусковых органов (например, реле тока KA). Сигнал о истекшей выдержке времени подается замыкающим контактом реле времени $KT.2$.

Выбор реле времени

Выбор исполнения реле времени осуществляется по расчетному значению выдержки времени. Например, если задана $\Delta t_{c.p.} = 2,1$ с, целесообразно выбрать типоразмер РВ-127 с пределами регулировок времени 0,25–3,5 с.

В спецификации на реле указывается типоразмер реле и выдержка времени: РВ-127, $\Delta t_{c.p.} = 2,1$ с.

Реле времени РВ-127



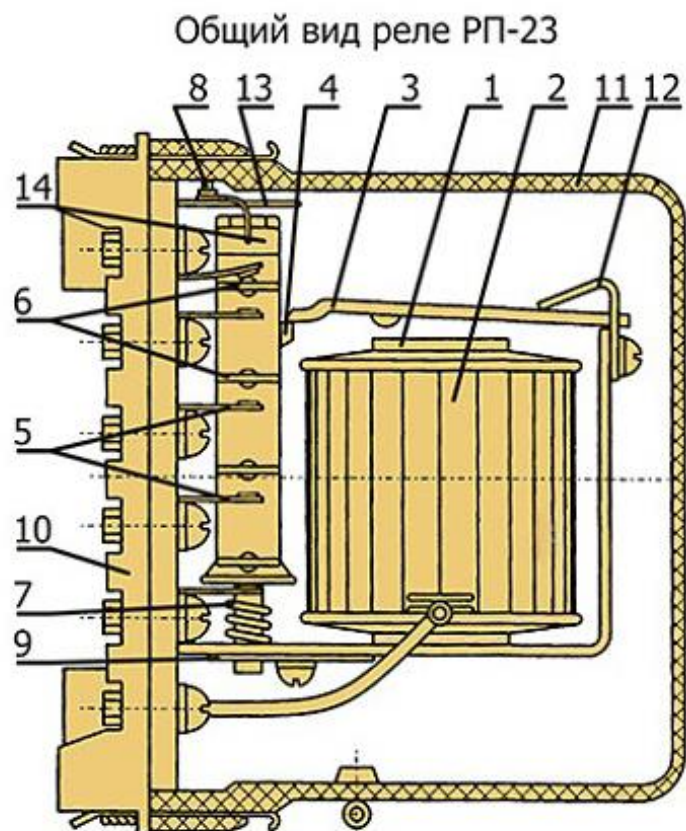
[Схема](#)

[Испытания](#)



Промежуточные реле серии РП-23

Промежуточные реле серии РП-23 предназначены для применения в качестве вспомогательных реле в цепях постоянного тока. Промежуточные реле, как правило, выполняется в виде конструкций с поворотным якорем (клапанного типа). Подобные конструкции развивают значительную электромагнитную силу, воздействующую на якорь, что позволяет оперировать большим количеством контактов значительной коммутационной способности.



Реле состоит из электромагнита (1) с обмоткой (2), якоря (3) с хвостовиком (4), неподвижных контактов (5), подвижной контактной системы (6), возвратной пружины (7), упоров (12–14) и регулировочной пластины (9).

Реле смонтировано на пластмассовом цоколе (10) и закрывается кожухом (11).

При подаче напряжения на обмотку реле якорь реле притягивается к торцу электромагнита. Хвостовик якоря, действуя на подвижную систему контактов, производит их переключение. При снятии напряжения с обмотки реле подвижная система возвращается в исходное положение под воздействием возвратной пружины (7).

Схема внутренних соединений реле

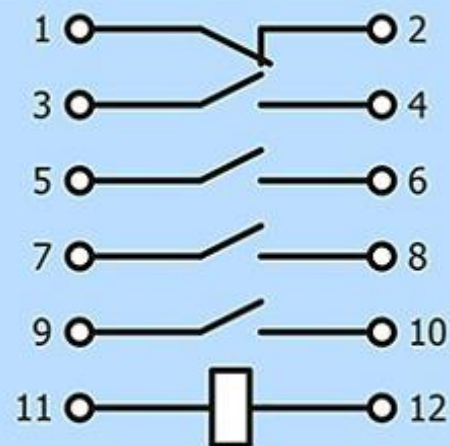


Таблица типоразмеров реле

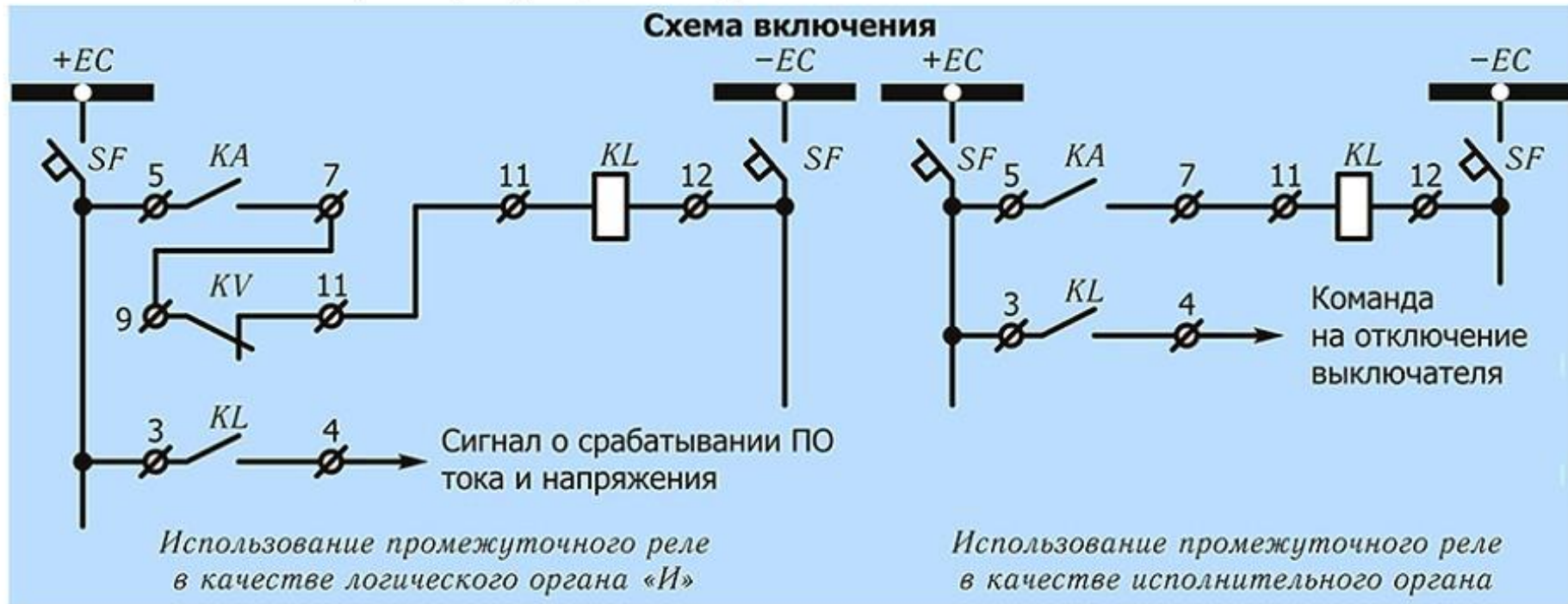
Тип реле	Номинальное напряжение, V
РП 23	24
	48
	110
	220

Потребляемая мощность при номинальном напряжении 6 Вт

Назначение промежуточных реле

Промежуточные реле являются вспомогательными и применяются, когда необходимо одновременно замыкать или размыкать несколько независимых цепей, или когда требуются реле с мощными контактами для замыкания и размыкания цепи с большим током.

В устройствах релейной защиты промежуточные реле применяются в качестве логических органов и исполнительных органов, подающих команды на отключение выключателей.



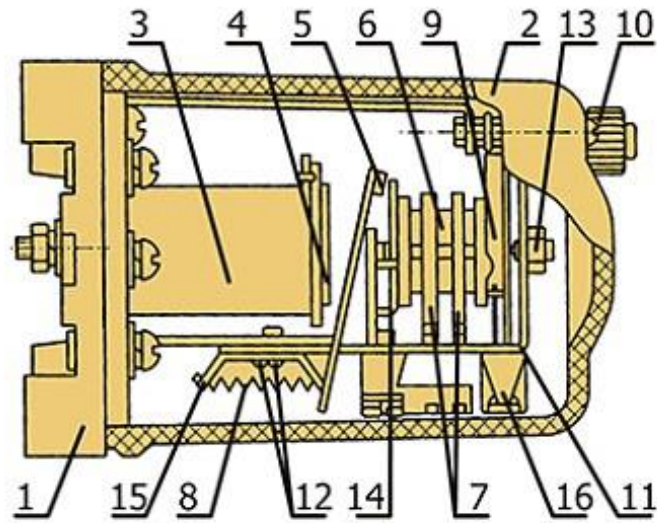
Выбор промежуточных реле

Выбор исполнения реле осуществляется по номинальному напряжению источника оперативного тока. Например, для аккумуляторных батарей $U_{от} = 220$ В, выбирается типоразмер промежуточного реле РП-23/220.

В спецификации на реле указывается типоразмер реле и номинальное напряжение оперативного тока: РП-23/220, $U_{от} = 220$ В.

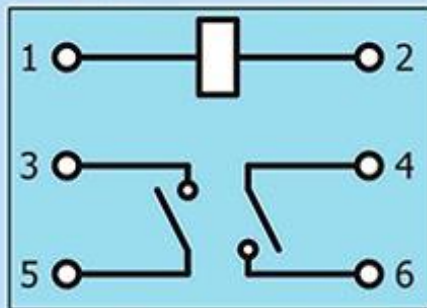
Указательные реле серии РУ-21

Реле указательные предназначены для использования в качестве указателя действия схем защиты и автоматики.



Общий вид реле РУ-21

Схема внутренних соединений реле



Изображение контакта $\text{---} \text{---} \text{---} \text{---}$ на схеме реле означает выполнение контакта без самовозврата, т. е. возврат в исходное положение контактов после возврата якоря реле осуществляется вручную.

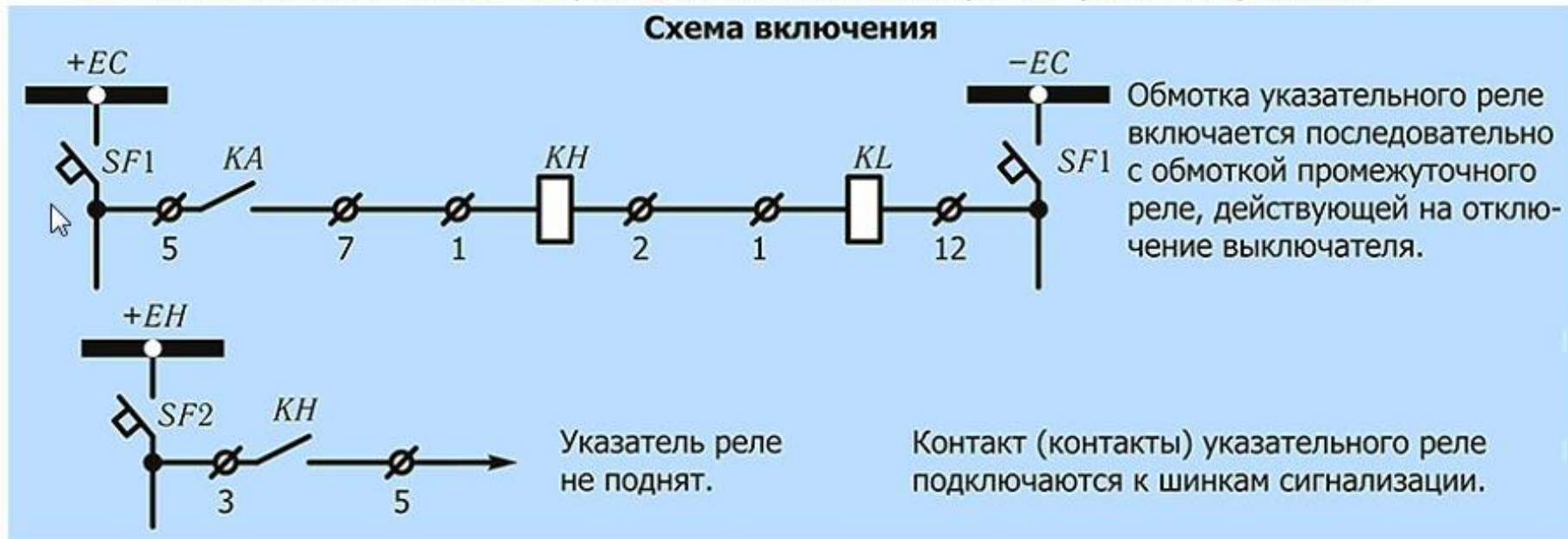
Реле включает в себя электромагнит, состоящий из сердечника (4) с обмоткой (3), якорь (5), сигнальный флажок (9), барабанчик (6), неподвижные контакты (7), возвратную пружину (8), скобу (11) и ручку возврата флажка (10). В исходном состоянии сигнальный флажок заведен и удерживается упором якоря в таком положении. При прохождении тока по обмотке реле якорь, притягиваясь к электромагниту, освобождает флажок, который под собственным весом поворачивается против смотровых окошек. Одновременно с флажком поворачивается и барабанчик с контактным мостиком, который производит замыкание неподвижных контактов. Реле смонтировано на цоколе (1) и закрыто кожухом (2). После прекращения тока в обмотке реле его якорь возвращается в исходное положение, а сигнальный флажок и контакты остаются в сработавшем положении, указывая и сигнализируя о срабатывании данного устройства защиты. Возврат сигнального флажка и контактов реле в исходное положение производится обслуживающим персоналом путем поворота флажка и барабанчика с контактным мостиком с помощью фигурной ручки возврата флажка (10), выведенной на лицевую сторону кожуха реле.

Таблица типоразмеров указательных реле

Тип реле	Род тока	Номинальный ток, А	Ток срабатывания, А	Потребляемая мощность, не более	Длительный ток, А
РУ 21/0,006	Пост.	0,006	0,006	0,25 W	0,018
РУ 21/0,01		0,01	0,01		0,03
РУ 21/0,016		0,016	0,016		0,048
РУ 21/0,025		0,025	0,025		0,075
РУ 21/0,05		0,05	0,05		0,15
РУ 21/0,06		0,06	0,06		0,18
РУ 21/0,08		0,08	0,08		0,24
РУ 21/0,1		0,1	0,1		0,3
РУ 21/0,16		0,16	0,16		0,48
РУ 21/0,25		0,25	0,25		0,75
РУ 21/0,4		0,4	0,4		1,2
Р 21/0,5		0,5	0,5		1,5
РУ 21/1		1	1		3
РУ 21/2		2	2		6
РУ 21/2,5		2,5	2,5		7,5
РУ 21/4		4	4		12

Назначение указательных реле

Указательные реле служат для сигнализирования обслуживающему персоналу о действии РЗ на отключение выключателя или срабатывании отдельных ступеней (элементов) защиты.



Выбор указательных реле

Выбор исполнения указательного реле осуществляется по расчетному значению тока, проходящего через обмотку реле. Например, если указательное реле РУ-21 и промежуточное реле РП-23 подключены последовательно к шинкам управления 220 В, то ток, протекающий по обмоткам реле после замыкания контакта реле времени КА:

$$I_{KH} = \frac{S_{KH} + S_{KL}}{U_{EC}} = \frac{0,25 + 6}{220} = 0,028 \text{ А.}$$

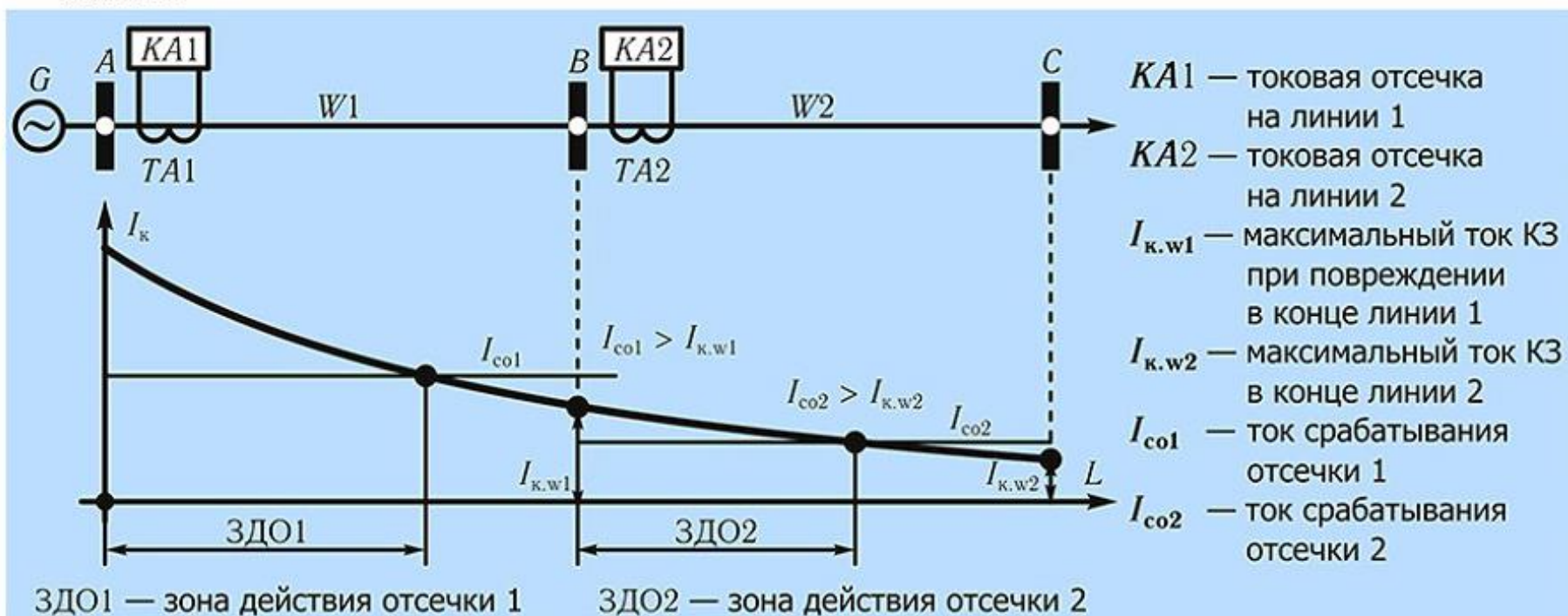
Типоисполнение нужно выбрать так, чтобы ток срабатывания указательного реле был меньше I_{KH} , а длительный ток указательного реле — больше I_{KH} , т. е. $I_{с.р.} < I_{KH} < I_{длит.}$ По таблице типоисполнений целесообразно выбрать РУ-21/0,016.

В спецификации на реле указывается типоисполнение реле и расчетное значение тока, проходящего через обмотку: РУ-21/0,016, $I_{KH} = 0,028 \text{ А.}$

Принцип действия токовой отсечки

Токовая отсечка — разновидность токовой защиты, позволяющая обеспечить быстрое отключение КЗ

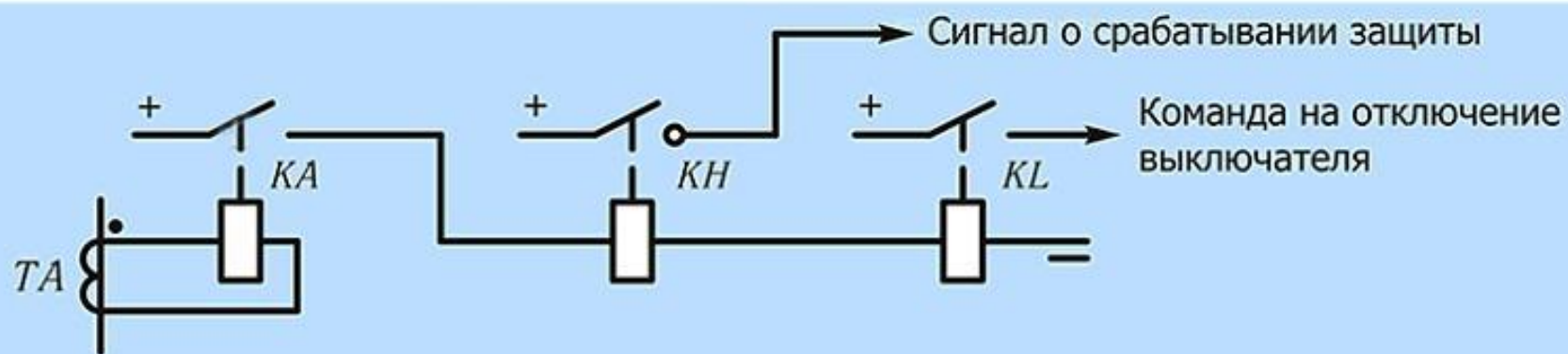
Селективность действия токовых отсечек достигается ограничением их зоны работы так, чтобы отсечка не действовала при КЗ за пределами защищаемого объекта. Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока КЗ при повреждении в конце защищаемого объекта.



$$I_k = \frac{E_c}{X_c + X_y \cdot L}$$

где: E_c — ЭДС системы;
 X_c — сопротивление системы;
 X_y — удельное сопротивление линий $W1, W2$;
 L — расстояние от шин A до точки КЗ.

Структурная схема токовой отсечки



Токовая отсечка состоит из датчиков тока (TA), пусковых органов тока (KA), указательного реле (KH) и исполнительного органа (KL).

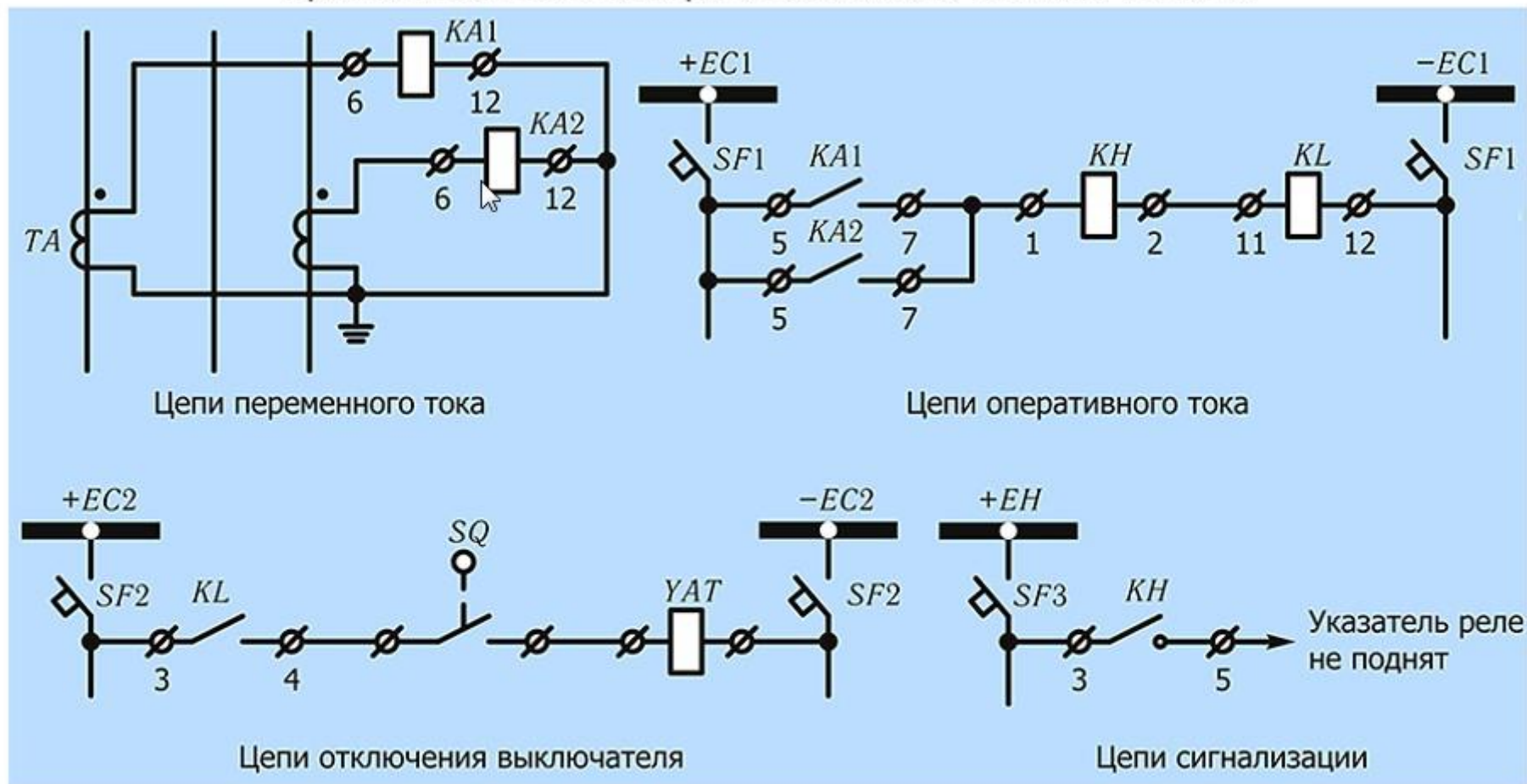
Достоинства токовой отсечки:

- простота (самая простая из всех устройств РЗ)
- надежность (практически всегда работает правильно)
- дешевизна
- быстроедействие, время действия отсечки складывается из времени срабатывания токовых и промежуточных реле $t_3 = 0,04...0,06$ с

Недостатки токовой отсечки:

- защищает только часть линии
- зона действия отсечки зависит от режима работы сети, в минимальном режиме, зона действия сокращается
- на коротких линиях (где токи КЗ в конце и в начале линии примерно одинаковы) даже в максимальном режиме при трехфазном КЗ в начале линии защита не работает

Принципиальная электрическая схема токовой отсечки

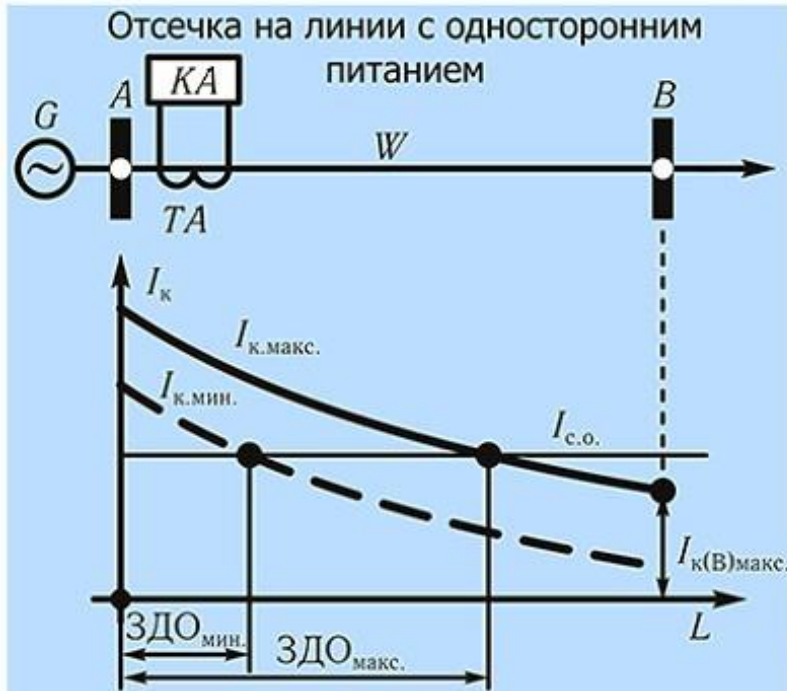


Токовая отсечка, выполненная по схеме неполной звезды на постоянном оперативном токе

В сети с глухозаземленной нейтралью от всех видов КЗ применяются трехфазные схемы. В качестве защиты от междуфазных КЗ используется схема неполной звезды. В сети с изолированной нейтралью применяются двухфазные схемы.

Расчет параметров отсечки на линии с односторонним питанием

По условию селективности с защитами остальной сети отсечка не должна работать за пределами защищаемой линии AB . Ток срабатывания отсечки должен быть больше тока КЗ в конце линии (точка B) в максимальном режиме работы сети:



Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.о.}}{n_T} k_{сх}^{(3)}$$

где: $I_{с.о.}$ — ток срабатывания отсечки;
 n_T — коэффициент трансформации трансформаторов тока;
 $k_{сх}^{(3)}$ — коэффициент схемы соединения трансформаторов тока и обмоток токовых реле для трехфазного режима.

$$I_{с.о.} = k_H \cdot I_{к(В)макс.}$$

где: $I_{к(В)макс.}$ — максимальный ток КЗ в фазе линии при КЗ на шинах подстанции B ;

k_H — коэффициент надежности, учитывающий погрешности в расчете тока КЗ и погрешность в токе срабатывания реле.

При использовании в отсечке токовых реле типа РТ-40 коэффициент надежности $k_H = 1,2 \dots 1,3$.

Зона действия отсечки

Зона действия отсечки определяется графически или по формуле:

$$X_{отс\%} = \frac{100}{X_W} \left(\frac{E_c}{I_{с.о.}} - X_c \right),$$

где: $X_{отс\%}$ — зона действия отсечки, в процентах от сопротивления защищаемой линии;

X_W — сопротивление защищаемой линии;

X_c — сопротивление системы;

$I_{с.о.}$ — ток срабатывания отсечки.

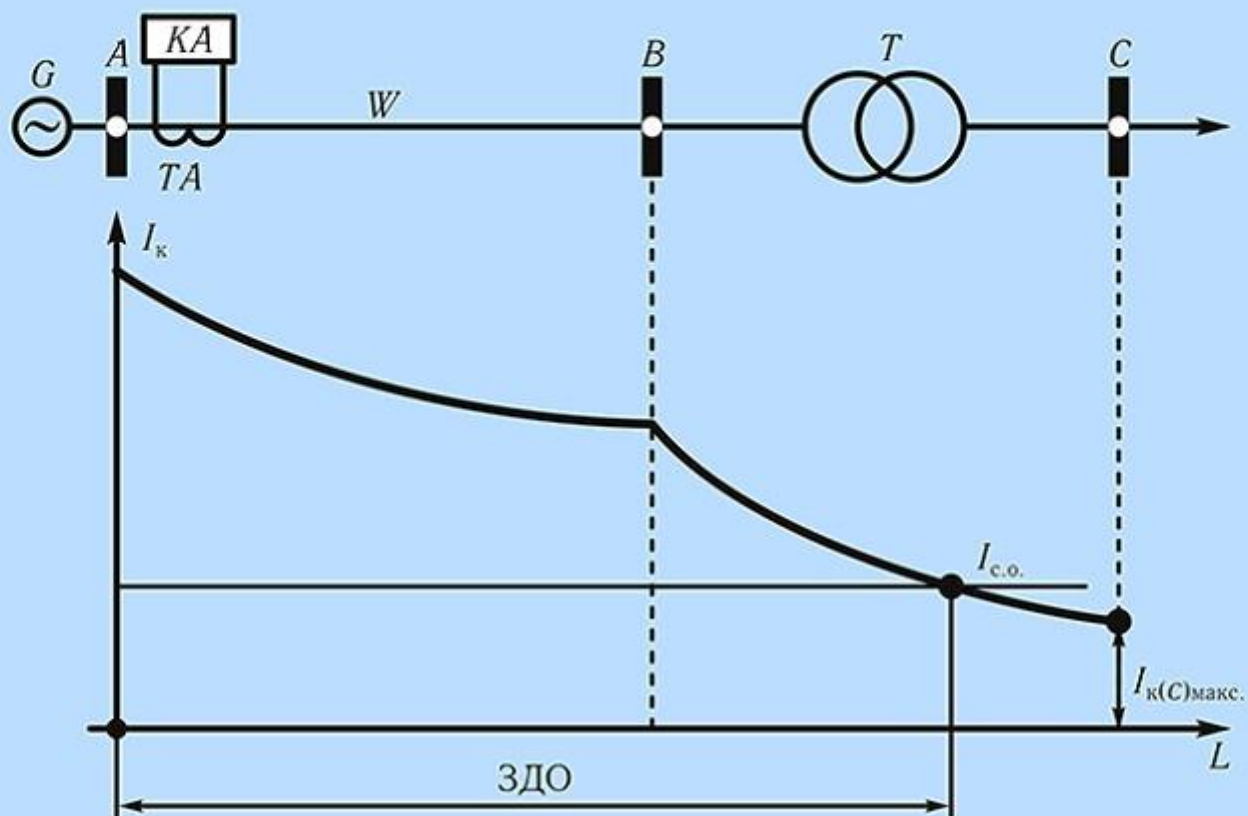
ПУЭ рекомендуют применять отсечку, если ее зона действия охватывает не меньше 20 % защищаемой линии.

Расчет параметров отсечки на блоке линия — трансформатор

При схеме работы линии блоком с трансформатором отсечку отстраивают от тока КЗ при повреждении за трансформатором, на шинах (С).

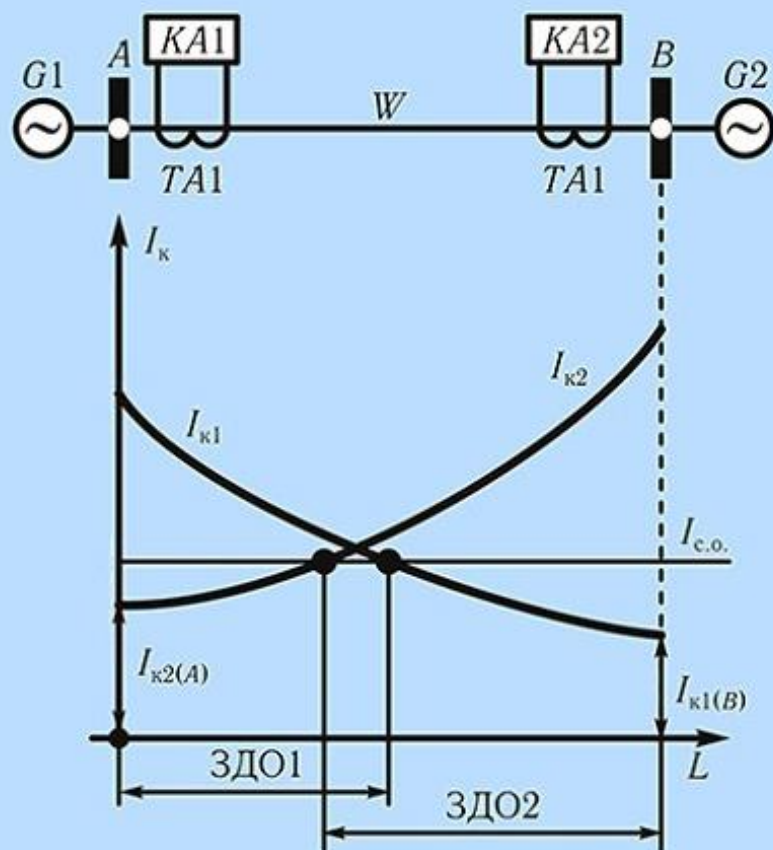
В этом случае отсечка защищает всю линию и оказывается весьма эффективной.

Отсечка на блоке линия — трансформатор



Расчет параметров отсечек на линии с двусторонним питанием

Отсечки на линии с двусторонним питанием



Ток срабатывания отсечек $I_{c.o.}$ выбирается большим из двух значений, полученных по условиям (1) и (2).

Зона действия каждой отсечки определяется по точке пересечения прямой тока $I_{c.o.}$ с соответствующей кривой тока КЗ.

На линиях с двусторонним питанием отсечки ставятся с обеих сторон линии. Ток срабатывания отсечек на обоих концах линии выбирается одинаковым. На линии с двусторонним питанием отсечки не должны действовать при КЗ за пределами защищаемой линии:

$$I_{c.o.} = k_n \cdot \max\{I_{k1(B)}; I_{k2(A)}\}, \quad (1\text{-е условие})$$

где: $k_n = 1, 2 \dots 1, 3$ — коэффициент надежности;

$I_{k1(B)}$ — ток КЗ от системы 1 при повреждении на шинах (B);

$I_{k2(A)}$ — ток КЗ от системы 2 при повреждении на шинах (A).

Во избежание неправильной работы отсечек при качаниях на линии с двусторонним питанием:

$$I_{c.o.} = k_n \cdot I_{\text{кач.макс}}, \quad (2\text{-е условие})$$

где: $k_n = 1, 2 \dots 1, 3$;

$I_{\text{кач.макс.}}$ — максимальное значение тока качания;

$$I_{\text{кач.макс.}} = \frac{2E}{X_{AB}},$$

где: E — ЭДС систем 1 и 2,

$$E_1 = E_2 = E = 1,05 U_{\text{ном.сети}}$$

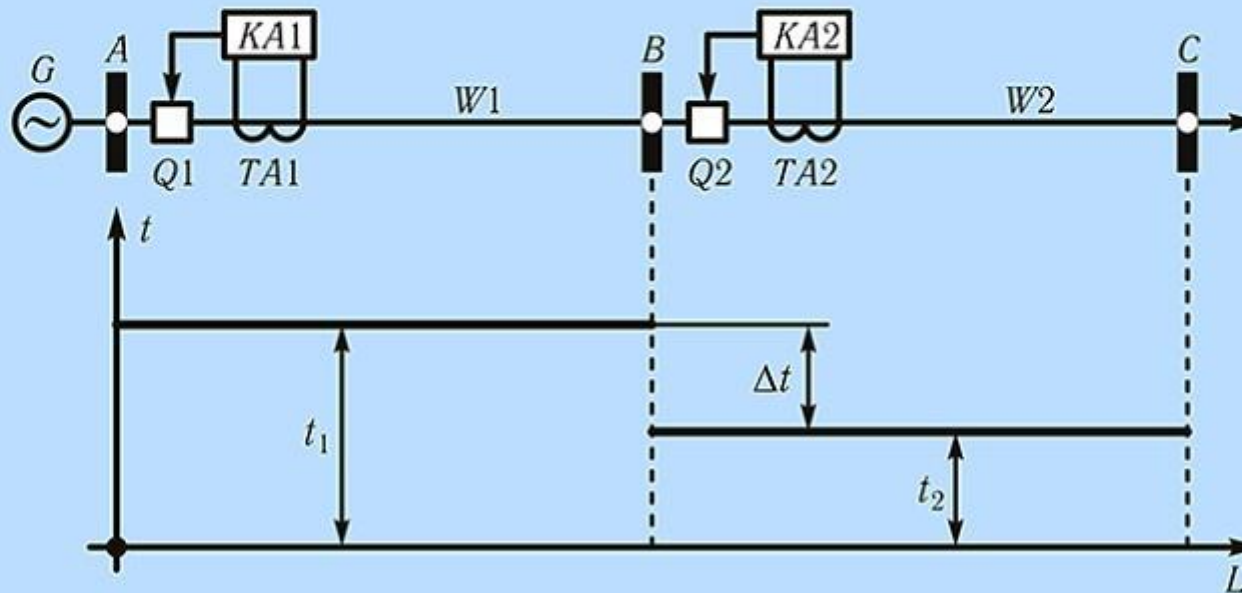
X_{AB} — суммарное сопротивление от системы 1 до системы 2.

Принцип действия максимальной токовой защиты

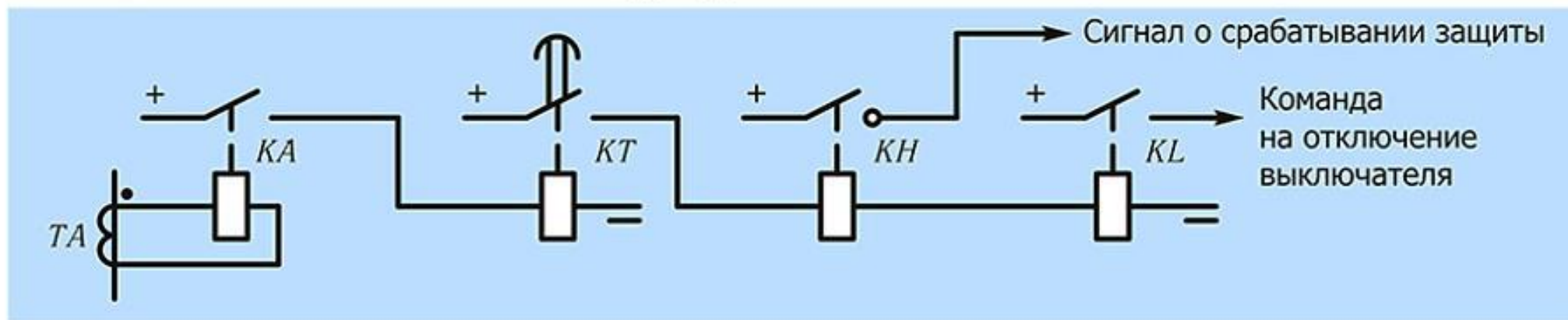
Максимальные токовые защиты — основной вид защит для сетей с односторонним питанием

МТЗ устанавливается в начале каждой линии со стороны питания.
Для обеспечения селективности МТЗ выполняются с выдержками времени, нарастающими от потребителей к источнику питания.

Максимальные токовые защиты в радиальной сети с односторонним питанием



Структурная схема МТЗ



МТЗ состоит из датчиков тока (TA), пусковых органов тока (KA), органа времени (KT), указательного реле (KH) и исполнительного органа (KL).

Достоинства МТЗ:

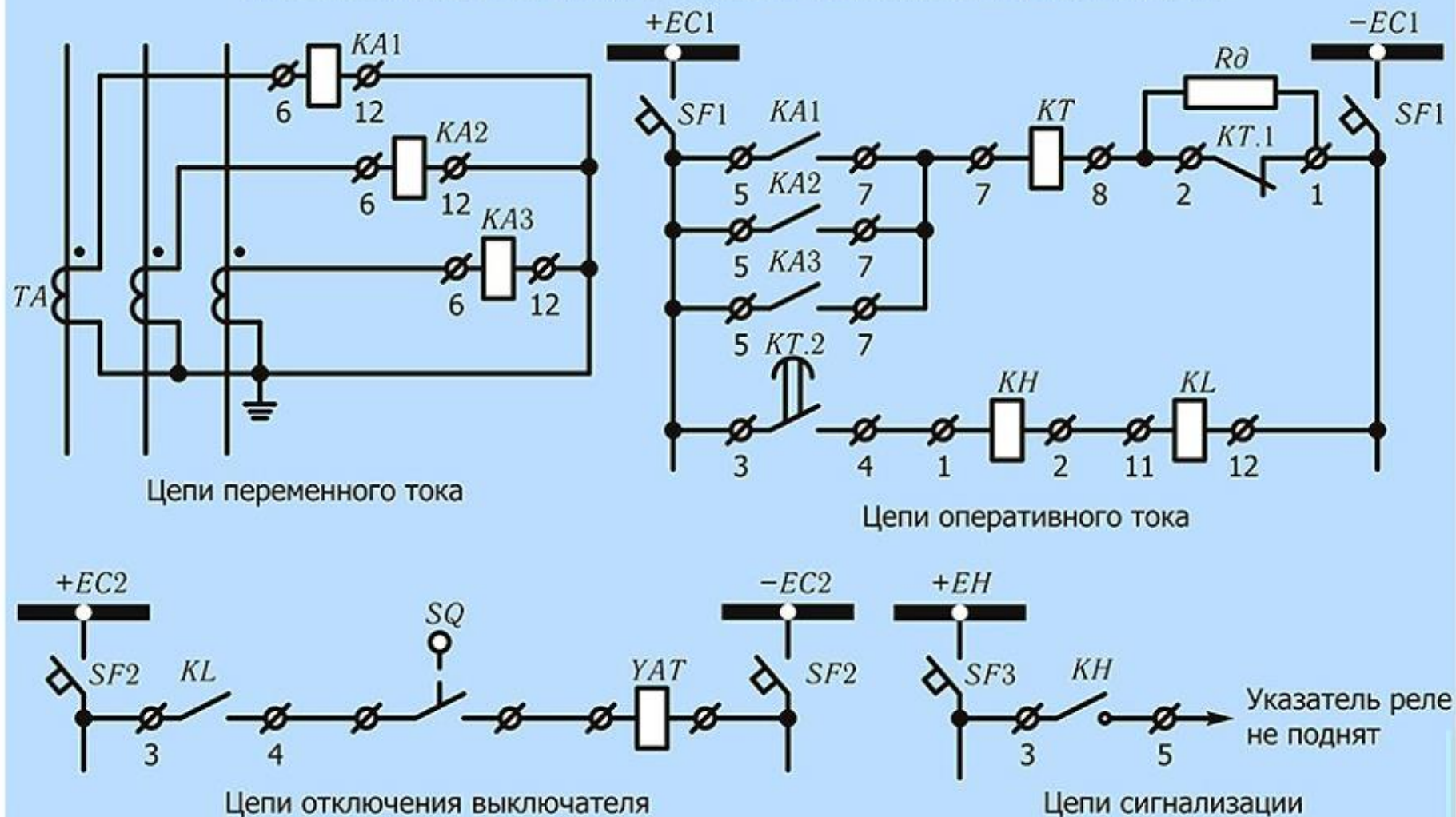
- простота
- надежность
- дешевизна
- обеспечение дальнего резервирования

Недостаток МТЗ:

- сравнительно большие выдержки времени

Принципиальная электрическая схема МТЗ

Принципиальная схема МТЗ с независимой выдержкой времени, выполненной по схеме полной звезды на постоянном оперативном токе



В сети с глухозаземленной нейтралью применяются трехфазные схемы.
В сети с изолированной нейтралью применяются двухфазные схемы.

Выбор тока срабатывания МТЗ

Защита должна надежно работать при повреждениях, но в то же время не действовать при максимальных токах нагрузки, ее кратковременных толчках, вызываемых пуском и самозапуском двигателей и колебанием нагрузки потребителей.

Слишком чувствительная защита сама становится источником аварий и перебоев в питании потребителей. Главная задача при выборе тока срабатывания состоит в надежной отстройке защиты от токов нагрузки. Для этого необходимо выполнить два условия:

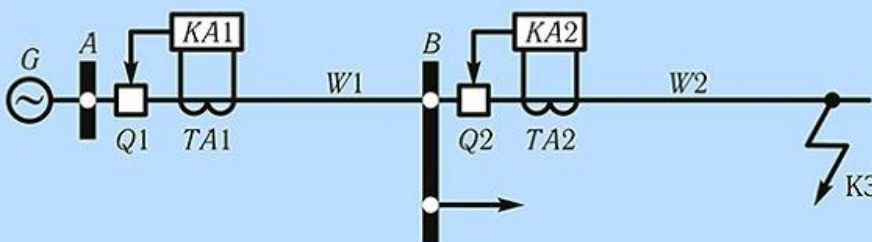
- 1) Токковые реле защиты не должны приходить в действие при максимальном рабочем токе нагрузки $I_{р.макс}$, для чего ток срабатывания защиты $I_{с.з.}$ должен быть больше максимального тока нагрузки:

$$I_{с.з.} > I_{р.макс} \quad (1\text{-е условие})$$

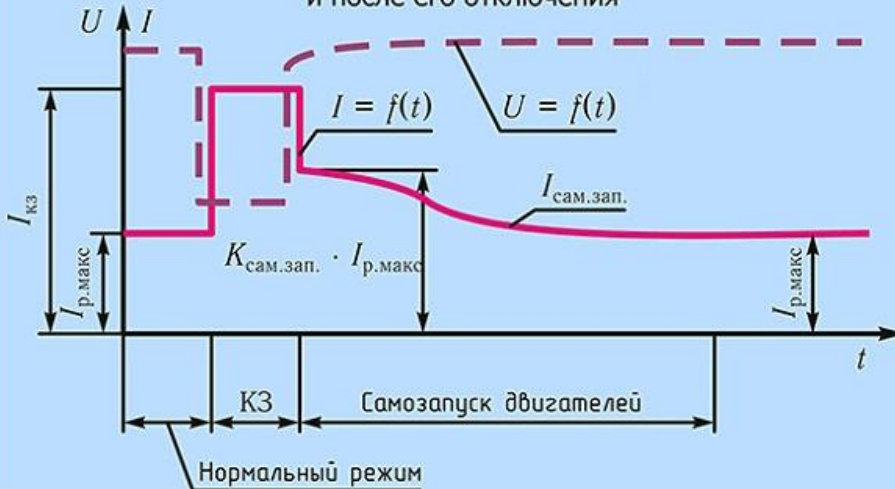
Ток срабатывания защиты — наименьший первичный ток в фазе линии, необходимый для действия защиты.

- 2) Токковые реле, сработавшие при КЗ в сети, должны надежно возвращаться в исходное положение после отключения КЗ при оставшемся в защищаемой линии рабочем токе. Так, при КЗ на линии $W2$ срабатывают токковые реле защит $KA1, KA2$. После отключения повреждения защитой $KA2$ прохождение тока КЗ прекращается и пришедшие в действие токковые реле защиты $KA1$ должны возвратиться в начальное положение. Поэтому ток возврата должен быть больше тока нагрузки линии $W1$, проходящего через защиту $KA1$ после отключения КЗ.

К выбору тока срабатывания МТЗ



Характер изменения тока и напряжения в линии при КЗ в сети и после его отключения



Ток в первый момент времени после отключения КЗ имеет повышенное значение из-за пусковых токов электродвигателей. Асинхронные электродвигатели во время КЗ тормозятся вследствие возникающего при КЗ понижения напряжения. После отключения КЗ напряжение восстанавливается и двигатели самозапускаются, потребляя повышенный пусковой ток. Этот ток $I_{сам.зап.}$ постепенно затухает, и в линии устанавливается рабочий ток. Увеличение $I_{р.макс}$, вызванное самозапуском двигателей, оценивается коэффициентом самозапуска $k_{р.макс}$. Учет самозапуска двигателей является обязательным. Исходя из этого:

$$I_{воз} > k_{сам.зап.} \cdot I_{р.макс} \quad (2\text{-е условие})$$

При выполнении второго условия выполняется также условие 1, так как ток возврата реле тока всегда меньше тока срабатывания.

По второму условию:

$$I_{воз} = k_n \cdot k_{сам.зап.} \cdot I_{р.макс}$$

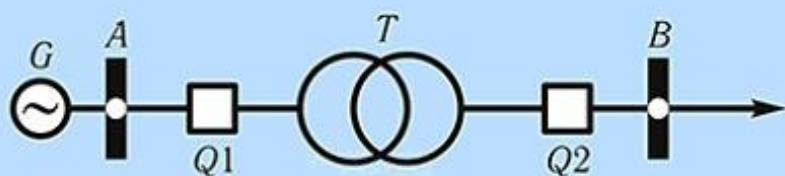
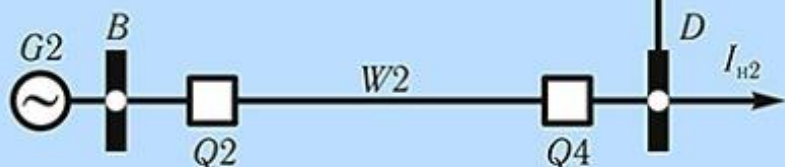
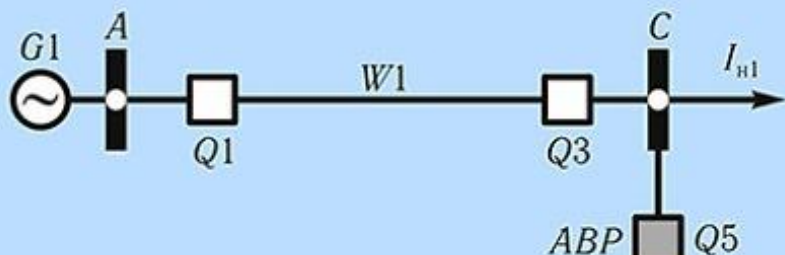
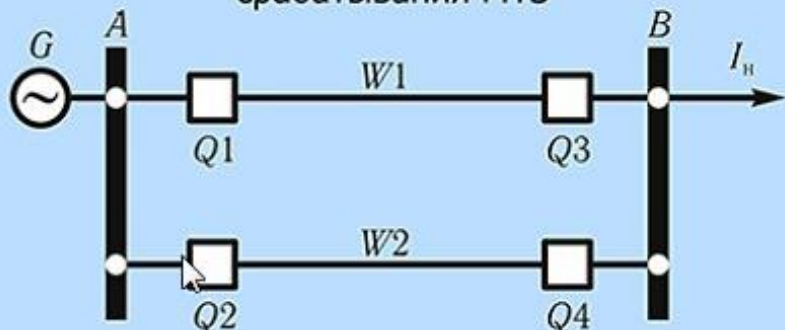
где: k_n — коэффициент надежности, учитывает погрешность в величине тока возврата реле, принимается равным 1,1...1,2

Ток срабатывания защиты находится с помощью коэффициента возврата:

$$I_{с.з.} = \frac{I_{воз}}{k_{воз}} = \frac{k_n \cdot k_{сам.зап.}}{k_{воз}} I_{р.макс}$$

Определение максимального рабочего тока защищаемого объекта

Характерные схемы для определения максимального тока нагрузки при выборе тока срабатывания МТЗ



Для каждой параллельной линии:

$$I_{p.\text{макс}W} = I_n,$$

где: I_n — ток нагрузки, подсоединенной к шинам B .

Для каждой из линий $W1, W2$:

$$I_{p.\text{макс}W} = I_{n1} + I_{n2},$$

где: I_{n1} — ток нагрузки на шинах C ;
 I_{n2} — ток нагрузки на шинах D .

Для защиты трансформатора:

$$I_{p.\text{макс}T} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.т.}}} \cdot k_{\text{пер}},$$

где: S_T — номинальная мощность трансформатора;
 $U_{\text{ном.т.}}$ — номинальное напряжение стороны трансформатора;
 $k_{\text{пер}}$ — коэффициент перегрузки, по умолчанию $k_{\text{пер}} = 1,4$.

Расчет коэффициента самозапуска

Коэффициент самозапуска $k_{\text{сам.зап.}}$ — это отношение тока, протекающего по защищаемой линии в режиме самозапуска электродвигателей к максимальному рабочему току нагрузки.

$$k_{\text{сам.зап.}} = \frac{I_{\text{сам.зап.}}}{I_{\text{р.макс}}}$$

При отсутствии в составе нагрузки электродвигателей 6–10 кВ, $k_{\text{сам.зап.}}$ принимается исходя из проведенных исследований и опыта эксплуатации:

- линии 6–10 кВ в сельскохозяйственных районах — 1,2...1,3
- городские кабельные сети 6–10 кВ — 1,2...1,3
- линии 35–110 кВ — 1,5...2,0

Для линий, питающих потребителей со значительным количеством электродвигателей, имеющих промышленную нагрузку, значение $k_{\text{сам.зап.}}$ определяется расчетом.

Пример расчета коэффициента самозапуска



2 ЭД 5 МВт $\cos\varphi = 0,8$ $K_{п} = 4$

5 ЭД 630 кВт $\cos\varphi = 0,9$ $K_{п} = 4,5$

3 трансформатора 1 000 кВА, несущих постоянную нагрузку

К расчету коэффициента самозапуска

Определим $k_{\text{сам.зап.}}$ для линии 10 кВ, питающей шины с промышленной

$$k_{\text{сам.зап.}} = \frac{I_{\text{сам.зап.}}}{I_{\text{р.макс}}}$$

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{2 \cdot 5\,000}{0,8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} + \frac{5 \cdot 630}{0,9 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} + \frac{3 \cdot 1\,000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 722 + 202 + 173 = 1\,097 \text{ А}$$

$$I_{\text{сам.зап.}} = \frac{4 \cdot 5\,000}{0,8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} + \frac{5 \cdot 630 \cdot 4,5}{0,9 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} + \frac{3 \cdot 1\,000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1\,443 + 909 + 173 = 2\,525 \text{ А}$$

$$k_{\text{сам.зап.}} = \frac{2\,525}{1\,097} = 2,3$$

Расчет коэффициента чувствительности защиты

Ток срабатывания, выбранный по условию отстройки от нагрузки, проверяется по условию чувствительности защиты.

Чувствительность защиты оценивается коэффициентом чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} k_{\text{отн.чувствит.}}^{(2)}$$

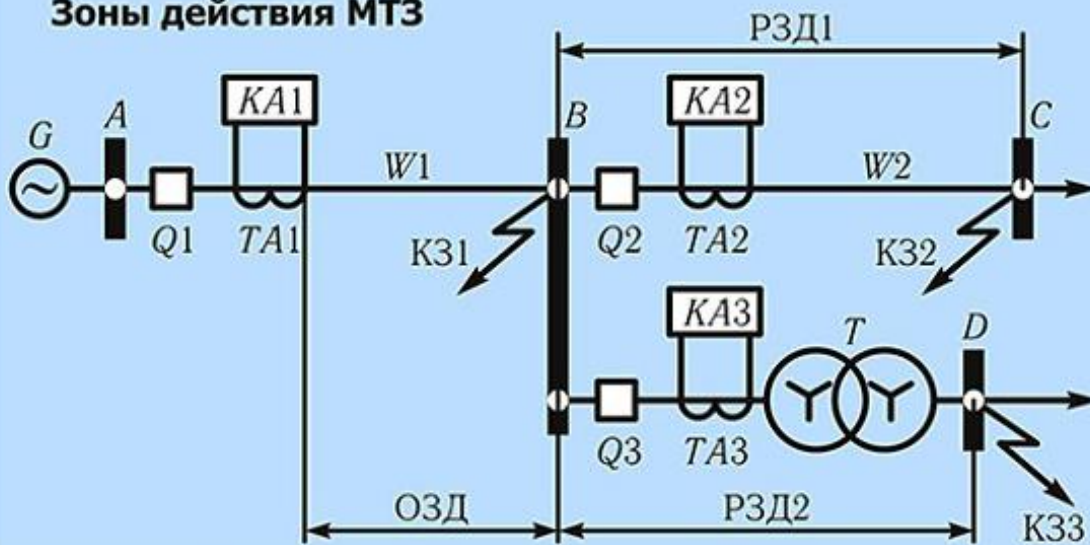
где $I_{\text{кз.мин}}^{(2)}$ — минимальное значение тока КЗ при повреждении в конце зоны действия защиты, ток рассчитывается в минимальном режиме работы энергосистемы при двухфазном КЗ;

$I_{\text{с.з.}}$ — ток срабатывания защиты;

$k_{\text{отн.чувствит.}}^{(2)}$ — коэффициент относительной чувствительности схемы МТЗ к двухфазным КЗ

Схема МТЗ	Восьмерка	Неполная звезда	Неполная звезда с доп. реле	Полный треугольник с двумя реле	Полный треугольник	Звезда
$k_{\text{отн.чувствит.}}^{(2)}$	$1/\sqrt{3}$	1	1	$1/\sqrt{3}$	$2/\sqrt{3}$	1

Зоны действия МТЗ

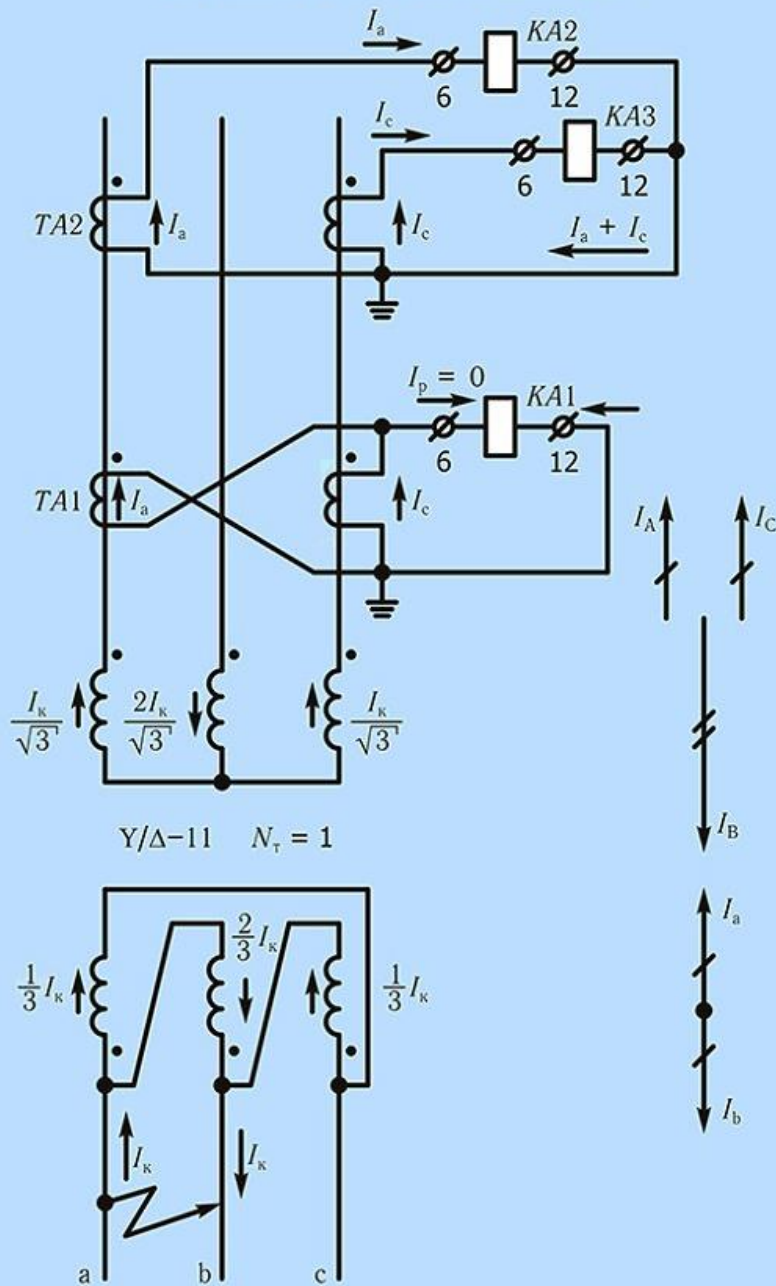


Основная зона действия МТЗ КА1 охватывает всю защищаемую линию W1. Резервные зоны действия охватывают объекты, отходящие от шин противоположной подстанции B. Коэффициенты чувствительности рассчитываются для каждой из зон действия. На примере, для защиты КА1 рассчитывается $k_{\text{ч}}$ для основной зоны действия при КЗ1 на шинах ПС B, и $k_{\text{ч}}$ для двух зон резервирования №1 — W2 при КЗ2 на шинах ПС C, и №2 — трансформатор T при КЗ3 на шинах D.

Согласно ПУЭ нормативные значения для основной зоны действия — 1,5, для зон резервирования — 1,2. Расчетное значение должно быть не меньше нормативного.

Чувствительность МТЗ при двухфазных КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток Y/Δ-11 группа

Двухфазное КЗ за трансформатором Y/Δ-11 группа



Если в зону действия МТЗ входит трансформатор со схемой соединения обмоток Y/Δ, то рассчитывать $k_{\text{ч}}$ необходимо с учетом токораспределения по сторонам трансформатора.

При двухфазном КЗ на стороне Δ, на стороне Y в одной фазе протекает ток КЗ, равный току трехфазного КЗ, а по двум другим — в 2 раза меньше.

Схема восьмерки не применяется для защиты таких трансформаторов, а схема неполной звезды будет иметь чувствительность в два раза меньше по сравнению со схемами полной звезды или неполной звезды с дополнительным реле в обратном проводе.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.}}} k_{\text{отн.чувствит. за Y/Δ}}^{(2)}$$

где $I_{\text{кз.мин}}^{(3)}$ — ток КЗ на стороне Y при трехфазном повреждении на стороне Δ в минимальном режиме работы энергосистемы;

$I_{\text{с.з.}}$ — ток срабатывания защиты;
 $k_{\text{отн.чувствит. за Y/Δ}}^{(2)}$ — коэффициент относительной чувствительности схемы МТЗ к двухфазным КЗ за трансформатором Y/Δ-11 группа

Схема МТЗ	Восьмерка	Неполная звезда	Неполная звезда с доп. реле	Полный треугольник с двумя реле	Полный треугольник	Полная звезда
$k_{\text{отн.чувствит.}}^{(2)}$	0	1/2	1	$1,5/\sqrt{3}$	$1,5/\sqrt{3}$	1

Расчет тока срабатывания реле

Вторичный ток срабатывания реле $I_{с.р.}$ (уставка) определяется как

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{n_T} k_{сх}^{(3)}$$

где $I_{с.з.}$ — ток срабатывания защиты;

n_T — коэффициент трансформации трансформаторов тока;

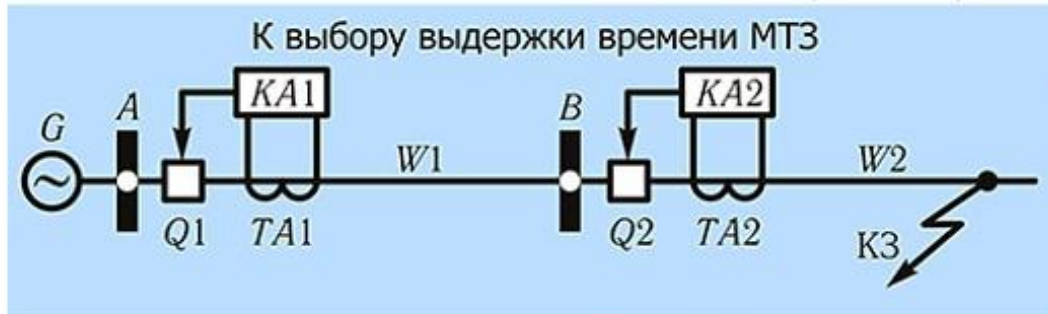
$k_{сх}^{(3)}$ — коэффициент схемы соединения трансформаторов тока и обмоток токовых реле при симметричном (трехфазном) режиме.

Для схемы соединения звезда (полная или неполная) $k_{сх} = 1$

Для схемы соединения треугольник или восьмерка $k_{сх} = \sqrt{3}$

Для защиты выполненной на токовых реле, имеющих плавную регулировку тока срабатывания в пределах диапазона (например, типа РТ-40), полученное значение $I_{с.р.}$ может быть принято за окончательное.

Расчет выдержки времени защиты



Выдержка времени защиты $KA1$ определяется по ступенчатому принципу:

$$t_{KA1} = t_{KA2} + \Delta t,$$

где t_{KA2} — выдержка времени защиты последующей линии;
 Δt — ступень селективности.

Расчет ступени селективности

Разница между временем действия защит двух смежных участков (например, линий $W1$, $W2$) называется ступенью селективности:

$$\Delta t = t_{KA1} - t_{KA2}$$

Величина Δt должна быть такой, чтобы при КЗ на линии $W2$ защита предыдущего участка (т.е. на линии $W1$) не успевала сработать раньше защиты повреждения линии.

При КЗ на $W2$ защита $KA1$ работает в течение времени, пока проходит ток КЗ:

$$t = t_{KA1} + t_{n2} + t_{BQ2},$$

где t_{KA2} — выдержка времени защиты $KA2$;

t_{n2} — погрешность в сторону замедления реле времени защиты $KA2$;

t_{BQ2} — время отключения выключателя $Q2$.

Чтобы защита линии $W1$ не сработала при КЗ на следующем участке, она должна иметь время:

$$t_{KA1} > t_{KA2} + t_{n2} + t_{BQ2}$$

Приняв некоторый запас $t_{зап}$ и учтя, что защита $KA1$ может за счет погрешности реле времени снизить свою выдержку времени на величину t_{n1} :

$$t_{KA1} = t_{KA2} + t_{n2} + t_{BQ2} + t_{n1} + t_{зап}$$

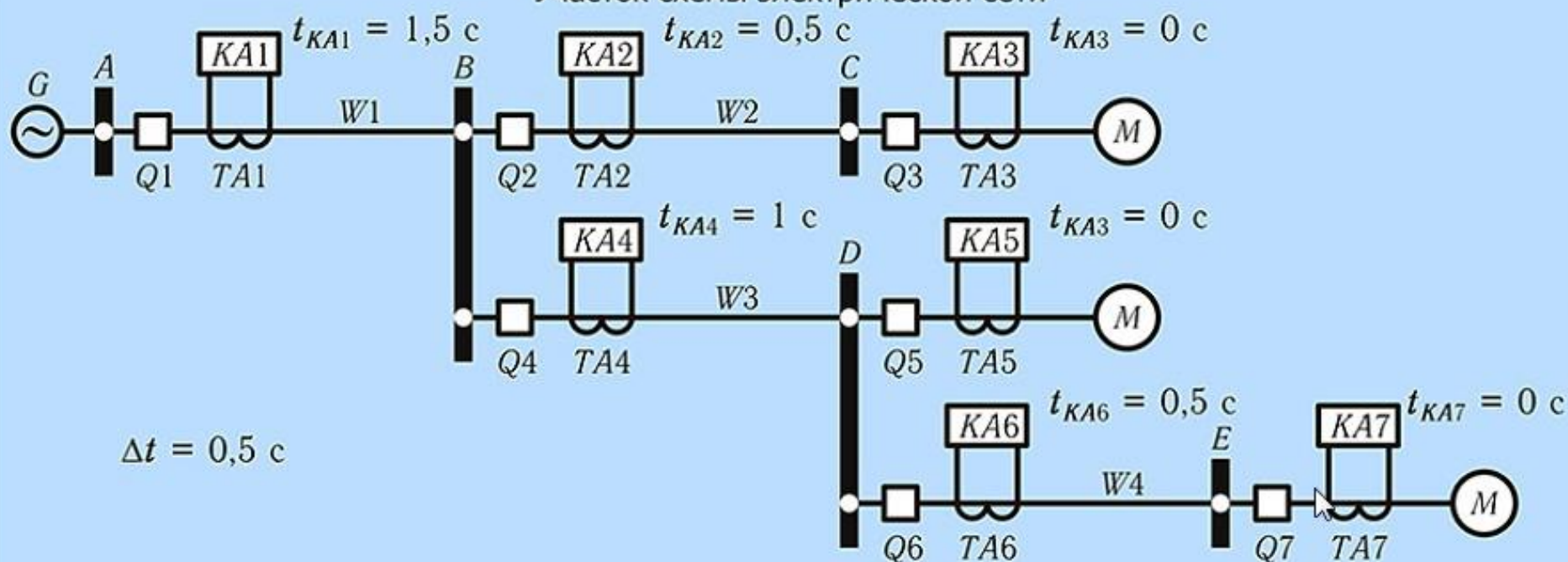
Минимальная ступень селективности:

$$\Delta t = t_{KA1} - t_{KA2} = t_{n1} + t_{n2} + t_{BQ2} + t_{зап}$$

Для применяемых в эксплуатации реле тока и выключателей ступень времени колеблется в пределах 0,35...0,6 с.

Пример определения выдержек времени МТЗ

Участок схемы электрической сети



В сети 10 кВ установлены вакуумные выключатели $Q1...Q7$ с временем отключения $t_{BQ} = 0,14 \text{ с}$.
Токовые защиты $KA1...KA4, KA6$ оснащены реле времени РВ-127 с погрешностью времени срабатывания $t_n = 0,12 \text{ с}$.

Определим ступень селективности для защит сети:

$$\Delta t = 2t_n + t_{BQ} + t_{зан} = 2 \cdot 0,12 + 0,14 + 0,1 = 0,48 \approx 0,5 \text{ с}$$

Защиты $KA3, KA5, KA7$, установленные на электродвигателях, не имеют выдержки времени:

$$t_{KA3} = t_{KA5} = t_{KA7} = 0 \text{ с}$$

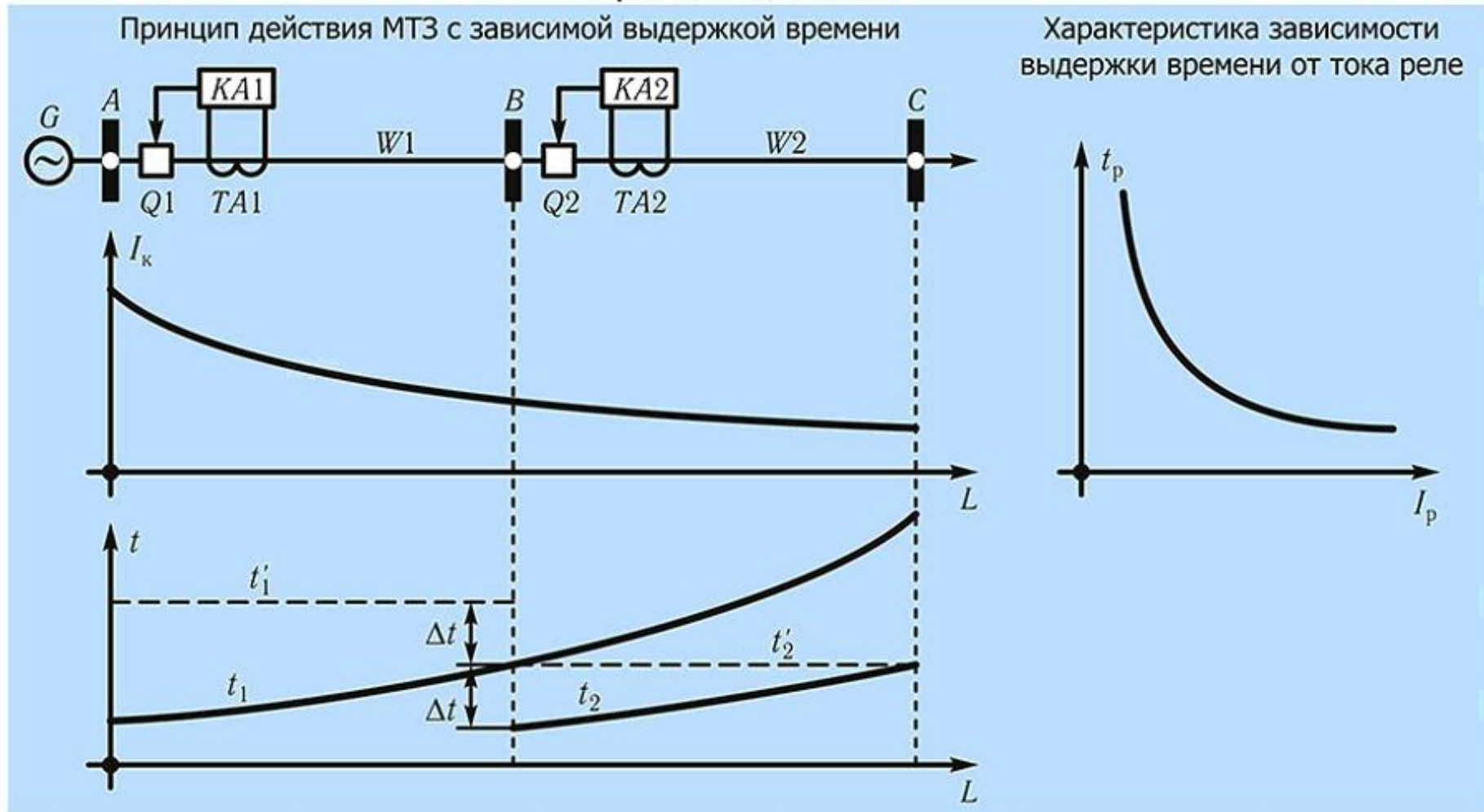
$$t_{KA6} = t_{KA7} + \Delta t = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с}$$

$$t_{KA4} = \max\{t_{KA5}, t_{KA6}\} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с}$$

$$t_{KA2} = t_{KA3} + \Delta t = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с}$$

$$t_{KA1} = \max\{t_{KA2}, t_{KA4}\} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с}$$

МТЗ с зависимой выдержкой времени. Принцип действия



Для улучшения отстройки МТЗ от кратковременных перегрузок, ускорения отключения при КЗ в начале линии применяют МТЗ с зависимой характеристикой выдержки времени. Данный вид МТЗ выполняется при помощи токовых реле, работающих не мгновенно, а с выдержкой времени, зависящей от величины тока.

МТЗ с зависимой выдержкой времени. Структурная схема



В качестве пускового органа защиты используются индукционные токовые реле, имеющие зависимую от тока характеристику выдержки времени.

В схеме отсутствуют реле времени, промежуточное и указательное реле, так как индукционное реле тока имеет контакты достаточной мощности и сигнальный флажок, выпадающий при срабатывании реле.

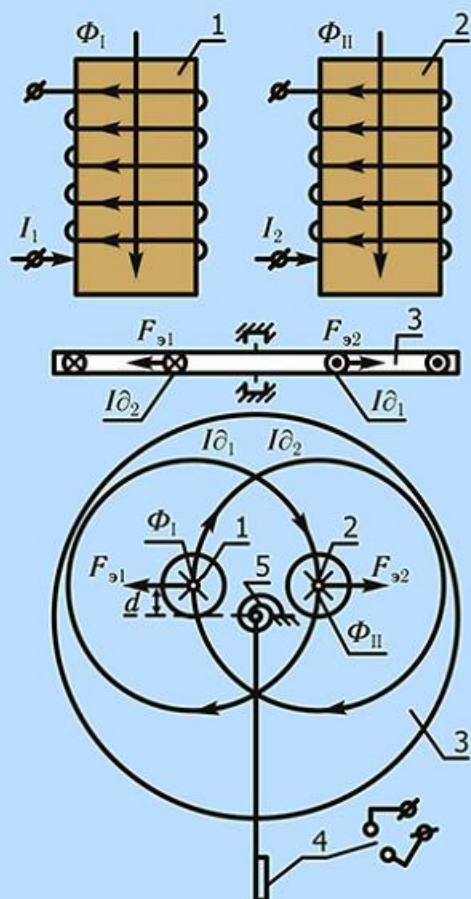
Достоинства защиты:

- лучше отстроена от кратковременных перегрузок, пусковых токов двигателей
- быстрее отключает КЗ в начале линий (на рис. принципа действия: сплошные линии — выдержки времени МТЗ с зависимой характеристикой, пунктир — выдержки МТЗ с независимой характеристикой (для сравнения))
- схема МТЗ содержит меньше элементов
- лучше согласована с защитой трансформаторов 6...10 кВ предохранителями

Недостатки защиты:

- расчет уставок значительно сложнее, чем у МТЗ с независимой характеристикой
- в зоне резервирования (линия W^2) выдержка времени может быть существенно больше, чем у МТЗ с независимой характеристикой
- индукционные реле сложнее по конструкции и дороже, чем электромагнитные токовые

Принцип действия индукционного реле тока



Реле состоит из подвижной системы (3), расположенной в поле двух магнитных потоков Φ_1 и Φ_{II} .

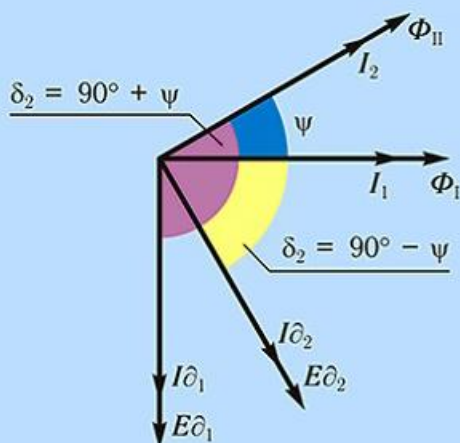
Магнитные потоки создаются токами, проходящими по обмоткам неподвижных электромагнитов (1) и (2). Подвижная система выполняется в виде алюминиевого диска, закрепленного на оси, которая может вращаться. При вращении против часовой стрелки диск преодолевает момент пружины (5) и замыкает контакты (4). Переменные токи I_1 и I_2 проходя по обмоткам (1) и (2) создают магнитные потоки Φ_1 и Φ_{II} .

Пронизывая диск (3), магнитные потоки наводят в нем ЭДС E_{δ_1} и E_{δ_2} , отстающие на 90° от вызвавших их магнитных потоков. Под действием ЭДС в диске возникают вихревые токи I_{δ_1} и I_{δ_2} , замыкающиеся вокруг оси индуктирующего их магнитного потока. Между магнитным потоком и током, находящимся в его поле, возникают электромагнитные силы взаимодействия.

F_{ϕ_1} — обусловленная взаимодействием магнитного потока Φ_1 и тока I_{δ_2} и F_{ϕ_2} — Φ_{II} и I_{δ_1} .

Силы F_{ϕ_1} и F_{ϕ_2} образуют результирующую электромагнитную силу F_ϕ , равную их алгебраической сумме $F_\phi = F_{\phi_1} + F_{\phi_2}$. Результирующая сила F_ϕ создает вращающий момент $M_\phi = F_\phi \cdot d$, где d — плечо силы F_ϕ . Момент приводит в движение диск, который в зависимости от знака M_ϕ замыкает или размыкает контакты реле (4).

Векторная диаграмма индукционного реле



Электромагнитная сила и ее момент

$$F_{\vartheta} = k' f \Phi_I \Phi_{II} \sin \psi,$$

где: ψ — угол сдвига фаз между магнитными потоками Φ_I и Φ_{II} ;
 f — частота переменного тока

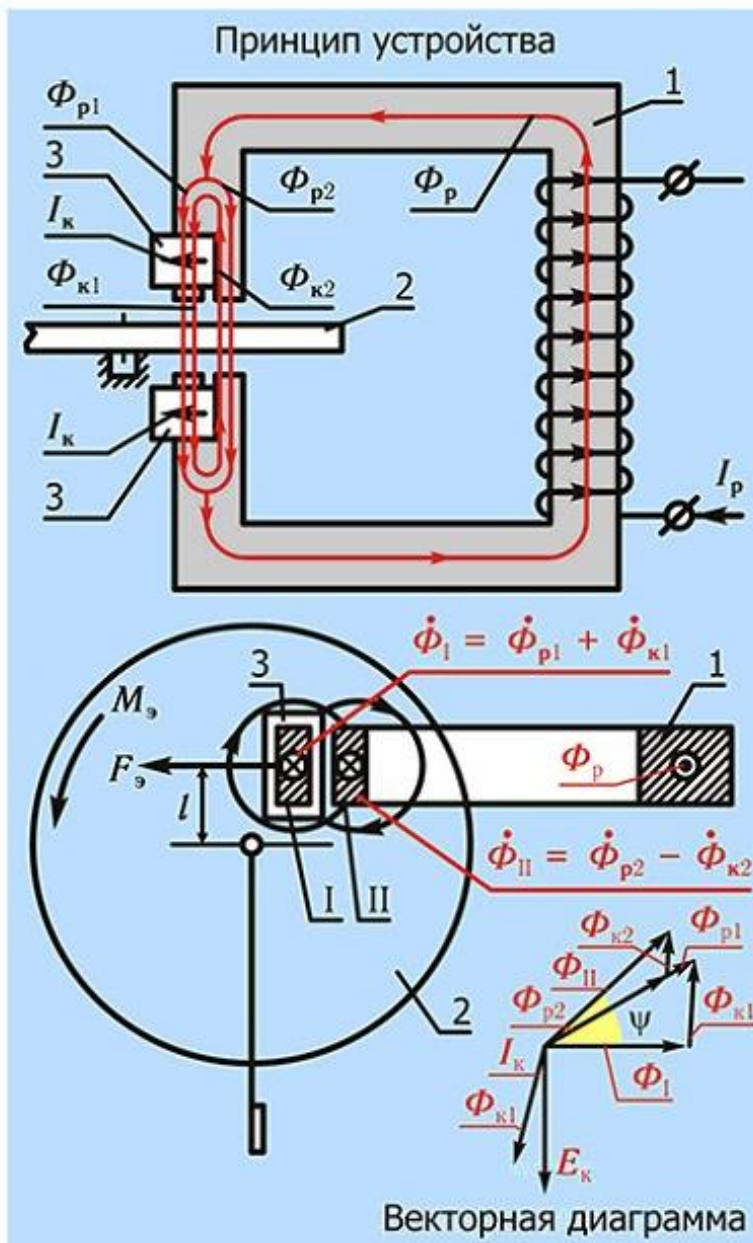
$$M_{\vartheta} = F_{\vartheta} \cdot d,$$

где: d — плечо силы F_{ϑ}

Анализируя выражения, можно установить:

- для получения M_{ϑ} конструкция должна обеспечить создание не менее двух переменных магнитных потоков, пронизывающих диск в разных точках и сдвинутых по фазе на угол $\psi \neq 0$
- величина момента пропорциональна амплитудам магнитных потоков и их частоте и зависит от сдвига фаз между потоками, наибольший момент будет при $\psi = 90^\circ$
- знак момента зависит от $\sin \psi$, сила F_{ϑ} направлена от оси опережающего магнитного потока Φ_{II} к оси отстающего Φ_I
- на индукционном принципе могут выполняться только реле переменного тока

Принцип действия индукционного реле с короткозамкнутыми витками



Реле имеет электромагнит (1), охватывающий своими полюсами укрепленный на оси диск (2). На верхнем и нижнем полюсах электромагнита насажены короткозамкнутые медные витки (3), охватывающие часть сечения полюсов. Токи в обмотке реле I_p и в короткозамкнутых витках I_k создают магнитные потоки Φ_p и Φ_k . Из-под сечения полюса I, охваченного короткозамкнутыми витками, выходит результирующий магнитный поток $\Phi_I = \Phi_{p1} + \Phi_{k1}$. Из-под второй части полюса (сечение II) выходит магнитный поток $\Phi_{II} = \Phi_{p2} - \Phi_{k2}$. Оба магнитных потока пронизывают диск, индуцируя в нем вихревые токи.

Магнитные потоки Φ_I и Φ_{II} сдвинуты по фазе на угол ψ . Следовательно конструкция с короткозамкнутыми витками обеспечивает создание двух сдвинутых по фазе и смещенных в пространстве магнитных потоков за счет расщепления на две составляющие магнитного потока, создаваемого обмоткой реле. Взаимодействие магнитных потоков Φ_I и Φ_{II} с индуцированными в диске токами создает электромагнитную силу $F_э$ и действующий на диск момент.

$$M_э = F_э d = k' \Phi_I \Phi_{II} \sin \psi$$

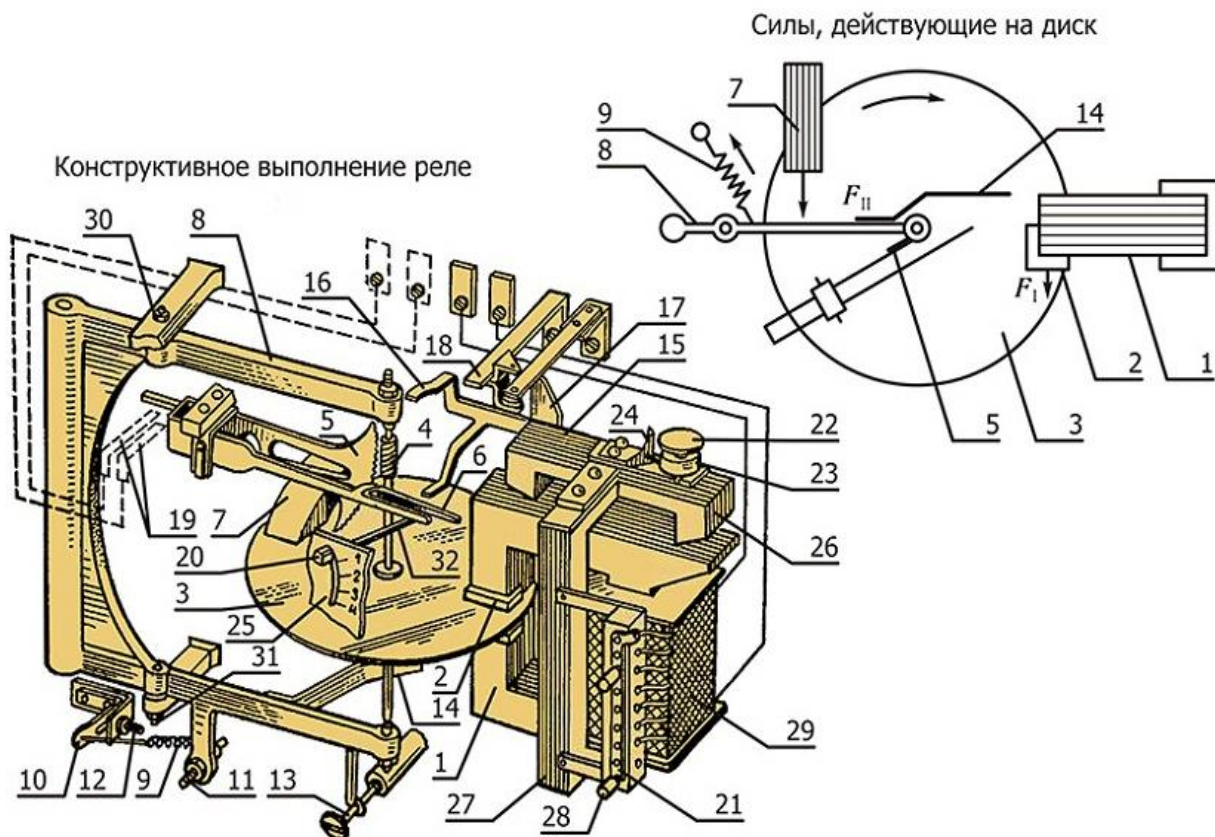
Сила $F_э$ направлена всегда в сторону короткозамкнутого витка (от опережающего потока Φ_{II} к отстающему Φ_I). Поскольку оба магнитных потока пропорциональны току I_p и угол ψ при изменении тока остается неизменным, значение можно представить в виде:

$$M_э = k' I_p^2$$

Токовое индукционное реле серии РТ-80 (1)

Реле предназначены для использования в схемах РЗ в качестве органа, реагирующего на увеличение тока в контролируемой цепи, и применяются для защиты электрических машин, трансформаторов и линий электропередачи при перегрузках и коротких замыканиях.

Конструкция реле



Реле типов РТ-80 по принципу действия являются комбинированными и состоят из двух элементов: индукционного и электромагнитного.

Индукционный элемент состоит из электромагнита (1) с двумя короткозамкнутыми витками (экранами) (2) на его верхнем и нижнем полюсах; подвижной рамки (8), которая может поворачиваться на своей оси на небольшой угол в подпятниках (30) и (31); алюминиевого диска (3), укрепленного вместе с червяком (4) на оси, вращающейся в подпятниках, расположенных в теле рамки; стальной скобы (14), укрепленной на рамке; зубчатого сектора (5), свободно лежащего на движке (32); тормозного постоянного магнита (7); устройства для регулировки времени срабатывания, состоящего из шкалы (25), винта (20) и движка (32); пружины (9), закрепленной на уголке (10) и удерживающей рамку в начальном положении; винтов (11), (12) и (13) для регулировки угла поворота рамки; сигнальных контактов (19), замыкающихся рычагом зубчатого сектора (у отдельных типоразмеров реле).

Электромагнитный элемент (отсечка), представляющий собой токовое реле мгновенного действия, состоит из стального якоря (15) с укрепленным на нем коромыслом (16) для поворота якоря и короткозамкнутым витком (26) для устранения вибрации; замыкающего стержня (27), который вместе с якорем образует магнитопровод электромагнитного элемента; регулировочного винта отсечки (22) со шкалой (23) и упорной пластинкой (24).

Кроме того, общими для обоих элементов являются: обмотка (29) с ответвлениями, выведенными на контактную колодку (21) с двумя контактными винтами (28); контакты реле (18), замыкающиеся изоляционным упором якоря (17), и механический указатель срабатывания.

Токовое индукционное реле серии РТ-80 (2)

Работа реле

При прохождении тока по обмотке реле в зазоре между полюсами создаются магнитные потоки, сдвинутые в пространстве и по фазе, которые пронизывают находящийся в зазоре диск и создают на нем вращающий момент. При токе, равном 20–30 % тока срабатывания, диск начинает вращаться и вращать укрепленный на оси червяк (4), но, так как рамка (8) оттянута пружиной (9) в крайнее положение, червяк не входит в зацепление с зубчатым сектором. С момента, когда диск начинает вращаться, на него, кроме силы, создаваемой электромагнитом F_I , начинает действовать сила F_{II} , создаваемая тормозным постоянным магнитом (7), магнитный поток которого пересекает вращающийся диск. Эта сила препятствует вращению диска, и значение её тем больше, чем больше частота вращения диска. С увеличением тока в обмотке реле увеличивается сила F_I и создаваемый ею вращающий момент на диске, вследствие чего возрастает частота его вращения, что в свою очередь приводит к увеличению силы F_{II} постоянного магнита.

При определенном значении тока в реле суммарная сила, действующая на диск и через него на рамку, равная $F_I + F_{II}$, превысит силу пружины (9). В этот момент рамка с диском повернется и червяк войдет в зацепление с зубчатым сектором.

Наименьший ток, при котором происходит зацепление червяка с зубчатым сектором, называется током срабатывания индукционного элемента реле, или просто током срабатывания реле.

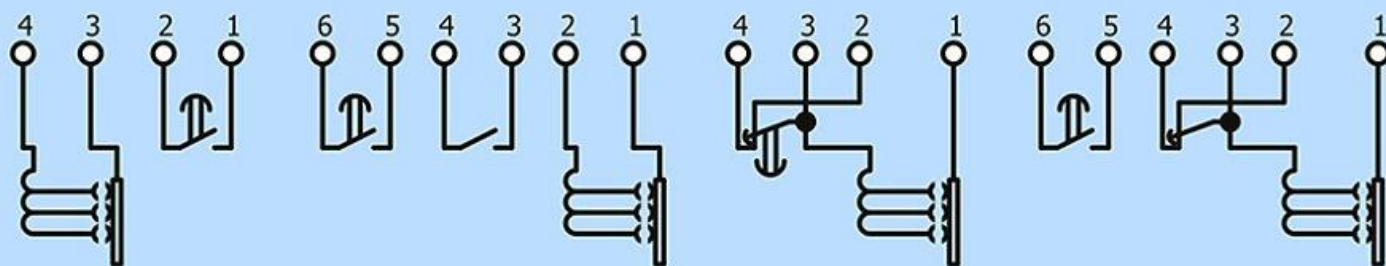
С момента зацепления зубчатый сектор начинает подниматься и по истечении некоторого времени, достигнув своим рычагом (6) коромысла (16), поворачивает его вверх вместе с левым концом якоря электромагнитного элемента. Правый конец якоря при этом опускается, что приводит к уменьшению зазора между якорем и магнитопроводом. Благодаря этому правый конец якоря притягивается к магнитопроводу и упор (17) замыкает контакты реле (18).

С момента соприкосновения рычага зубчатого сектора с коромыслом на рычаг начинает действовать масса коромысла и частота вращения диска уменьшается. Для того чтобы при этом не произошло расцепления червяка с зубчатым сектором, установлена стальная скоба (14), которая, притягиваясь к электромагниту, усиливает зацепление червяка с зубчатым сектором. Время, через которое происходит замыкание контактов реле, зависит от начального положения зубчатого сектора и частоты вращения диска. Начальное положение зубчатого сектора может регулироваться перемещением движка (32), на котором лежит рычаг зубчатого сектора, вдоль шкалы уставок времени срабатывания. Частота же вращения диска зависит от значения тока в обмотке реле. Чем больше ток, тем больше частота вращения диска и тем быстрее будет подниматься зубчатый сектор и, следовательно, тем быстрее, т. е. с меньшим временем, будет происходить замыкание контактов реле.

Если к обмотке реле подвести сразу большой ток, достаточный для притяжения якоря электромагнитного элемента к магнитопроводу, то реле будет срабатывать без выдержки времени — мгновенно.

Ток срабатывания электромагнитного элемента регулируется путем изменения числа витков обмотки (одновременно с индукционным элементом) и, кроме того, с помощью регулировочного винта (22).

Электрическая схема соединений



Реле типов РТ-81,
РТ-82, РТ-91

Реле типов РТ-83, РТ-84

Реле типов РТ-85, РТ-95

Реле типов РТ-86

Схемы внутренних соединений реле серии РТ-80 и РТ-90

Таблица типоразмеров реле

Тип реле	Номинальный ток, А	Номинальная частота, Hz	Уставки		
			На ток срабатывания индукционного элемента, А	На время срабатывания, S*	На кратность тока срабатывания элемента отсечки**
РТ-81/1	10	50 или 60	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	1–4	2–8
РТ-81/2	5		2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	1–4	2–8
РТ-82/1	10		4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	4–16	2–8
РТ-82/2	5		2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	4–16	2–8
РТ-83/1	10		4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	1–4	2–8
РТ-83/2	5		2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	1–4	2–8
РТ-84/1	10		4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	4–16	2–8
РТ-84/2	5		2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	4–16	2–8
РТ-85/1	10		4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	1–4	2–8
РТ-85/2	5		2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	1–4	2–8
РТ-86/1	10		4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	4–16	2–8
РТ-86/2	5		2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	4–16	2–8
РТ-91/1	10		4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	1–4	2–8
РТ-91/2	5		2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	1–4	2–8
РТ-95/1	10		4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	1–4	2–8
РТ-95/2	5		2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	1–4	2–8

* При десятикратном токе срабатывания индукционного элемента

** Т. е. отношение $\frac{\text{ток срабатывания отсечки}}{\text{ток срабатывания индукционного элемента}}$

Коэффициент возврата реле не менее 0,8.

Таблица типоразмеров реле

Реле типов РТ-81–РТ-84 предназначены для работы на объектах, имеющих источник постоянного или выпрямленного оперативного тока (АКБ, БП). Контакты этих реле способны включать при замыкании ток до 5 А. Такая коммутационная способность достаточна для непосредственного замыкания цепи отключения выключателя. Однако размыкание цепи должно производиться вспомогательным контактом выключателя.

Реле типов РТ-81 предназначены для защиты питающих и распределительных линий в сетях 6–35 кВ, а также для защиты трансформаторов.

Реле типов РТ-82 предназначены для защиты электродвигателей.

Реле типов РТ-83 предназначены для защиты линий и трансформаторов. Причем отсечка (защита от междуфазных КЗ) действует на отключение, а защита от перегрузки — с выдержкой времени на сигнал.

Реле типов РТ-84 предназначены для защиты электродвигателей. Отсечка используется для защиты от междуфазных КЗ, а защита — от перегрузки на сигнал.

Реле типов РТ-85, РТ-86 используются в устройствах защиты на переменном оперативном токе. Они оснащены контактами усиленной мощности. Эти контакты могут коммутировать цепь при токах до 150 А.

Тип реле	Исполнение контактов
РТ-81, РТ-82, РТ-91	Один замыкающий или размыкающий (при перестановке элементов) контакт
РТ-83, РТ-84	Один замыкающий или размыкающий (при перестановке элементов) главный контакт и один замыкающий сигнальный контакт
РТ-85, РТ-95	Один переключающий контакт без разрыва цепи
РТ-86	Один переключающий главный контакт без разрыва цепи и один замыкающий сигнальный контакт

Выбор тока срабатывания реле

По расчетному значению $I_{с.з.}$ находится расчетное значение $I_{с.р.}$. Ток срабатывания реле выбирается ближайший больший расчетного значения $I_{с.р.}$. Например: $I_{с.р.расч.} = 5,6$ А, выбираем $I_{с.р.факт.} = 6,0$ А. Перерасчитывается $I_{с.з.факт.} = (I_{с.р.факт.} \cdot n_T) / k_{сх}^{(3)}$.

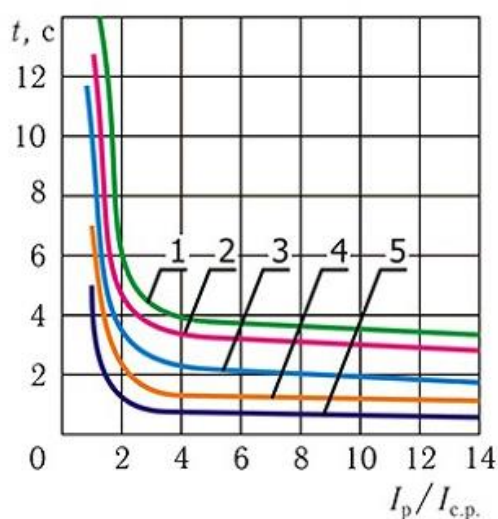
Временные характеристики реле

Время действия реле зависит от значения тока в его обмотке, т. е. реле имеет зависимость от тока характеристику времени срабатывания. При увеличении тока в обмотке реле до $6...8 I_{с.р.}$ наступает насыщение стали электромагнита, вследствие чего при дальнейшем увеличении тока магнитный поток остается почти неизменным и реле начинает работать с одним и тем же временем. Поэтому при указанных значениях тока зависящая часть характеристики переходит в независимую.

Характеристика времени срабатывания реле в зависимости от тока, состоящая из зависимой и независимой частей, называется **ограниченно зависимой**

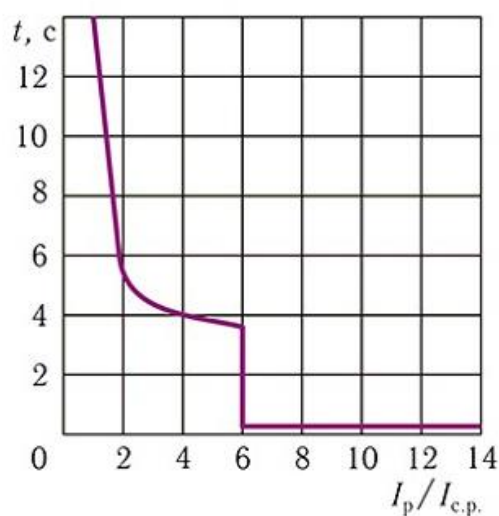
Если к обмотке реле подвести сразу большой ток, достаточный для притяжения якоря электромагнитного элемента к магнитопроводу, то реле будет срабатывать без выдержки времени — мгновенно. Таким образом, электромагнитный элемент может действовать как совместно с индукционным элементом, так и самостоятельно, отсекая часть характеристики про больших токах. Поэтому электромагнитный элемент называется **отсечкой**.

Реле типа РТ-90 имеет характеристику времени срабатывания, мало зависящую от тока. Её независимая часть начинается примерно при трех-четырёхкратном токе срабатывания.



Характеристики времени срабатывания реле РТ-80 при $I_{с.р.} = 4 А$ и различных уставках времени срабатывания:

- 1 — 3,5 с;
- 2 — 3 с;
- 3 — 2 с;
- 4 — 1 с;
- 5 — 0,5 с



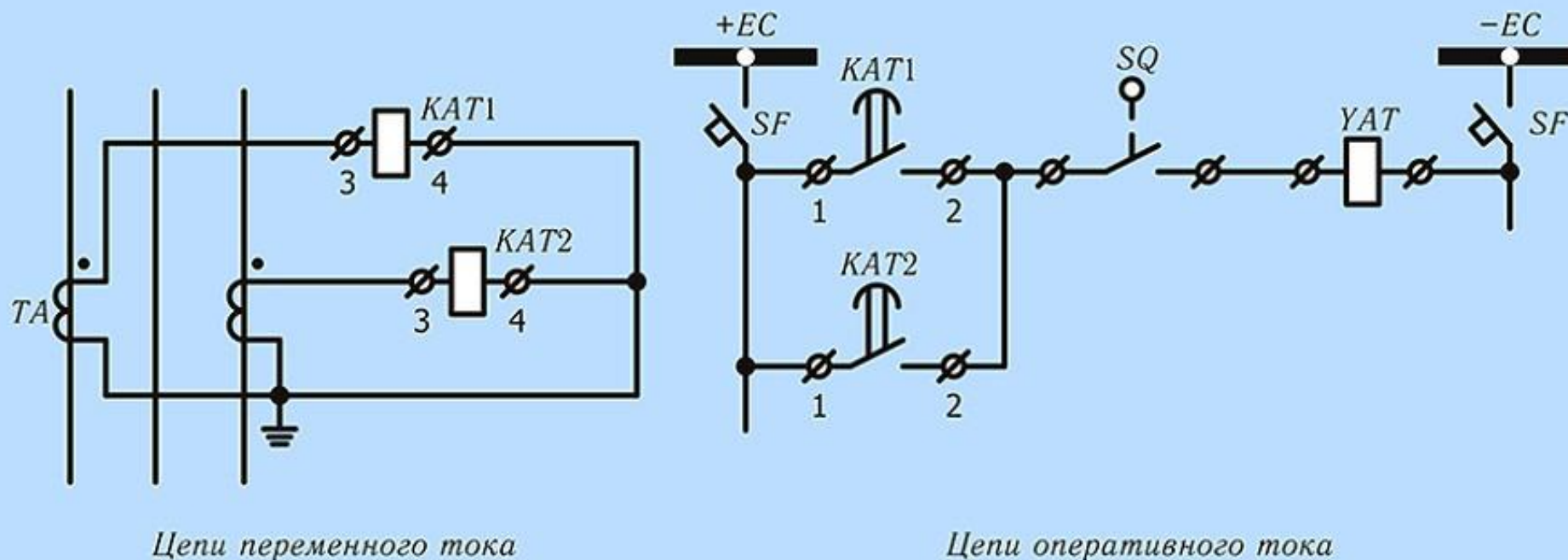
Пример характеристики времени срабатывания реле РТ-80 при $I_{с.р.} = 4 А$ и уставке времени срабатывания 3,5 с. Отсечка реле настроена на кратность 6.

Реле РТ-80



Принципиальная электрическая схема МТЗ с зависимой выдержкой времени

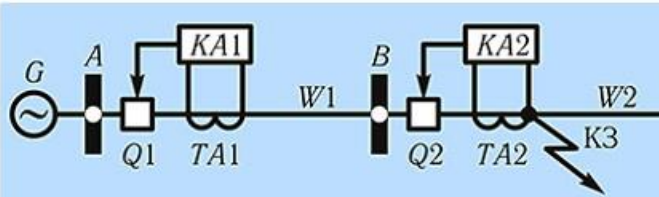
Принципиальная схема МТЗ с зависимой выдержкой времени, выполненной по схеме неполной звезды на постоянном оперативном токе



В спецификации на реле РТ-80 указывается: типоразмер реле, ток срабатывания, время срабатывания, кратность отсечки.

Например: РТ-81/1 $I_{с.р.} = 4 \text{ A}$, $t_{с.р.} = 1 \text{ с}$, $K_0 = 5$

Расчет выдержки времени защиты с зависимой характеристикой



К выбору выдержки времени МТЗ с зависимой характеристикой

Если у защиты $KA2$ отсечка выведена из работы:

- 1) Определяется максимальное значение тока $K3$ в начале второй линии W_2 ;
- 2) Находится кратность для защиты $KA2$:

$$K_{KA2} = \frac{I_{K3 \text{ макс}}^{(3)}}{I_{с.з. KA2. \text{факт}}};$$

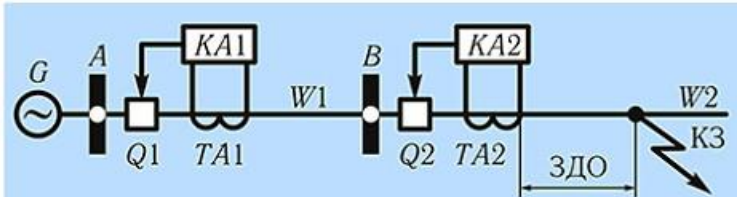
- 3) По известному времени срабатывания реле $KA2$ и K_{KA2} по характеристике времени срабатывания находится выдержка времени защиты $KA2$ при $K3$ в начале линии t_{KA2} ;
- 4) Определяется выдержка времени защиты $KA1$ при $K3$ в начале линии W_2 :

$$t_{KA1} = t_{KA2} + \Delta t;$$

- 5) Находится кратность для защиты $KA1$:

$$K_{KA1} = \frac{I_{K3 \text{ макс}}^{(3)}}{I_{с.з. KA1. \text{факт}}};$$

- 6) По характеристике времени срабатывания реле РТ-80 и известным величинам t_{KA1} и K_{KA1} находится время срабатывания (уставка) для реле защиты $KA1$.



К выбору выдержки времени МТЗ с зависимой характеристикой при наличии отсечки на $KA2$

Если у защиты $KA2$ работает отсечка:

- 1) Определяется максимальное значение тока $K3$ в конце зоны действия отсечки $KA2$;
- 2) Находится кратность для защиты $KA2$:

$$K_{KA2} = \frac{I_{K3 \text{ макс}}^{(3)}}{I_{с.з. KA2. \text{факт}}};$$

- 3) По известному времени срабатывания реле $KA2$ и K_{KA2} по характеристике времени срабатывания находится выдержка времени защиты $KA2$ при $K3$ в конце зоны действия отсечки t_{KA2} ;
- 4) Определяется выдержка времени защиты $KA1$ при $K3$ в конце зоны действия отсечки $KA2$:

$$t_{KA1} = t_{KA2} + \Delta t;$$

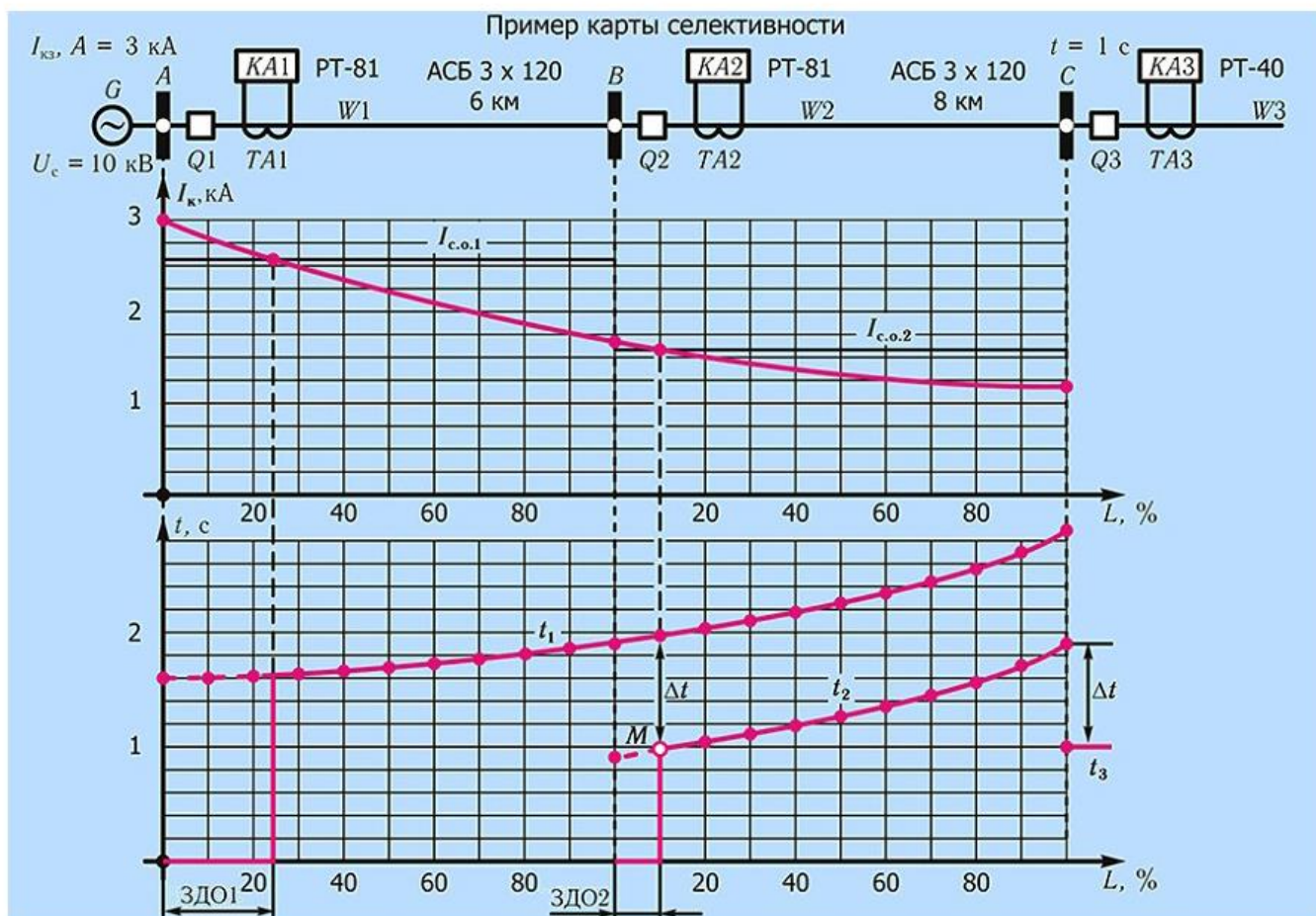
- 5) Находится кратность для защиты $KA1$:

$$K_{KA1} = \frac{I_{K3 \text{ макс}}^{(3)}}{I_{с.з. KA1. \text{факт}}};$$

- 6) По характеристике времени срабатывания реле РТ-80 и известным величинам t_{KA1} и K_{KA1} находится время срабатывания (уставка) для реле защиты $KA1$.

Построение карты селективности (1)

В качестве примера рассмотрим построение карты селективности для защит кабельных линий W1, W2 питающих жилой район, выполненных на реле РТ-81. Величина токов КЗ слабо зависит от режима работы энергосистемы.



- 1) Рассчитываются токи КЗ. По заданному току КЗ на шинах 10 кВ подстанции А (3 кА) определяется сопротивление системы

$$Z_c = 10\,500 / (\sqrt{3} \cdot 3\,000) = 2,02 \text{ Ом}$$

Определяются сопротивления линий:

$$X_{уд} = 0,076 \text{ Ом/км}, R_{уд} = 0,258 \text{ Ом/км},$$

$$X_{W1} = 0,076 \cdot 6 = 0,456 \text{ Ом}, R_{W1} = 0,258 \cdot 6 = 1,548 \text{ Ом},$$

$$X_{W2} = 0,076 \cdot 8 = 0,608 \text{ Ом}, R_{W2} = 0,258 \cdot 8 = 2,064 \text{ Ом},$$

$$Z_{W1} = \sqrt{(0,456^2 + 1,548^2)} = 1,614 \text{ Ом},$$

$$Z_{W2} = \sqrt{(0,608^2 + 2,064^2)} = 2,152 \text{ Ом}$$

Токи трехфазного КЗ на шинах подстанций В и С:

$$I_{K3, B} = 10\,500 / (\sqrt{3} \cdot (2,02 + 1,076)) = 1\,670 \text{ А},$$

$$I_{K3, C} = 10\,500 / (\sqrt{3} \cdot (2,02 + 1,076 + 1,076)) = 1\,050 \text{ А}$$

Для более точного построения кривой тока КЗ можно посчитать значения тока КЗ при повреждении в разных точках линий W1, W2 (например, через 10, 20 % длины).

$L_{W1}, \%$	10	20	30	40	50	60	70	80	90
$I_{K3, W1}, \text{ А}$	2 780	2 590	2 420	2 270	2 140	2 030	1 920	1 830	1 750
$L_{W2}, \%$	10	20	30	40	50	60	70	80	90
$I_{K3, W2}, \text{ А}$	1 570	1 490	1 420	1 350	1 290	1 230	1 180	1 130	1 090

Построение карты селективности (2)

2) Выбираются токи срабатывания защит КА1, КА2:

$$I_{с.з.} = \frac{k_n \cdot k_{с.зап}}{k_B} I_{раб.макс.}$$

где k_n — коэффициент надежности, принят 1,2;

$k_{с.зап}$ — коэффициент самозапуска, учитывая, что линии питают бытовую нагрузку, принимается по опыту эксплуатации 1,3;

k_B — коэффициент возврата, для реле серии РТ-80 составляет 0,8;

$I_{раб.макс.}$ — рабочий максимальный ток линии, принимается равным длительно допустимому току кабеля 260 А:

$$I_{с.з.КА1, КА2} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} 260 = 507 \text{ А}$$

3) Определяются токи срабатывания реле защит КА1, КА2:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{n_T} k_{сх}^{(3)}$$

где n_T — коэффициент трансформации трансформаторов тока 300/5;

$k_{сх}^{(3)}$ — коэффициент схемы, для схемы неполная звезда равен 1

$$I_{с.р.} = \frac{507}{300/5} 1 = 8,45 \text{ А}$$

В качестве уставки для реле РТ-81/1 принимается ток срабатывания 9 А.

Фактический ток срабатывания защит:

$$I_{с.з.факт} = \frac{I_{с.р.} \cdot n_T}{k_{сх}^{(3)}} = \frac{9 \cdot 300/5}{1} = 540 \text{ А}$$

4) Определяются коэффициенты чувствительности защит:

$$k_{\chi} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{КЗ \text{ в конце зоны действия}}^{(3)}}{I_{с.з.факт}} k_{от.чувствит.}^{(2)}$$

где $I_{КЗ \text{ в конце зоны действия}}^{(3)}$ — ток КЗ в конце зон действия защит, для КА1 в конце основной зоны действия на шинах В, в конце резервной зоны действия на шинах С, для КА2 в конце основной зоны действия на шинах С;

$\frac{\sqrt{3}}{2}$ — коэффициент для перевода тока трехфазного КЗ в ток двухфазного;

$k_{от.чувствит.}^{(2)}$ — коэффициент относительной чувствительности схемы к двухфазным КЗ, для схемы неполная звезда равен 1

КА1	ОЗД	РЗД
k_{χ}	2,7	1,7
КА2	ОЗД	
k_{χ}	1,7	

Коэффициенты чувствительности соответствуют нормативным.

Построение карты селективности (3)

5) Расчет параметров токовых отсечек:

$$I_{c.o.} = k_n \cdot I_{K3 \text{ в конце линии}}$$

где k_n — коэффициент надежности, для отсечек на реле серии РТ-80, по руководящим указаниям, рекомендуется принимать 1,5.

$$I_{c.o.KA1} = 1,5 \cdot 1\,670 = 2\,500 \text{ А}$$

$$I_{c.o.KA2} = 1,5 \cdot 1\,050 = 1\,570 \text{ А}$$

Кратности отсечек:

$$K_{отс} = \frac{I_{c.o.}}{I_{c.з.факт}}, \quad K_{отс.KA1} = \frac{2\,500}{540} = 4,6, \quad K_{отс.KA2} = \frac{1\,570}{540} = 2,9.$$

На реле РТ-80 кратность отсечки может быть выставлена в пределах 2...8.

Зоны действия отсечек могут быть определены графически или по формуле:

$$X_{отс} \% = \frac{100}{Z_W} \left(\frac{E_c}{I_{c.o.}} - Z_c \right)$$

$$X_{отс.KA1} = \frac{100}{1,614} \left(\frac{10\,500}{\sqrt{3} \cdot 2\,500} - 2,02 \right) = 25 \%,$$

$$X_{отс.KA2} = \frac{100}{2,152} \left(\frac{10\,500}{\sqrt{3} \cdot 1\,570} - (2,02 + 1,614) \right) = 10 \%,$$

В пределах зон действия отсечек защиты $KA1$, $KA2$ действуют практически мгновенно, их выдержка времени равна нулю.

6) Выбирается уставка по времени защиты $KA2$.

При КЗ в начале линии $W3$ защита $KA2$ должна быть отстроена от времени срабатывания защиты $KA3$, выполненной на реле РТ-40.

$$t_{KA2,c} = t_{c.з.KA3} + \Delta t,$$

где Δt — ступень селективности, для защиты на реле серии РТ-80 должна быть не менее 0,6...0,8 с.

$$t_{KA2,c} = 1 + 0,8 = 1,8 \text{ с}$$

Кратность для защиты $KA2$ при КЗ на шинах C .

$$K_{KA2,c} = \frac{1\,050}{540} = 1,94$$

По типовым характеристикам реле можно выбрать кривую, проходящую через точку $K_{KA2,c} = 1,9$, $t_{KA2,c} = 1,6$, однако удобнее воспользоваться формулой, математически описывающей временную характеристику реле РТ-80:

$$t = \frac{1}{20 \left[\frac{1}{6} (K - 1) \right]^{1,8}} + t_{уст},$$

где t — теоретическое время срабатывания реле РТ-80;

K — кратность;

$t_{уст}$ — уставка по времени на шкале реле.

Выразим из данной формулы уставку по времени

$$t_{уст} = t - \frac{1}{20 \left[\frac{1}{6} (K - 1) \right]^{1,8}} = 1,8 - \frac{1}{20 \left[\frac{1}{6} (1,94 - 1) \right]^{1,8}} = 0,4, \text{ принимаем минимально возможную кривую на шкале реле } 0,5 \text{ с.}$$

Посчитав кратности для защиты $KA2$ при КЗ в разных точках линии $W2$ (с шагом 10–20 %), построим временную зависимость времени срабатывания защиты $KA2$.

$L_{W2}, \%$	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
K_{KA2}	3,09	2,92	2,76	2,62	2,50	2,38	2,28	2,18	2,10	2,02	1,94
$t_{KA2,c}$	0,83	0,89	0,95	1,03	1,11	1,20	1,31	1,43	1,57	1,72	1,91

Построение карты селективности (4)

7) Выбирается уставка по времени защиты K_{A1} .

При КЗ в конце зоны действия отсечки защиты K_{A2} (точка M), защита K_{A1} должна быть отстроена от времени срабатывания индукционного элемента защиты K_{A2} .

$$t_{KA1} = t_{KA2(M)} + \Delta t = 0,89 + 0,8 = 1,69 \text{ с.}$$

Кратность для защиты K_{A1} при КЗ на шинах B

$$K_{KA2, c} = \frac{1570}{540} = 2,9$$

Уставка по времени для защиты K_{A1}

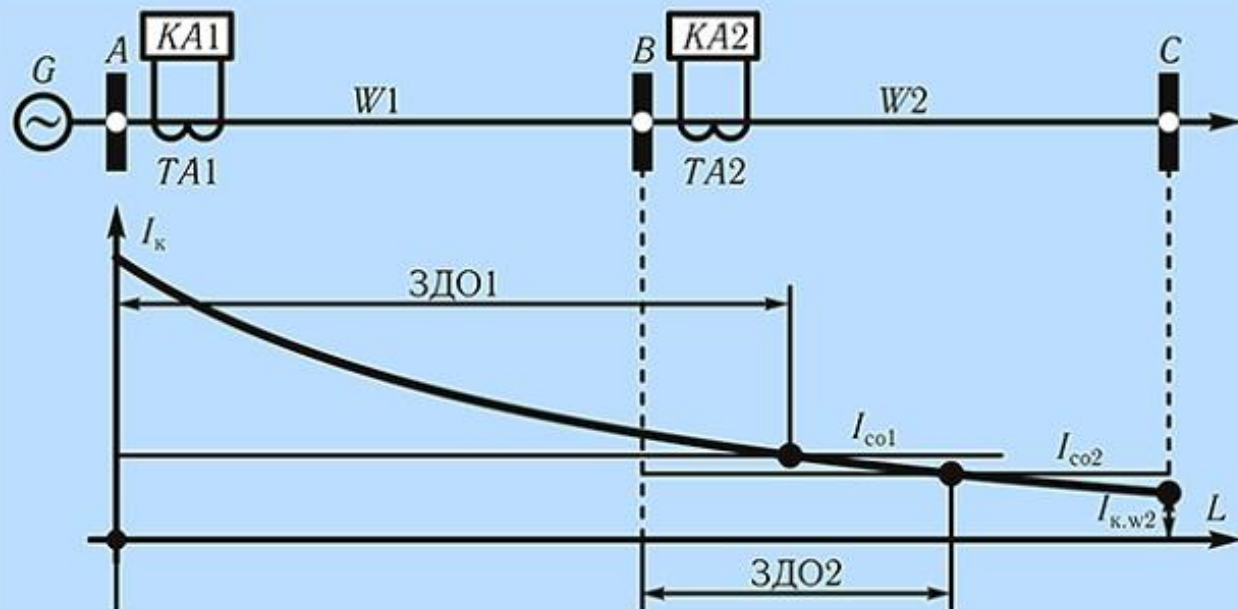
$$t_{уст} = 1,8 - \frac{1}{20 \left[\frac{1}{6} (2,9 - 1) \right]^{1,8}} = 1,3, \text{ принимаем ближайшую большую кривую на шкале реле — } 1,5 \text{ с.}$$

Посчитав кратности для защиты K_{A1} при КЗ в разных точках линии $W1$ и $W2$ (с шагом 10–20 %), построим временную зависимость времени срабатывания защиты K_{A1} .

$L_{W2}, \%$	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
K_{KA1}	5,56	5,14	4,79	4,48	4,21	3,97	3,76	3,56	3,39	3,23	3,09
$t_{KA1, c}$	1,58	1,60	1,61	1,63	1,65	1,68	1,70	1,73	1,76	1,80	1,83

$L_{W2}, \%$	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
K_{KA1}	3,09	2,92	2,76	2,62	2,50	2,38	2,28	2,18	2,10	2,02	1,94
$t_{KA1, c}$	1,83	1,89	1,95	2,03	2,11	2,20	2,31	2,43	2,57	2,72	2,91

Токовая отсечка с выдержкой времени



- $KA1$ — токовая отсечка с выдержкой времени на линии 1;
- $KA2$ — мгновенная токовая отсечка на линии 2;
- $I_{к.в2}$ — максимальный ток КЗ в конце линии 2;
- I_{co1} — ток срабатывания отсечки 1;
- I_{co2} — ток срабатывания отсечки 2;
- ЗДО1 — зона действия отсечки 1;
- ЗДО2 — зона действия отсечки 2.

Мгновенная отсечка защищает только часть линии; чтобы выполнить защиту всей линии с минимальным временем действия, применяется отсечка с выдержкой времени. Зона и время действия такой отсечки $KA1$ согласуется с зоной и временем действия мгновенной отсечки $KA2$ так, чтобы была обеспечена селективность.

Для выполнения этих условий время действия защиты t_{KA1} выбирается на ступень селективности Δt больше времени действия отсечки t_{KA2} :

$$t_{KA1} = t_{KA2} + \Delta t$$

Практически в зависимости от точности реле времени отсечки $KA1$ $t_{KA1} = 0,3...0,6$ с.

Зоны действия отсечек $KA1$ и $KA2$ согласуется между собой при условии, что зона действия отсечки $KA1$ должна быть короче зоны работы отсечки $KA2$.

Структурная схема токовой отсечки с выдержкой времени

Структурная и электрическая принципиальная схемы токовой отсечки с выдержкой времени выполняются так же, как и схемы МТЗ с независимой выдержкой времени.

Достоинство токовой отсечки с выдержкой времени:

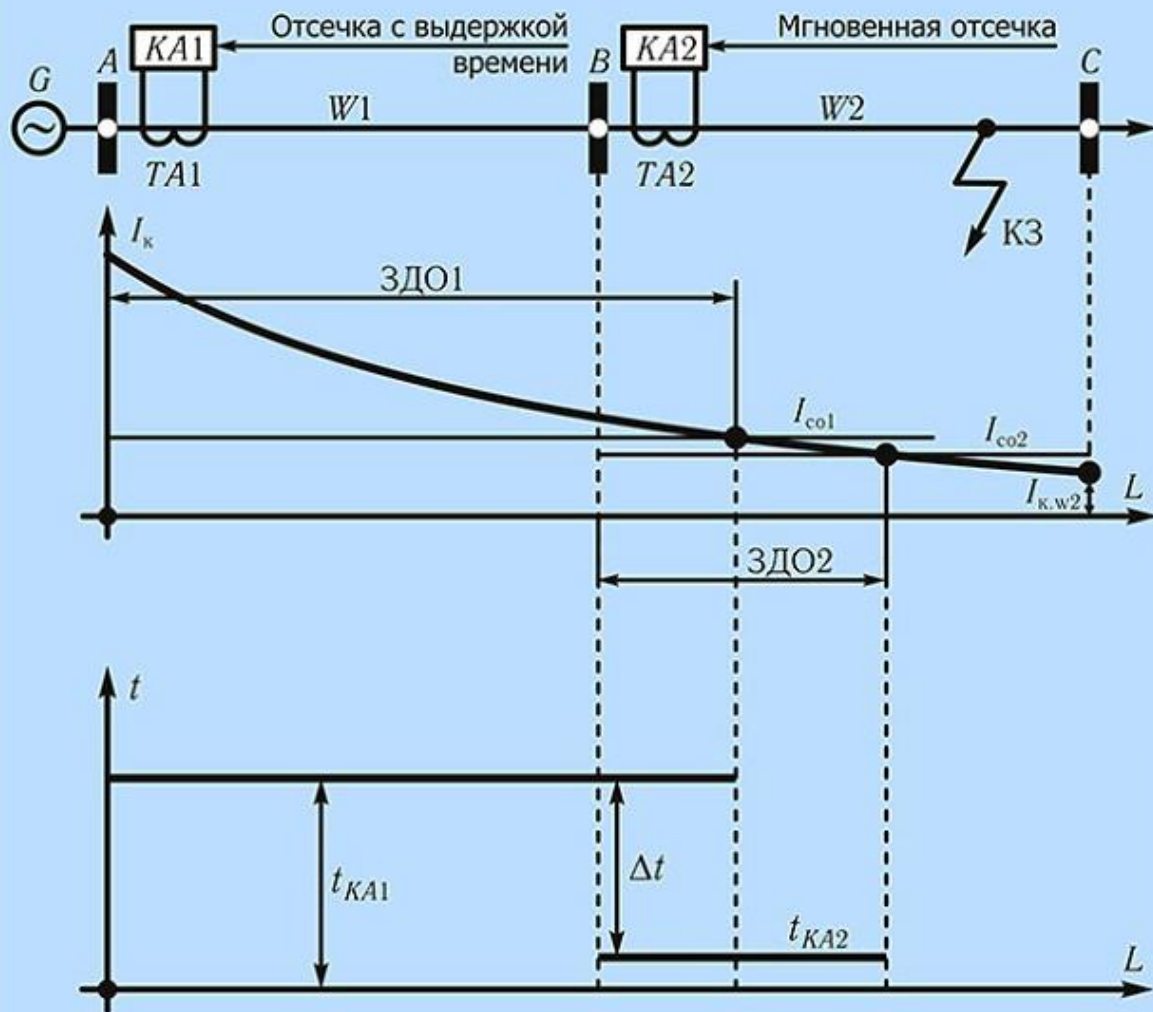
- обеспечивает быстрое отключение КЗ на всей длине защищаемой линии (порядка 0,3...0,6 с.)

Недостатки:

- защищаемая зона зависит от режима работы сети: в максимальном режиме защищаемая зона большая, в минимальном — сокращается
- в минимальном режиме при КЗ в конце защищаемой линии чувствительность защиты бывает недостаточной

Расчет уставки отсечки с выдержкой времени на линии с односторонним питанием

Выбор тока срабатывания отсечки с выдержкой времени на линии с односторонним питанием



В сети с односторонним питанием ток, проходящий через защиты $KA1$ и $KA2$ при КЗ на линии $W2$, одинаков. Поэтому согласование зон действия защит $KA1$ и $KA2$ можно обеспечить, выбрав

$$I_{c.z.KA1} > I_{c.z.KA2}$$

При таком соотношении токов срабатывания защит отсечка $KA1$ не будет действовать, если ток КЗ недостаточен для действия отсечки $KA2$.

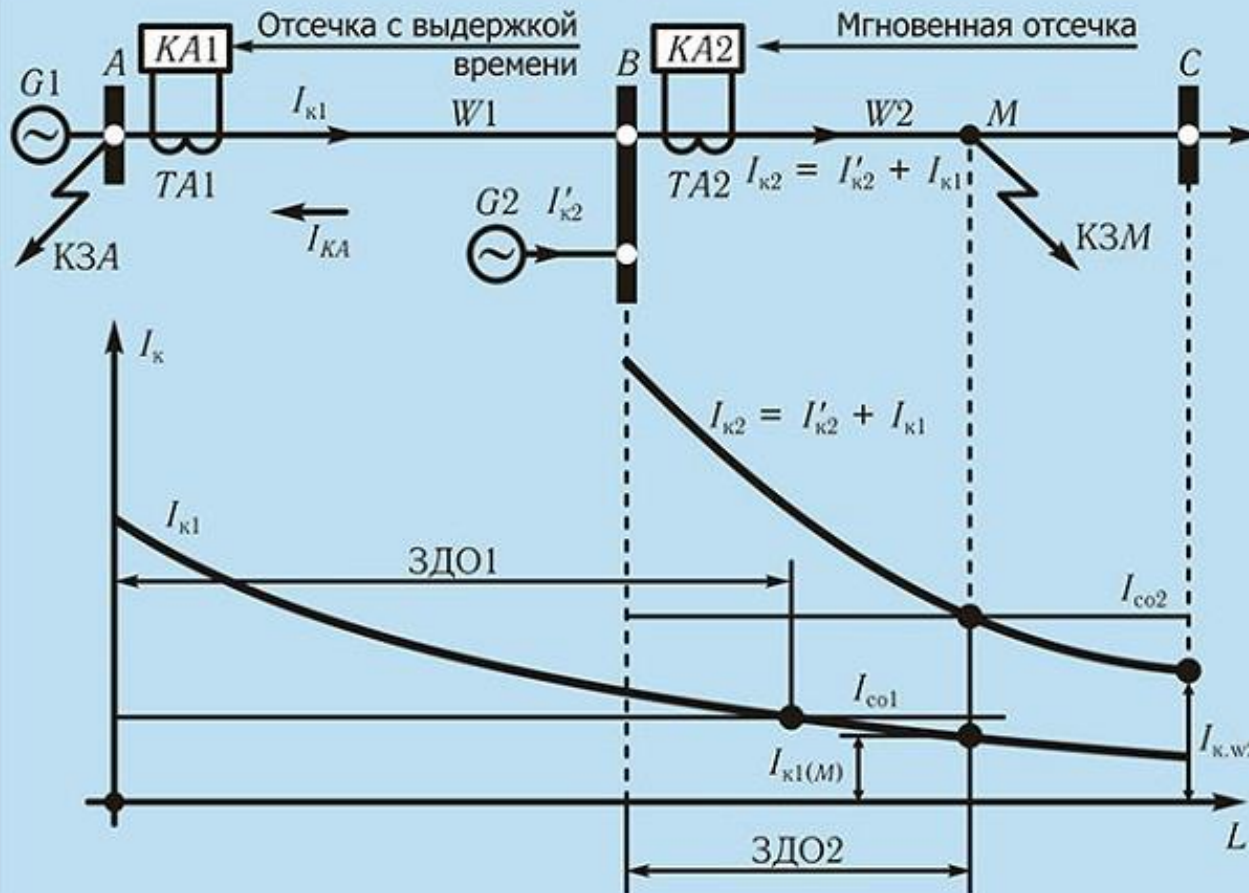
Исходя из этого:

$$I_{c.z.KA1} = k_n I_{c.z.KA2}$$

Коэффициент надежности k_n берется равным 1,1–1,2. Зона действия отсечки $KA1$ может быть найдена графически или по формуле, аналогично мгновенной отсечке.

Расчет уставки отсечки с выдержкой времени на линии с двусторонним питанием

Выбор тока срабатывания отсечки с выдержкой времени на линии с двусторонним питанием



В сети с двусторонним питанием токи I_{k1} и I_{k2} , проходящие через отсечки KA1 и KA2, неодинаковы.

Ток $I_{k2} > I_{k1}$, так как

$$I_{k2} = I_{k1} + I'_{k2}$$

Точка M соответствует концу зоны действия отсечки KA2. От данной точки и отстраивают отсечку KA1.

В соответствии с этим:

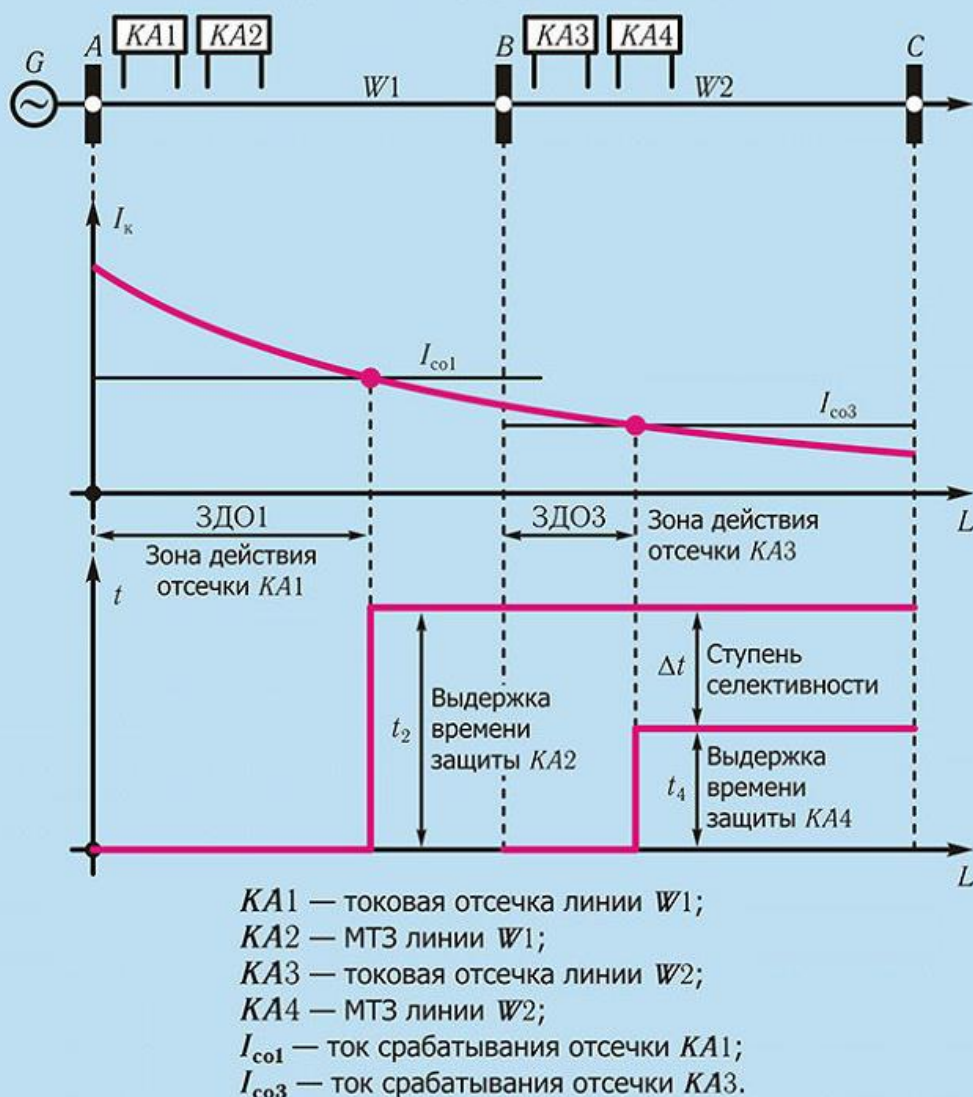
$$I_{c.z.KA1} = k_n I_{k1(M)}$$

Расчет ведется при максимальном значении тока I_{k1} и минимальном значении тока I_{k2} . Ток $I_{c.z.KA1}$ должен быть отстроен также и от тока I_{KA} при КЗ на шинах А. Зона действия отсечки KA1 определяется по формуле как для мгновенной отсечки или графически.

Двухступенчатая защита

Для защиты линий в сетях 6–10 кВ ПУЭ предписывает применение двухступенчатой токовой защиты.

Характеристика двухступенчатой токовой защиты



Двухступенчатая защита состоит из:

- **первой ступени** — токовой отсечки без выдержки времени
- **второй ступени** — МТЗ с зависимой или независимой выдержкой времени

Первая ступень защиты предназначена для отключения без выдержки времени КЗ в начале защищаемой линии.

Вторая ступень — МТЗ защищает конец линии и обеспечивает дальнейшее резервирование: срабатывает при КЗ на следующих линиях при отказах их защит или выключателей. Имеет выдержку времени несколько секунд для обеспечения селективности со вторыми ступенями (МТЗ) следующих линий.

Достоинства двухступенчатой токовой защиты:

- обеспечивает быстрое отключение КЗ в начале защищаемой линии
- обеспечивает дальнейшее резервирование

Недостатки:

- защищаемые зоны ступеней защиты зависят от режима работы сети: в максимальном режиме зоны большие, в минимальном — сокращаются
- в минимальном режиме при КЗ в начале защищаемой линии чувствительность первой ступени защиты бывает недостаточной, и тогда КЗ отключается второй ступенью защиты с выдержкой времени несколько секунд

Трехступенчатая защита

Для защиты линий в сетях 20–35 кВ ПУЭ предписывает применение трехступенчатой токовой защиты.

Трехступенчатая токовая защита состоит из:

- **первой ступени** — токовой отсечки без выдержки времени
- **второй ступени** — токовой отсечки с выдержкой времени
- **третьей ступени** — МТЗ

Первая ступень защиты предназначена для отключения без выдержки времени КЗ в начале защищаемой линии.

Вторая ступень с выдержкой времени порядка 0,5 сек. защищает конец линии. Выдержка времени 0,5 сек. необходима для обеспечения селективности с первыми ступенями защит (токовыми отсечками без выдержки времени) следующих линий.

Третья ступень обеспечивает дальнейшее резервирование: срабатывает при КЗ на следующих линиях при отказах их защит или выключателей. Имеет выдержку времени несколько секунд для обеспечения селективности с третьими ступенями (МТЗ) следующих линий.

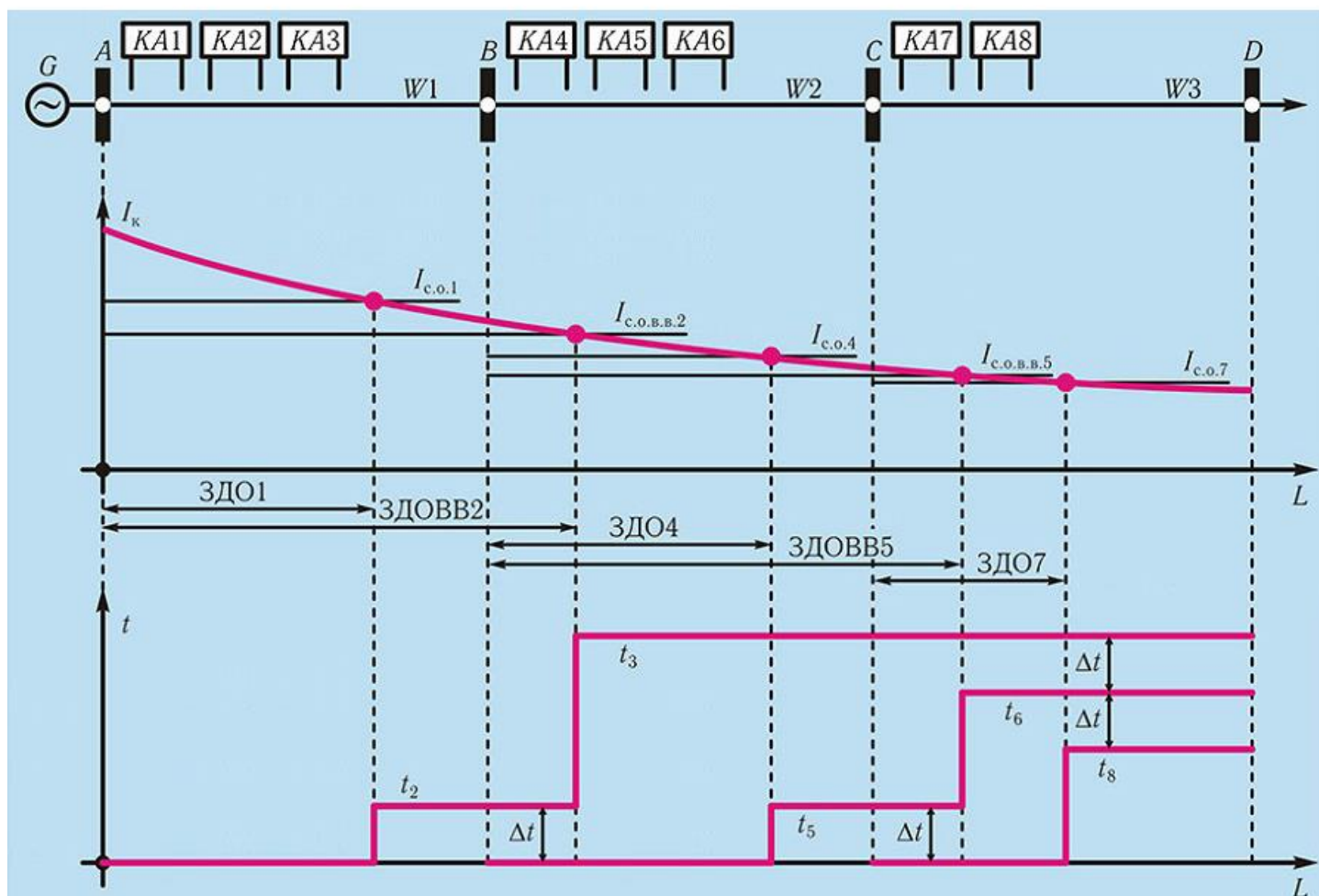
Достоинства трехступенчатой токовой защиты:

- обеспечивает быстрое отключение КЗ на всей длине защищаемой ВЛ (порядка 0–0,5 сек.)
- обеспечивает дальнейшее резервирование

Недостатки:

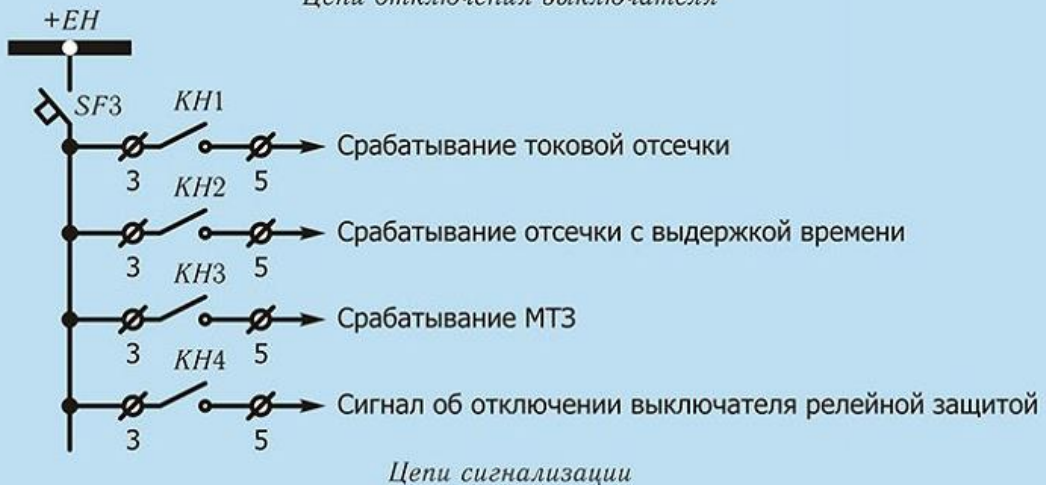
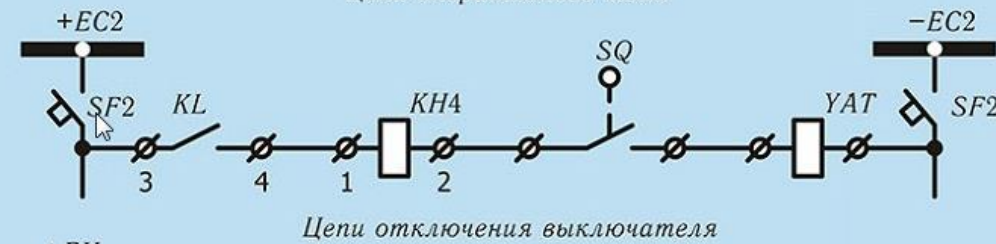
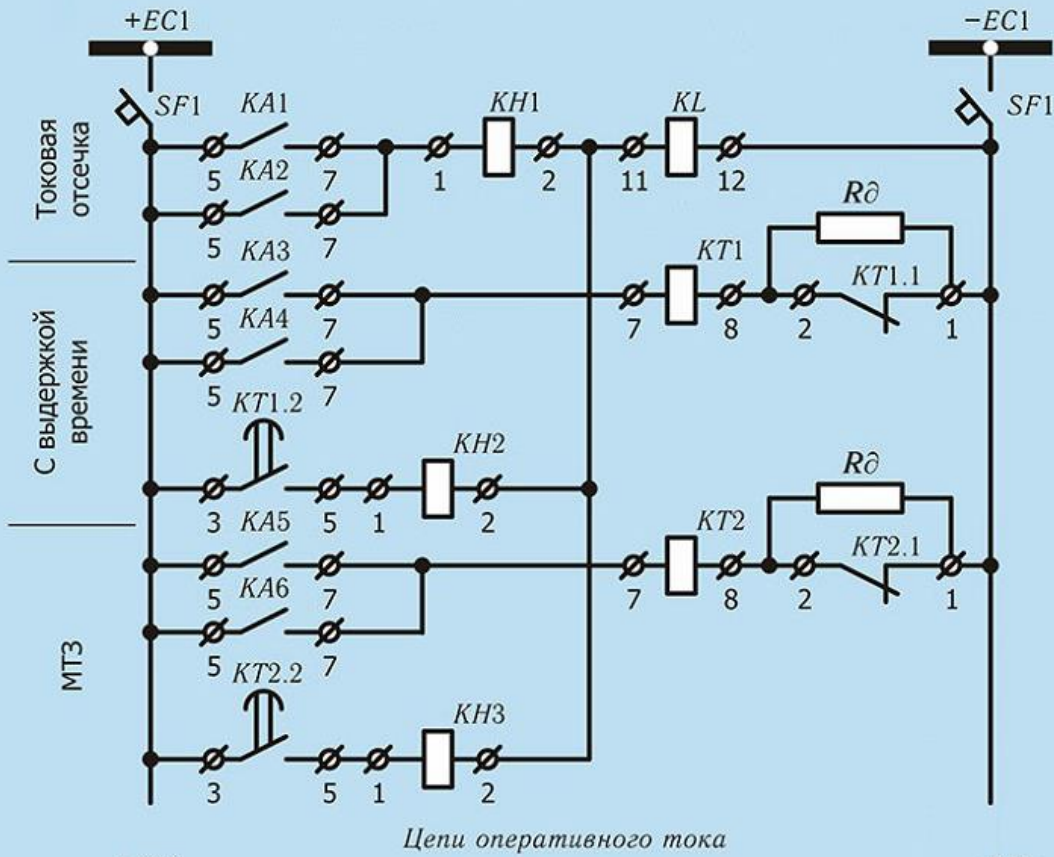
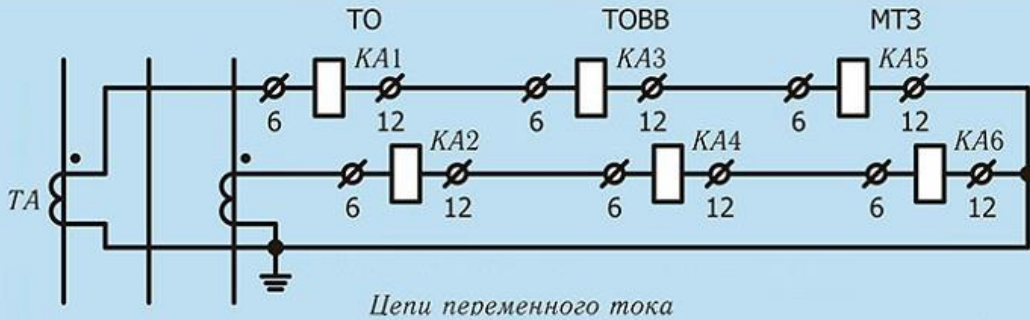
- сложность, в принципе защита простая токовая и несложная, но используется достаточно много реле — целых три ступени защиты
- защищаемые зоны всех ступеней защиты зависят от режима работы сети: в максимальном режиме защищаемые зоны большие, в минимальном — сокращаются
- в минимальном режиме при КЗ в начале защищаемой ВЛ чувствительность первой ступени защиты бывает недостаточной, и тогда КЗ отключается второй ступенью защиты с выдержкой времени
- аналогично, в минимальном режиме при КЗ в конце защищаемой ВЛ чувствительность второй ступени защиты бывает недостаточной, и тогда КЗ отключается третьей ступенью защиты со сравнительно большой выдержкой времени

Характеристика трехступенчатой токовой защиты



- KA1 — мгновенная токовая отсечка на линии W1;
 KA2 — токовая отсечка с выдержкой времени на линии W1;
 KA3 — МТЗ линии W1;
 KA4 — мгновенная токовая отсечка на линии W2;
 KA5 — токовая отсечка с выдержкой времени на линии W2;
 KA6 — МТЗ линии W2;
 KA7 — мгновенная токовая отсечка на линии W3;
 KA8 — МТЗ линии W3;
 $I_{c.o.1}$ — ток срабатывания отсечки KA1;
 $I_{c.o.в.в.2}$ — ток срабатывания отсечки с выдержкой времени KA2;
 $I_{c.o.4}$ — ток срабатывания отсечки KA4;
 $I_{c.o.в.в.5}$ — ток срабатывания отсечки с выдержкой времени KA5;
 $I_{c.o.7}$ — ток срабатывания отсечки KA7;
 ЗДО1 — зона действия отсечки KA1;
 ЗДОВВ2 — зона действия отсечки с выдержкой времени KA2;
 ЗДО4 — зона действия отсечки KA4;
 ЗДОВВ5 — зона действия отсечки с выдержкой времени KA5;
 ЗДО7 — зона действия отсечки KA7;
 t_2 — выдержка времени отсечки с выдержкой времени KA2;
 t_3 — выдержка времени МТЗ KA3;
 t_5 — выдержка времени отсечки с выдержкой времени KA5;
 t_6 — выдержка времени МТЗ KA6;
 t_8 — выдержка времени МТЗ KA8;
 Δt — степень селективности.

Принципиальная электрическая схема трехступенчатой токовой защиты



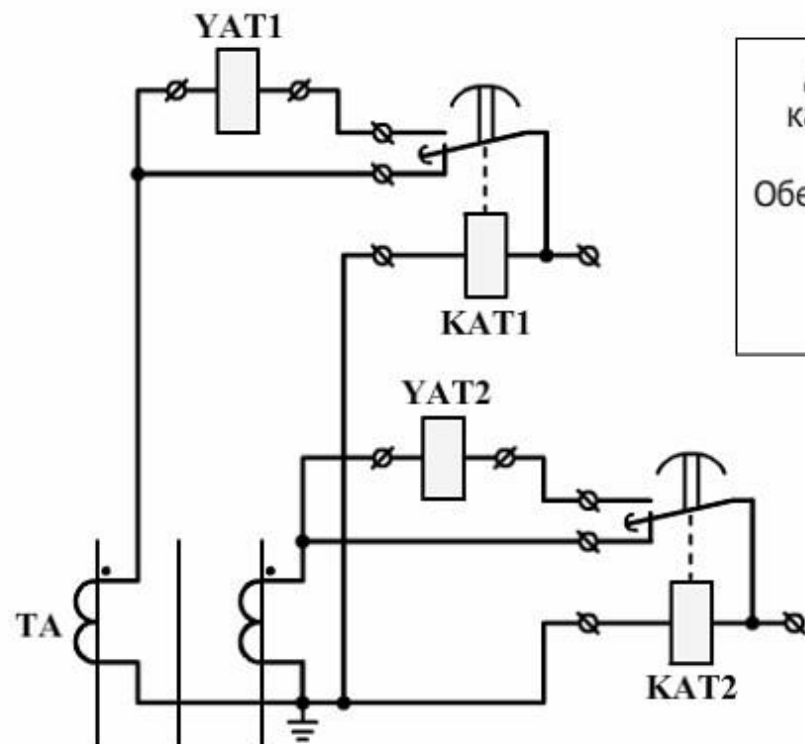
Разновидности схем питания токовых защит на переменном оперативном токе

Схемы максимальных защит с питанием оперативных цепей от переменного тока могут выполняться:

- 1) С питанием от трансформаторов тока — на принципе дешунтирования катушки отключения при срабатывании защиты:
 - а) схемы защит с зависимой характеристикой на реле типов РТ-80, РТ-90;
 - б) схема защиты с независимой характеристикой выдержки времени на реле РТ-40 с использованием токовых реле времени и токовых промежуточных реле;
- 2) С питанием от блоков питания;
- 3) С питанием от предварительно заряженных конденсаторов.

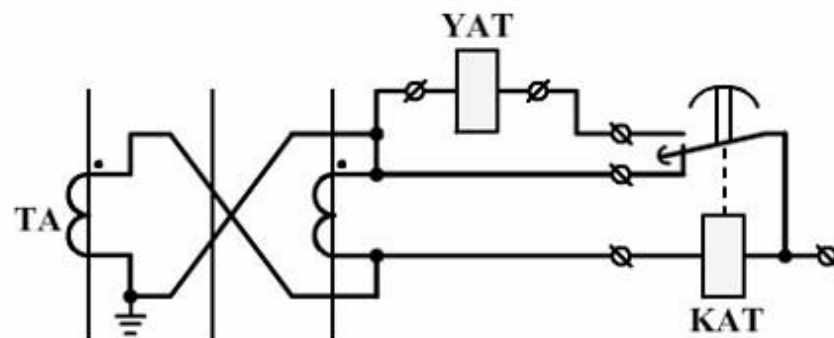
Схемы защит с зависимой характеристикой

Схема МТЗ в двухфазном исполнении с дешунтированием катушки отключения выключателя с реле типа РТ-85 или РТ-95



Двухрелейная

Двухрелейная схема предназначена для привода с двумя катушками отключения, однорелейная схема используется, если привод выключателя имеет только одну катушку. Обе схемы рассчитаны на применение реле типов РТ-85, РТ-90, имеющих мощные переключающие контакты, которые могут дешунтировать цепь переменного тока с током до 150 А



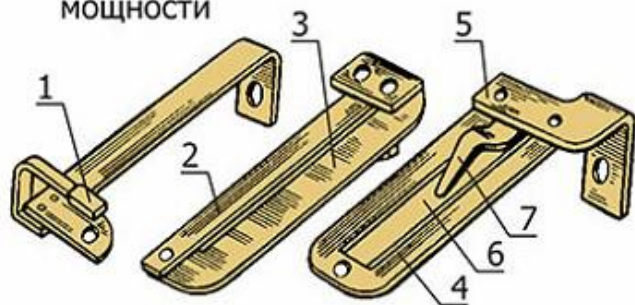
Однорелейная

Циркуляция тока до срабатывания реле тока

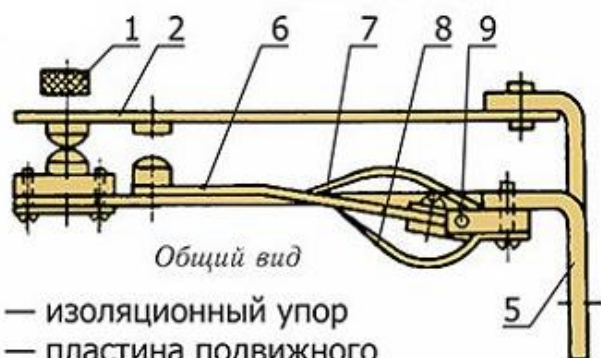
Циркуляция тока после срабатывания реле тока

Контактная система реле типов РТ-85, РТ-95

Конструкция контактов усиленной мощности



Элементы контактной системы



Общий вид

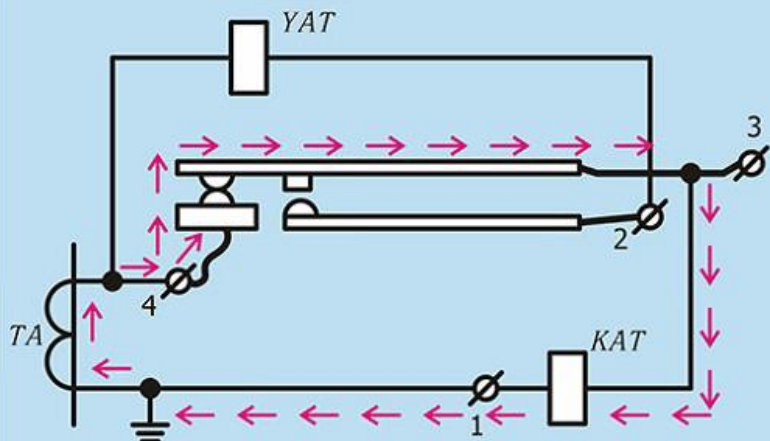
- 1 — изоляционный упор
- 2 — пластина подвижного размыкающего контакта
- 3, 4 — токоотводящие шунты
- 5 — угольник
- 6 — пластина подвижного замыкающего контакта
- 7 — верхняя упорная пружина
- 8 — нижняя упорная пружина
- 9 — ось

Реле типов РТ-85, РТ-95, оснащенные контактами усиленной мощности, применяются в устройствах защиты на переменном оперативном токе. Переключающий контакт усиленной мощности выполняется таким образом, что при срабатывании реле раньше замыкается контакт, подготавливающий цепь отключающей катушки, а затем размыкающий контакт дешунтирует эту катушку. По катушке протекает вторичный ток трансформатора тока, вызывающий срабатывание механизма отключения.

Подвижная контактная пластина (6) поворачивается на оси (9), укрепленной на жестком угольнике (5). Ход контактной пластины ограничен упорными пружинами (7) и (8). К концу пластины приварена контактная накладка замыкающего контакта. Вторая подвижная контактная пластина (2) также закреплена за угольник. Она имеет две контактные накладки — замыкающего и размыкающего контактов. Ход пластины ограничен неподвижным размыкающим контактом и изоляционным упором (1). Все контактные накладки изготовлены из композиции серебро оксид кадмия. Серебро обеспечивает контактам наименьшее переходное сопротивление, а оксид кадмия — тугоплавкость. Подвижные контактные пластины снабжены гибкими токоотводящими шунтами, которые необходимы для отвода тока и тепла при протекании больших токов. Такая конструкция контактов обеспечивает возможность безобрывного переключения в токовых цепях во время короткого замыкания.

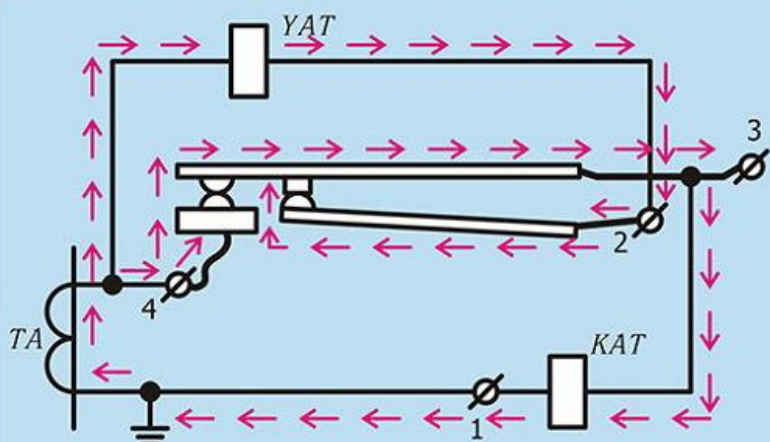
Работа контактной системы реле типов РТ-85, РТ-95

123



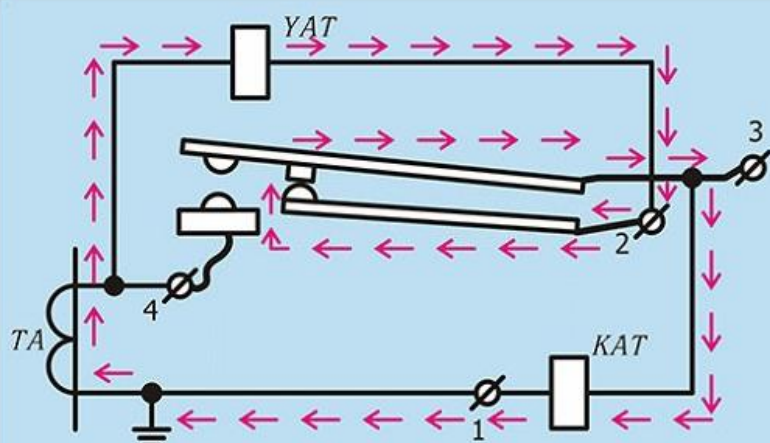
Нормальный режим

В нормальном режиме, когда реле *КАТ* находится в несработавшем состоянии, замкнуты размыкающиеся контакты, через которые проходит ток трансформатора тока *ТА*, питающий обмотку реле *КАТ*. Катушка отключения разомкнута замыкающимися контактами.



Первая фаза срабатывания

При срабатывании реле пластина подвижного замыкающего контакта (6) перемещается вверх, поворачиваясь вокруг оси (9) и замыкает сначала контактную накладку замыкающего контакта на пластине подвижного размыкающего контакта (2).

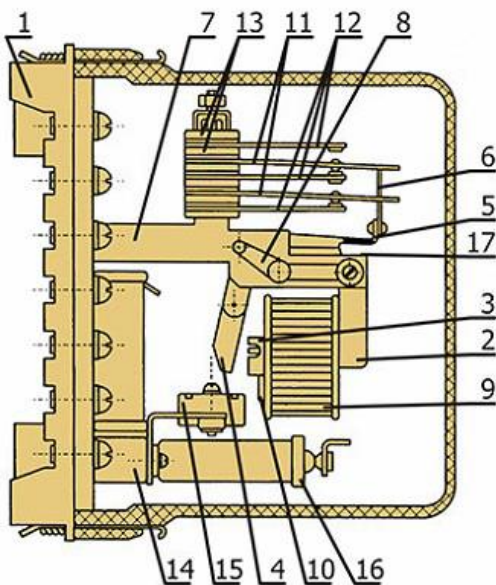


Вторая, окончательная фаза срабатывания

При дальнейшем движении пластины подвижного замыкающего контакта вверх, размыкаются размыкающие контакты, после чего весь ток от трансформатора тока направляется через катушку отключения. Таким образом, замыкание цепи катушки отключения происходит без разрыва тока, что облегчает работу контактов и трансформаторов тока.

Реле промежуточное токовое с мощным контактом РП-361

Реле предназначено для применения в качестве вспомогательного реле в цепях переменного оперативного тока в схемах релейной защиты в тех случаях, когда коммутационная способность или количество контактов основных реле недостаточны.



Общий вид реле РП-361

- 1 — цоколь
- 2 — магнитопровод
- 3 — медная пластинка
- 4 — якорь
- 5 — поводок
- 6 — изоляционная рамка
- 7 — скоба
- 8 — пластинки, удерживающие ось поводка
- 9 — обмотка
- 10 — пластинка, удерживающая обмотку
- 11 — подвижные контакты
- 12 — неподвижные контакты
- 13 — изоляционные колодки
- 14 — трансформатор
- 15 — выпрямительный мост
- 16 — конденсатор
- 17 — упор

Конструкция реле

Токовое промежуточное реле РП-361 (или его устаревший аналог РП-341) состоит из электромагнитного реле клапанного типа, питающегося выпрямленным током от выпрямителя (15).

Ток к выпрямителю подается от насыщающегося трансформатора (14), первичные обмотки которого включаются последовательно во вторичную цепь трансформаторов тока. Трансформатор ограничивает величину напряжения и тока, питающих реле, что позволяет облегчить условия работы выпрямителя, а также контактов пусковых реле или реле времени, замыкающих цепь обмотки промежуточного реле. Помимо того, ограничение напряжения и тока, питающих реле, уменьшает его потребление при больших кратностях тока КЗ.

Конденсатор (16), подключенный параллельно вторичной обмотке трансформатора, сглаживает кривую вторичного тока. Реле приходит в действие при замыкании обмотки контактами реле времени или непосредственно пусковыми реле защиты.

Конструкция мощных контактов реле соответствует контактной системе реле типов РТ-85, РТ-95.

Характеристики реле

Реле имеет один переключающий контакт повышенной мощности без размыкания цепи и два замыкающих контакта пониженной мощности.

Переключающие контакты повышенной мощности способны дешунтировать отключающую катушку выключателя при переменном токе до 150 А.

Контакты пониженной мощности способны коммутировать цепь переменного тока при токе не более 2 А или цепь постоянного тока при токе не более 1 А.

Реле имеет две уставки по току срабатывания — 2,5 и 5 А в зависимости от соединения первичных обмоток трансформатора. При последовательном соединении — 2,5 А, при параллельном — 5 А.

Потребляемая мощность реле не более 10 ВА.

Схема электрическая соединений

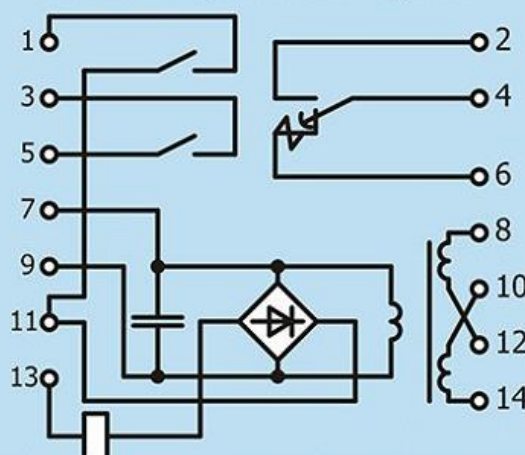
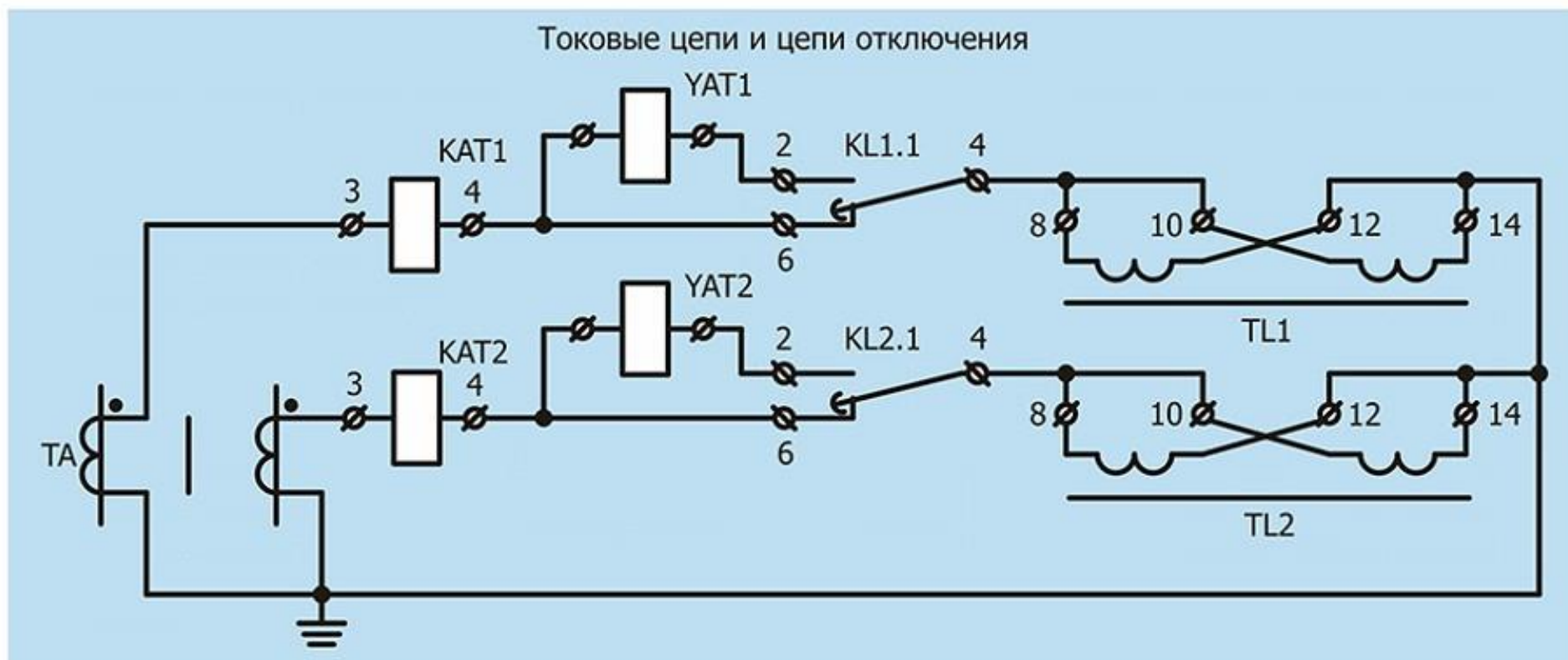


Схема защиты с зависимой выдержкой времени с использованием реле РП-361 (1)

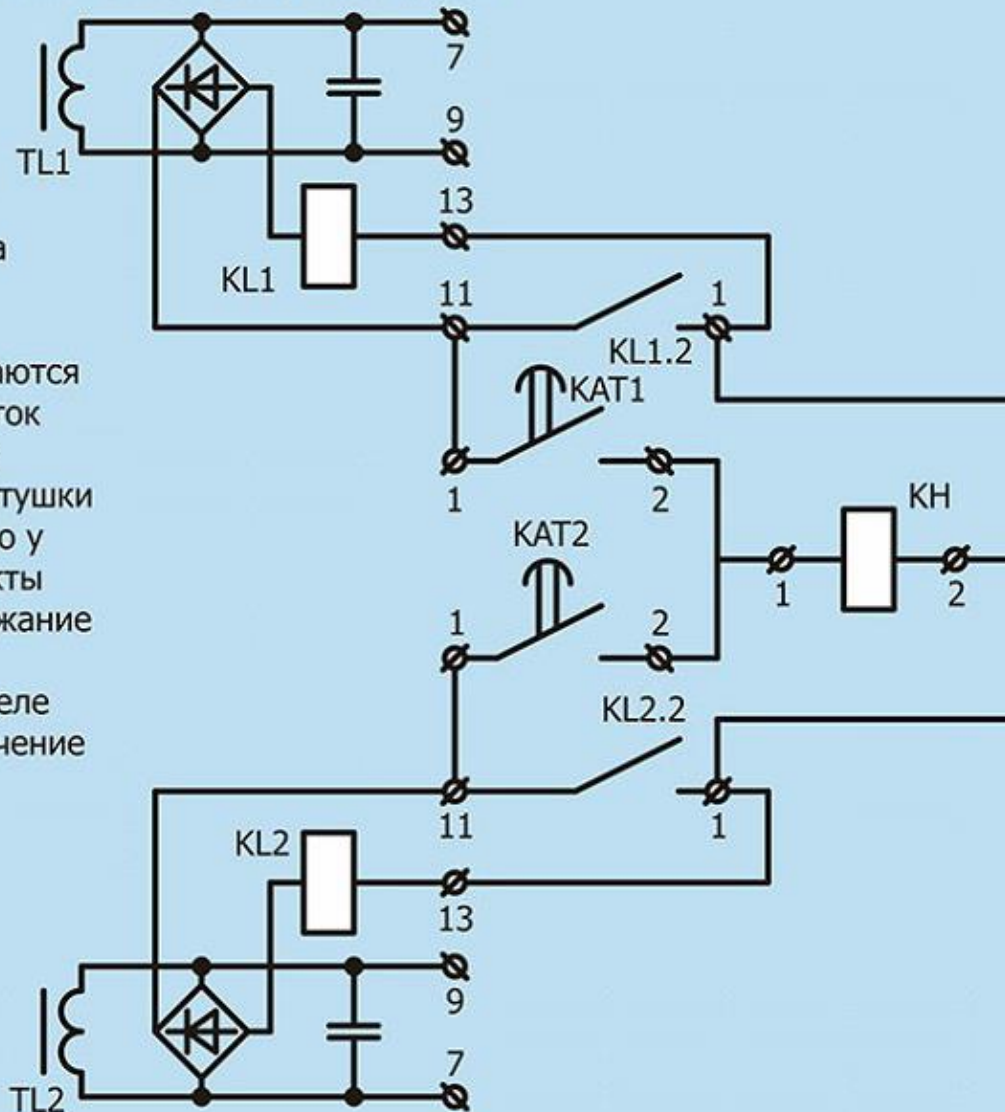
МТЗ с зависимой выдержкой времени на переменном оперативном токе с дешунтированием катушки отключения выключателя может быть выполнена и на реле серии РТ-80, РТ-90 без мощных переключающих контактов. В этом случае для дешунтирования катушки отключения выключателя применяется промежуточное токовое реле с мощным контактом РП-361.



Схемы защиты с зависимой выдержкой времени с использованием реле РП-361 (2)

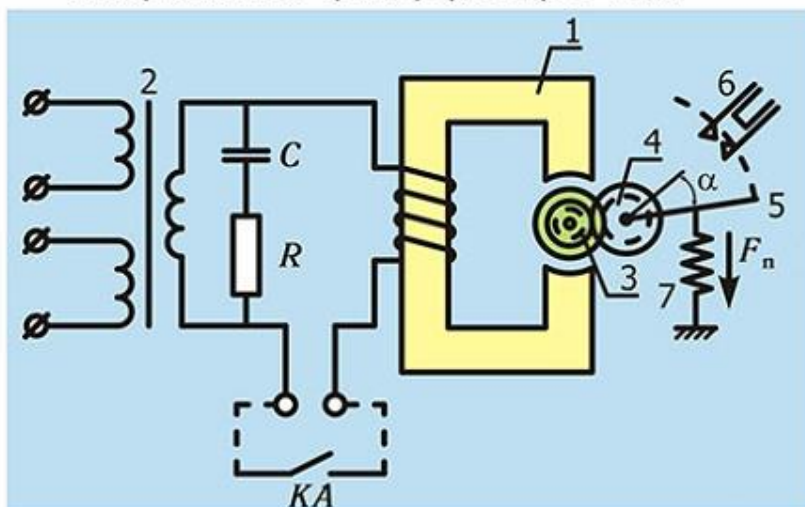
Вторичные цепи промежуточных реле

При КЗ в сети срабатывают одно или два токовых реле с зависимой выдержкой времени KAT1, KAT2. По истечении выдержки времени замыкаются контакты реле тока, замыкая цепи обмоток промежуточных реле. Мощные контакты KL1.1, KL2.1 замыкаются, дешунтируя катушки отключения выключателя. Одновременно у промежуточных реле замыкаются контакты KL1.2, KL2.2, обеспечивающие самоудержание промежуточных реле в сработавшем положении при размыкании контактов реле времени раньше, чем произойдет отключение выключателя поврежденной линии.



Реле времени токовое РВМ-12, РВМ-13

Реле предназначены для применения в схемах защиты на переменном оперативном токе с целью получения регулируемых выдержек времени и включается непосредственно во вторичные цепи измерительных трансформаторов тока.



Принцип действия

Основным элементом реле является синхронный микродвигатель с втягиваемым ротором (1), который питается током трансформаторов тока через вспомогательный насыщающийся трансформатор (2). Благодаря насыщению трансформатора (2) обеспечивается неизменное напряжение на вторичной обмотке, питающей двигатель (1), при изменении тока в первичной обмотке до 150 А и ограничивается величина вторичного тока, что позволяет замыкать и размыкать её цепь контактами обычных токовых реле КА.

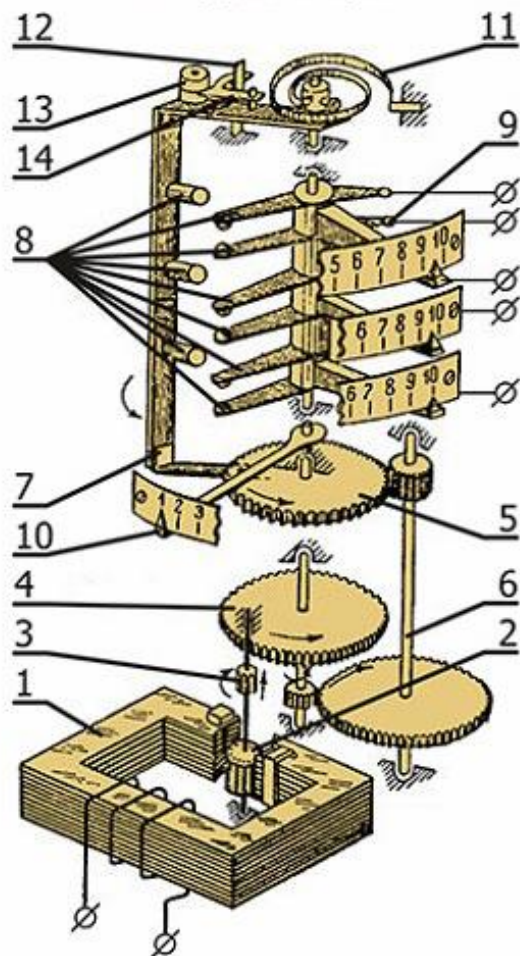
Емкость C и сопротивление R отфильтровывают гармонические составляющие тока трансформатора (2), ограничивая их поступление в синхронный двигатель.

Нормально вторичная обмотка трансформатора (2) разомкнута, такой режим допустим, поскольку магнитопровод трансформатора (2) насыщается при малых токах. При срабатывании пускового реле КА защиты оно замыкает вторичную цепь трансформатора (2). В двигателе (1) появляется ток, его ротор втягивается в статор, цилиндрическое зубчатое колесо (3) на оси ротора сцепляется с зубчатой передачей (редуктором) (4), которая передает вращение ротора на рычаг (5), управляющий контактами (6).

Ротор вращается с определенной (постоянной) синхронной скоростью, соответствующей частоте 50 Гц. Через время, необходимое для поворота подвижной системы (рычага) (5) на угол α , контакты реле замыкаются. Возврат в исходное положение осуществляется пружиной (7). Выдержка времени регулируется углом α путем перемещения контактов (6).

Реле времени токовое РВМ-12, РВМ-13

Конструкция реле



Устройство токового реле времени типа РВМ-12, РВМ-13

Реле имеет два насыщающихся трансформатора, что позволяет включать их на ток двух фаз.

Характеристики реле

Реле срабатывает при токе 2,5 или 5 А, в зависимости от соединения первичных обмоток промежуточных трансформаторов:

при параллельном соединении — 5 А, при последовательном — 2,5 А. Диапазон выдержек времени у реле РВМ-12 — 0,5–4 с.

Разброс времени 0,12 с.

Диапазон выдержек времени у реле РВМ-13 — 1,0–10 с.

Разброс времени 0,25 с.

Потребление мощности реле 10 В А.

- 1, 2 — статор и ротор микродвигателя
- 3, 4, 5 — зубчатые колеса
- 6 — редуктор
- 7 — рамка с контактными цилиндрами
- 8 — контакты
- 9 — поводок уставки выдержки времени
- 10 — буксирная стрелка
- 11 — возвратная пружина
- 12 — упор
- 13 — замок
- 14 — пружина

Электрическая схема подключения реле РВМ

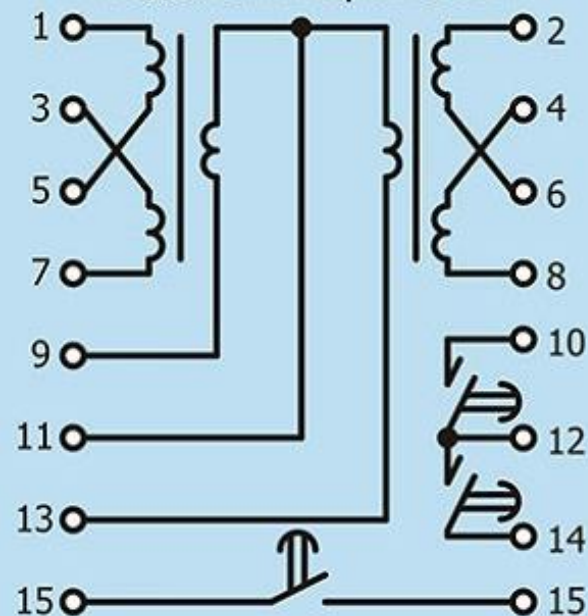


Схема защиты с независимой выдержкой времени (1)

МТЗ с независимой выдержкой времени на переменном оперативном токе с дешунтированием катушки отключения выключателя может быть выполнена и на реле серии РТ-40. Для дешунтирования катушки отключения выключателя применяется промежуточное токовое реле с мощным контактом РП-361. Для реализации выдержки времени используется токовое реле времени.

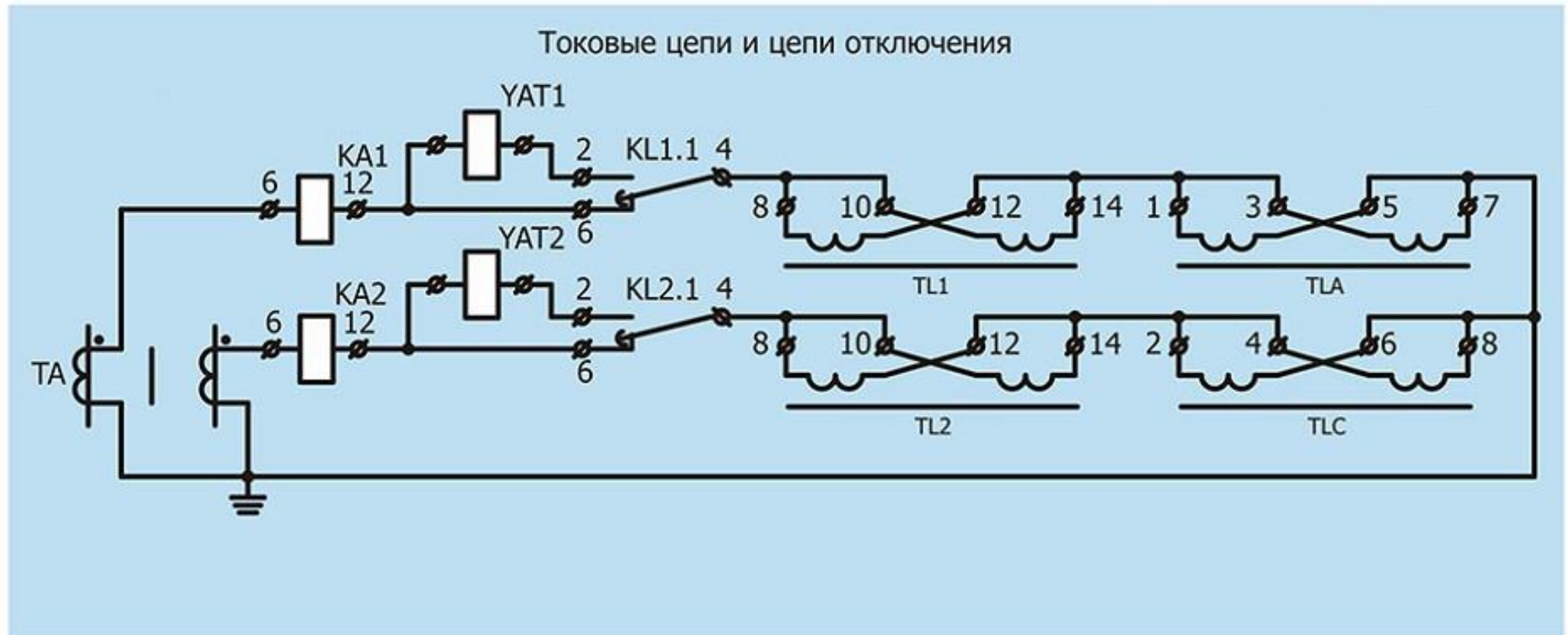


Схема защиты с независимой выдержкой времени (2)

Реле времени типов РВМ имеют две первичные обмотки, что позволяет использовать одно реле для двух фаз. Для этого реле РВМ включается на сумму токов $I_a + I_c$. Но при этом оно не может действовать при двухфазных КЗ между фазами А и С, когда $I_a + I_c = 0$. Для устранения этого недостатка необходимо размыкать цепь одной из обмоток при одновременном действии обоих пусковых реле. Указанная операция осуществляется с помощью нормально замкнутого контакта

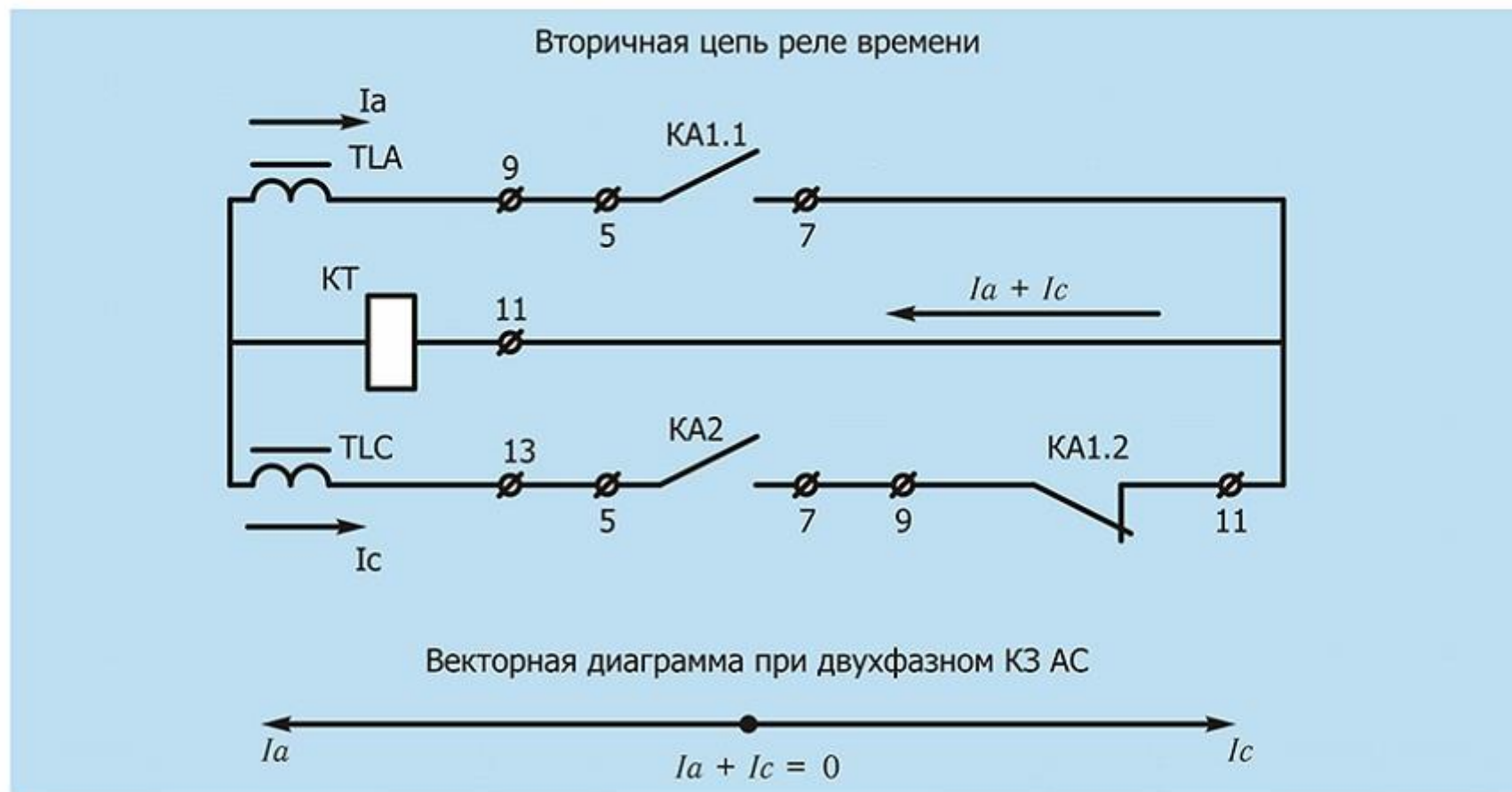
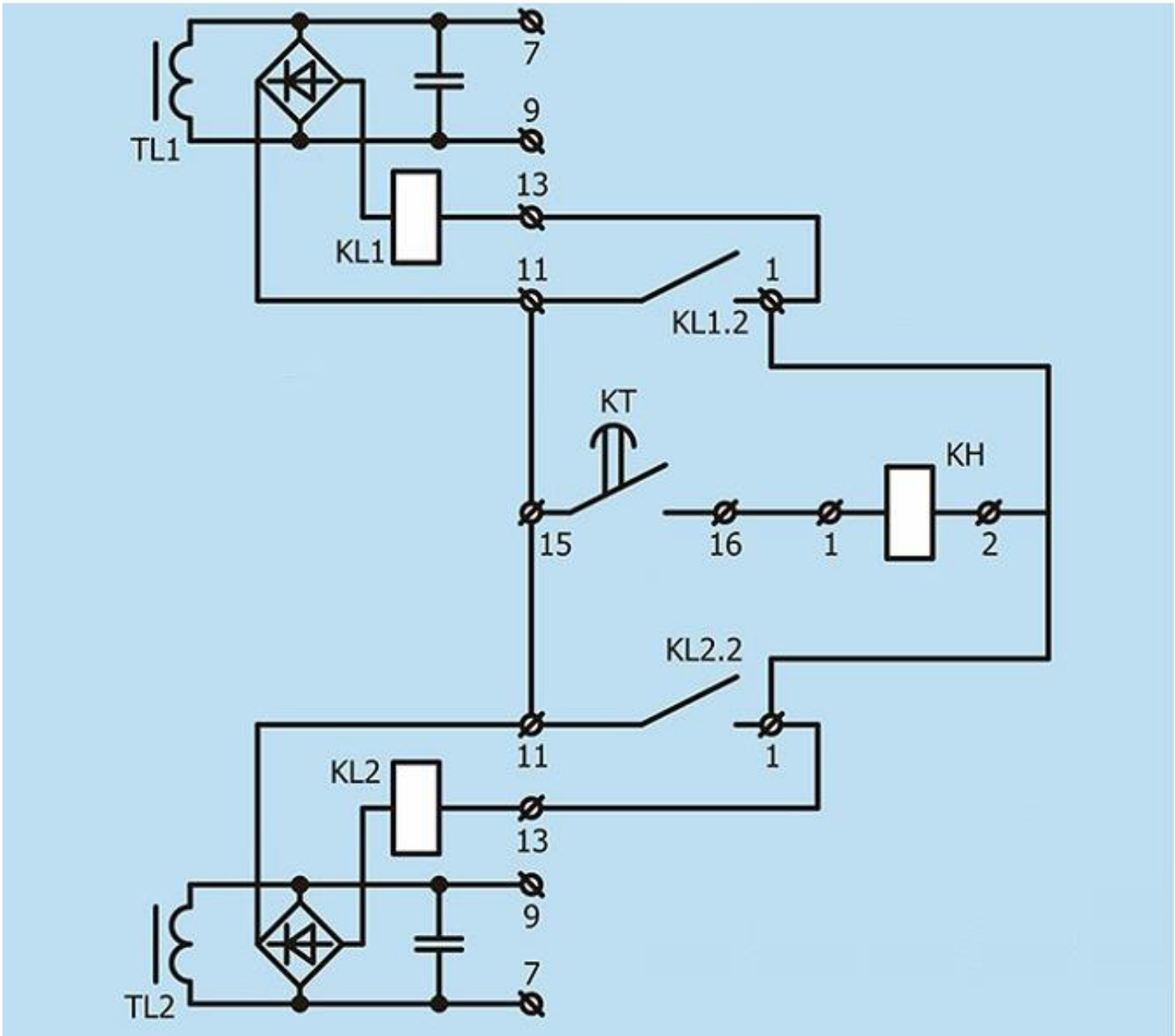


Схема защиты с независимой выдержкой времени (3)



Требования к трансформаторам тока, питающим оперативные цепи

Основным требованием, предъявляемым к трансформаторам тока, питающим оперативные цепи, является условие, чтобы мощность этих трансформаторов тока S_T была достаточна для покрытия мощности, потребляемой оперативной цепью $S_{о.ц.}$, т. е. катушкой отключения выключателя и вспомогательными реле оперативной схемы защиты:

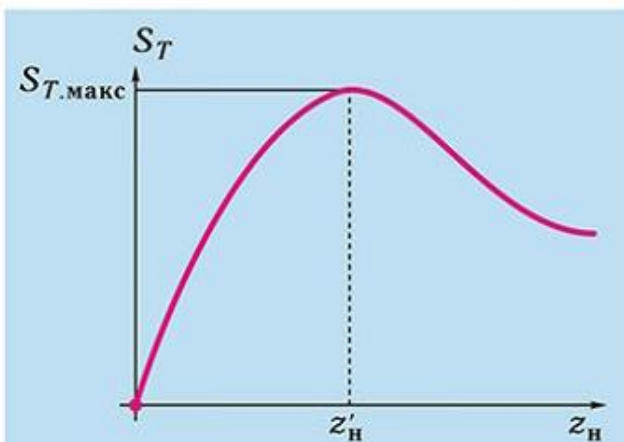
$$S_T \geq S_{о.ц.}$$

Мощность, отдаваемая трансформатором тока, $S_T = I_2 U_2$.

С учетом, что $U_2 = I_2 z_H$ и $I_2 = \frac{I_1}{n_T} - \Delta I$:

$$S_T = I_2^2 z_H = \left(\frac{I_1}{n_T} - \Delta I \right)^2 z_H, \text{ где } \Delta I = I_{\text{нам}}$$

Полученная зависимость $S_T = f(z_H)$ при $I_1 = \text{const}$ показана на рис.

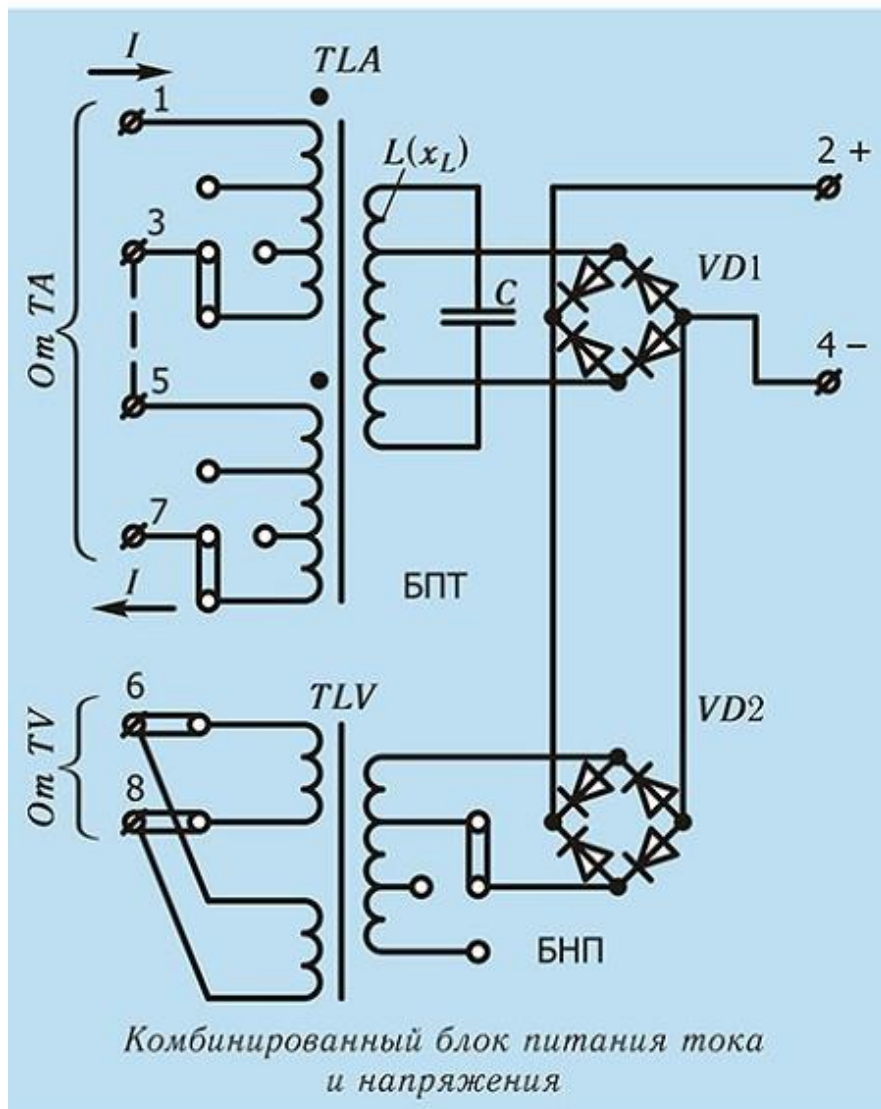


Зависимость мощности S_T , отдаваемой трансформатором тока, от нагрузки z_H

Пока z_H мало, трансформатор работает в прямолинейной части характеристики намагничивания. Здесь ΔI незначительно и S_T растет почти пропорционально росту z_H . При некотором (оптимальном) z'_H S_T достигает максимума. При дальнейшем увеличении z_H трансформатор насыщается, $I_{\text{нам}}$ и ΔI растут очень быстро, величина $(I_1 - \Delta I)$ уменьшается и мощность S_T начинает снижаться. Таким образом, каждый трансформатор тока имеет предельную максимальную мощность $S_{\text{макс}}$ больше которой его нельзя загрузить.

Уменьшение нагрузки на трансформаторы тока можно получить последовательным соединением двух трансформаторов тока или повышением коэффициента трансформации.

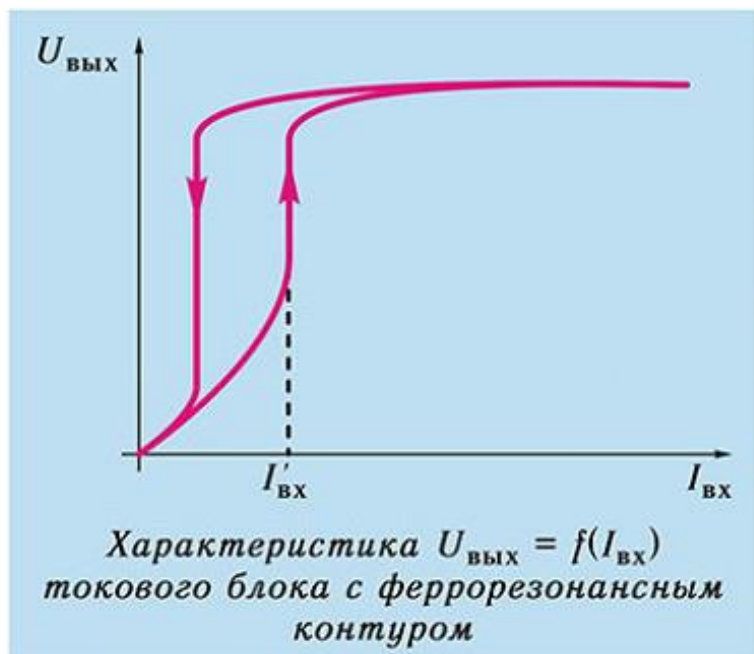
Принципиальная схема комбинированного блока питания



Основным источником питания для защит от КЗ служит токовый блок БПТ. Блок напряжения БНП является дополнительным и обеспечивает необходимую мощность и напряжение при малых значениях тока КЗ.

Поскольку выпрямленное напряжение является постоянным, схемы на выпрямленном токе выполняются так же, как и схемы на постоянном токе. В качестве вспомогательных реле (времени, промежуточных, указательных) используются обычные реле постоянного тока.

Характеристики блоков питания



Для надежного действия защиты уровень напряжения на выходных зажимах блоков питания должен быть достаточным для работы реле времени, промежуточных реле и катушки отключения. С учетом падения напряжения в соединительных проводах это напряжение должно быть не меньше 0,8–0,9 номинального значения 110 или 220 В при всех режимах и всех видах КЗ.

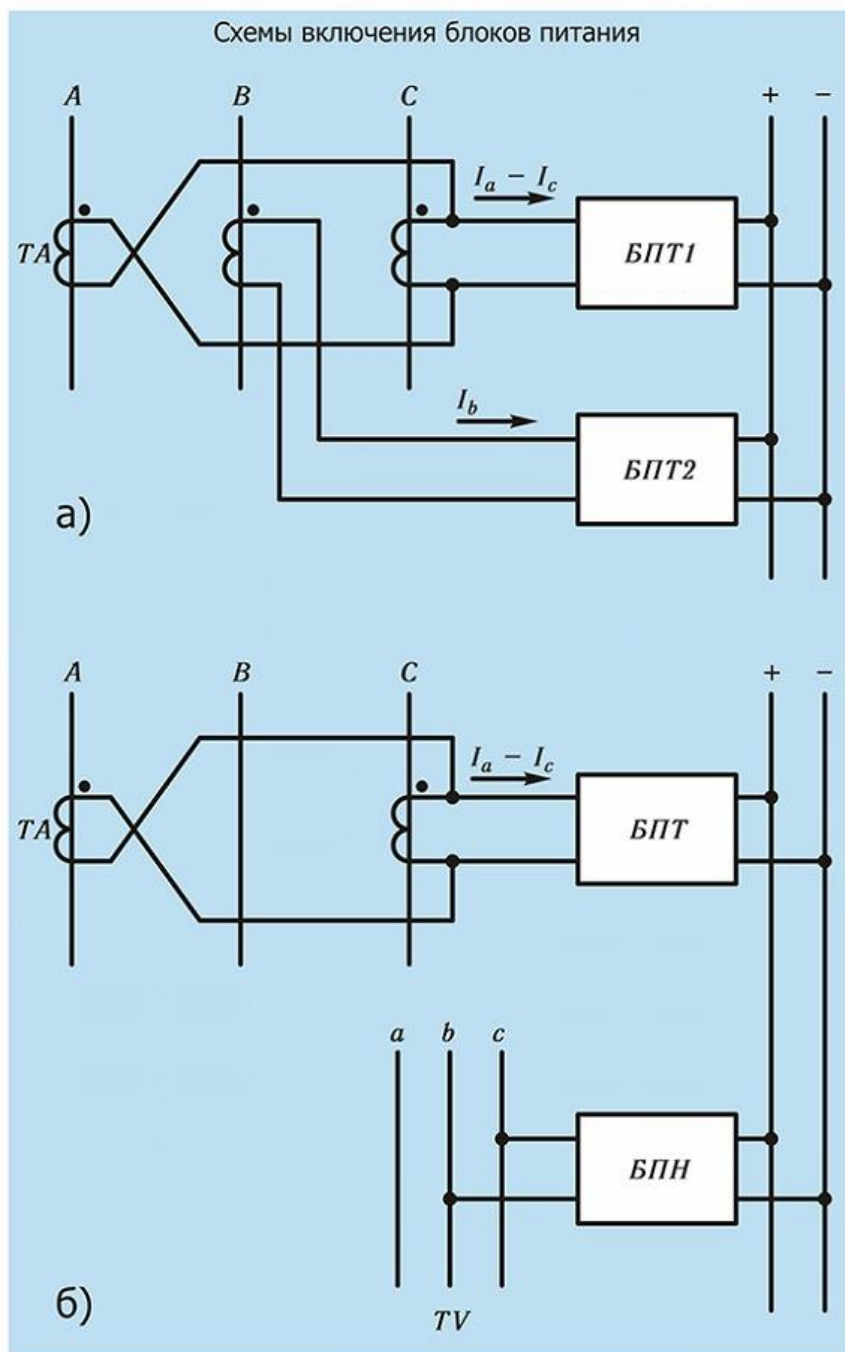
Выполнение этого условия проверяется расчетами по характеристикам зависимости выходного напряжения от тока для токовых блоков и от напряжения для блоков напряжения.

В токовых блоках принимаются специальные меры для стабилизации выходного напряжения и повышения отдаваемой мощности. С этой целью установлен конденсатор C .

Конденсатор подбирается так, чтобы в сочетании с индуктивностью L вторичной обмотки промежуточного трансформатора тока TIA обеспечивались условия феррорезонанса (опрокидывания), наступающие при некотором токе $I'_{\text{ВХ}}$, когда $x_L = x_C$. Параметры блока подобраны таким образом, чтобы феррорезонанс наступал при входном токе $I'_{\text{ВХ}}$ около 5 А (см. рис.).

При токах, превышающих $I'_{\text{ВХ}}$, т. е. за пределом точки феррорезонанса (опрокидывания), стабилизируется величина выходного напряжения $U_{\text{ВЫХ}}$, улучшается форма кривой $U_{\text{ВЫХ}}$ за счет уменьшения в ней гармонических составляющих и уменьшается реактивная нагрузка промежуточного, а следовательно, — и основных трансформаторов тока.

Схемы подключения блоков питания



Главным вопросом при выполнении защит на выпрямленном токе являются способы (схемы) подключения блоков питания (БП) к трансформаторам тока и напряжения.

Схемы включения токовых блоков должны выбираться исходя из условия, чтобы на выходе блока имелось достаточное напряжение при всех возможных видах повреждения на защищаемом элементе.

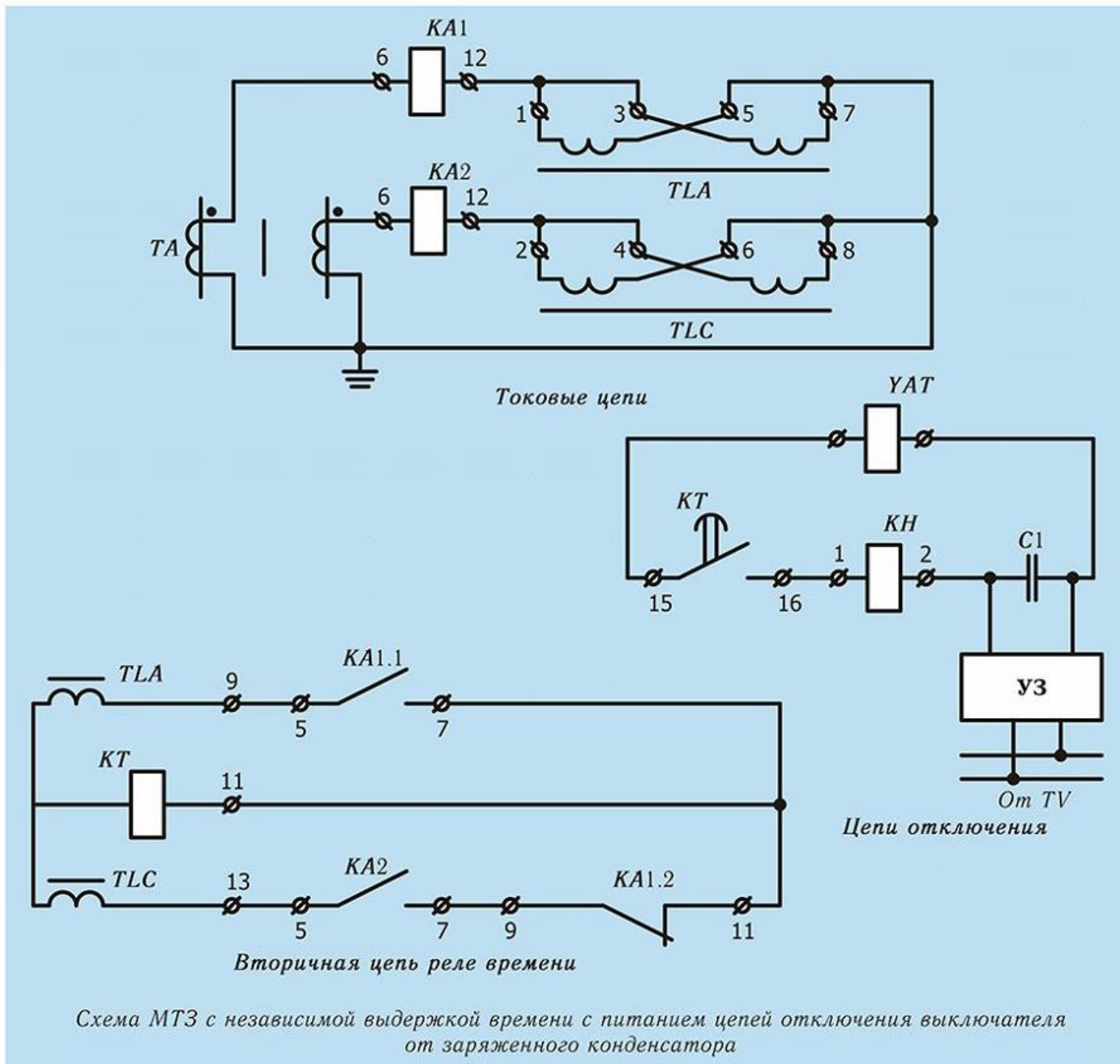
В сети с изолированной нейтралью для защит, не рассчитанных на действия при КЗ за трансформаторами с соединением обмоток Y/Δ , применяется включение блоков питания тока (БПТ) на разность токов двух фаз $I_a - I_c$.

При необходимости действия защиты при КЗ за трансформаторами с соединением обмоток Y/Δ устанавливается второй токовый блок, подключаемый на ток I_b . Выходные цепи обоих блоков включаются параллельно (см. рис. а).

При соединении трансформаторов тока в двухфазную звезду второй блок включается в общий провод, где проходит ток отсутствующей фазы I_b .

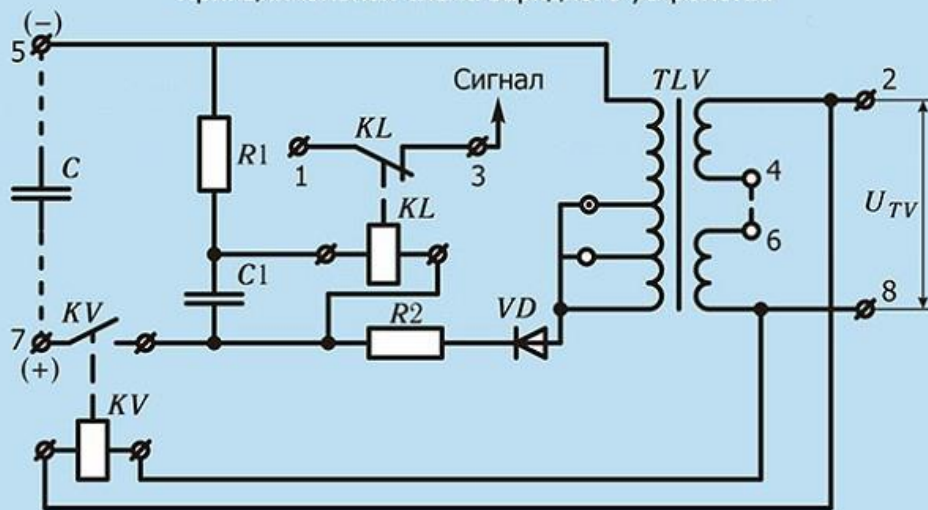
Аналогичные схемы из двух токовых блоков применяются в сети с глухозаземленной нейтралью. Блок напряжения включается на линейное напряжение (см. рис. б).

Схема МТЗ с питанием цепей отключения выключателя от заряженного конденсатора



Зарядное устройство

Принципиальная схема зарядного устройства



Устройство состоит из повышающего трансформатора TLV , выпрямителя VD и двух вспомогательных реле: промежуточного KL и реле минимального напряжения KV .

Напряжение от трансформатора подается на зажимы 2–8; оно повышается до 400 В, выпрямляется и подается через размыкающие контакты реле KV на выходные зажимы 5–7. К этим зажимам подключается конденсатор C . Повышение напряжения до 400 В позволяет уменьшить емкость конденсатора C , так как энергия, запасенная конденсатором, пропорциональна квадрату напряжения:

$$W = \frac{U^2 C}{2}.$$

Выпрямитель VD необходим для заряда конденсатора. Реле KL служит для контроля наличия напряжения на выходных зажимах 5–7. При исчезновении напряжения вследствие повреждения конденсатора или выпрямителя VD или при исчезновении питающего напряжения ток в реле KL пропадает, и оно подает сигнал.

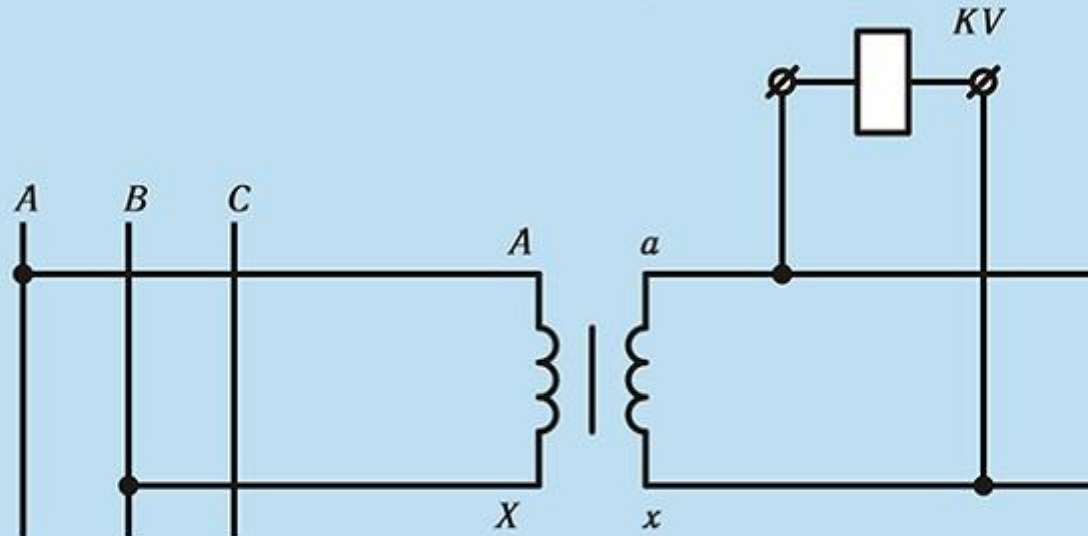
Конденсатор $C1$ сглаживает пульсацию выпрямленного напряжения. Реле KV контролирует наличие напряжения на входе зарядного устройства и отключает конденсатор C от зарядного устройства при исчезновении напряжения. Этим предупреждается разряд конденсатора C через сопротивление источника питания.

Недостатком схемы МТЗ с конденсатором является возможность отказа РЗ в действии при включении на КЗ подстанции, находившейся без напряжения. Чтобы предотвратить подобные отказы, применяются зарядные устройства, питающиеся от трансформаторов тока. Токочувствительный блок применяется как дополнительный к блоку напряжения.

Существенным недостатком заряженных конденсаторов является кратковременность тока разряда.

Трансформаторы напряжения

Принципиальная схема включения трансформатора напряжения



Для питания защит используются однофазные и трехфазные трансформаторы напряжения. Трансформаторы напряжения выполняются на вторичное номинальное напряжение 100 В независимо от величины первичного напряжения.

В «идеальном» трансформаторе напряжения, работающем без погрешностей, вторичное напряжение:

$$U_2 = \frac{U_1}{n_n},$$

где U_1 — напряжение, подведенное к зажимам первичной обмотки (первичное напряжение);

n_n — коэффициент трансформации «идеального» трансформатора напряжения, равный отношению числа витков первичной обмотки к числу витков вторичной.

Погрешности трансформатора напряжения

За счет падения напряжения ΔU в первичной и вторичной обмотках действительное значение вторичного напряжения будет равно:

$$U_2 = \frac{U_1}{n_H} - \Delta U$$

Таким образом падение напряжения в обмотках трансформатора напряжения ΔU обуславливает появление погрешности, искажающей величину и фазу U_2 , по сравнению с расчетным напряжением для «идеального» трансформатора.

Для уменьшения погрешности трансформатора напряжения необходимо уменьшать сопротивление первичной z_1 , и вторичной обмоток z_2 , ток намагничивания $I_{НАМ}$ и ток нагрузки, т. е. вторичный ток I_2 .

Допустимые погрешности нормируются при номинальном напряжении, соответственно чему трансформаторы напряжения подразделяются на три класса: 0,5, 1 и 3. Один и тот же трансформатор напряжения может работать в различном классе точности в зависимости от величины его нагрузки.

Изготовители указывают номинальную мощность, т. е. максимальную нагрузку, которую может питать трансформатор напряжения в гарантированном классе точности.

Погрешность по величине вторичного напряжения оценивается в процентах:

$$\Delta U\% = \frac{U_2 - \frac{U_1}{n_H}}{U_1/n_H} 100$$

где U_2 — действительное вторичное напряжение.

Схемы питания релейной защиты

Схема питания защит от шинного трансформатора напряжения

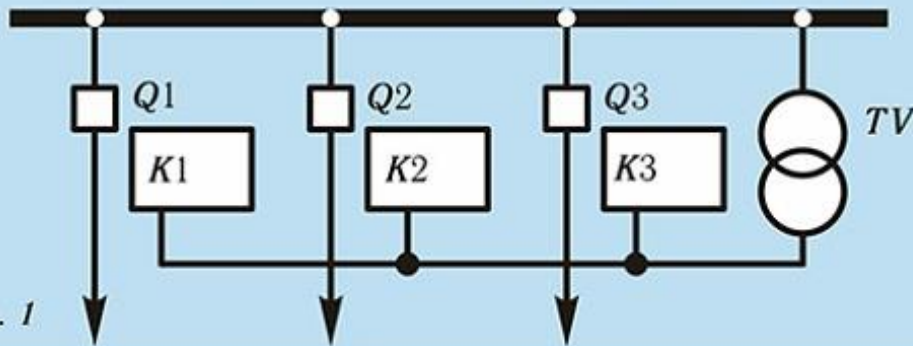


Рис. 1

Схема питания защит от линейного трансформатора напряжения

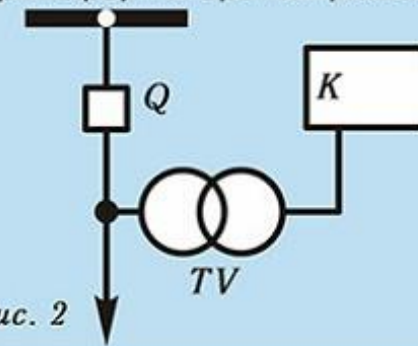


Рис. 2

Для питания защит трансформаторы напряжения могут устанавливаться на шинах электростанций и подстанций и питать защиты всех присоединений (рис. 1) или устанавливаться на каждом присоединении и питать защиту только этого присоединения (рис. 2).

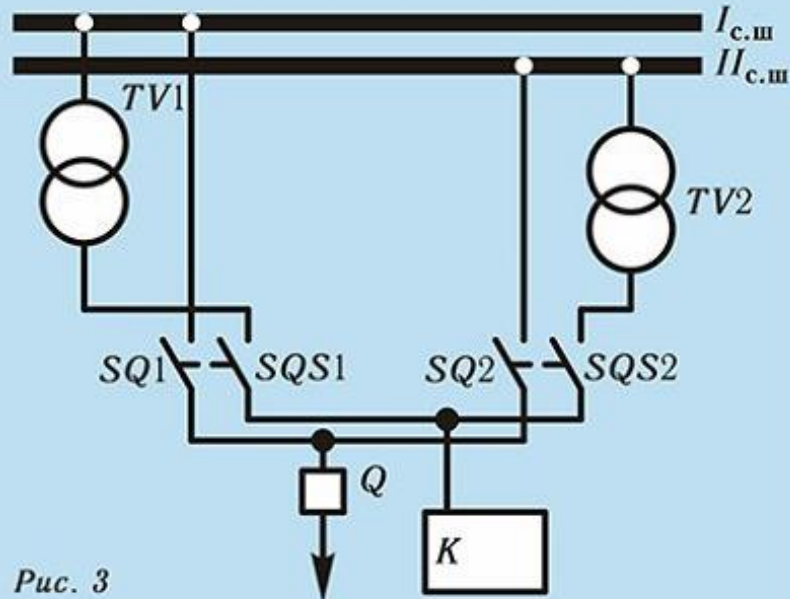


Рис. 3

Переключение цепей напряжения защит с одного трансформатора на другой вспомогательными контактами шинных разъединителей

Первый способ экономичнее второго, так как требует меньше трансформаторов напряжения. Недостаток первого способа состоит в том, что при переключении присоединения с одной системы шин на другую необходимо производить переключение питания его защиты на трансформатор напряжения другой системы шин. Такое переключение делается автоматически при операциях с разъединителями (рис. 3) или вручную — переключателями.

Схема соединений однофазных трансформаторов напряжения в звезду

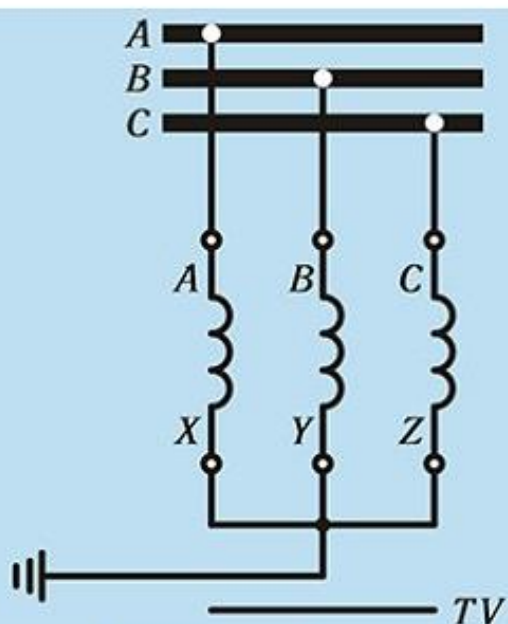
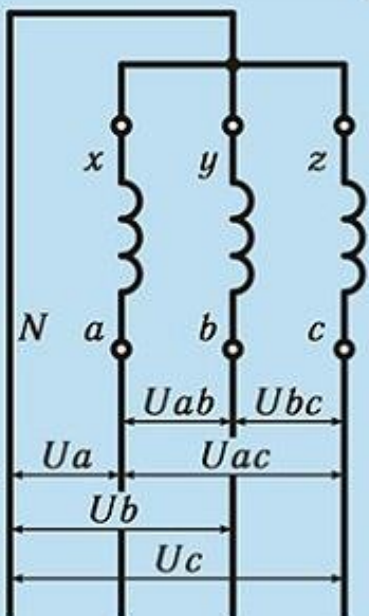
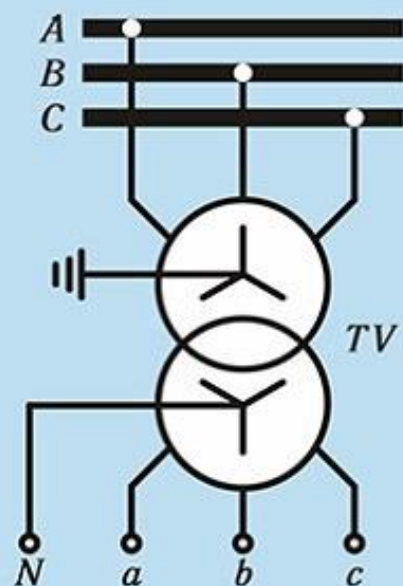


Схема предназначена для получения напряжения фаз относительно земли и междуфазных (линейных) напряжений. Три первичные обмотки трансформаторов напряжения TV соединяются в звезду. Начала каждой обмотки присоединяются к соответствующей фазе шин, а концы объединяются в общую точку и заземляются. Концы вторичных обмоток также соединяются в звезду, нейтраль которой связывается проводом с нулевой точкой нагрузки. При такой схеме фазные напряжения на вторичной стороне соответствуют фазным напряжениям относительно земли первичной стороны.

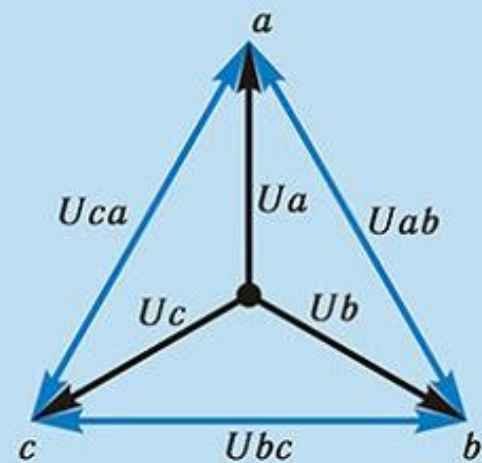
Соединение трансформаторов напряжения по схеме Y/Y может выполняться по 6-й и 12-й группам. Типовым является соединение по 12-й группе, показанное на данной схеме.



Принципиальная схема



Условное обозначение



Векторная диаграмма

Трехфазный пятистержневой трансформатор напряжения

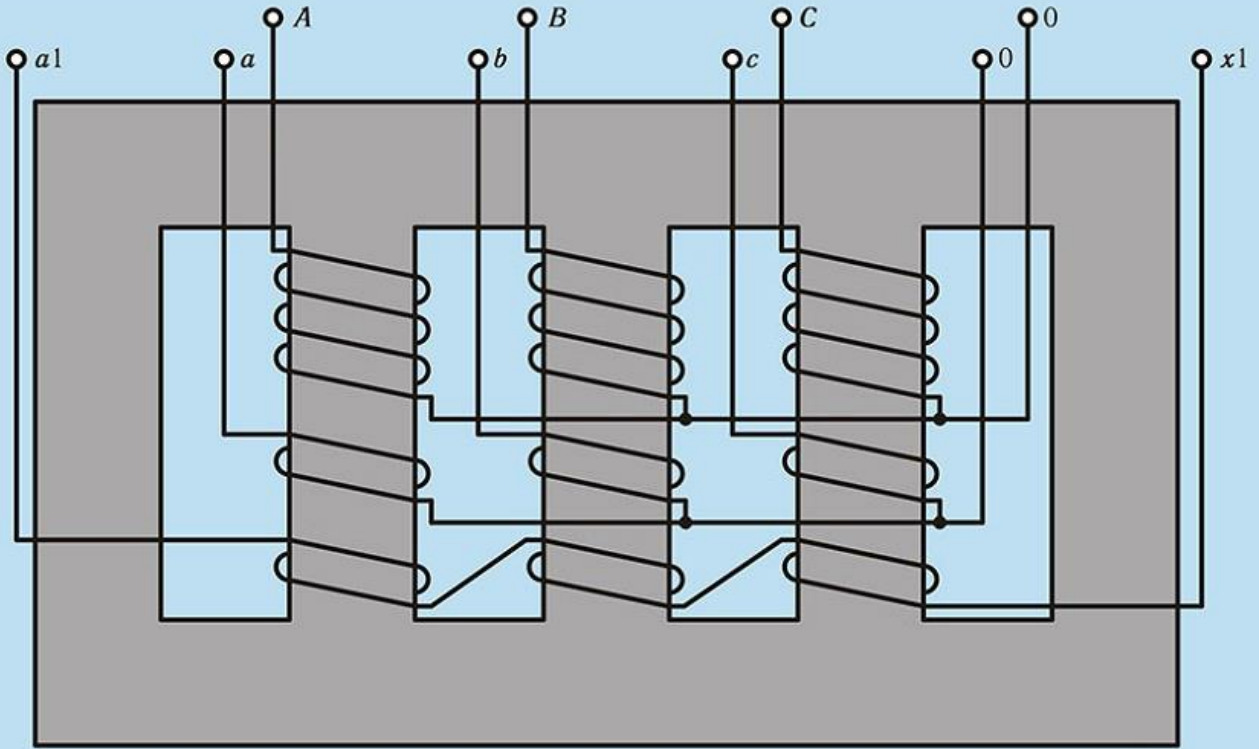
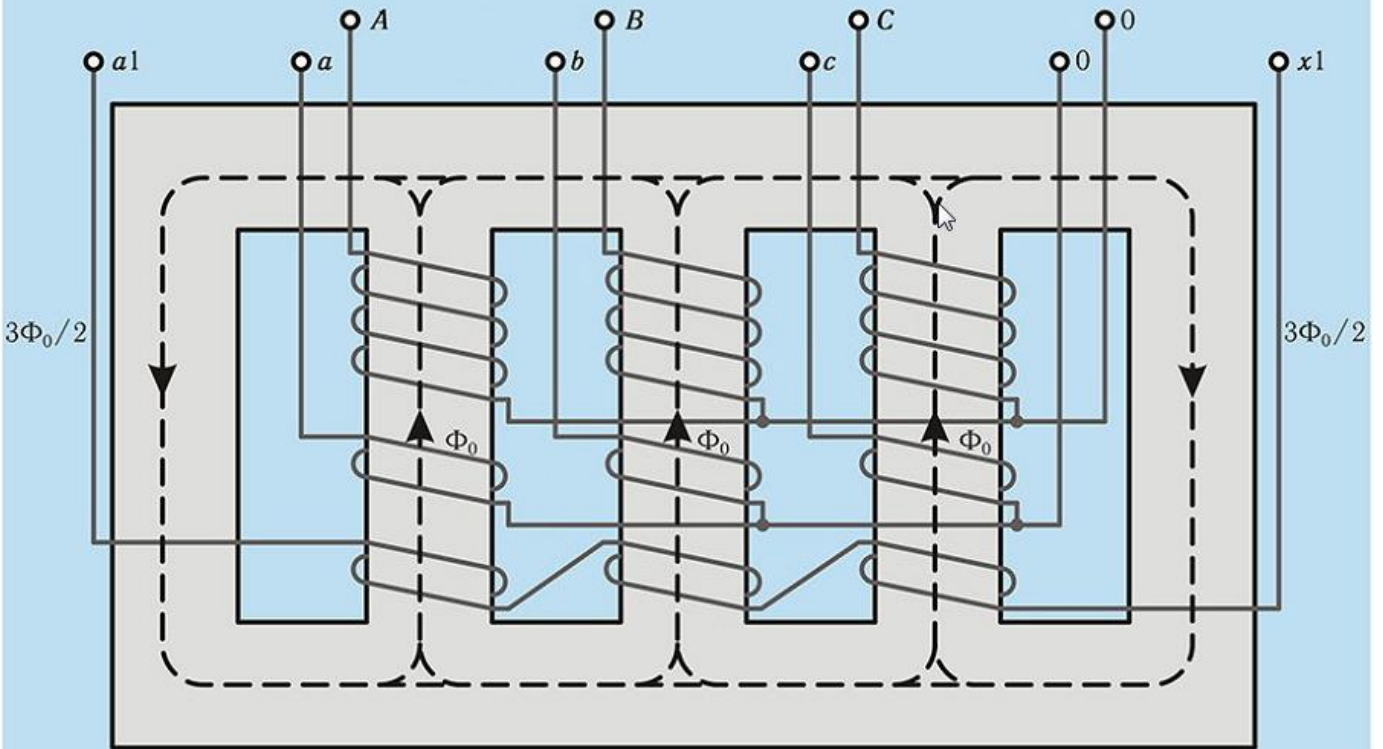


Схема соединений обмоток трансформаторов напряжения в звезду может быть выполнена посредством одного трехфазного пятистержневого трансформатора напряжения.

Пути замыкания магнитных потоков нулевой последовательности в трехфазном пятистержневом трансформаторе напряжения



Дополнительные четвертый и пятый стержни необходимы для замыкания потоков нулевой последовательности Φ_0 , создаваемых током нулевой последовательности I_0 в первичных обмотках при замыканиях на землю в сети.

Схема соединения однофазных трансформаторов напряжения в открытый треугольник

Схема соединений однофазных трансформаторов напряжения в открытый треугольник

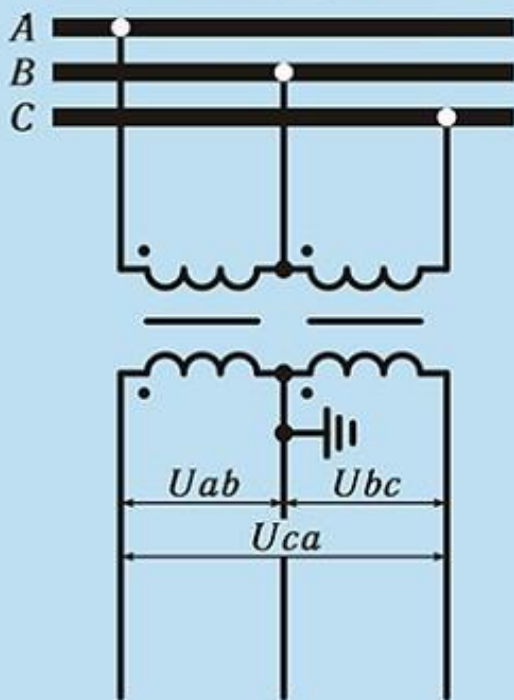


Схема выполняется при помощи двух однофазных трансформаторов напряжения, включенных на два междуфазных напряжения, например, U_{AB} и U_{BC} .

Напряжение на зажимах вторичных обмоток трансформаторов напряжения пропорционально междуфазным напряжениям, подведенным с первичной стороны. Между проводами вторичной цепи включаются реле напряжения и измерительные приборы. Схема позволяет получить три междуфазных напряжения:

U_{ab} , U_{bc} и U_{ca} .

Рассмотренная схема на первичной и вторичной сторонах является схемой незавершенного треугольника (не имеющего одной стороны), что и определило ее название.

Схема соединения обмоток однофазных трансформаторов напряжения в фильтр напряжения нулевой последовательности

Схема соединений однофазных трансформаторов напряжения в фильтр напряжения нулевой последовательности

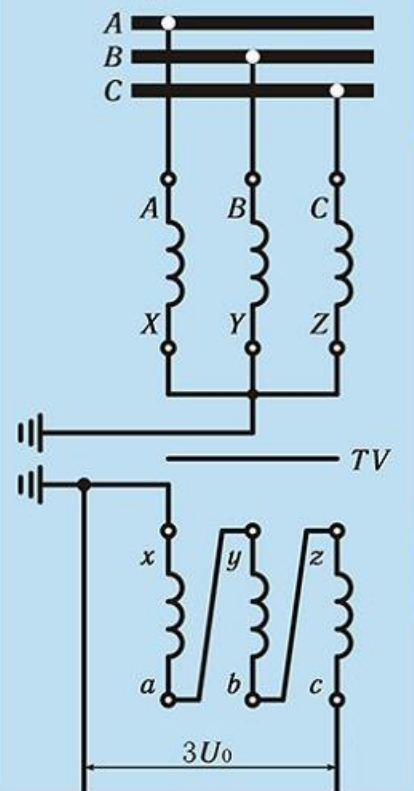


Схема выполняется посредством трех однофазных трансформаторов напряжения. Первичные обмотки соединены в звезду с заземленной нейтралью, а вторичные соединяются последовательно, образуя незамкнутый треугольник. К зажимам разомкнутой вершины треугольника подсоединяются реле и измерительные приборы.

Напряжение на зажимах разомкнутого треугольника равно геометрической сумме напряжений вторичных обмоток:

$$3U_0 = U_a + U_b + U_c$$

В нормальных условиях напряжения фаз симметричны и равны в сумме нулю.

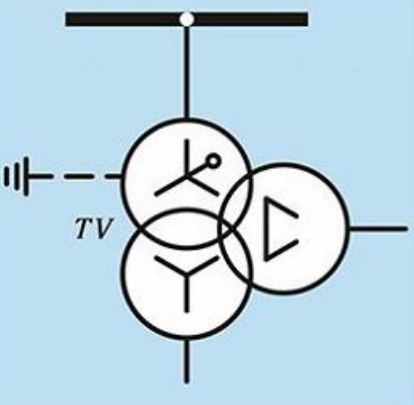
При КЗ без земли сумма фазных напряжений всегда равна нулю, ибо в этом случае векторы напряжений не содержат составляющей нулевой последовательности. Поэтому напряжение $3U_0$ в этом случае также равно нулю. И только при замыканиях на землю геометрическая сумма напряжений фаз относительно земли не равна нулю.

Таким образом, рассмотренная схема является фильтром, пропускающим только напряжение нулевой последовательности. Схема соединения получила широкое распространение на практике.

Необходимым условием работы рассмотренной схемы является заземление нейтрали первичной обмотки трансформатора напряжения.

Типовая схема соединений трехобмоточного трансформатора напряжения

Типовая схема соединений обмоток однофазных трехобмоточных трансформаторов напряжения



Применяя однофазные трансформаторы напряжения с двумя вторичными обмотками, можно соединить одну вторичную обмотку по схеме звезды, а вторую — разомкнутым треугольником и получить, таким образом, от одного трансформатора напряжения три вида напряжений: фазные, междуфазные и нулевой последовательности.

Номинальное вторичное напряжение у обмотки, предназначенной для соединения в разомкнутый треугольник, принимается равным для сетей с заземленной нейтралью 100 В и для сетей с изолированной нейтралью 100/3 В.

Контроль за исправностью цепей напряжения (1)

Повреждения в цепях трансформаторов напряжения

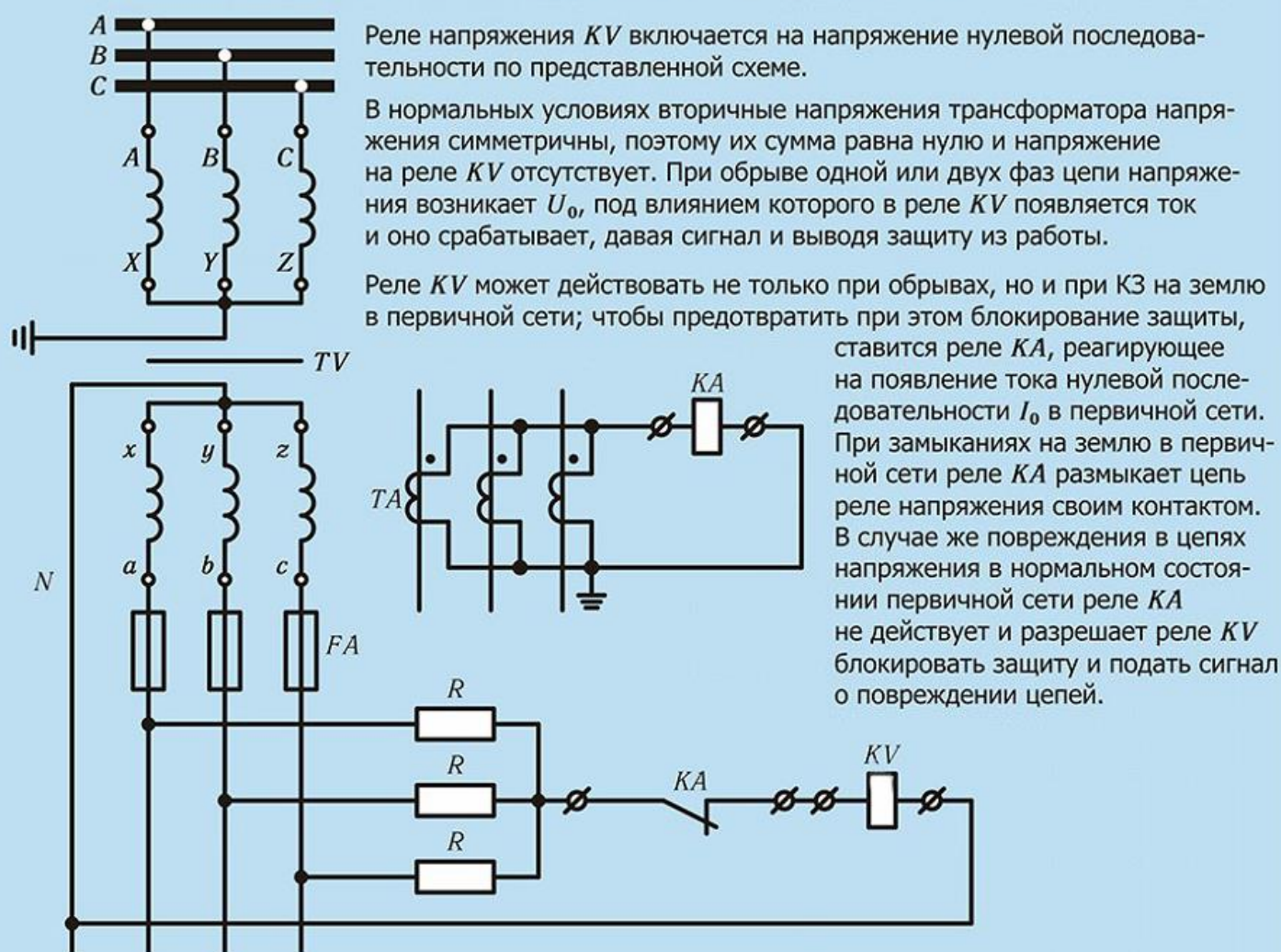
Повреждения вторичных цепей, а также их нарушение при перегорании предохранителей или действии автоматов искажает величину и фазу вторичного напряжения, что приводит к неправильной работе защиты.

Для предупреждения ложных действий предусматриваются специальные устройства (**блокировки**), которые реагируют на повреждения во вторичных цепях напряжения, подают при этом сигнал о неисправности и выводят из действия (блокируют) защиты, которые могут неправильно сработать при повреждении в цепях напряжения.

Виды блокировок

- 1) Блокировка, реагирующая на появление напряжения (тока) нулевой последовательности при повреждениях в цепях напряжения

Схема сигнализации обрыва в цепях трансформатора напряжения



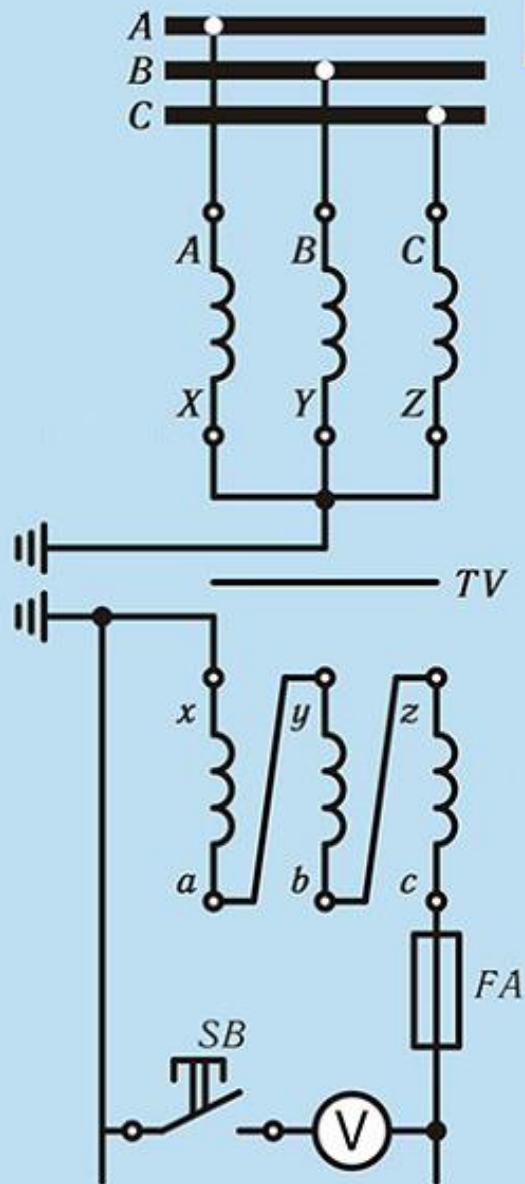
Рассмотренное устройство не реагирует на одновременный обрыв всех трех фаз цепи напряжения, на трехфазное КЗ во вторичных цепях и обрыв нулевого провода той же цепи.

Однако вследствие своей простоты оно получило широкое распространение. По рассмотренному принципу устроены устройства КРБ-11 и КРБ-12.

Контроль за исправностью цепей напряжения (2)

Виды блокировок

2) Контроль цепей разомкнутого треугольника



Контроль исправности цепи вторичной обмотки трансформатора напряжения, соединенной по схеме фильтра нулевой последовательности, производится путем периодического измерения напряжения небаланса с помощью вольтметра, включаемого по данной схеме.

При исправности цепи вольтметр показывает напряжение небаланса, имеющее величину 1–3 В, а при нарушении цепи показания пропадают.

Контроль за исправностью цепей напряжения (3)

Виды блокировок

3) Блокирующее устройство на сравнении напряжений двух вторичных обмоток трансформаторов напряжения

Недостатков, присущих устройству, рассмотренному в первом пункте, лишена блокировка, схема которой приведена ниже.

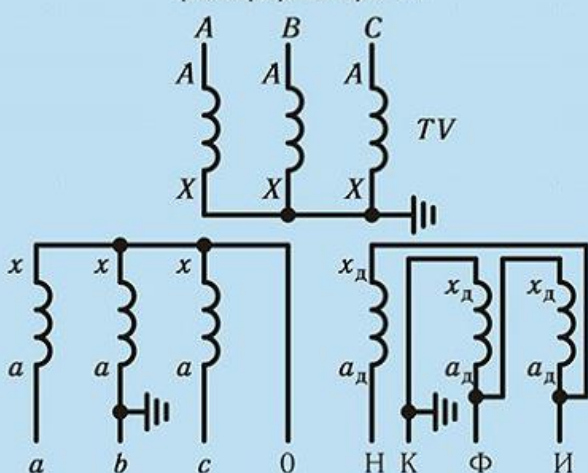
Четырехобмоточный промежуточный трансформатор TL устройства блокировки подключен через добавочные резисторы к измерительному трансформатору напряжения TV с соединением вторичных обмоток в звезду и разомкнутый треугольник. В цепях обмотки ω_1 сопротивление резистора в фазе A принято в два раза меньшим относительно сопротивлений фаз B и C , равных между собой.

В нормальном режиме, при исправных вторичных цепях, TV МДС в сердечнике взаимно уравновешены — реле KV не работает.

При обрывах в цепях TV (одной или двух фаз) равновесие МДС нарушается, что вызывает срабатывание реле KV . В случае КЗ на землю в сети реле не сработает, так как МДС обмотки ω_1 будет скомпенсирована МДС обмотки ω_2 , включенной на $3U_0$.

При отключении всех трех фаз напряжения со стороны обмоток TV , соединенных в звезду, блокировка срабатывает за счет тока в обмотке ω_3 .

Схема соединения обмоток измерительного трансформатора TV



Векторная диаграмма напряжений во вторичных обмотках TV

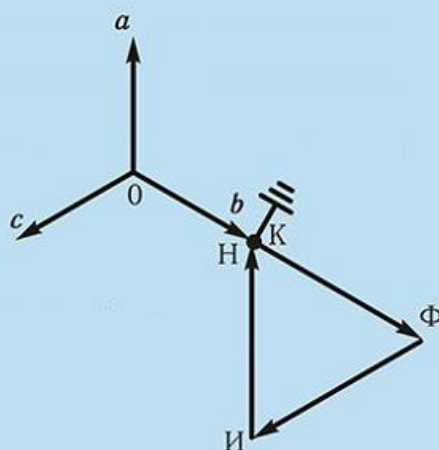
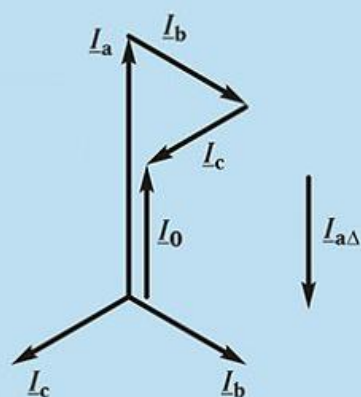
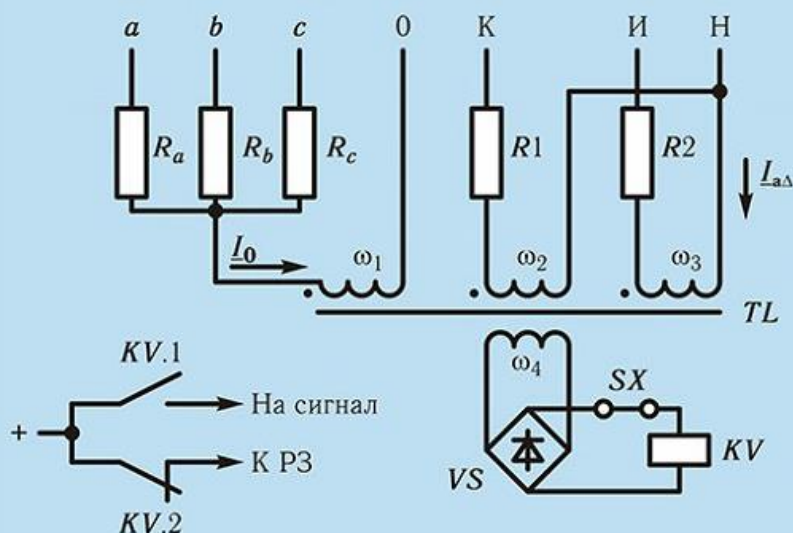


Схема внутренних соединений устройства

Векторная диаграмма, поясняющая работу устройства в нормальном режиме

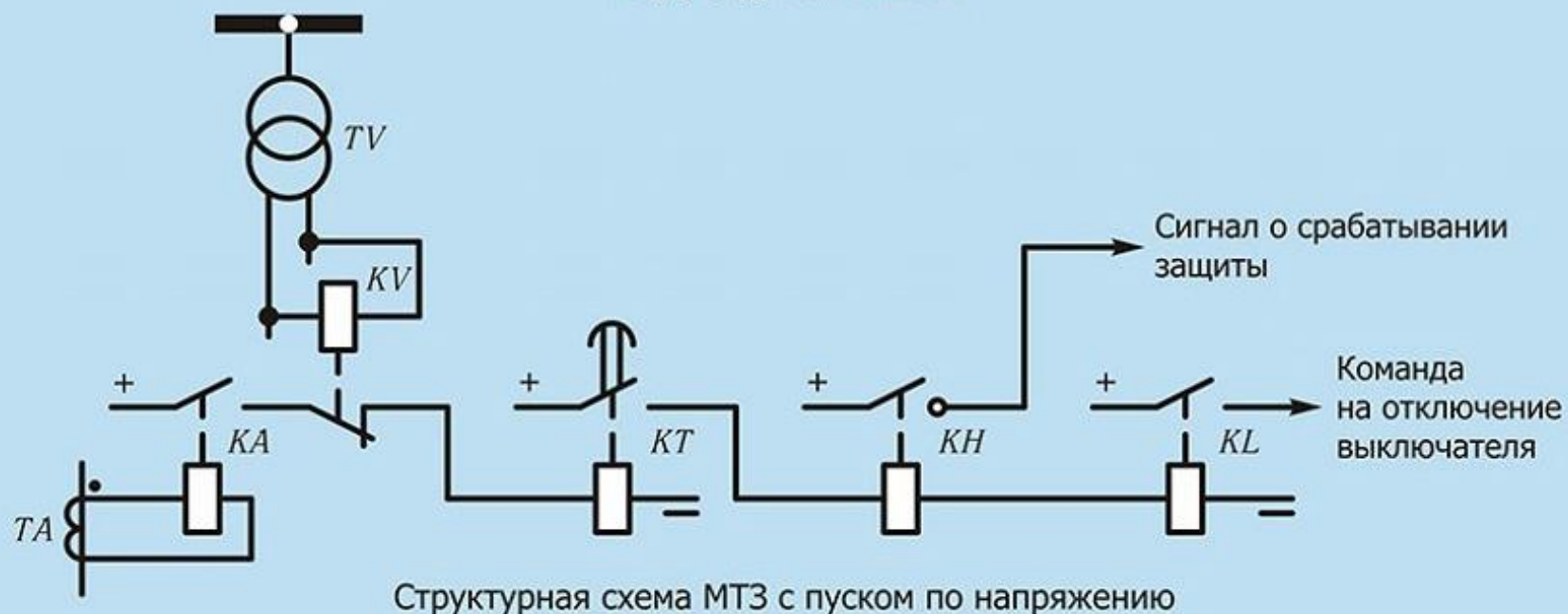


Максимальная токовая защита с пуском (блокировкой) от реле минимального напряжения

Принцип действия

Для повышения чувствительности максимальной токовой защиты при КЗ и улучшения отстройки ее от токов нагрузки и самозапуска электродвигателей применяется пуск или, как часто называют, блокировка при помощи реле минимального напряжения.

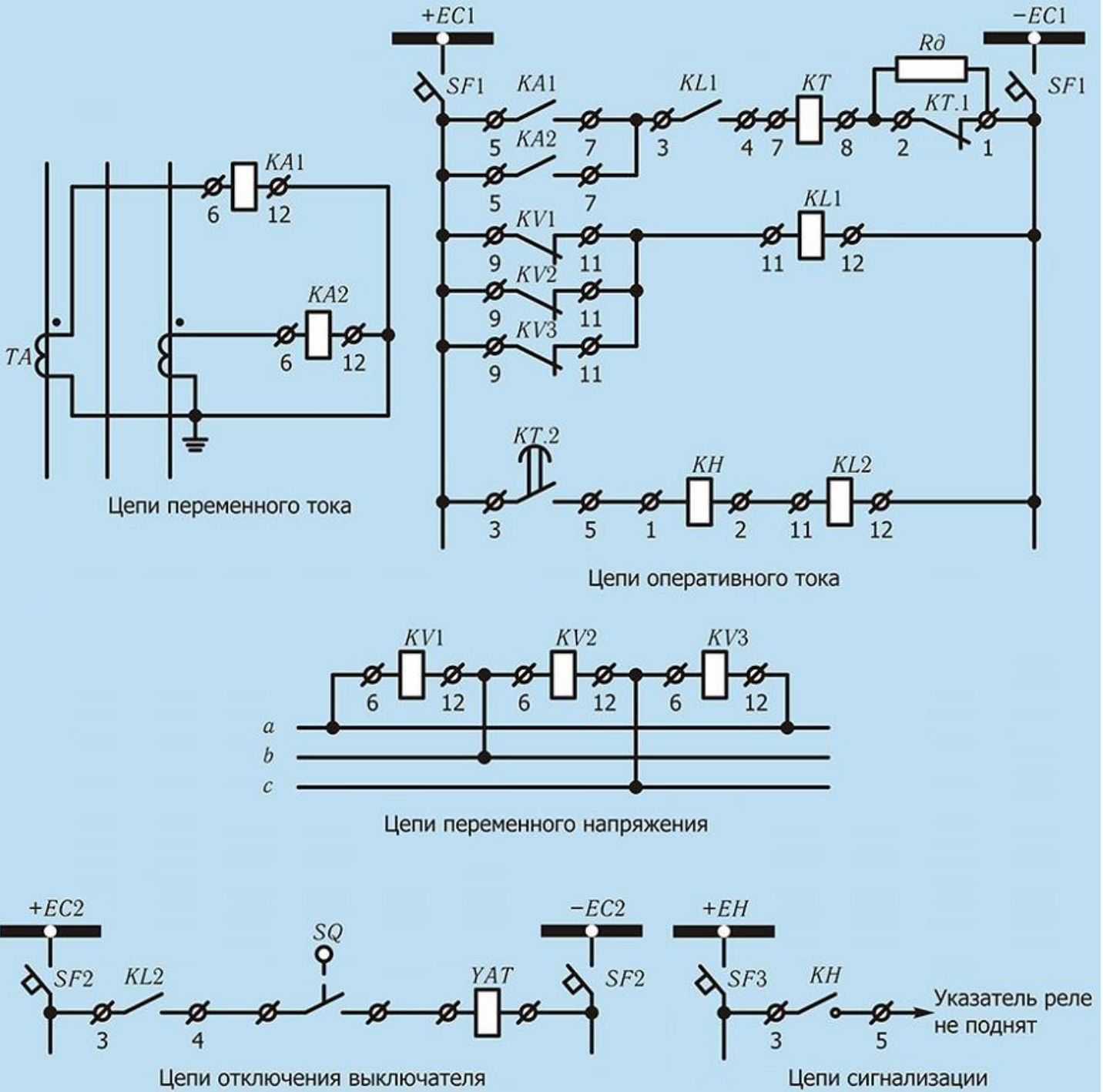
Структурная схема



Защита может действовать на отключение только при условии срабатывания реле напряжения KV . Уставки реле напряжения выбираются так, чтобы реле не работало при минимальном уровне рабочего напряжения, не давая возможности защите действовать на отключение, даже если токовое реле KA замкнет свой контакт в результате перегрузки. При КЗ напряжение сети понижается и реле минимального напряжения KV срабатывает, разрешая защите действовать на отключение.

Принципиальная электрическая схема МТЗ с пуском по напряжению

Принципиальная схема МТЗ с независимой выдержкой времени с пуском по напряжению, выполненной по схеме неполной звезды на постоянном оперативном токе



Выбор уставок МТЗ с пуском по напряжению

Ток срабатывания токовых реле отстраивается не от максимальной нагрузки линии, а от длительной нормальной нагрузки $I_{н.норм}$, которая на практике может быть в 1,5–2 раза меньше максимальной:

$$I_{с.з.} = \frac{k_n}{k_{воз}} \cdot I_{н.норм}$$

В результате этого чувствительность защиты при КЗ повышается.

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения выбирается исходя из двух условий:

1) Реле напряжения не должны приходить в действие при минимальном значении рабочего напряжения

$$U_{с.з.} < U_{раб.мин}$$

2) Реле напряжения, сработавшие при понижении напряжения во время КЗ в сети, должны возвратиться (разомкнуть контакты) после отключения КЗ и восстановления напряжения до уровня $U_{раб.мин}$. Для этого напряжение возврата реле должно быть меньше $U_{раб.мин}$

$$U_{воз.} < U_{раб.мин}$$

У реле минимального напряжения $U_{с.з.} < U_{воз.}$ поэтому при выполнении второго условия выполняется и первое.

$$U_{воз.} = \frac{U_{раб.мин}}{k_n}, \text{ где } k_n \text{ — коэффициент надежности, принимается равным } 1,1 \dots 1,2$$

Учитывая, что $U_{с.з.}$ связано с $U_{воз.}$ коэффициентом возврата $k_{воз} = \frac{U_{воз.}}{U_{с.з.}}$, находим напряжение срабатывания:

$$U_{с.з.} = \frac{U_{воз.}}{k_{воз}} = \frac{U_{раб.мин}}{k_n \cdot k_{воз}}$$

Напряжение $U_{раб.мин}$ обычно принимается на 5–10 % ниже номинального.

Чувствительность реле напряжения проверяется по максимальному значению напряжения при КЗ

в конце зоны действия защиты. Коэффициент чувствительности $k_{ч} = \frac{U_{с.з.}}{U_{КЗ.макс}}$ должен быть не меньше 1,5.

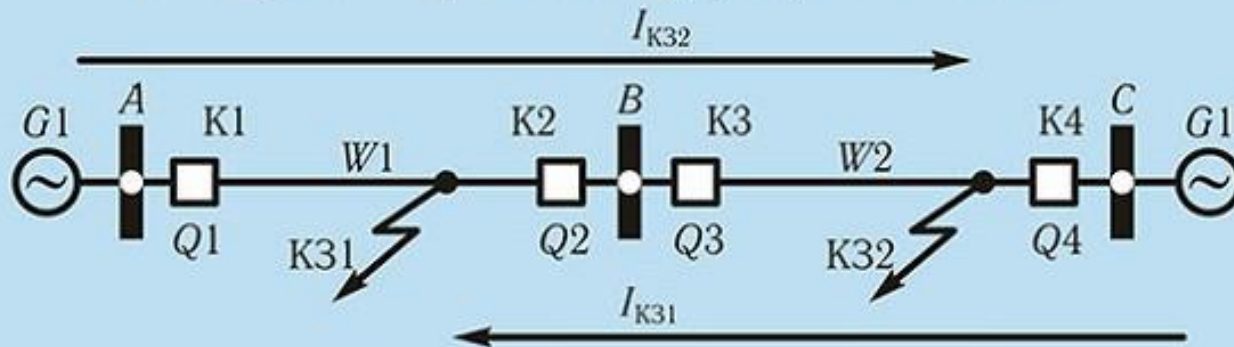
Токовая направленная защита (1)

Необходимость направленной защиты в сетях с двусторонним питанием

Простая токовая защита, реагирующая на ток КЗ в линии, не обеспечивает селективности в сети с двусторонним питанием.

Действительно, предположим, что в сети на рис. ниже, установлены обычные МТЗ, и рассмотрим действие какой-либо из них, например защиты К2. При КЗ в точке К31 выдержка времени защиты К2 должна быть меньше времени действия защит К3, К4, т. е. $t_{K2} < t_{K3}, t_{K4}$.

Размещение защит в сети с двусторонним питанием



В случае же КЗ в точке К32 защита К2 должна действовать медленнее защиты К3 ($t_{K2} > t_{K3}$). Одновременное выполнение обоих требований невозможно. Выполнение же только одного из двух требований приведет к неселективной работе защиты.

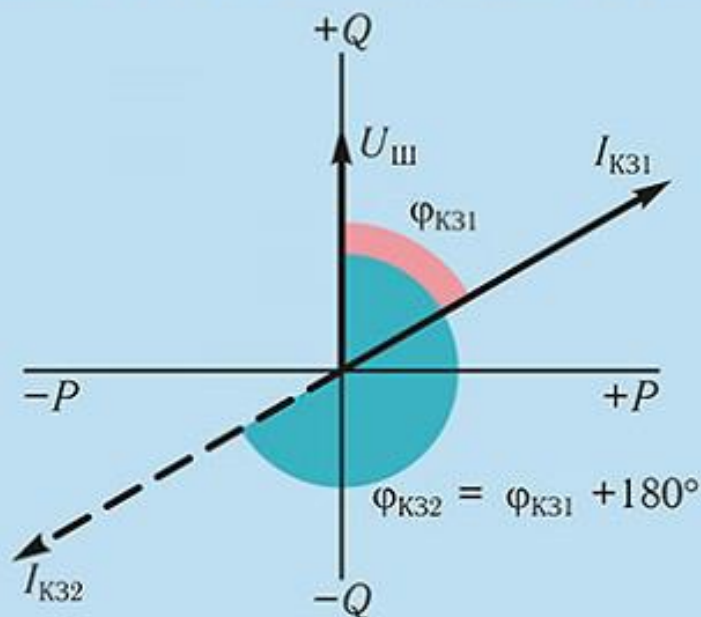
Эту неселективность можно устранить, заменив МТЗ направленной защитой, действующей только при направлении мощности КЗ **от шин в линию**, тогда при КЗ в точке К31 будут действовать защиты К1, К2 и К4, причем $t_{K2} < t_{K4}$, при КЗ в точке К32 будут действовать защиты К1, К3 и К4, причем $t_{K1} > t_{K3}$.

Одновременное выполнение обоих требований не представляет затруднений.

Токовая направленная защита (2)

Принцип действия токовой направленной защиты

Векторная диаграмма токов и напряжений в месте установки защиты К2 при КЗ в точках К31 и К32



Направленной называется защита, действующая только при определенном направлении (знаке) мощности КЗ. Необходимость в применении направленных защит возникает в сетях с двусторонним питанием. Защита в этих сетях должна не только реагировать на появление тока КЗ, но и для обеспечения селективности, также учитывать направление мощности КЗ в защищаемой линии (или, иначе говоря, фазу тока в линии относительно напряжения на шинах). Направление мощности КЗ, проходящей по линии, говорит о том, где возникло повреждение: на защищаемой линии или на других присоединениях, отходящих от шин данной подстанции.

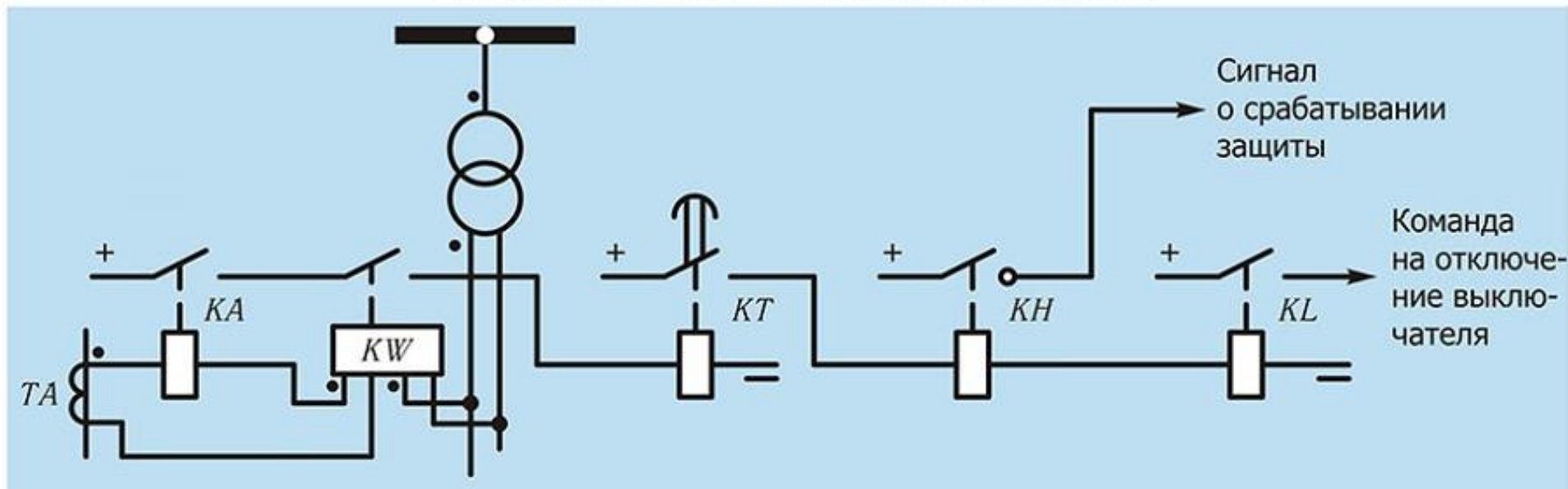
Это обстоятельство используется в направленной защите, которая по знаку мощности определяет, на каком присоединении возникло повреждение, и действует только при КЗ на защищаемом участке.

Принципы выполнения селективной защиты в сетях с двусторонним питанием

1. Защита должна устанавливаться с обеих сторон каждой линии и действовать при направлении мощности от шин в линию.
2. Выдержки времени на защитах, работающих при одном направлении мощности (от системы 1 или системы 2), должны согласовываться между собой по ступенчатому принципу, нарастая по направлению к источнику питания, от тока которого действуют рассматриваемые защиты.

Токовая направленная защита (3)

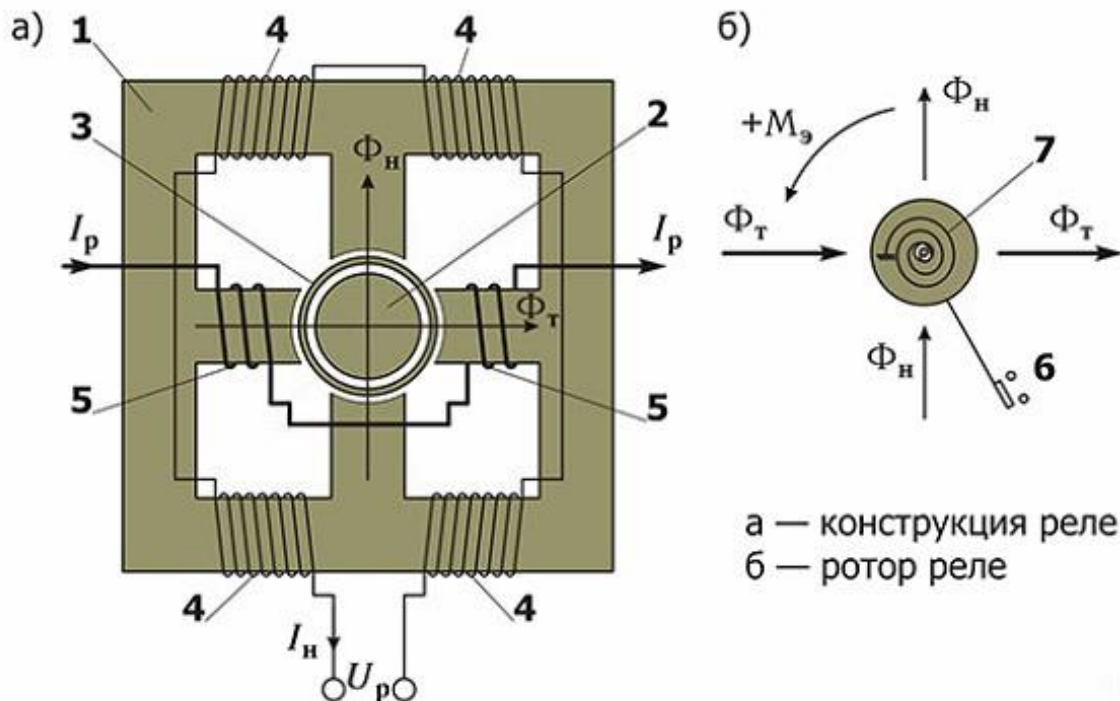
Структурная схема токовой направленной защиты



Максимальная направленная защита представляет собой МТЗ, дополненную **реле направления мощности**.

Конструкция и принцип действия индукционных реле направления мощности (1)

Индукционное реле направления мощности



Индукционные реле направления мощности выполняются с подвижной системой в виде цилиндрического ротора (рис. 1, а). Реле имеет замкнутый магнитопровод (1) с выступающими внутрь полюсами. Между полюсами установлен стальной цилиндр (сердечник) (2), повышающий магнитную проницаемость между полюсного пространства.

Алюминиевый цилиндр (ротор) (3) может вращаться в зазоре между стальным сердечником и полюсами. При вращении ротора (3) происходит замыкание контактов реле (6).

а — конструкция реле
б — ротор реле

Для возврата ротора и контактов в исходное положение предусматривается спиральная противодействующая пружина (7) (рис., б).

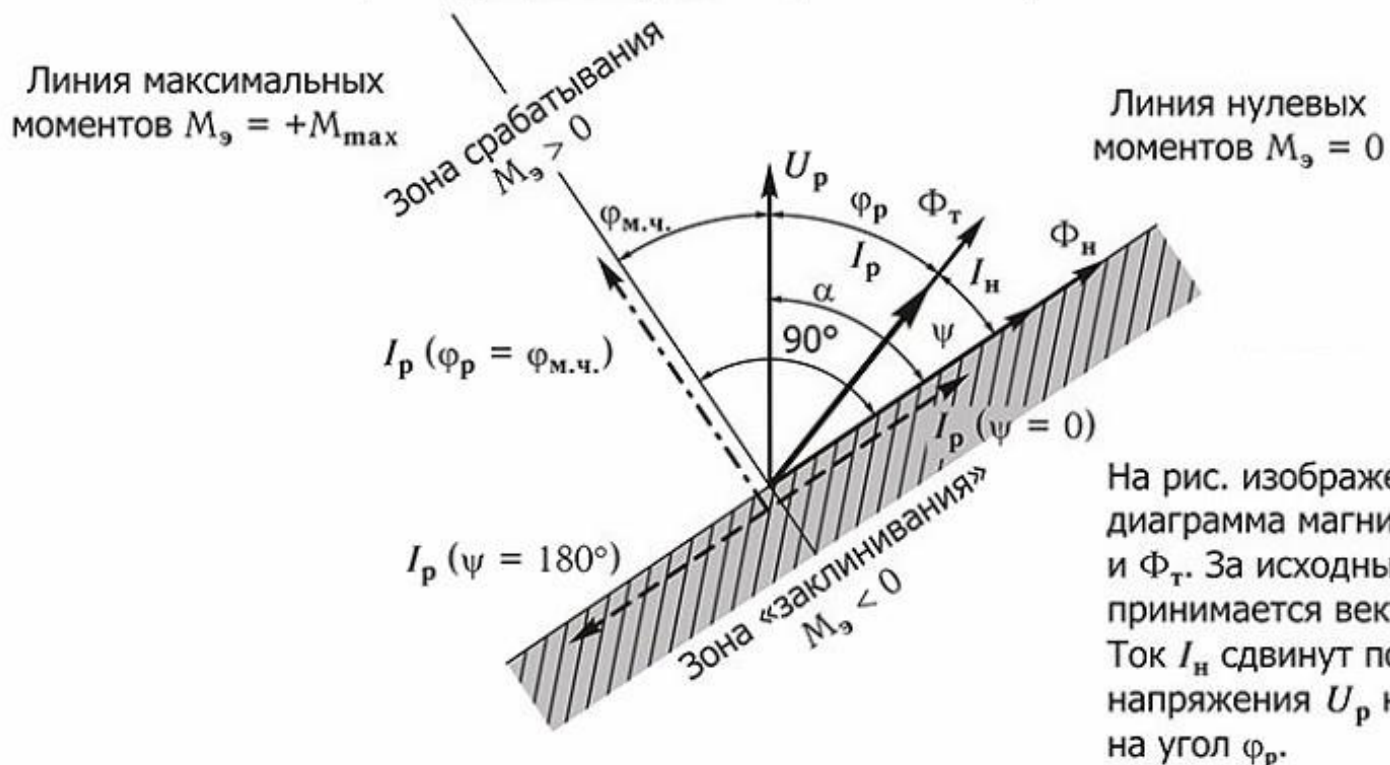
Обмотка (4) питается напряжением $U_p = \frac{U_c}{n_n}$, а обмотка (5) — током $I_p = \frac{I_c}{n_r}$, где U_c и I_c — напряжение и ток сети (защищаемого элемента).

Ток $I_n = \frac{U_c}{z_n}$ в обмотке (4) создает магнитный поток Φ_n (**поляризующий**).

Ток I_p , проходящий по обмотке (5), в свою очередь, создает магнитный поток Φ_r (**рабочий**).

Конструкция и принцип действия индукционных реле направления мощности (2)

Векторная диаграмма реле направления мощности



Угол α определяется индуктивным и активным сопротивлением обмотки (4), питаемой напряжением, и называется **углом внутреннего сдвига реле**. Угол $\varphi_{\text{р}}$ зависит от внешних параметров сети и схемы присоединения реле.

Магнитные потоки $\Phi_{\text{н}}$ и $\Phi_{\text{т}}$ совпадают по направлению с создающими их токами $I_{\text{н}}$ и $I_{\text{р}}$.

Поток $\Phi_{\text{н}}$ и $\Phi_{\text{т}}$, а также токи $I_{\text{н}}$ и $I_{\text{р}}$ сдвинуты по фазе на угол $\psi = \alpha - \varphi_{\text{р}}$, причем угол ψ меняется с изменением $\varphi_{\text{р}}$.

Конструкция и принцип действия индукционных реле направления мощности (3)

Магнитные потоки Φ_H и Φ_T пронизывают подвижную систему реле и наводят в ней вихревые токи. Взаимодействие вихревых токов с магнитными потоками создает электромагнитный момент M_ψ .

Величина момента:

$$M_\psi = k\Phi_H\Phi_T\sin\psi$$

$$M_\psi = k_1 U_p I_p \sin(\alpha - \varphi_p) = k_1 S_p, (*)$$

где $S_p = U_p I_p \sin(\alpha - \varphi_p)$ — мощность, подведенная к реле. Анализируя выражение (*), можно сделать следующие выводы:

1. Электромагнитный момент реле пропорционален мощности S_p на зажимах реле.
2. Знак электромагнитного момента реле определяется знаком $\sin(\alpha - \varphi_p)$ и зависит от значения φ_p .

Момент M_ψ положителен, когда угол $\psi = \alpha - \varphi_p$ находится в пределах от 0 до 180°, и отрицателен, если ψ меняется от 180 до 360°.

Линия, проходящая через углы $\alpha - \varphi_p = 0$ и 180°, называется **линией нулевых моментов**. Она всегда расположена под углом α к вектору U_p , т. е. совпадает с направлением вектора I_H .

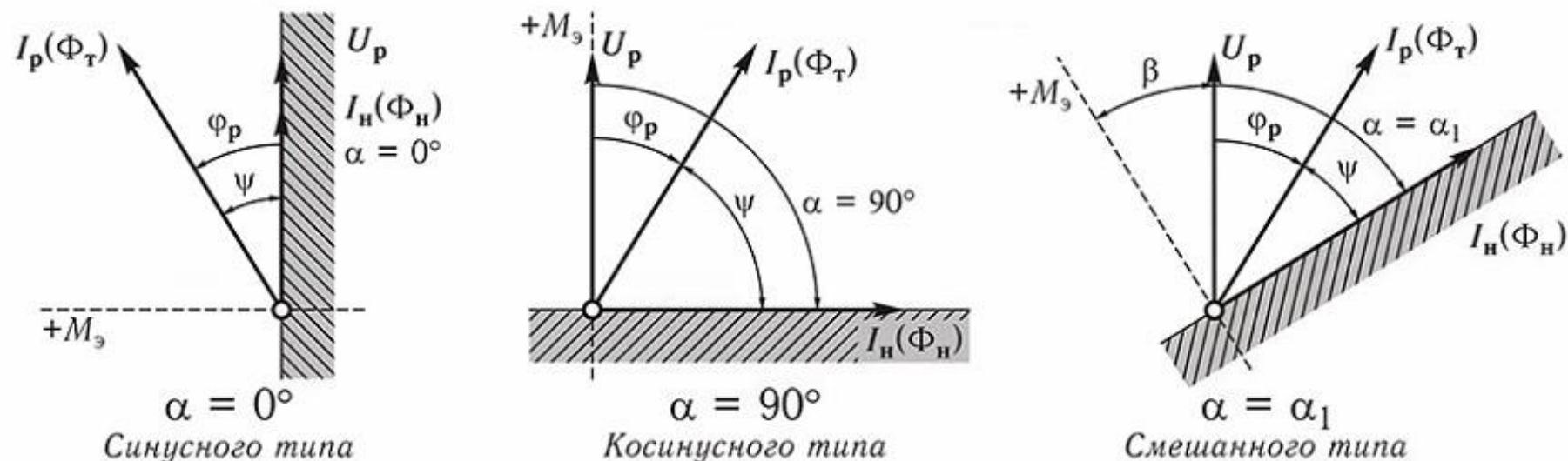
Линия перпендикулярная линии нулевых моментов, называется **линией максимальных моментов** M_ψ . Проекция I_p на линию максимальных моментов равна $I_p \sin(\alpha - \varphi_p)$ и при I_p и $U_p = \text{const}$ характеризует зависимость величины и знака момента M_ψ от угла φ_p .

Угол φ_p , при котором M_ψ достигает максимального значения, называется **углом максимальной чувствительности** $\varphi_{м.ч.}$.

Из векторной диаграммы следует: $\varphi_{м.ч.} = \alpha - 90^\circ$.

Типы реле мощности

Векторные диаграммы реле мощности разных типов



Изменяя величину угла внутреннего сдвига реле α , можно получить три типа реле мощности, различающихся характером зависимости M_3 от φ_p :

1. При $\alpha = 0$.

$$M_3 = kU_p I_p \sin \varphi_p,$$

т. е. момент M_3 реле пропорционален реактивной мощности. Такие реле называются **синусными**, или **реле реактивной мощности**.

2. При $\alpha = 90^\circ$.

$$M_3 = kU_p I_p \sin(90^\circ - \varphi_p) = kU_p I_p \cos \varphi_p,$$

т. е. момент реле пропорционален активной мощности, подводимой к реле. Поэтому такие реле называются **косинусным**, или **реле активной мощности**.

3. При промежуточном значении угла $\alpha = \alpha_1$, где α_1 больше 0, но меньше 90° .

$$M_3 = kU_p I_p \sin(\alpha_1 - \varphi_p) = kU_p I_p \sin(90^\circ - \beta - \varphi_p) = kU_p I_p \sin(\varphi_p + \beta)$$

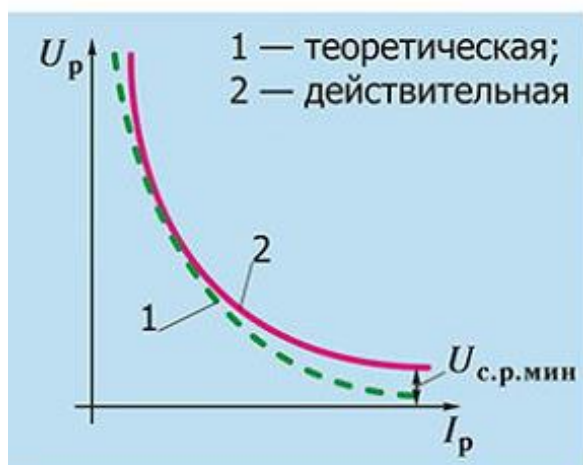
Такое реле называется **реле мощности смешанного типа**.

Характеристики реле направления мощности

Характеристика чувствительности

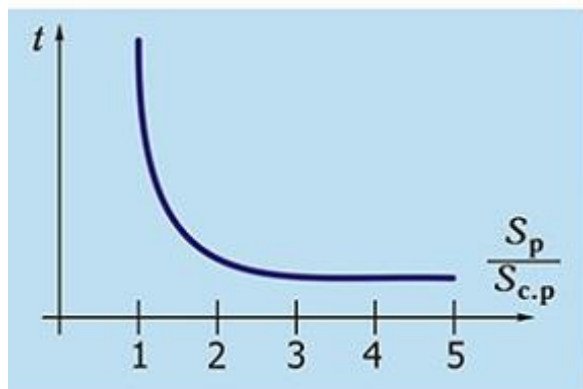
Срабатывание реле происходит при условии, что электромагнитный момент $M_э$ преодолет сопротивление пружины $M_п$ и трения $M_т$.

Наименьшая мощность на зажимах реле, при которой оно срабатывает, называется **мощностью срабатывания** $S_{с.р}$.



Характеристика чувствительности представляет собой зависимость $U_{с.р} = f(I_p)$ при неизменном φ_p , где $U_{с.р}$ — наименьшее напряжение, необходимое для действия реле (при данных значениях I_p и φ_p). Обычно характеристика снимается при φ_p , равном углу максимальной чувствительности, т. е. для случая, когда $\sin(\alpha - \varphi_p) = 1$. Теоретическая характеристика чувствительности изображается гиперболой (кривая 1). В действительности же за счет насыщения стали магнитопровода при больших токах I_p напряжение $U_{с.р}$ остается неизменным и кривая чувствительности идет параллельно оси токов (кривая 2).

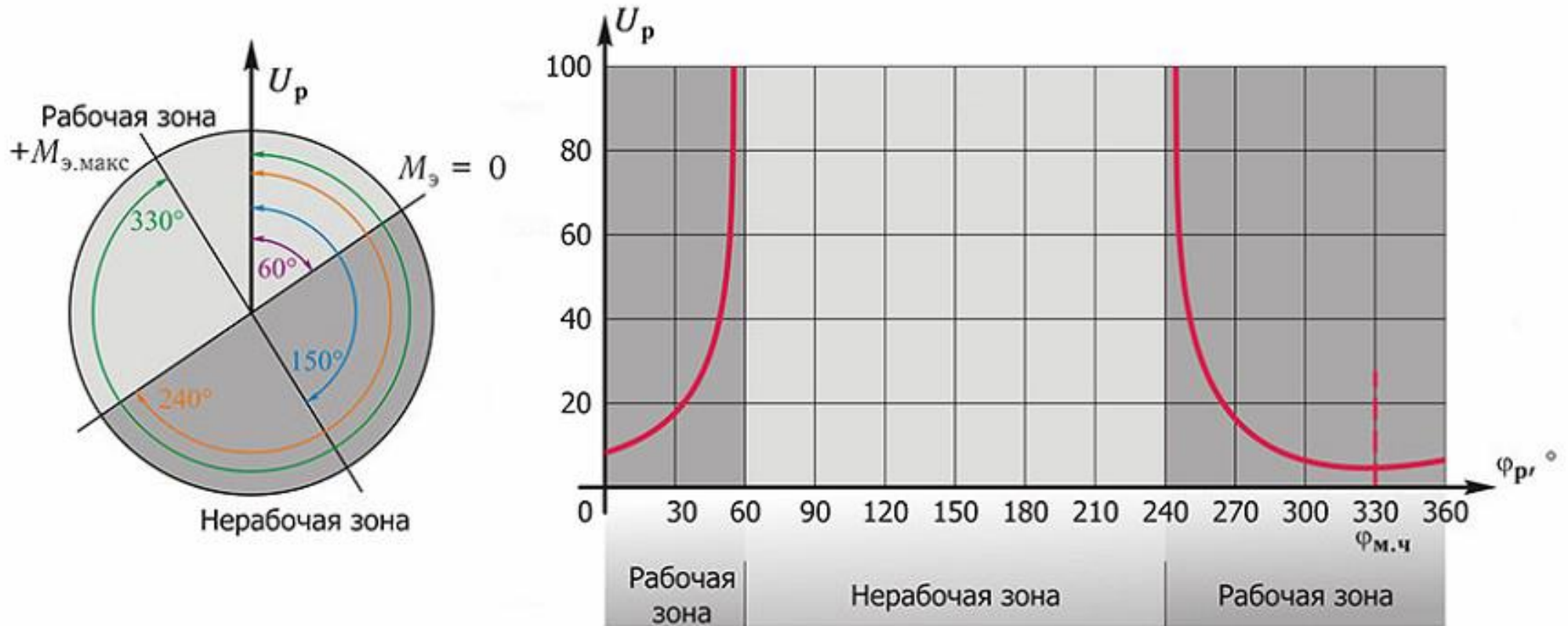
Временная характеристика



Время действия реле направления мощности зависит от величины мощности на зажимах реле, характеризуемой отношением $\frac{S_p}{S_{с.р}}$.

Характер этой зависимости приведен на рис. слева. При мощностях S_p , близких к $S_{с.р}$, выдержки времени достаточно велики, и только при $\frac{S_p}{S_{с.р}} \geq 3 \dots 4$ реле работает с минимальным временем.

Угловая характеристика реле направления мощности



Угловая характеристика реле направления мощности смешанного типа

Угловая характеристика представляет собой зависимость $U_{с.р} = f(I_p)$ при неизменном значении I_p . На рисунке показана характеристика для реле смешанного типа с $\alpha = +60^\circ$.

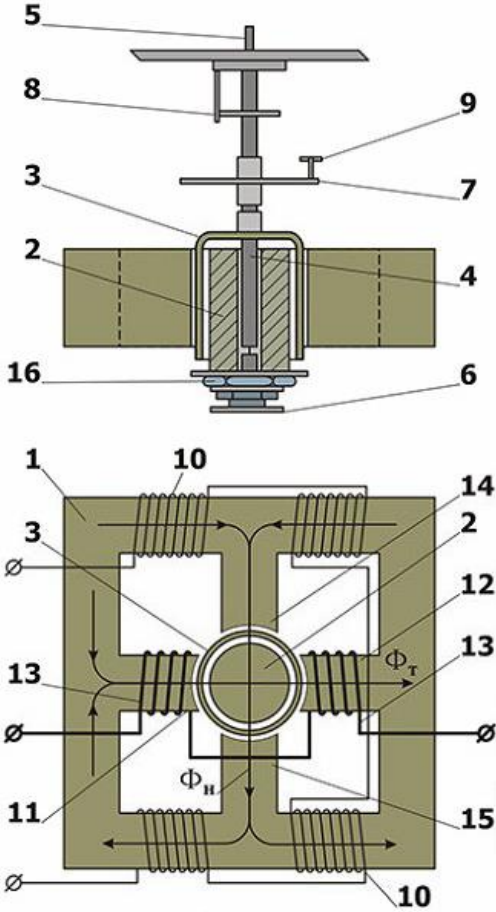
Угловая характеристика позволяет определить:

1. Изменение чувствительности реле (характеризуемое величиной $U_{с.р}$) при разных значениях угла $\varphi_{рл}$;
2. Минимальную величину $U_{с.р.мин}$ и наиболее выгодную зону углов $\varphi_{рл}$, в пределах которой $U_{с.р}$ близко к $U_{с.р.мин}$;
3. Пределы рабочей зоны реле.

Индукционное реле направления мощности типа РБМ 171

Реле направления мощности типа РБМ применяются в качестве элемента направления мощности в схемах направленных защит.

Конструкция реле



Реле выполнены на индукционной основе.

Магнитопровод (1) имеет четыре полюса, между которыми расположен неподвижный стальной цилиндрический сердечник (2). В зазоре между полюсами и сердечником размещен цилиндрический алюминиевый ротор (барabanчик) (3), который может поворачиваться вместе с вертикальной осью (4). Ось вращается в верхнем (5) и нижнем (6) подпятниках. На оси укреплен подвижный контакт (7). Токопроводом к подвижному контакту является спиральная возвратная пружина (8), изолированная от металлических деталей реле. При срабатывании реле подвижная система поворачивается и подвижный контакт (7) замыкается с неподвижным контактом (9).

На ярме магнитопровода расположены четыре последовательно соединенные катушки (10) с одинаковым числом витков (обмотка напряжения). На полюсах (11) и (12) магнитопровода расположены две последовательно соединенные катушки (13) с одинаковым числом витков (обмотка тока).

Магнитный поток, создаваемый каждой катушкой, замыкается через полюсы, сердечник и часть ярма магнитопровода. Результирующий магнитный поток $\Phi_{н}$, создаваемый обмоткой напряжения, замыкается через полюсы (14) и (15), а в полюсах (11) и (12) геометрическая сумма потоков, создаваемых обмотками напряжения, равна нулю. Результирующий магнитный поток $\Phi_{т}$, создаваемый обмоткой тока, проходит через полюсы (11) и (12) и не проходит через полюсы (14) и (15).

Устройство реле направления мощности

Электрическая схема соединений

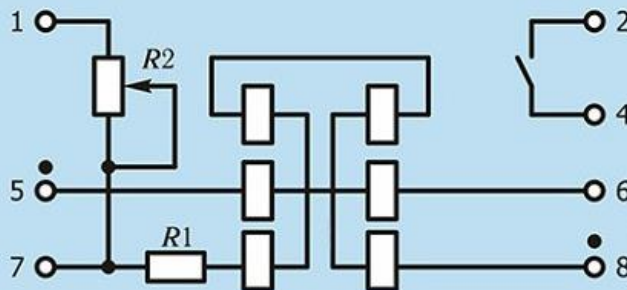


Схема внутренних соединений реле РБМ-171

Для получения угла максимальной чувствительности 30° обмотка напряжения питается через зажимы 7 и 8, последовательно с обмоткой напряжения реле оказывается включенным только резистор $R1$. В этом случае $\alpha = 60^\circ$, а $\varphi_{м.ч} = \alpha - 90^\circ = -30^\circ$. Для получения угла максимальной чувствительности 45° обмотка напряжения питается через зажимы 1 и 8, последовательно с обмоткой напряжения реле будут включены два резистора: $R1$ и $R2$. В этом случае угол $\alpha = 45^\circ$, а $\varphi_{м.ч} = -45^\circ$.

Таблица типоразмеров реле РБМ

Выпускаются две модификации реле: РБМ 171/1 и 271/1 ($I_H = 5 \text{ A}$) и РБМ 171/2 и 271/2 ($I_H = 5 \text{ A}$) на номинальное напряжение 100 В.

Реле направления мощности в зависимости от назначения могут иметь один или два контакта (реле одностороннего или двустороннего действия). Первые используются в схемах токовых направленных защит для определения знака мощности при КЗ (реле типа РБМ-171), вторые — в схемах поперечных дифференциальных токовых направленных защит параллельных линий для определения поврежденной линии (реле типа РБМ-271). Кроме того, реле направления мощности отличаются по номинальному току (обмотки тока рассчитываются на 5 или 1 А) и добавочным устройством, предусмотренным в цепи обмотки напряжения для получения различных углов между векторами тока в этой цепи и подведенного напряжения.

Мощность срабатывания реле при угле максимальной чувствительности

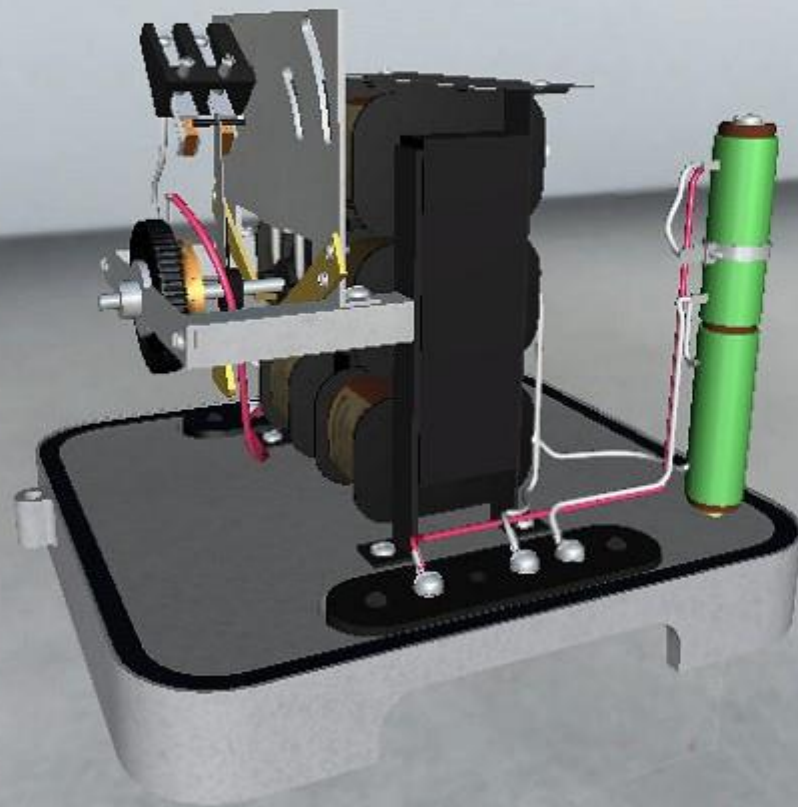
Тип	$\varphi_{м.чл} \text{ }^\circ$	$S_{с.рл} \text{ ВА}$	Тип	$\varphi_{м.чл} \text{ }^\circ$	$S_{с.рл} \text{ ВА}$
РБМ 171/1	-30	3	РБМ 171/2	-30	0,6
	-45	4		-45	0,8
РБМ 271/1	-30	3	РБМ 271/2	-30	0,6
	-45	4		-45	0,8

Коэффициент возврата реле не менее 0,6.

Время срабатывания реле при подаче трехкратной мощности по отношению к мощности срабатывания не более 0,04 с.

В комплектах защит нулевой последовательности от замыканий на землю в сетях с большим током замыкания на землю (сети с глухозаземленной нейтралью) используются реле типов РБМ-177, РБМ-178, РБМ-277, РБМ-278. Угловые характеристики этих реле вследствие изменения внутренней схемы резко отличаются от характеристик реле РБМ-171. Угол внутреннего сдвига реле α вследствие наличия в цепи обмотки напряжения конденсатора C ($X_C > X_L$) оказывается отрицательным: $\alpha = -20^\circ$.

Реле РМБ-171



[Схема](#)

[Испытания](#)



Требования к схемам включения реле направления мощности

Реле направления мощности включаются на фазный ток и фазное или междуфазное напряжение.

Схема включения реле направления мощности — это сочетание фаз тока и напряжения, питающих реле.

Основные требования к схеме включения:

1. Реле должно правильно определять знак мощности КЗ при всех возможных случаях и видах повреждений;
2. К реле должна подводиться наибольшая мощность S_p . Мощность S_p может иметь недостаточную для действия реле величину при КЗ, близких к месту установки реле, за счет снижения напряжения U_p или при неблагоприятном значении угла φ_p , при котором $\sin(\alpha - \varphi_p)$ равен или близок к нулю.

Следовательно:

- а) реле должно включаться на такое напряжение, которое при близких КЗ не снижается до нуля;
- б) напряжение и ток, подводимые к реле, должны подбираться так, чтобы угол сдвига между ними φ_p в условиях КЗ не достигал значений, при которых мощность на зажимах реле приближается к нулю.

Требование «а» выполнимо только при двухфазных и однофазных КЗ, в случае же близкого трехфазного КЗ все фазные и междуфазные напряжения могут снижаться до нуля.

В защитах от междуфазных КЗ реле направления мощности обычно включаются по так называемым 90-градусной и (реже) 30-градусной схемам.

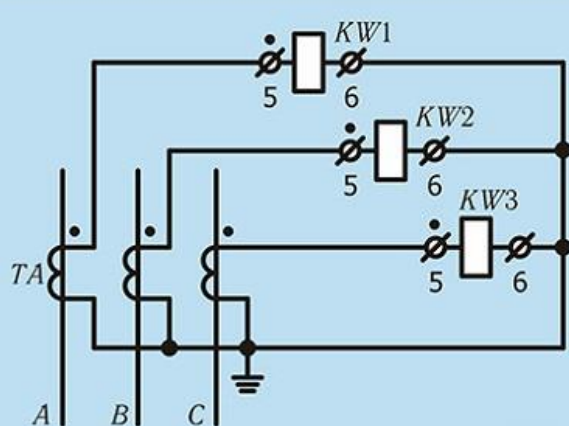
Названия схем «90-градусная», «30-градусная» носят условный характер. Схемы именуется по углам φ_p между током и напряжением, подведенными к реле в симметричном трехфазном режиме при условии, что токи в фазах совпадают с одноименными фазными напряжениями (чисто активная нагрузка).

Свойства каждой схемы могут быть выявлены анализом работы реле мощности, включенного по той или иной схеме, при КЗ.

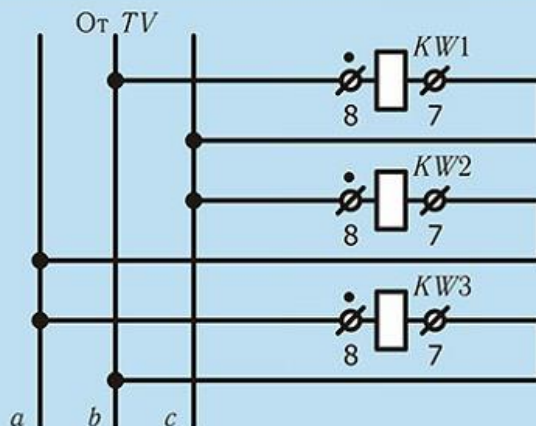
90-градусная схема включения реле направления мощности

90-градусная схема включения

Реле	I_P	U_P
1	I_A	U_{BC}
2	I_B	U_{CA}
3	I_C	U_{AB}



Цепи переменного тока



Цепи напряжения

Векторная диаграмма токов и напряжений, подводимых к реле при 90-градусной схеме



90-градусная схема наиболее выгодна для реле направления мощности с углом α от 30° до 60° . Оптимальные условия имеют место при $\alpha = 45^\circ$.

Недостатком 90-градусной схемы является возможность неправильной работы однофазных реле мощности при КЗ за силовым трансформатором с соединением обмоток звезда-треугольник в случае двухфазного КЗ на стороне звезды через электрическую дугу с большим сопротивлением.

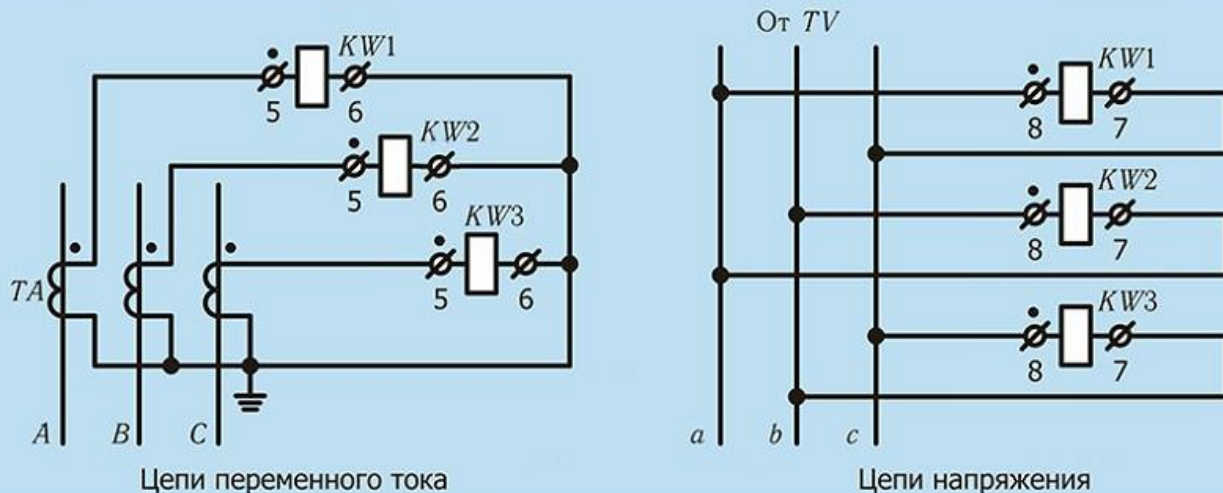
Одно из реле, установленных на стороне треугольника, при этом может неправильно выбрать направление мощности. Трехфазные реле мощности в подобном случае действуют правильно. Однако сочетания опасных условий настолько редки, что в практике эксплуатации указанный недостаток не проявлялся.

90-градусная схема в настоящее время считается лучшей и рекомендуется как типовая для реле направления мощности смешанного типа.

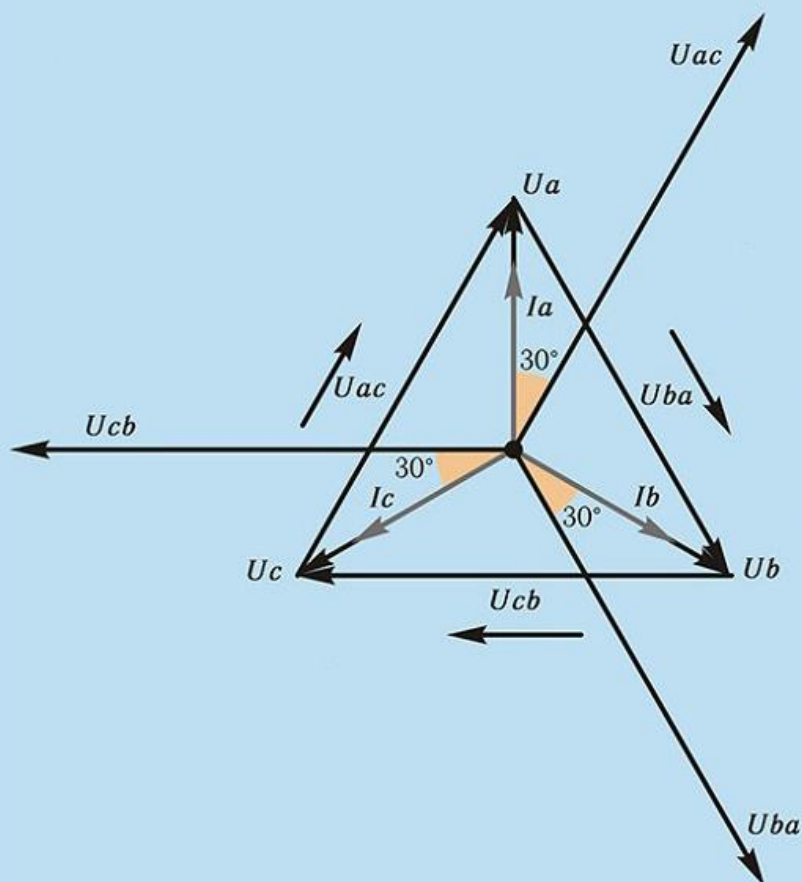
30-градусная схема включения реле направления мощности

30-градусная схема включения

Реле	I_P	U_P
1	I_A	U_{AC}
2	I_B	U_{BA}
3	I_C	U_{CB}



Векторная диаграмма токов и напряжений, подводимых к реле при 30-градусной схеме

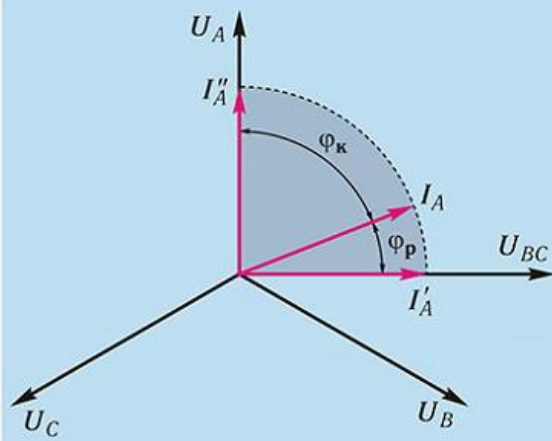


30-градусная схема включения может использоваться для реле косинусного типа. Реле, включенные по этой схеме, ведут себя правильно при всех видах КЗ. Недостатком 30-градусной двухфазной схемы является возможность отказа в действии реле при двухфазных КЗ из-за недостаточной величины напряжения. Ввиду этого для двухфазных защит 30-градусная схема не применяется. Включенные по 30-градусной схеме реле направления мощности могут работать неправильно в случае КЗ за силовым трансформатором с соединением обмоток звезда-треугольник с той же степенью вероятности, что и при 90-градусной схеме включения.

Работа 90-градусной схемы при трехфазном КЗ

В качестве примера рассмотрим работу реле направления мощности типа РБМ-171 с углом максимальной чувствительности $\varphi_{м.ч} = -30^\circ$, включенного по 90-градусной схеме. Угол внутреннего сдвига этого реле $\alpha = 90^\circ + \varphi_{м.ч} = 90 - 30 = 60^\circ$.

Момент такого реле $M = kU_p I_p \sin(60^\circ - \varphi_p)$



Векторная диаграмма напряжений и тока фазы А при трехфазном КЗ на линии

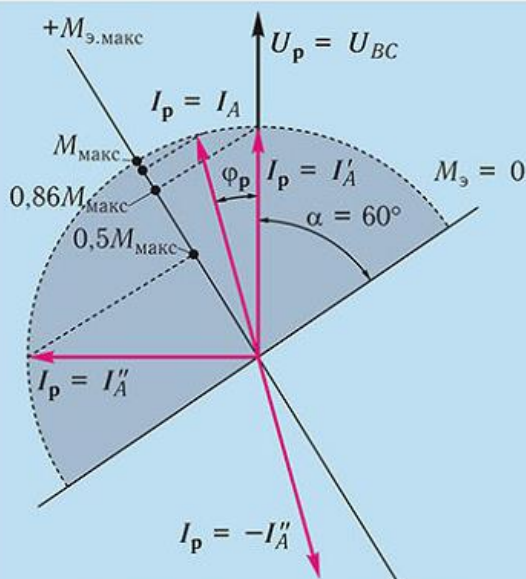
Анализ проведем графическим методом для реле, включенного на ток $I_p = I_A$ и напряжение $U_p = U_{BC}$. На рис. слева изображены векторная диаграмма напряжений и ток I_A при трехфазном КЗ на линии. Ток I_A отстает от напряжения U_A на угол φ_k , определяемый соотношением активного и реактивного сопротивлений линии от шин до точки КЗ и влиянием активного сопротивления дуги, возникающей в месте повреждения. Соответственно этому, вектор I_A имеет два предельных положения. Одно I'_A — при КЗ за чисто реактивным сопротивлением, когда $\varphi_k = 90^\circ$, и второе I''_A — при КЗ через дугу в начале линии, когда $\varphi_k = 0$.

На основе полученной векторной диаграммы можно установить, что угол сдвига между напряжением и током на зажимах реле, т. е. между U_{BC} и I_A , $\varphi_p = -(90^\circ - \varphi_k)$, а его предельные значения колеблются в зависимости от φ_k от 0 до 90° .

По найденным значениям φ_p определяется знак и относительная величина момента реле. С этой целью строится диаграмма тока и напряжения на зажимах реле для рассмотренных случаев КЗ (рис. слева). На ней относительно вектора напряжения U_p находится линия нулевых моментов реле и линия максимального момента для данного типа реле. Проекция тока I_A на линию максимального момента, равная $I_A \sin(\alpha - \varphi_p)$, наглядно характеризует величину и знак момента.

При КЗ на защищаемой линии проекция тока I_A имеет положительный знак, а в случае КЗ вне зоны действия — отрицательный, так как при этом фаза тока I_A меняется на 180° . Величина момента достигает своего максимума M_{\max} при $\varphi_p = -30^\circ$ (чему соответствует $\varphi_k = 60^\circ$). При изменении φ_p в сторону уменьшения от -30° до 0° момент снижается от M_{\max} до $0,86 M_{\max}$, а при увеличении φ_p до -90° момент уменьшается до $0,5 M_{\max}$.

Из приведенных результатов следует, что поведение реле при трехфазных КЗ в зоне и вне зоны будет правильным, величина момента — вполне достаточной для действия реле.

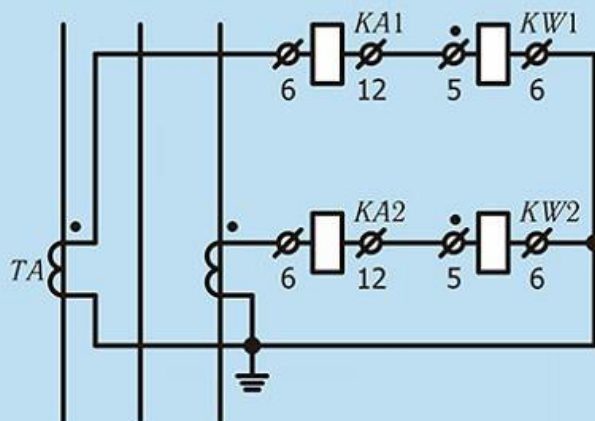


Векторная диаграмма токов и напряжений на зажимах реле и линии моментов реле направления мощности

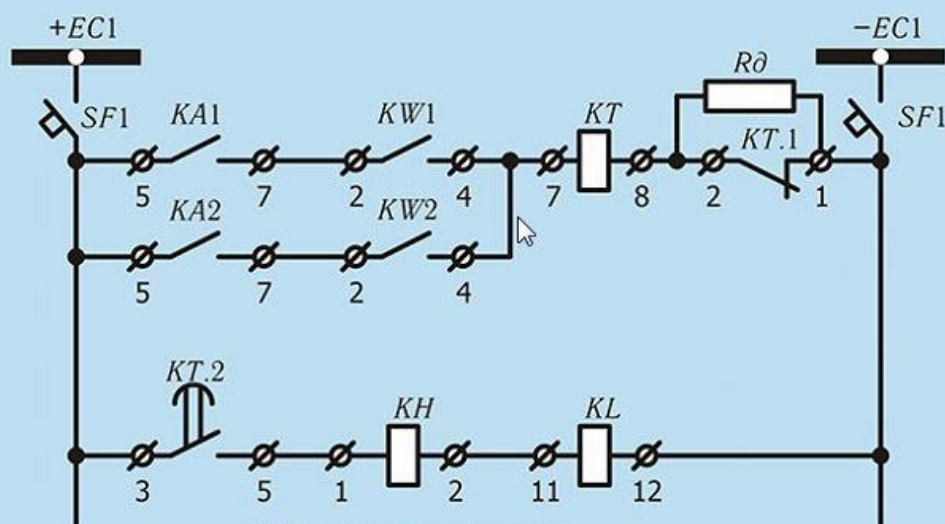
$$M_3 = kU_p I_p \sin(60^\circ - \varphi_p)$$

Принципиальная электрическая схема максимальной направленной защиты

Принципиальная схема направленной МТЗ с независимой выдержкой времени выполненная по схеме неполной звезды на постоянном оперативном токе



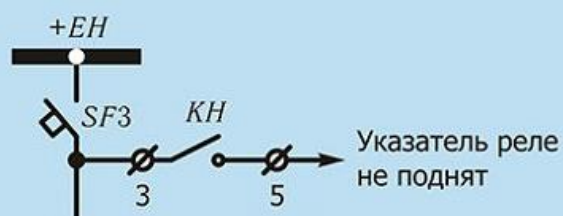
Цепи переменного тока



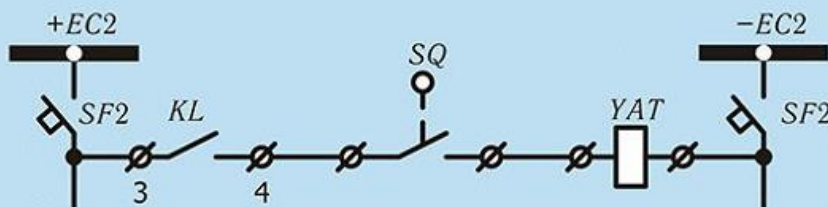
Цепи оперативного тока



Цепи переменного напряжения



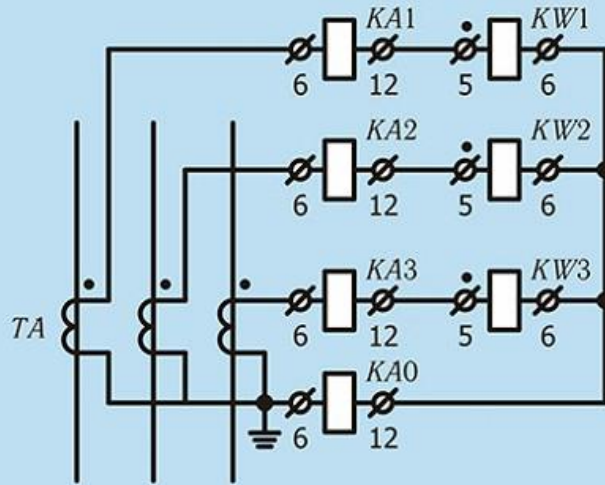
Цепи сигнализации



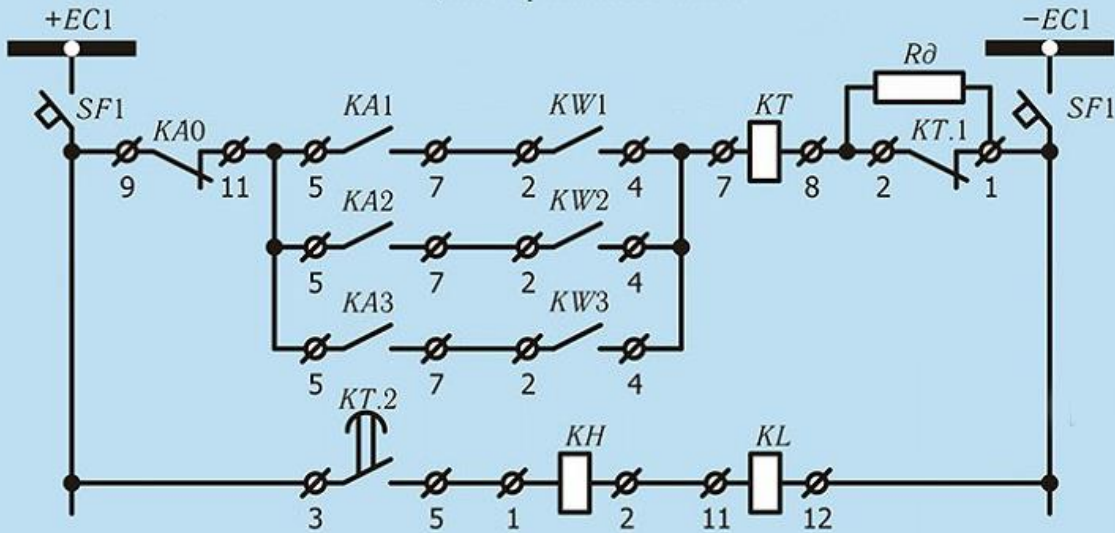
Цепи отключения выключателя

Блокировка максимальной направленной защиты при КЗ на землю

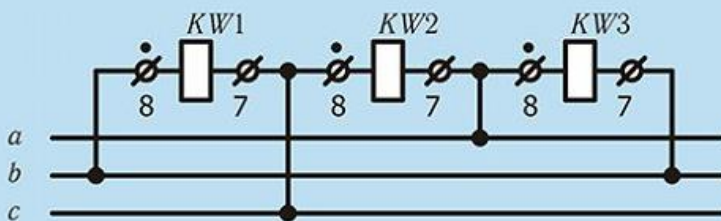
Схема направленной МТЗ с блокировкой при замыканиях на землю



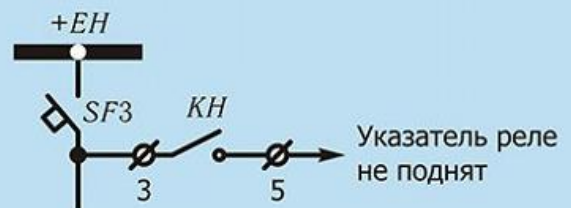
Цепи переменного тока



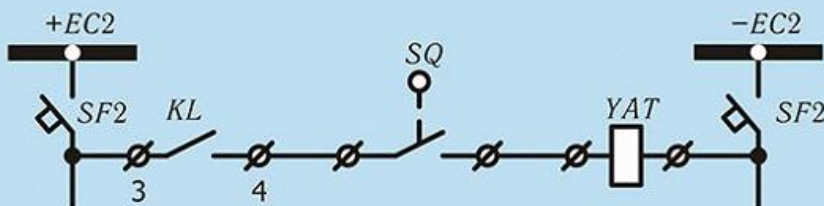
Цепи оперативного тока



Цепи переменного напряжения



Цепи сигнализации



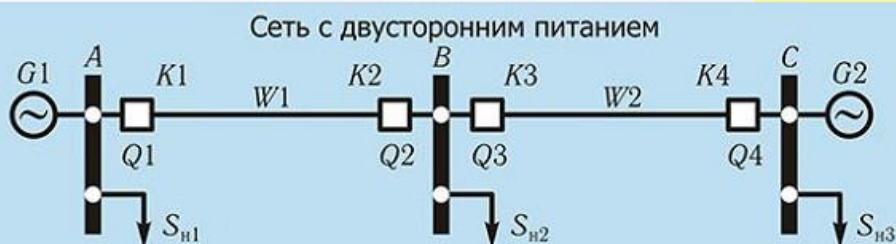
Цепи отключения выключателя

Выбор тока срабатывания токовой направленной защиты

Для предотвращения неправильной работы защиты ток срабатывания пусковых реле тока необходимо отстроить:

- от токов нагрузки с учетом самозапуска двигателей в послеаварийном режиме (т. е. после отключения внешнего КЗ);
- от токов повреждения, возникающих в неповрежденных фазах при КЗ на землю в сети с глухозаземленной нейтралью.

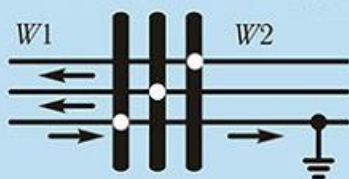
Выбор тока срабатывания по первому условию производится по формуле: $I_{с.з.} = \frac{k_n k_{сам.зап}}{k_{воз}} I_{нагруз.макс}$



Максимальные значения $I_{нагруз.макс}$ следует определять исходя из наиболее тяжелых, но возможных в эксплуатации режимов. Например, для защиты K1 в случае отключения источника G2, максимальный ток нагрузки определяется как:

$$I_{нагруз.макс} = \frac{S_{н2} + S_{н3}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

Направление тока в фазах линий



По второму условию ток срабатывания защиты находится по выражению:

$$I_{с.з.} = k_n I_{н.ф.}$$

где $I_{н.ф.} = I_n + k I_k$ — полный ток в неповрежденной фазе, k — коэффициент, учитывающий долю тока КЗ I_k , замыкающегося по неповрежденной фазе ($k < 1$); k_n — коэффициент надежности, принимается равным 1,15–1,3.

За окончательное значение $I_{с.з.}$ принимается большая величина из полученных по первому и второму условию.

Для защит в сети с малым током замыкания на землю и для защит в сети с глухо-заземленной нейтралью, блокируемых при замыканиях на землю, ток срабатывания пусковых реле тока выбирается только по первому условию.

Для обеспечения селективности, чувствительности защит, действующих в одном направлении, необходимо согласовать так, чтобы токи срабатывания нарастали при обходе защит против направления их действия, т. е. для защит в сети на рис. выше должно выполняться условие:

$$I_{с.з.K1} > I_{с.з.K3}$$

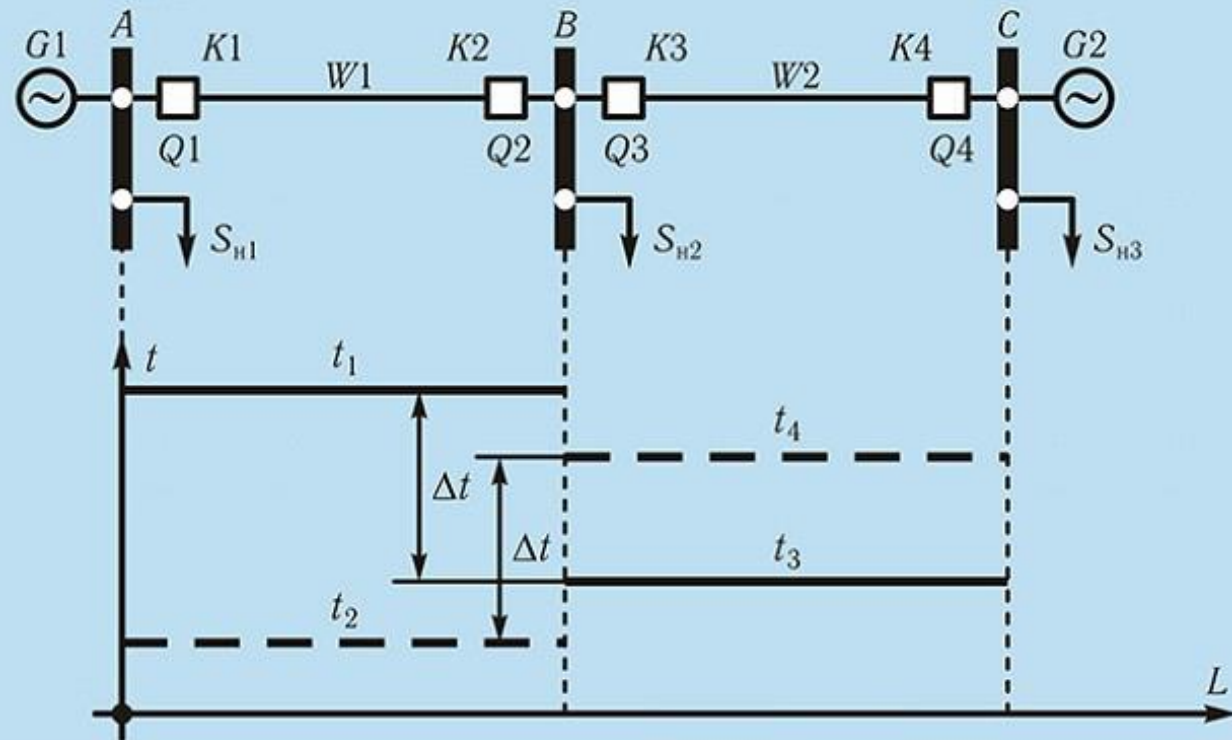
$$I_{с.з.K4} > I_{с.з.K2}$$

Разница в величине тока срабатывания двух смежных защит обычно принимается около 10 %.

Выбор выдержек времени токовой направленной защиты

Выдержки времени токовых направленных защит выбираются исходя из условия селективности. Для этой цели согласуются выдержки времени защит, действующих в одном и том же направлении, которые по этому признаку делятся на две группы (см. рис.):

Ступенчатый принцип выбора выдержек времени в сети с двусторонним питанием



- защиты $K1$, $K3$, действующие при направлении мощности КЗ от источника $G1$;

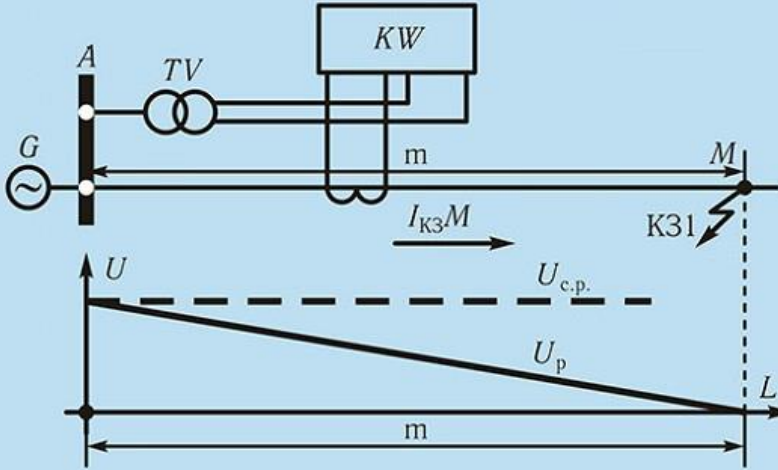
- защиты $K4$, $K2$, действующие при обратном направлении мощности (от источника $G2$).

Выдержки времени каждой группы выбираются по ступенчатому принципу: $t_1 > t_3$ и $t_4 > t_2$. Между смежными защитами (t_1 и t_3 или t_4 и t_2) разница выдержек времени должна быть не менее ступени селективности Δt .

Вычисление длины мертвой зоны токовой направленной защиты

Участок линии m при КЗ, в пределах которого реле направления мощности не работает из-за того, что мощность на его зажимах оказывается меньше мощности срабатывания, называется **мертвой зоной**.

Мертвая зона реле направления мощности



Для характеристики чувствительности защиты важно знать протяженность мертвой зоны m . Подсчет мертвой зоны ведется для металлического трехфазного КЗ на границе мертвой зоны в точке M , где мощность на зажимах реле $S_p = S_{c.p.}$ Зная выражение и величину $S_{c.p.}$ и вычислив ток в реле I_p (для упрощения этот ток заменяется током при КЗ в начале линии), можно определить наименьшее значение U_p , необходимое для срабатывания реле (т. е. найти $U_{c.p.}$ при заданном $S_{c.p.}$ и вычисленном I_p). По найденному $U_{c.p.}$ определяется расстояние, т. е. мертвая зона m (рис. слева).

Рассмотрим пример вычисления мертвой зоны для реле мощности РБМ, имеющего:

$$S_{c.p.} = U_p I_p \sin(\alpha - \varphi_p).$$

При КЗ на границе мертвой зоны в точке M (на рис.):

$$U_p = U_{c.p.} = \frac{S_{c.p.}}{I_p \sin(\alpha - \varphi_p)} (*).$$

Для вычисления $U_{c.p.}$:

- определяют $S_{c.p.}$, пользуясь лабораторными испытаниями или справочными данными;
- вычисляют ток в реле при трехфазном КЗ в самом начале линии (шины A), тогда:

$$I_p = \frac{I_{КЗ.A}^{(3)}}{n_T}$$

- вычисляют $\sin(\alpha - \varphi_p)$, для чего сначала находят $\varphi_k = \arctg\left(\frac{x_y}{r_y}\right)$, здесь x_y и r_y — удельные сопротивления данной линии; зная φ_k и схему включения реле, можно найти φ_p , например: для 90-градусной схемы $\varphi_p = \varphi_k - 90^\circ$; зная угол внутреннего сдвига α , можно найти $\sin(\alpha - \varphi_p)$;
- подставляют в выражение (*) $S_{c.p.}$, I_p и $\sin(\alpha - \varphi_p)$, находят $U_{c.p.}$.

После этого вычисляют первичное напряжение $U_{\Phi 1}$, необходимое для срабатывания реле.

Если реле включено на фазное напряжение, то $U_{\Phi 1} = U_{c.p.} n_n$, где n_n — коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

При включении на линейное напряжение $U_{\Phi 1} = \frac{U_{c.p.} n_n}{\sqrt{3}}$

Определяют величину сопротивления z_m участка m , на котором падение напряжения от тока $I_{КЗ.A}^{(3)}$ равно $U_{\Phi 1}$:

$$z_m = \frac{U_{\Phi 1}}{I_{КЗ.A}^{(3)}}$$

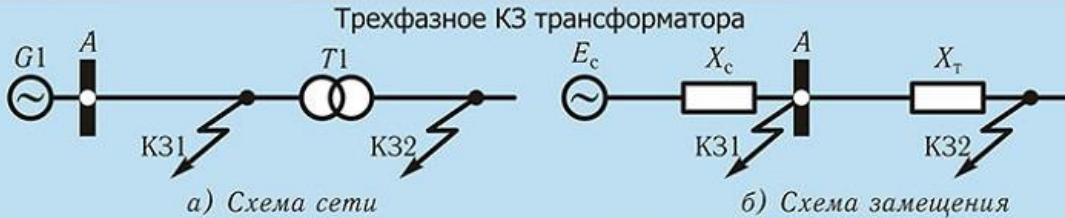
Определяют длину мертвой зоны $m = \frac{z_m}{z_y}$ (км), где z_y — удельное сопротивление 1 км линии:

$$z_y = \sqrt{x_y^2 + r_y^2}$$

Виды повреждений и ненормальных режимов работы трансформаторов. Трехфазные КЗ (1)

КЗ за трансформатором

Принципиальная электрическая схема трехфазного КЗ за трансформатором приведена на схеме (а) (точка КЗ2). Трехфазное КЗ является симметричным режимом, то есть, все напряжения, сопротивления и токи имеют одинаковую величину во всех трех фазах. КЗ за трансформатором может быть внешнее (трансформатор не поврежден), на выводах трансформатора со стороны нагрузки и даже в баке трансформатора.



а) Схема сети

б) Схема замещения

Схема замещения для расчета тока КЗ приведена на схеме (б) (точка КЗ2).

Величина тока КЗ определяется по формуле:

$$I_{\text{к}} = \frac{E_{\text{с}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{с}} + X_{\text{Т}})}$$

где: $E_{\text{с}}$ — линейная (междуфазная) ЭДС энергосистемы;
 $X_{\text{с}}$ — индуктивное сопротивление энергосистемы;
 $X_{\text{Т}}$ — индуктивное сопротивление трансформатора.

Обычно мощность питающей энергосистемы намного больше мощности трансформатора.

При этом: $X_{\text{с}} \ll X_{\text{Т}}$.

Тогда величина тока КЗ:

$$I_{\text{к}} \approx \frac{E_{\text{с}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{Т}}}$$

Сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$X_{\text{Т}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{н}}}$$

где: $U_{\text{к}}$ — напряжение короткого замыкания трансформатора в процентах;
 $U_{\text{н}}$ — номинальное линейное (междуфазное) напряжение трансформатора;
 $I_{\text{н}}$ — номинальный ток трансформатора.

Тогда величина тока КЗ:

$$I_{\text{к}} \approx \frac{E_{\text{с}}}{\sqrt{3} \cdot \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{н}}}} = \frac{E_{\text{с}}}{\frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{н}}}{I_{\text{н}}}}$$

У большинства силовых трансформаторов напряжение короткого замыкания имеет величину около (5 ÷ 10)% (у трансформаторов малой мощности — около 5%, у трансформаторов большой мощности — около 10%): $U_{\text{к}} \approx (5 \div 10)\%$.

Тогда величина тока КЗ:

$$I_{\text{к}} \approx \frac{E_{\text{с}}}{(0,05 \div 0,1) \cdot \frac{U_{\text{н}}}{I_{\text{н}}}}$$

Величина ЭДС энергосистемы примерно равна номинальному напряжению трансформатора: $E_{\text{с}} \approx U_{\text{н}}$.

Тогда величина тока КЗ:

$$I_{\text{к}} \approx \frac{1}{\left(\frac{0,05 \div 0,1}{I_{\text{н}}}\right)} = \frac{I_{\text{н}}}{(0,05 \div 0,1)} = (10 \div 20) \cdot I_{\text{н}}$$

То есть, при трехфазном КЗ за трансформатором величина тока КЗ примерно в 10 ÷ 20 раз превышает номинальный ток трансформатора.

Виды повреждений и ненормальных режимов работы трансформаторов.

Трехфазные КЗ (2)

КЗ до трансформатора

Принципиальная электрическая схема трехфазного КЗ до трансформатора приведена на схеме (а) (точка КЗ1). КЗ до трансформатора может быть на ошиновке, на выводах трансформатора со стороны питания и даже в баке трансформатора. Схема замещения для расчета тока КЗ приведена на схеме (б) (точка КЗ1).

Величина тока КЗ определяется по формуле:

$$I_{\text{к}} = \frac{E_{\text{с}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{с}}}$$

А так как $X_{\text{с}} \ll X_{\text{т}}$, то величина тока КЗ до трансформатора намного больше величины тока КЗ за трансформатором. То есть, величина тока КЗ может превышать номинальный ток трансформатора и в 30, и в 50, и в большее число раз. Все определяется только мощностью (и, соответственно, сопротивлением) питающей энергосистемы.

КЗ в трансформаторе

При трехфазном КЗ в трансформаторе величина тока зависит от расстояния от выводов трансформатора со стороны питания до места КЗ: чем дальше КЗ от системы, тем меньше величина тока КЗ. При КЗ в начале первичной обмотки величина тока КЗ определяется сопротивлением питающей энергосистемы и во много раз превышает номинальный ток трансформатора. При КЗ в конце вторичной обмотки величина тока КЗ определяется сопротивлением трансформатора и примерно в 10 ÷ 20 раз превышает номинальный ток трансформатора.

Выводы

Трехфазные КЗ в обмотках и на выводах трансформаторов являются очень тяжелым видом повреждения. При этом токи КЗ в 10 ÷ 20 и более раз превышают номинальный ток поврежденного трансформатора. Поэтому необходимо быстрое автоматическое отключение поврежденного трансформатора от питающей энергосистемы для обеспечения минимального объема повреждения трансформатора.

Двухфазные КЗ

Величина тока двухфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_{к(2)} = \frac{E_c}{X_1 + X_2}$$

где: E_c — линейная (междуфазная) ЭДС энергосистемы;
 X_1 — суммарное сопротивление прямой последовательности;
 X_2 — суммарное сопротивление обратной последовательности.

Сопротивление обратной последовательности всех элементов энергосистемы, кроме генераторов и электродвигателей (трансформаторов, воздушных и кабельных линий, реакторов и пр.), равно сопротивлению прямой последовательности. Поэтому в электрических сетях вдали от генераторов и крупных электродвигателей можно примерно принимать: $X_2 \approx X_1$.

Тогда величина тока двухфазного КЗ:

$$I_{к(2)} = \frac{E_c}{X_1 + X_2} = \frac{E_c}{X_1 + X_1} = \frac{E_c}{2 \cdot X_1} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_{c.ф}}{2 \cdot X_1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к(3)} \approx 0,866 \cdot I_{к(3)}$$

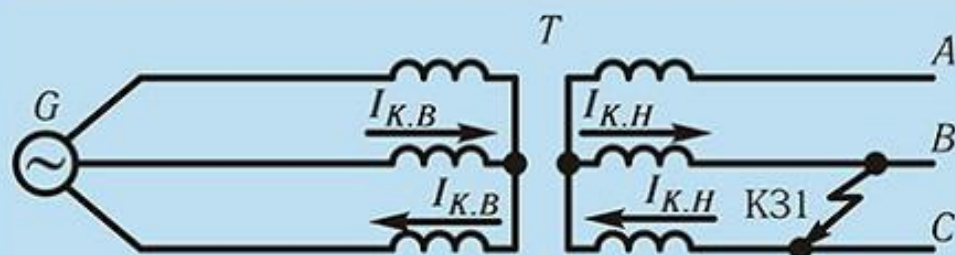
где: $I_{к(3)}$ — величина тока трехфазного КЗ; $E_{c.ф}$ — фазная ЭДС энергосистемы.

То есть, величина тока двухфазного КЗ немного меньше величины тока трехфазного КЗ.

И, следовательно, двухфазные КЗ также опасны для трансформатора и должны быстро автоматически отключаться релейной защитой.

Двухфазное КЗ, в отличие от трехфазного КЗ, — режим несимметричный: величины токов и напряжений в разных фазах не равны друг другу. Для обеспечения правильной работы устройств РЗ необходимо учитывать распределение токов по фазам при несимметричных видах повреждений. Поэтому рассмотрим распределение токов по фазам при двухфазном КЗ за трансформатором для двух наиболее часто встречающихся схем соединения обмоток трансформатора: $Y/Y-0$ и $Y/\Delta-11$.

Двухфазные КЗ за трансформатором Y/Y-0



Распределение токов при двухфазном КЗ за трансформатором Y/Y-0

Принципиальная электрическая схема двухфазного КЗ за трансформатором Y/Y-0 приведена на схеме. Рассмотрим, например, КЗ фаз B и C.

На стороне *HN* трансформатора ток фазы A равен нулю, а величины токов в обмотках фаз B и C равны току КЗ:

$$I_B = I_C = I_{K.H}$$

где: $I_{K.H}$ — ток КЗ на стороне *HN* трансформатора.

Направления токов фаз B и C противоположны друг другу.

В обмотках *BH* трансформатора распределение токов по фазам — точно такое же: ток фазы A равен нулю, токи фаз B и C по величине равны друг другу, а по направлению противоположны:

$$I_B = I_C = I_{K.B}$$

где: $I_{K.B}$ — ток КЗ на стороне *BH* трансформатора.

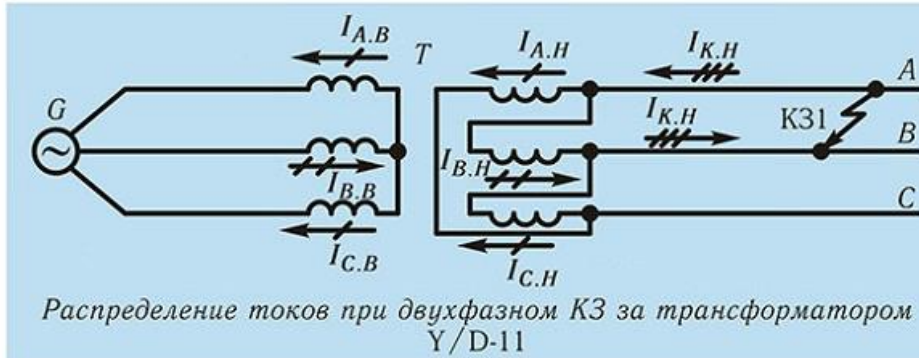
Соотношение между токами на сторонах *HN* и *BH* трансформатора:

$$I_{K.B} = I_{K.H} / K_T$$

где: K_T — коэффициент трансформации трансформатора.

Таким образом, в релейной защите трансформатора, установленной со стороны *BH*, протекают токи, соответствующие токам в месте КЗ (с учетом коэффициента трансформации трансформатора).

Двухфазное КЗ за трансформатором Y/Δ-11



Принципиальная электрическая схема двухфазного КЗ за трансформатором Y/Δ-11 приведена на схеме. Рассмотрим, например, КЗ фаз A и B.

В месте КЗ ток фазы C равен нулю, а токи в фазах A и B равны по величине и противоположны по направлению.

По обмоткам *НН* трансформатора эти токи распределяются следующим образом: 2/3 тока КЗ протекает по обмотке той фазы, которая включена между поврежденными фазами, т. е. по обмотке фазы B, а 1/3 — по обмоткам двух других фаз:

$$I_{B,H} = \frac{2}{3} \cdot I_{K,H(2)}$$

$$I_{A,H} = I_{C,H} = \frac{1}{3} \cdot I_{K,H(2)}$$

Токи в обмотках *ВН* трансформатора пропорциональны токам в обмотках *НН*:

$$I_{B,B} = \frac{I_{B,H} \cdot \sqrt{3}}{K_T} = \frac{2 \cdot I_{K,H(2)}}{\sqrt{3} \cdot K_T} = \frac{2 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K,H(3)}}{\sqrt{3} \cdot K_T} = \frac{I_{K,H(3)}}{K_T}$$

$$I_{A,B} = I_{C,B} = \frac{I_{A,H} \cdot \sqrt{3}}{K_T} = \frac{I_{K,H(2)}}{\sqrt{3} \cdot K_T} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{K,H(3)}}{\sqrt{3} \cdot K_T} = \frac{I_{K,H(3)}}{2 \cdot K_T}$$

Выводы

1. При двухфазном КЗ фаз A и B за трансформатором Y/Δ-11 величина тока в фазе B обмотки *ВН* трансформатора равна величине тока при трехфазном КЗ за трансформатором. А величины токов в фазах A и C обмотки *ВН* трансформатора — в два раза меньше.
2. При двухфазном КЗ за трансформатором Y/Δ-11 распределение токов в релейной защите на стороне *ВН* трансформатора совсем не соответствует токам в месте КЗ. Это необходимо учитывать для обеспечения правильной работы РЗ.

Однофазные КЗ

Режим работы нейтралей и токи замыканий на землю

В России сети до 1000 В работают с глухозаземленной нейтралью, сети 3–35 кВ — с изолированной нейтралью, сети 110 кВ — с эффективно заземленной нейтралью, сети 220 кВ и выше — с глухозаземленной нейтралью.

Первоначально в СССР сети 110 кВ и выше работали с глухо заземленной нейтралью, то есть заземлялись нейтралю всех трансформаторов и автотрансформаторов. При однофазном КЗ токи КЗ протекают от всех заземленных нейтралей к точке КЗ. Поэтому величина тока однофазного КЗ зависит от числа и мощности трансформаторов, работающих с заземленной нейтралью: чем больше суммарная мощность трансформаторов с заземленными нейтралями, тем больше ток однофазного КЗ. Постепенно, с развитием сетей число трансформаторов увеличивается, соответственно, увеличиваются токи однофазных КЗ. В сетях 110 кВ число трансформаторов увеличилось настолько, что токи однофазных КЗ стали превышать токи трехфазных КЗ. Поэтому в настоящее время в России сети 110 кВ работают с эффективно заземленной нейтралью, т. е., заземлены нейтралю не всех трансформаторов, а только части их, для того чтобы токи однофазных КЗ примерно соответствовали токам трехфазных КЗ.

Сети 220 кВ и выше до сих пор работают с глухо заземленной нейтралью, так как токи однофазных КЗ пока не превышают токов трехфазных КЗ.

В сетях с заземленной нейтралью замыкание одной фазы на землю является коротким замыканием, поэтому должно быть быстро отключено релейной защитой.

Однофазное КЗ — режим несимметричный: в месте повреждения ток КЗ протекает в одной поврежденной фазе. В токах и в напряжениях имеются составляющие прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Величина тока однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_{к(1)} = \frac{3 \cdot E_{\phi}}{X_1 + X_2 + X_0}$$

где: E_{ϕ} — фазная ЭДС энергосистемы;

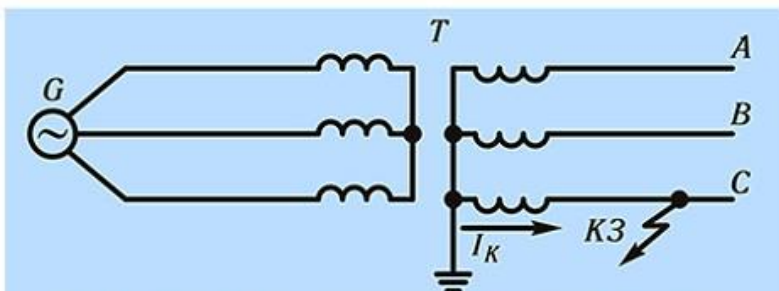
X_1 — суммарное сопротивление прямой последовательности;

X_2 — суммарное сопротивление обратной последовательности;

X_0 — суммарное сопротивление нулевой последовательности.

В сетях с изолированной нейтралью замыкание одной фазы на землю не является коротким замыканием, поэтому такие сети могут длительно работать с замыканием одной фазы на землю, все потребители электроэнергии при этом нормально работают.

Однофазные КЗ. Сети до 1000 В



Однофазное КЗ на стороне НН трансформатора

Трансформаторы, питающие сети до 1000 В, обычно имеют высшее напряжение 3–35 кВ, то есть, со стороны *ВН* трансформатора сеть с изолированной *В* нейтралью, а со стороны *НН* — с заземленной. Схема однофазного КЗ на стороне *НН* трансформатора приведена на данном рисунке. Это КЗ может быть как в сети (далеко от трансформатора), так и на выводах трансформатора, и в баке трансформатора.

Во всех случаях трансформатор должен быть достаточно быстро автоматически отключен, во избежание больших его повреждений.

Обмотка трансформатора, питающего сеть до 1000 В, со стороны *НН* обычно соединяется по схеме звезды с заземленной нейтралью, а со стороны *ВН* возможны два варианта: или звезда с изолированной нейтралью, или треугольник. Соответственно, это означает два разных варианта однофазных КЗ на стороне *НН* трансформатора.

Если обмотка трансформатора на стороне *ВН* соединена в треугольник, то трансформатор имеет сопротивление нулевой последовательности, равное сопротивлению прямой последовательности. При этом величина тока однофазного КЗ на стороне *НН* трансформатора имеет тот же порядок, что и величина тока трехфазного КЗ.

Суммарное сопротивление прямой последовательности: $X_1 = X_{1c} + X_{1T} \approx X_{1T} = X_T$.

Суммарное сопротивление обратной последовательности: $X_2 = X_{2c} + X_{2T} \approx X_{2T} = X_{1T} = X_T$.

Суммарное сопротивление нулевой последовательности: $X_0 = X_{0c} = X_{1T} = X_T$.

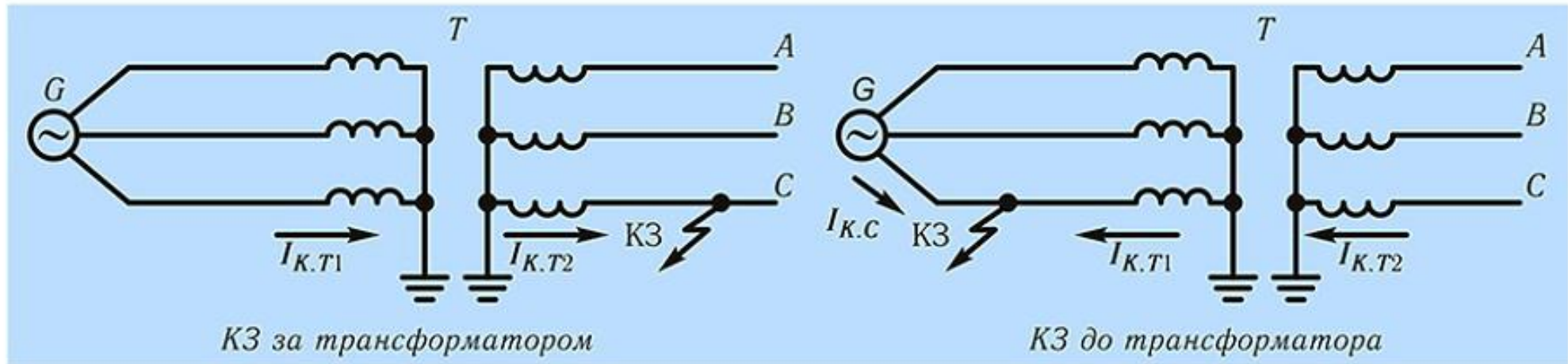
Величина тока однофазного КЗ:

$$I_{к(1)} = \frac{3 \cdot E_{\phi}}{X_1 + X_2 + X_0} = \frac{3 \cdot E_{\phi}}{X_T + X_T + X_T} = \frac{E_{\phi}}{X_T} = I_{к(3)}$$

Если обмотка трансформатора на стороне *ВН* соединена в звезду (с изолированной нейтралью), то сопротивление нулевой последовательности трансформатора имеет величину примерно в 5–10 раз большую, чем сопротивление трансформатора прямой последовательности. При этом ток однофазного КЗ на стороне *НН* трансформатора имеет величину в несколько раз меньшую, чем ток трехфазного КЗ. При этом для защиты трансформатора от однофазных КЗ на стороне *НН* необходимо применять специальную достаточно чувствительную защиту.

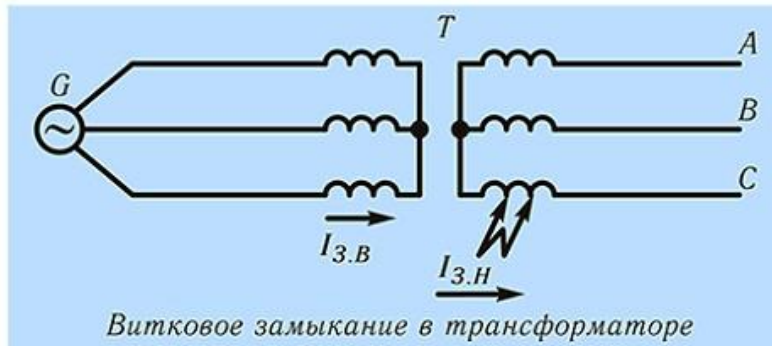
Однофазные КЗ. Сети 110 кВ и выше

При однофазных КЗ в сетях 110 кВ и выше возможны два варианта протекания тока КЗ через трансформатор: при КЗ за трансформатором и при КЗ до трансформатора. В любом случае, если нейтраль трансформатора заземлена, через трансформатор протекает ток КЗ от нейтрали трансформатора в точку КЗ.



В обоих случаях КЗ может быть как в сети (далеко от трансформатора), так и на выводах трансформатора, и в баке трансформатора. Если это КЗ произошло на выводах или в баке трансформатора, то трансформатор должен быть быстро отключен релейной защитой, во избежание больших его повреждений, независимо от того, с какой стороны это КЗ: со стороны энергосистемы или со стороны нагрузки.

Витковые замыкания



Витковое замыкание — замыкание одного или нескольких витков одной фазы обмотки трансформатора (рис.). При этом под действием ЭДС замкнувшихся витков в этих витках протекает ток КЗ, во много раз превышающий номинальный ток обмотки трансформатора. Если трансформатор с таким повреждением быстро не отключить, то под действием высокой температуры замкнувшихся витков происходит повреждение изоляции соседних витков, число

замкнувшихся витков постепенно увеличивается до тех пор, пока повреждение не перейдет в однофазное или междуфазное КЗ. Поэтому на трансформаторах применяются защиты от ВЗ для отключения трансформатора с минимальным объемом повреждений.

При ВЗ ток в поврежденной фазе со стороны питания трансформатора, где установлена РЗ, увеличивается и может составлять величину примерно равную: $I_{з.В} = (0,4...0,7) \cdot I_{ном}$. Т. е., в месте установки РЗ величина тока при ВЗ достаточно мала, поэтому защиту от ВЗ выполнить достаточно сложно.

Внешние КЗ

При внешних КЗ через неповрежденный трансформатор могут протекать токи больше номинального тока трансформатора. Протекание токов КЗ через неповрежденный трансформатор возможно в двух случаях:

1. При внешних КЗ (однофазных, двухфазных, трехфазных) за трансформатором, когда через трансформатор протекает ток КЗ от энергосистемы в точку КЗ. При близких внешних КЗ за трансформатором ток через трансформатор может в $10 \div 20$ раз превышать номинальный. Понятно, что трансформатор не может длительно работать с внешним коротким замыканием: через некоторое время трансформатор перегреется и сгорит. Поэтому на трансформаторах применяются защиты от внешних КЗ (однофазных, двухфазных, трехфазных), предотвращающие повреждение трансформатора.
2. При внешних КЗ на землю в питающей энергосистеме, если трансформатор работает с заземленной нейтралью. При внешних однофазных КЗ в питающей сети в отключении трансформатора нет необходимости: КЗ (вместе с трансформатором) отключится со стороны питающей сети и ток через нейтраль трансформатора прекратится.

Перегрузка

Перегрузка — режим работы трансформатора, когда ток нагрузки превышает номинальный ток трансформатора. Чем больше ток перегрузки, тем быстрее трансформатор перегреется и сгорит. Поэтому на трансформаторах применяются защиты от перегрузки, предотвращающие повреждение трансформатора.

Согласно Правилам технической эксплуатации, п. 5.3.15 в аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока при всех системах охлаждения в следующих пределах:

Масляные трансформаторы

Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
Длительность перегрузки, мин.	120	80	45	20	10

Сухие трансформаторы

Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность перегрузки, мин.	60	45	32	18	5

Перегрузку порядка $1,5...2 I_{ном}$ можно допускать в течение значительного времени, измеряемого десятками минут. Наиболее часто возникают кратковременные, самоликвидирующиеся перегрузки, неопасные для трансформатора ввиду их непродолжительности. Например, перегрузки, вызванные самозапуском электродвигателей или толчкообразной нагрузкой (электропоезда, подъемники). Отключение трансформатора при таких перегрузках не требуется.

Более длительные перегрузки, вызванные, например, АВР, могут быть ликвидированы обслуживающим персоналом, который имеет для этого достаточно времени. На подстанциях без дежурного персонала ликвидация длительной нагрузки должна производиться отключением менее ответственных потребителей (автоматическая разгрузка трансформатора) или самого трансформатора.

Таким образом, защита трансформатора от перегрузки должна действовать на отключение только в том случае, когда перегрузка не может быть устранена персоналом или автоматически. Во всех остальных случаях защита должна действовать на сигнал или производить автоматическим способом разгрузку трансформатора.

Защита от перегрузки выполняется, как правило, реагирующей на ток.

Понижения уровня масла

Изоляция внутри бака масляного трансформатора рассчитана на работу в трансформаторном масле. Нормально трансформатор заполнен маслом примерно до середины расширителя. Возможны случаи понижения уровня масла в трансформаторе.

Основные причины понижения уровня масла в трансформаторе — течь масла из бака трансформатора и понижение температуры масла. Если уровень масла в трансформаторе понижается ниже крышки бака трансформатора, то изоляция токоведущих частей трансформатора оказывается в воздухе, на что она не рассчитана. При этом происходит перекрытие изоляции в баке трансформатора, что приводит к однофазному или междуфазному КЗ.

Для предотвращения повреждения трансформатора вследствие понижения уровня масла применяются защиты от понижения уровня масла, срабатывающие при понижении уровня масла еще до возникновения повреждения трансформатора.

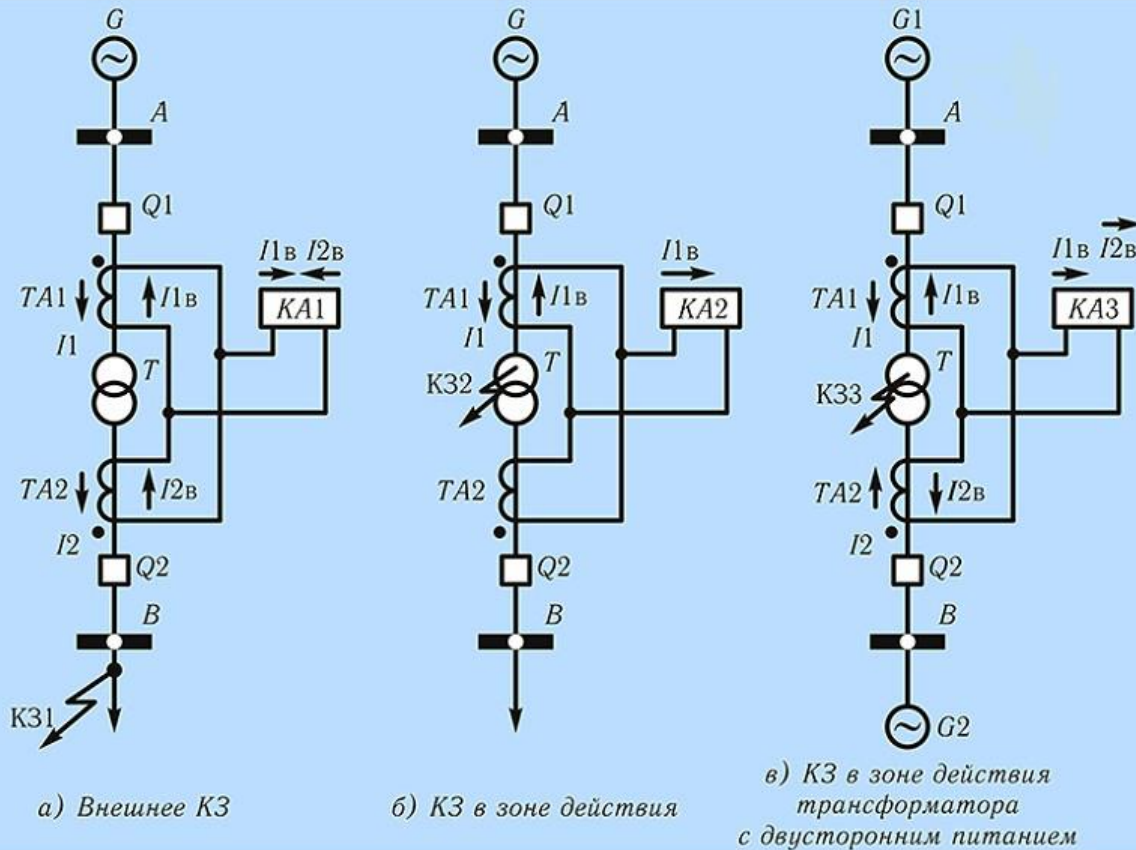
Однофазные замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью

В сетях с изолированной нейтралью 3–35 кВ замыкание одной фазы на землю не является коротким замыканием, поэтому такие сети могут длительно работать с замыканием одной фазы на землю, все потребители электроэнергии при этом нормально работают. Поэтому на трансформаторах, присоединенных к сетям 3–35 кВ, обычно никакой защиты от замыканий на землю не предусматривается.

На секциях и системах шин 3–35 кВ устанавливается релейная защита, действующая на сигнал при замыкании на землю любой фазы в любой точке электрически связанной сети.

На некоторых (мощных) трансформаторах и *АТ* на стороне *НН* устанавливается защита, действующая на сигнал при однофазном замыкании. Защита является неселективной, срабатывает при однофазном замыкании в любой точке электрически связанной сети.

Назначение и принцип действия дифференциальной защиты трансформаторов



Для защиты трансформатора мощностью 6300 кВА и выше от КЗ между фазами, на землю и от замыкания витков одной фазы широкое распространение получила дифференциальная защита (см. рис.). Принцип действия дифференциальной защиты трансформатора основан на сравнении величины и направления токов до и после защищаемого элемента.

При внешнем КЗ и нагрузке токи I_1 и I_2 по сторонам трансформатора лежат в противофазе (к трансформатору, от трансформатора или от шин, к шинам), как показано на рис., а, и их отношение равно коэффициенту трансформации силового трансформатора:

$$\frac{I_1}{I_2} = N$$

Трансформаторы тока TA_1 , TA_2 , питающие схему защиты, устанавливаются с обеих сторон защищаемого трансформатора, их коэффициенты трансформации в идеале должны быть равны

$$\frac{n_{T2}}{n_{T1}} = N$$

При этом в реле KA_1 , включенном на геометрическую сумму вторичных токов трансформаторов TA_1 , TA_2 , ток равен нулю:

$$I_{KA1} = \dot{I}_{1B} + \dot{I}_{2B} = 0$$

При КЗ в трансформаторе с односторонним питанием (рис., б) ток в схеме защиты протекает от трансформатора тока, установленного со стороны питания:

$$I_{KA2} = I_{1B}$$

При КЗ в трансформаторе с двусторонним питанием токи I_1 и I_2 направлены синфазно, от шин к трансформатору (рис., в). Ток в реле KA_3 при этом равен суммарному вторичному току КЗ:

$$I_{KA3} = \dot{I}_{1B} + \dot{I}_{2B} = I_{KB}$$

Если при КЗ в зоне действия $I_{KA3} > I_{c,пр}$ то реле срабатывает и отключает трансформатор со всех сторон без выдержки времени.

Особенности дифференциальной защиты трансформаторов

По сравнению с дифференциальными защитами линий, генераторов, двигателей дифференциальная защита трансформаторов и автотрансформаторов имеет ряд особенностей, приводящих к усложнению защиты, для обеспечения селективности и чувствительности.

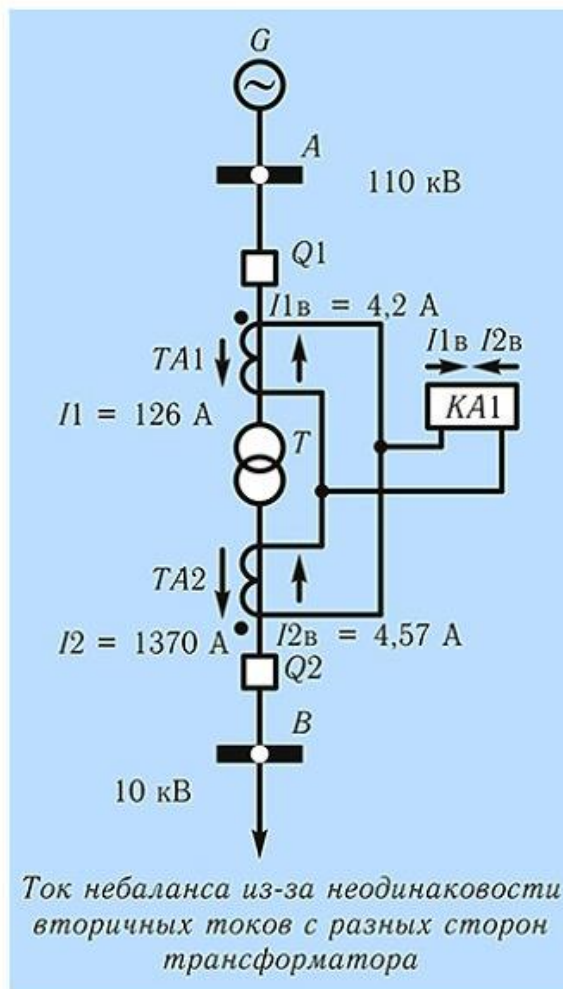
Неодинаковость вторичных токов защиты с разных сторон защищаемого трансформатора

Наличие РПН у защищаемого трансформатора

Сдвиг по фазе между первичными токами с разных сторон защищаемого трансформатора

Бросок тока намагничивания защищаемого трансформатора

Неодинаковость вторичных токов защиты с разных сторон защищаемого трансформатора



Соотношение между первичными токами на разных сторонах силового трансформатора равно коэффициенту трансформации трансформатора. Например, для трансформатора 115/10,5 кВ первичные токи на сторонах 110 и 10 кВ отличаются в $115/10,5 = 10,95238$ раз. При этом с разных сторон защищаемого трансформатора устанавливаются трансформаторы тока с различными коэффициентами трансформации, обеспечивающими, по возможности, примерно равные вторичные токи в реле защиты.

Например, для трансформатора 25 МВА 115/10,5 кВ номинальные первичные токи равны:

$$I_1 = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{1\text{ном}}} = \frac{25\,000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 126 \text{ А}$$

$$I_2 = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{2\text{ном}}} = \frac{25\,000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1\,370 \text{ А}$$

Если установить трансформаторы тока 150/5 со стороны 110 кВ и 1500/5 со стороны 10 кВ, то номинальные вторичные токи в защите:

$$I_{1B} = \frac{I_1}{n_{T1}} = \frac{126}{150/5} = 4,20 \text{ А}$$

$$I_{2B} = \frac{I_2}{n_{T2}} = \frac{1370}{1500/5} = 4,57 \text{ А}$$

Таким образом, при нагрузке невозможно обеспечить полное равенство вторичных токов по величине. Вследствие неравенства вторичных токов в реле KA1 появляется **ток небаланса**:

$$I_{\text{НБ}} = |I_{1B} - I_{2B}| = |4,20 - 4,57| = 0,37 \text{ А}$$

При внешнем КЗ, соответственно, ток небаланса будет в несколько раз больше.

Наличие РПН у защищаемого трансформатора

При наличии у защищаемого трансформатора устройства РПН коэффициент трансформации трансформатора может изменяться в больших пределах. При этом так же сильно изменяется и соотношение токов с разных сторон защищаемого трансформатора. Возьмем для примера тот же трансформатор 25 МВА 115/10,5 кВ. Пусть данный трансформатор имеет РПН $\pm 9 \times 1,78\%$. То есть, номинальное напряжение на стороне 110 кВ может регулироваться в пределах:

$$U_{1\text{макс}} = U_{1\text{ном}} \cdot \left(1 + \frac{9 \cdot 1,78}{100}\right) = 115 \cdot \left(1 + \frac{9 \cdot 1,78}{100}\right) = 133 \text{ кВ}$$
$$U_{1\text{мин}} = U_{1\text{ном}} \cdot \left(1 - \frac{9 \cdot 1,78}{100}\right) = 115 \cdot \left(1 - \frac{9 \cdot 1,78}{100}\right) = 96,6 \text{ кВ}$$

Соответственно, при номинальной мощности трансформатора ток со стороны 110 кВ составит:

$$I_{1\text{макс}} = I_1 \cdot \frac{U_{1\text{ном}}}{U_{1\text{мин}}} = 126 \cdot \frac{115}{96,6} = 150 \text{ А}$$
$$I_{1\text{мин}} = I_1 \cdot \frac{U_{1\text{ном}}}{U_{1\text{макс}}} = 126 \cdot \frac{115}{133} = 109 \text{ А}$$

Соответственно, вторичный ток со стороны 110 кВ в реле защиты:

$$I_{\text{в.макс}} = \frac{I_{1\text{макс}}}{n_{\text{T1}}} = \frac{150}{150/5} = 5,0 \text{ А}$$
$$I_{\text{в.мин}} = \frac{I_{1\text{мин}}}{n_{\text{T2}}} = \frac{109}{150/5} = 3,63 \text{ А}$$

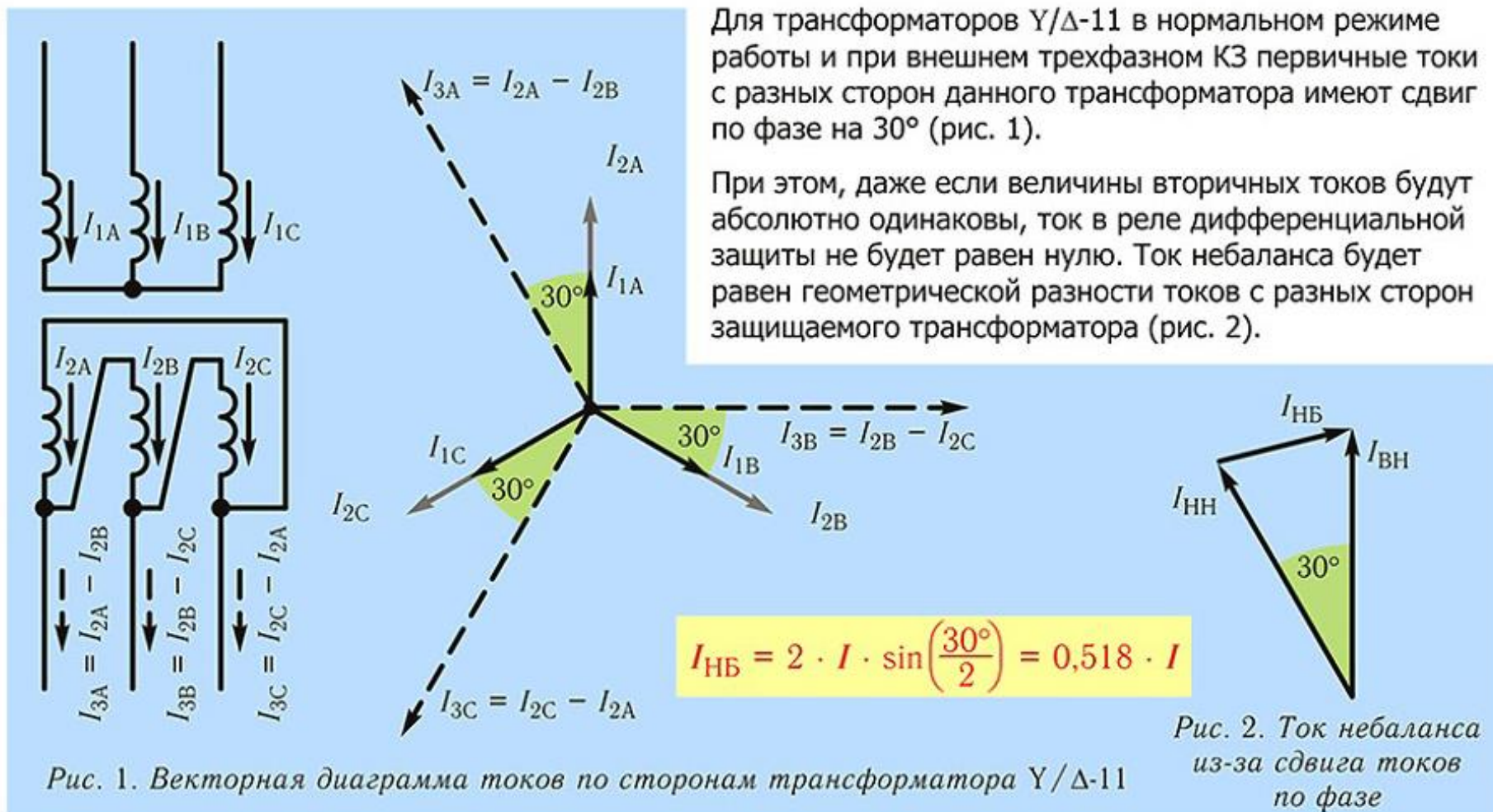
То есть, при изменении положения РПН от минимального до максимального вторичный ток в реле со стороны трансформатора, не имеющей РПН, остается постоянным — 4,57 А, а ток со стороны с РПН изменяется от 3,63 А до 5,0 А. По сравнению с трансформатором без РПН разность токов в реле, то есть ток небаланса, гораздо больше. В среднем положении РПН ток небаланса равнялся 0,37 А, а в крайнем положении РПН максимальное значение тока небаланса:

$$I_{\text{НБ}} = |I_{\text{в.мин}} - I_{2\text{в}}| = |3,63 - 4,57| = 0,94 \text{ А}$$

При внешнем КЗ, соответственно, ток небаланса будет в несколько раз больше.

Сдвиг по фазе между первичными токами с разных сторон защищаемого трансформатора

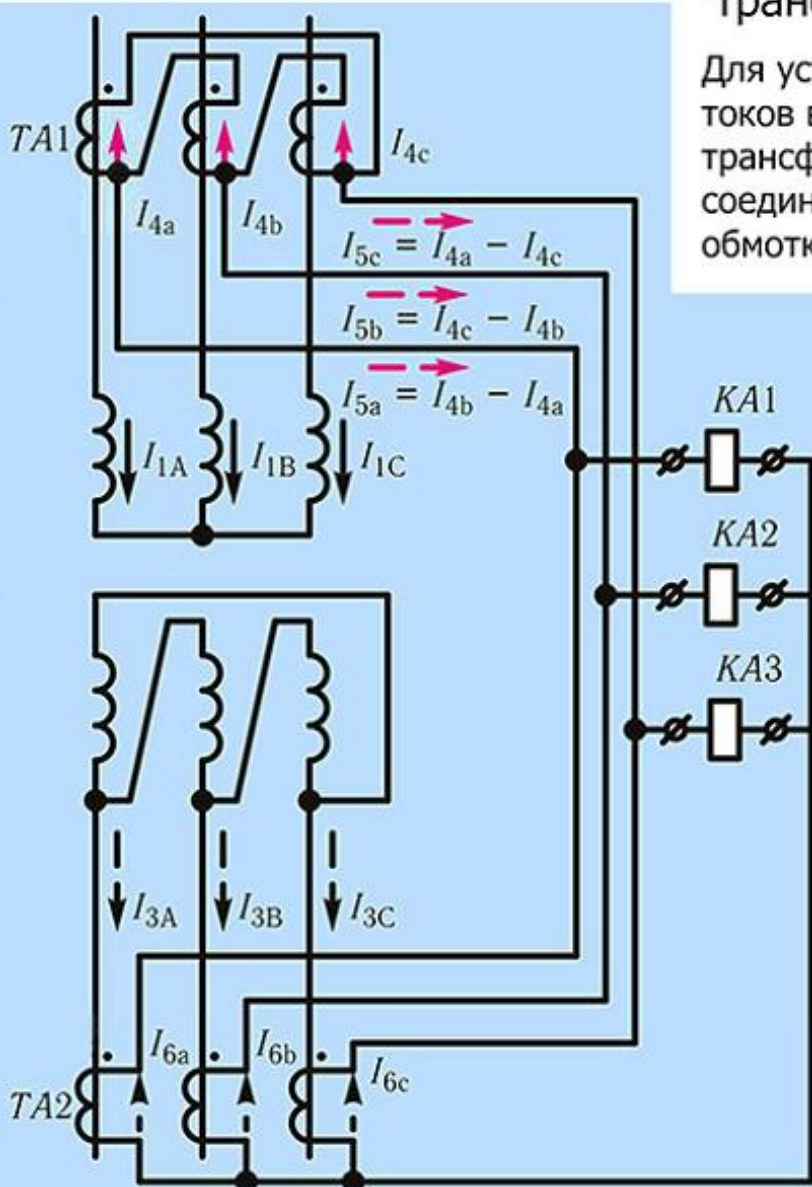
У силовых трансформаторов с нулевой группой соединения обмоток (например, Y/Y-0) в нормальном режиме работы или при внешнем КЗ по концам защищаемого трансформатора протекают токи, сдвинутые по фазе на 180°. При этом ток в реле дифференциальной защиты линии равен нулю.



Компенсация сдвига по фазе вторичных токов в плечах дифференциальной защиты трансформаторов

Для устранения тока небаланса из-за сдвига по фазе вторичных токов в плечах дифференциальной защиты трансформаторов трансформаторы тока со стороны обмотки трансформатора, соединенной в звезду, соединяются в треугольник, а со стороны обмотки трансформатора, соединенной в треугольник,

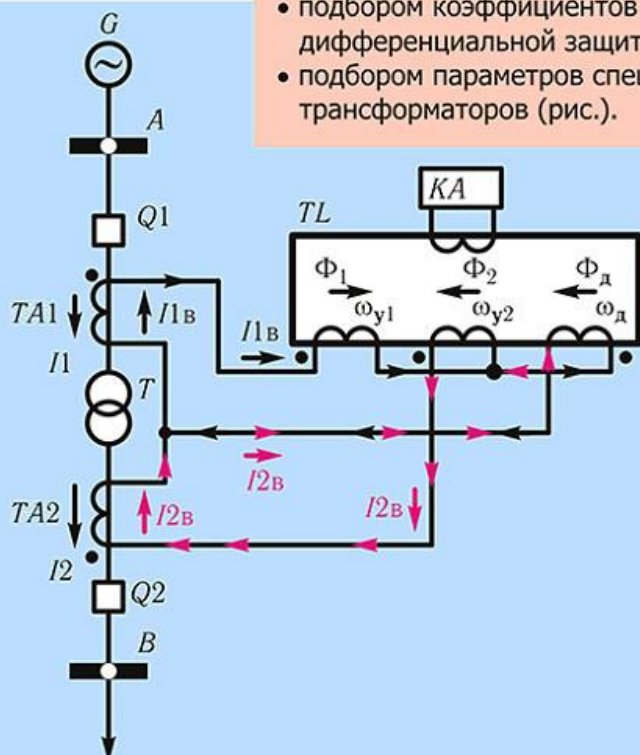
трансформаторы тока соединяются в звезду (см. рис.). При этом во вторичных токах защиты полностью компенсируется сдвиг по фазе между первичными токами трансформатора.



Выравнивание вторичных токов в плечах дифференциальной защиты трансформаторов по величине

Выравнивание величин вторичных токов в плечах дифференциальной защиты достигается:

- подбором коэффициентов трансформации n_{T1} , n_{T2} трансформаторов тока дифференциальной защиты;
- подбором параметров специально для этой цели установленных промежуточных трансформаторов (рис.).



Выравнивание вторичных токов в схеме дифференциальной защиты

Промежуточный трансформатор TL состоит из трех первичных обмоток. Обмотки ω_{y1} и ω_{y2} (уравнивательные) включаются в плечи защиты, а обмотка ω_d (дифференциальная) — на разность токов $I_{1B} - I_{2B}$. Вторичная обмотка ω_2 питает реле KA . Число витков уравнивательных обмоток подбирают так, чтобы геометрическая сумма намагничивающих сил всех трех обмоток в условиях нагрузки или внешнего КЗ была равна нулю:

$$I_{1B}\omega_{y1} - I_{2B}\omega_{y2} + (I_{1B} - I_{2B})\omega_d = 0$$

При выполнении этого условия результирующий магнитный поток в магнитопроводе отсутствует, поэтому ток в реле KA равен нулю.

Например, для трансформатора 25 МВ А 115/10,5 кВ ранее были определены токи:

$$I_{1B} = 4,2 \text{ А}$$

$$I_{2B} = 4,57 \text{ А}$$

При отсутствии уравнивательных обмоток, намагничивающая сила дифференциальной обмотки при десяти витках:

$$F_d = (I_{1B} - I_{2B})\omega_d = |(4,2 - 4,57)|10 = 3,7 \text{ АВ}$$

При использовании уравнивательных обмоток, если $\omega_{y1} = 10$, расчетное число витков ω_{y2} :

$$\omega_{y2} = \frac{I_{1B}\omega_{y1} + (I_{1B} - I_{2B})\omega_d}{I_{2B}} = \frac{10 \cdot 4,2 + (4,2 - 4,57)10}{4,57} = 8,4 \text{ витка}$$

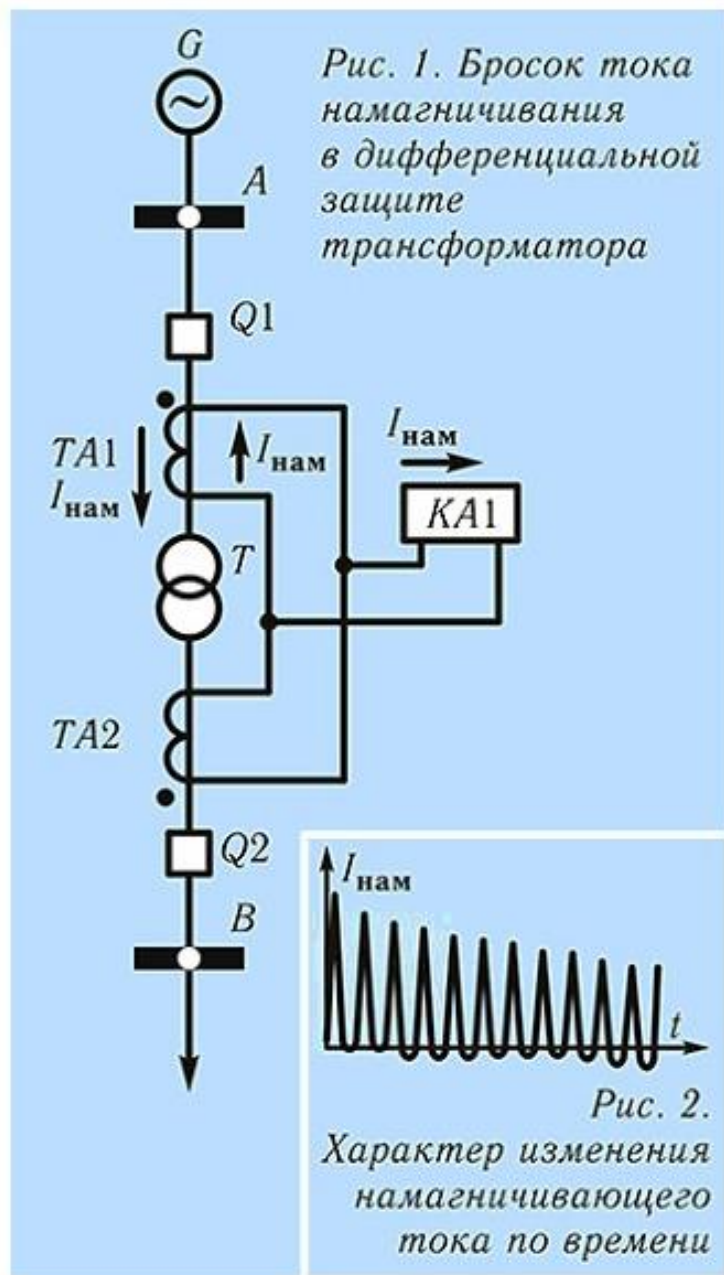
Принимаем ближайшее целое число витков: $\omega_{y2} = 8$ витков.

Тогда ток небаланса, обусловленный округлением числа витков 9,2 до 9, будет пропорционален разности намагничивающих сил:

$$F_{нб} = I_{1B}\omega_{y1} - I_{2B}\omega_{y2} + (I_{1B} - I_{2B})\omega_d = 4,2 \cdot 10 - 4,57 \cdot 8 + (4,2 - 4,57)10 = 42 - 36,56 - 3,7 = 1,74 \text{ АВ}$$

То есть, применение уравнивательных обмоток промежуточного трансформатора позволило снизить намагничивающую силу (которой пропорционален ток небаланса в реле), в данном случае — с 3,7 АВ до 1,74 АВ.

Токи намагничивания силовых трансформаторов при включении их под напряжение



При включении силовых трансформаторов под напряжение или при восстановлении на них напряжения после отключения внешнего КЗ в обмотке, питающей трансформатор, возникает резкий бросок тока намагничивания, имеющий затухающий характер (рис. 2). Максимальное значение этого тока в несколько раз превосходит номинальный ток трансформатора (до 8 номинальных токов).

Кривая тока носит асимметричный характер, из-за наличия весьма большой апериодической составляющей, пока $I_{\text{нам}}$ не достигнет установившегося значения 0,05 от номинального тока. Время затухания может достигать 2–3 с.

Вторичный ток намагничивания со стороны питания попадает в реле дифференциальной защиты и не компенсируется током со стороны нагрузки. Для предотвращения ложной работы дифференциальной защиты под действием $I_{\text{нам}}$ принимаются специальные меры:

- применение быстронасыщающихся трансформаторов (БНТ), через которые включается реле защиты. БНТ не пропускают апериодического тока, составляющего значительную часть броска тока намагничивания;
- отстройка тока срабатывания реле дифференциальной защиты от броска тока намагничивания по величине. На таком принципе выполняется так называемая дифференциальная токовая отсечка.

Расчет тока небаланса в дифференциальной защите трансформаторов

Составляющие тока небаланса

При внешних КЗ и нагрузке обеспечить полный баланс вторичных токов, поступающих в реле, не удастся. Вследствие неравенства вторичных токов в реле в указанных режимах появляется ток небаланса:

$$I_{\text{НБ}} = I_{1\text{В}} - I_{2\text{В}}$$

Для удобства оценки величины, ток небаланса разделяют на составляющие:

- 1) $I_{\text{НБ.ТТ}}$ — первая составляющая вызывается наличием погрешностей трансформаторов тока, питающих защиту:

$$I_{\text{НБ.ТТ}} = k_{\text{одн}} \varepsilon I_{\text{к.макс}}$$

где $k_{\text{одн}}$ — коэффициент однотипности, учитывает различие в погрешности трансформаторов тока, образующих дифференциальную схему, $k_{\text{одн}} = 0,5$ — если тип трансформаторов тока по сторонам силового трансформатора одинаков, $k_{\text{одн}} = 1$ — если тип трансформаторов тока по сторонам силового трансформатора один и тот же;

ε — максимальная погрешность трансформаторов тока, для устройств релейной защиты не должна превышать 10%, т. е. $\varepsilon = 0,1$;

$I_{\text{к.макс}}$ — максимальный сквозной ток короткого замыкания, при трехфазном КЗ на шинах за трансформатором в максимальном режиме работы энергосистемы.

- 2) $I_{\text{НБ.РЕГ}}$ — вторая составляющая появляется при изменении (регулировании) коэффициента трансформации N силового трансформатора:

$$I_{\text{НБ.РЕГ}} = \frac{\Delta N\%}{100} I_{\text{к.макс}}$$

где $\Delta N\%$ — пределы регулирования коэффициента трансформации, например у трансформаторов с РПН $\Delta N\% = 10...15\%$.

- 3) $I_{\text{НБ.КОМП}}$ — третья составляющая возникает при неточной компенсации неравенства токов плеч, когда регулирующие возможности компенсирующих устройств не позволяют подобрать расчетные значения витков, необходимые для полной компенсации:

$$I_{\text{НБ.КОМП}} = \frac{\omega_{\text{у.расч}} - \omega_{\text{у.факт}}}{\omega_{\text{у.расч}}} I_{\text{к.макс}}$$

где $\omega_{\text{у.расч}}$ — расчетное значение витков уравнивающей обмотки промежуточного трансформатора, с помощью которой производится выравнивание вторичных токов в плечах защиты;

$\omega_{\text{у.факт}}$ — принятое ближайшее целое число витков данной уравнивающей обмотки.

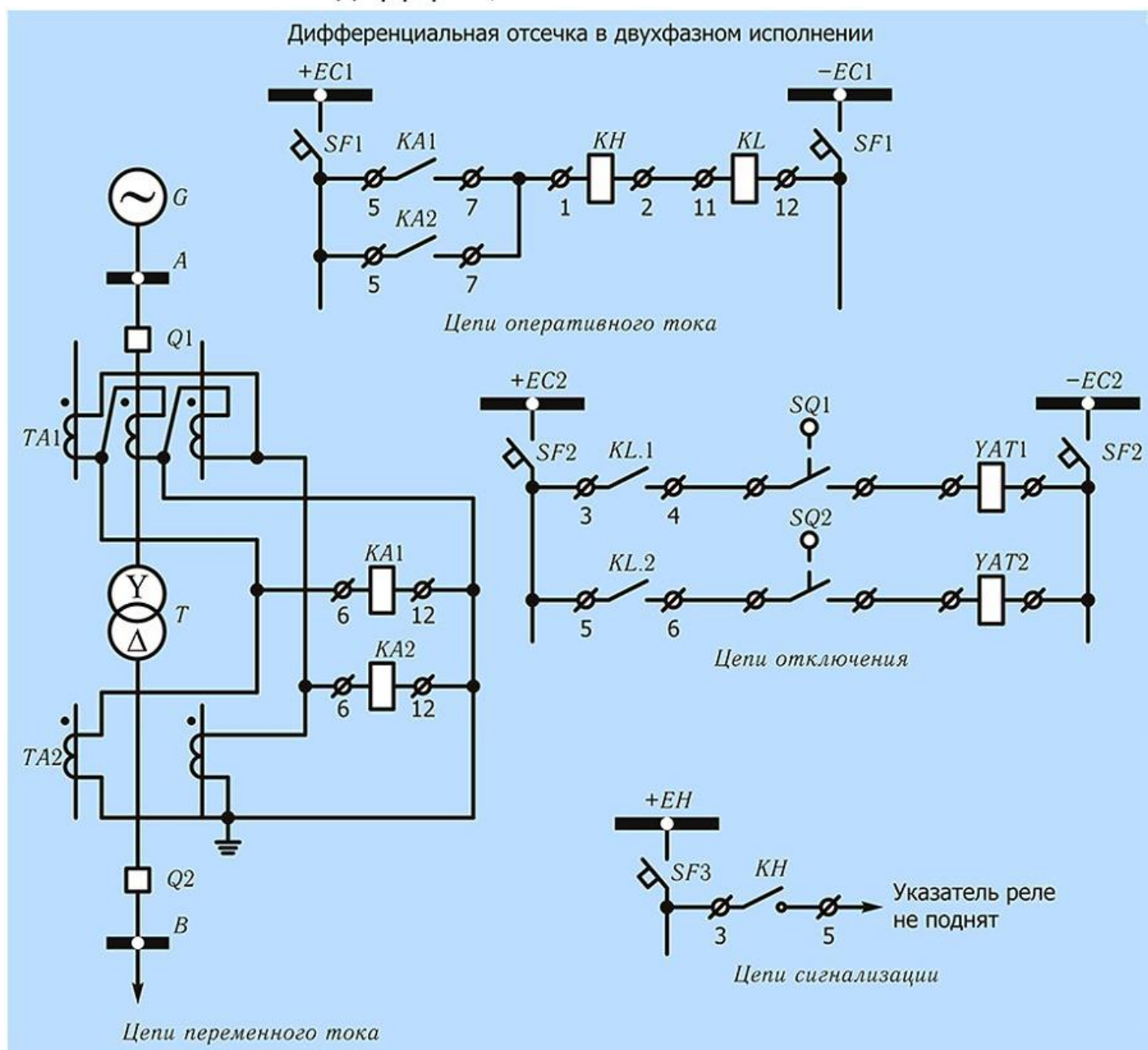
- 4) $I_{\text{НБ.НАМ}}$ — четвертая составляющая, обусловленная наличием тока намагничивания у силового трансформатора.

$$I_{\text{НБ.НАМ}} = I_{\text{НАМ}}$$

где $I_{\text{НАМ}}$ — ток намагничивания силового трансформатора.

В нормальном режиме и при КЗ ток небаланса обычно не учитывается из-за его малой величины, при включении трансформатора под напряжения резко возрастает и может достигать 5–8 номинальных токов силового трансформатора.

Дифференциальная токовая отсечка



Дифференциальная токовая отсечка выполняется посредством простых токовых реле (например, типа РТ-40), действующих на отключение выключателей по сторонам трансформатора без выдержки времени.

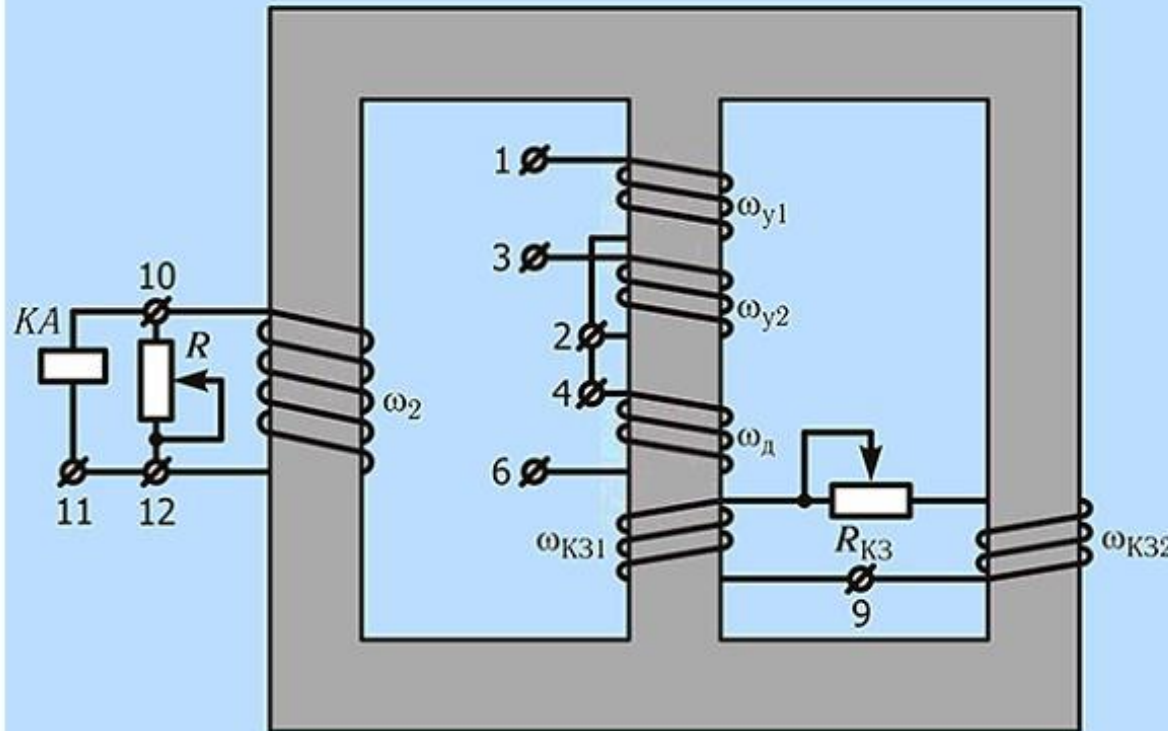
Основным условием правильной работы защиты является отстройка тока срабатывания реле защиты от бросков намагничивающих токов, возникающих при включении трансформатора.

Для облегчения отстройки от мгновенного пика бросков намагничивающих токов промежуточное реле настраивается на время действия 0,04–0,06 с, при этом ток срабатывания защиты принимается:

$$I_{с.з.} = (3...5)I_{ном.т}$$

Из-за большой величины тока срабатывания защита недостаточно чувствительна при КЗ в обмотке и на выводах низкого напряжения, т. е., дифференциальная отсечка защищает только часть трансформатора со стороны питания, где ток КЗ достаточно велик. В настоящее время дифференциальная отсечка как самостоятельная защита трансформаторов не применяется, ввиду ее малой чувствительности. Применяется дифференциальная отсечка как составная часть более сложных дифференциальных защит.

Конструкция реле РНТ-565



Реле РНТ-565 — специальное реле максимального тока, предназначенное для выполнения дифференциальных защит трансформаторов.

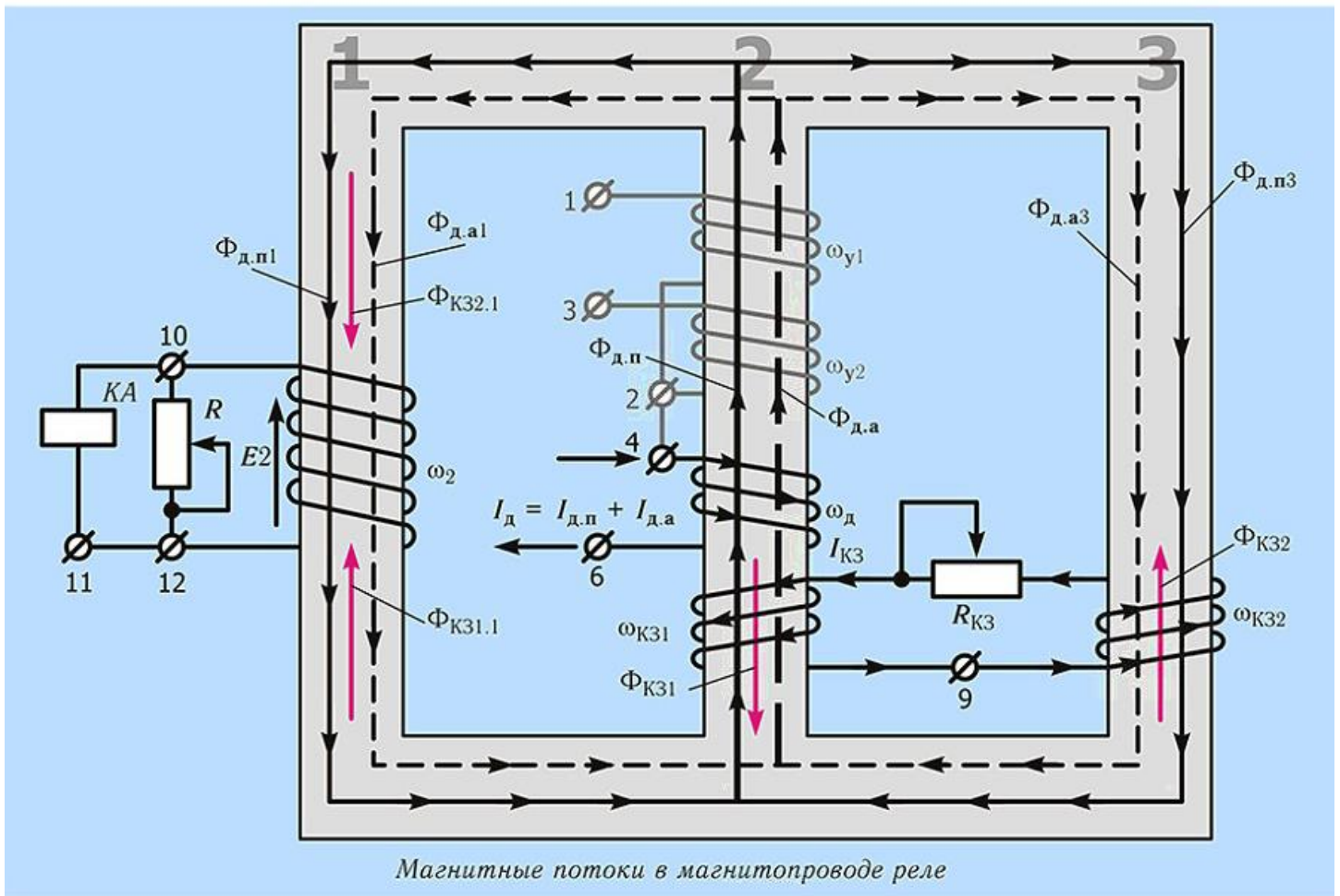
Основными элементами реле являются промежуточный быстронасыщающийся трансформатор (БНТ) и исполнительный орган — реле типа РТ-40.

Промежуточный БНТ имеет два назначения:

- 1) Обеспечивает отстройку реле от токов небаланса при переходных процессах.
- 2) Служит одновременно для выравнивания намагничивающих сил, возникающих под действием различных по величине вторичных токов в плечах дифференциальной защиты.

Промежуточный БНТ имеет трехстержневой сердечник. На левом стержне расположена вторичная обмотка ω_2 , к которой подключено реле тока. На среднем стержне магнитопровода расположены три первичные обмотки, включаемые в токовые цепи дифференциальной защиты. Кроме того, на среднем и правом стержнях размещены две секции ω_{K31} , ω_{K32} короткозамкнутой обмотки, используемой для улучшения отстройки защиты от бросков намагничивающих токов силовых трансформаторов и токов небаланса в переходном режиме при внешних КЗ.

Конструкция реле РНТ-565. Работа короткозамкнутых обмоток при броске намагничивающего тока



Ток I_d поступающий в первичную обмотку РНТ ω_d , образует в среднем (2) стержне магнитный поток, $\Phi_{d, \text{a}}$, замыкающийся по крайним стержням (1) и (3) магнитопровода.

Ток I_d состоит из переменной $I_{d, \text{п}}$ и апериодической $I_{d, \text{a}}$ составляющих. Соответственно этому образуются два магнитных потока $\Phi_{d, \text{п}}$ и $\Phi_{d, \text{a}}$.

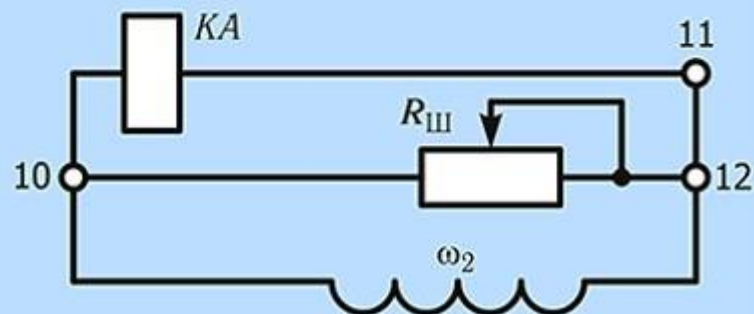
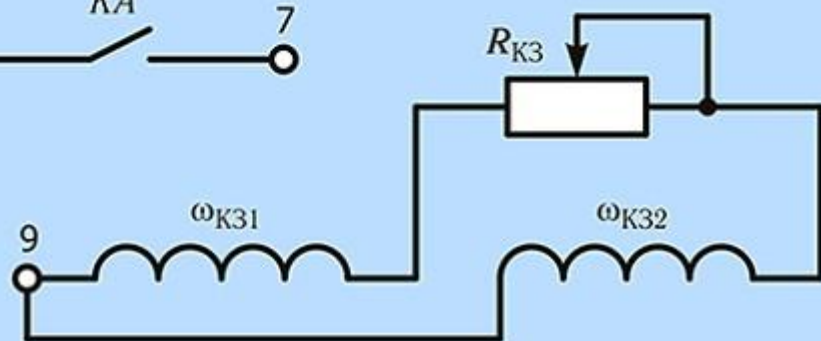
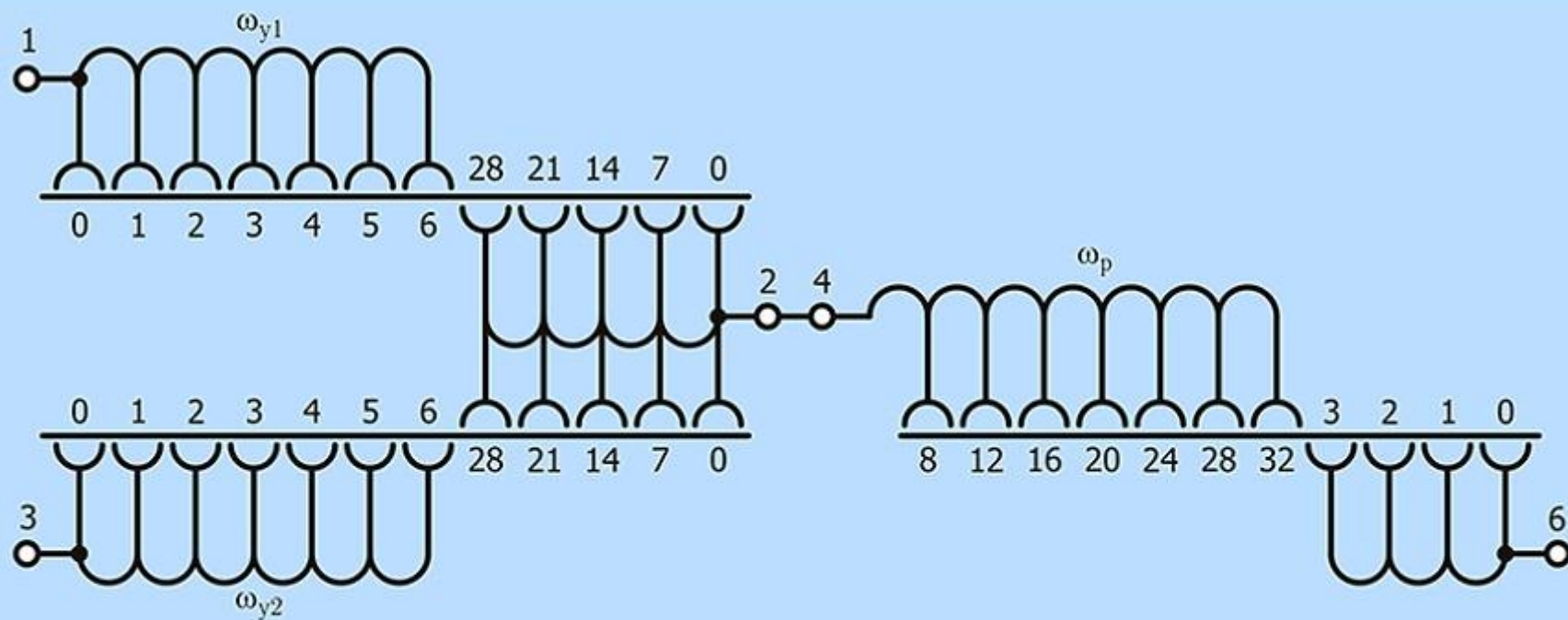
Переменный поток $\Phi_{d, \text{п}}$, замыкаясь по стержню (1), наводит в обмотке ω_2 , питающей реле КА, ЭДС E_2 . Апериодический поток $\Phi_{d, \text{a}}$, медленно изменяющийся во времени, не создает ЭДС в ω_2 и полностью затрачивается на намагничивание магнитопровода.

Переменная составляющая потока $\Phi_{d, \text{п}}$ наводит в витках ω_{K31} , ω_{K32} ЭДС и ток I_{K3} . Последний создает магнитные потоки Φ_{K31} и Φ_{K32} , составляющие этих потоков, замыкаясь по стержню (1) встречно, не создают тока во вторичной обмотке ω_2 .

Магнитные потоки, создаваемые апериодической составляющей тока $I_{d, \text{a}}$ и короткозамкнутыми обмотками, намагничивают магнитопровод быстронасыщающегося трансформатора, уменьшая трансформацию периодической составляющей тока во вторичную обмотку реле, тем самым улучшая отстройку реле от бросков тока намагничивания.

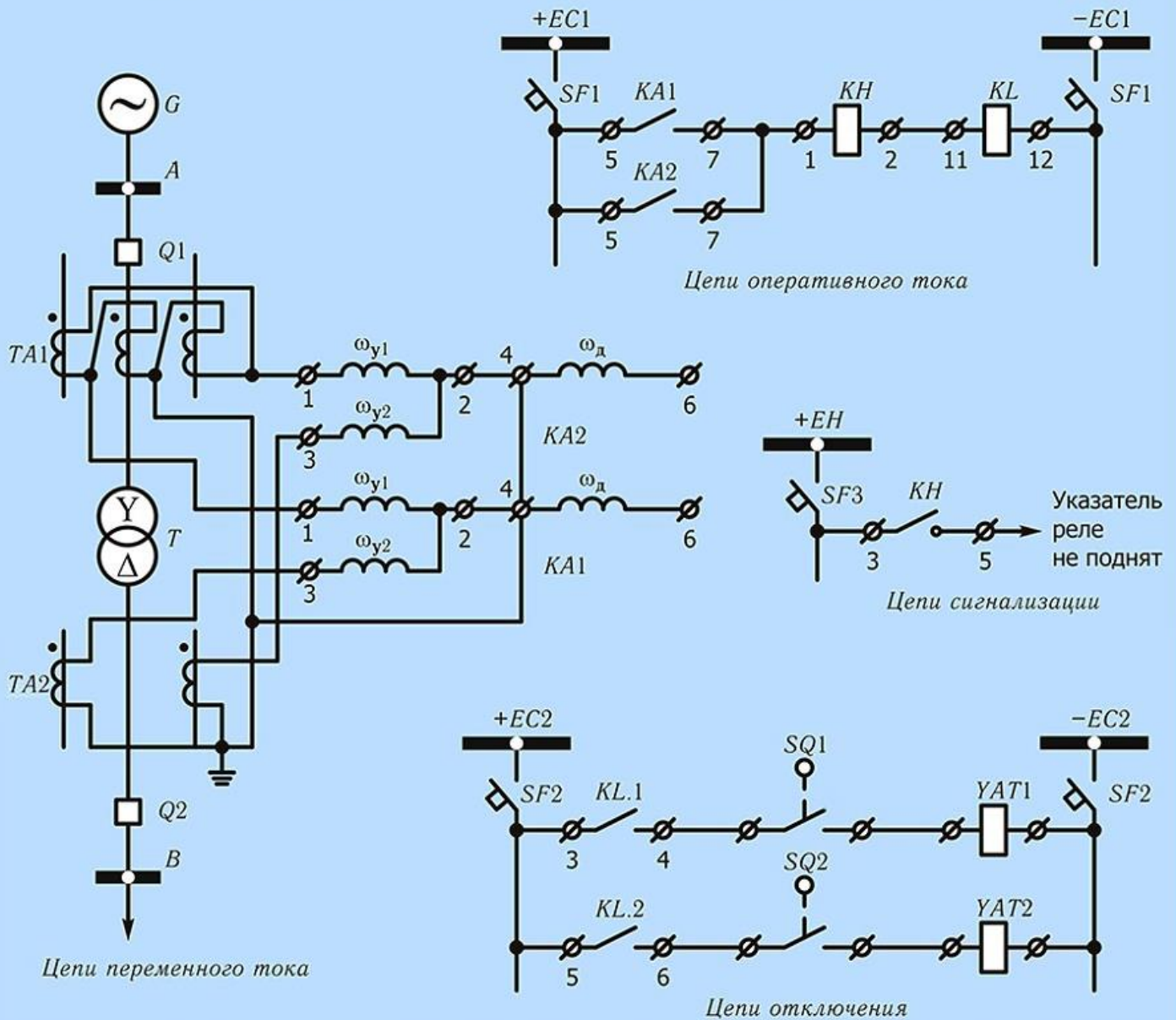
Подмагничивающее действие апериодического тока, появляющегося в первый момент КЗ, приводит к замедлению защиты при повреждении в её зоне. Продолжительность такого замедления составляет 0,03...0,1 с. Замедление действия является недостатком реле с БНТ.

Электрическая схема соединений реле РНТ-565



Дифференциальная токовая защита на реле РНТ-565

Дифференциальная токовая защита на реле РНТ-565 в двухфазном исполнении



Представлена схема дифференциальной токовой защиты с использованием реле РНТ-565. Схема дана в двухфазном исполнении. Для защиты двухобмоточных трансформаторов достаточно использовать только две уравнивательные обмотки реле РНТ-565.

Расчет уставок реле РНТ-565

Параметры дифференциальной защиты на реле РНТ-565 рассчитываются по «Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 13 Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Расчеты».

1. Ток срабатывания защиты выбирается по двум условиям:

1.1 По первому условию ток срабатывания защиты отстраивается от броска намагничивающего тока трансформатора:

$$I_{с.з} = k_n I_{нам.т} = 1,3 I_{ном.т}$$

На основании опыта эксплуатации и экспериментов установлено, что при наличии БНТ ток намагничивания, попадающий в реле, не содержит апериодической составляющей, с учетом этого ток срабатывания защиты принимается 130 % от номинального тока трансформатора, рассчитанного по типовой мощности трансформатора.

1.2. По второму условию ток срабатывания защиты отстраивается от максимального тока небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{с.з} = k_n I_{НБ.макс}$$

При расчете принимается $k_n = 1,3$, а $I_{НБ.макс}$ оценивается в предположении, что составляющая $I_{НБ.компл} = 0$. Ток срабатывания принимается равным большему из двух условий.

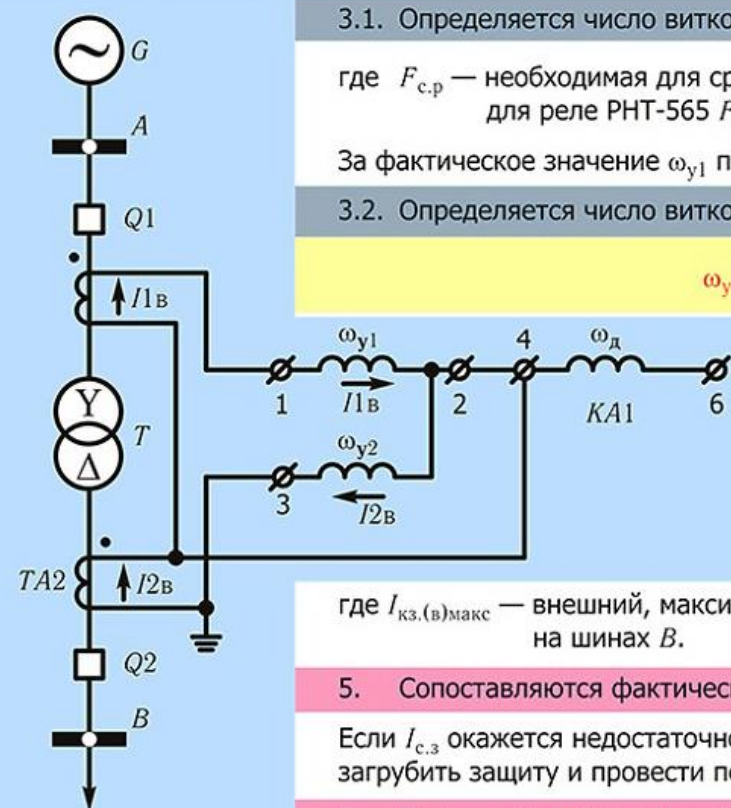
2. По выбранному первичному току срабатывания защиты находится вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з}}{n_T} k_{сх}$$

где n_T — коэффициент трансформации трансформаторов тока на стороне ВН;
 $k_{сх}$ — коэффициент схемы трансформаторов тока на стороне ВН.

3. Определяется число витков дифференциальной и уравнильных обмоток РНТ-565.

Расчет зависит от варианта схемы включения обмоток реле РНТ-565, для примера возьмем схему, изображенную на рис.



3.1. Определяется число витков 1 уравнильной обмотки:

$$\omega_{y1.расч} = \frac{F_{с.р}}{I_{с.р}}$$

где $F_{с.р}$ — необходимая для срабатывания реле сила намагничивания, для реле РНТ-565 $F_{с.р} = 100$ АВ.

За фактическое значение ω_{y1} принимается меньшее целое число витков.

3.2. Определяется число витков 2 уравнильной обмотки:

$$\omega_{y2.расч} = \frac{I_{1В}}{I_{2В}} \omega_{y1}$$

За фактическое значение ω_{y2} принимается ближайшее целое число витков.

4. Определяется величина тока небаланса $I_{НБ.компл}$ обусловленная неточностью подбора ω_{y2} .

$$I_{НБ.компл} = \frac{\omega_{y2.расч} - \omega_{y2}}{\omega_{y2.расч}} I_{кз.(в)макс}$$

где $I_{кз.(в)макс}$ — внешний, максимальный ток КЗ при трехфазном КЗ на шинах В.

5. Сопоставляются фактические значения $I_{с.з}$ и $I_{НБ}$ (с учетом $I_{НБ.компл}$).

Если $I_{с.з}$ окажется недостаточно отстроеным от $I_{НБ}$, то необходимо заглубить защиту и провести перерасчет параметров.

6. Проверяется чувствительность защиты при КЗ в её зоне.

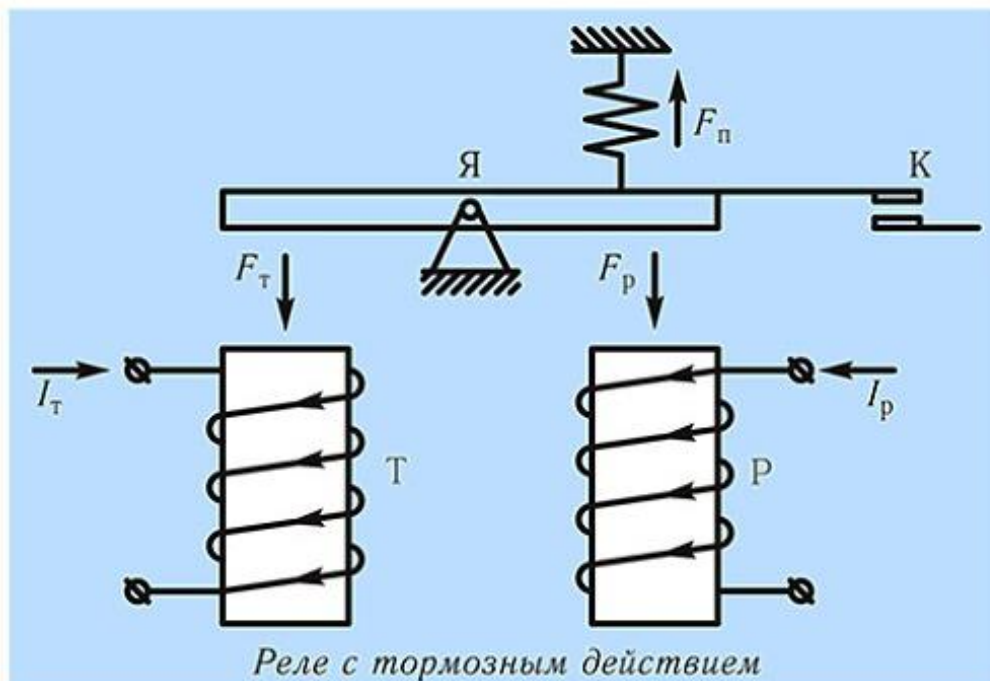
$$k_{ч} = \frac{I_{р.кз.мин}}{I_{с.з}} \geq 2,$$

где $I_{р.кз.мин}$ — минимальный ток в 1 уравнильной обмотке при КЗ в зоне действия.

При недостаточной чувствительности из-за большого значения тока небаланса применяют более сложные реле с торможением.

Принцип действия токовых реле с торможением

Для отстройки от токов небаланса дифференциальных защит получили распространение реле с торможением. Ток срабатывания у таких реле возрастает с увеличением тока внешнего КЗ. Это достигается механическим или магнитным торможением, которое осуществляется от тока КЗ.

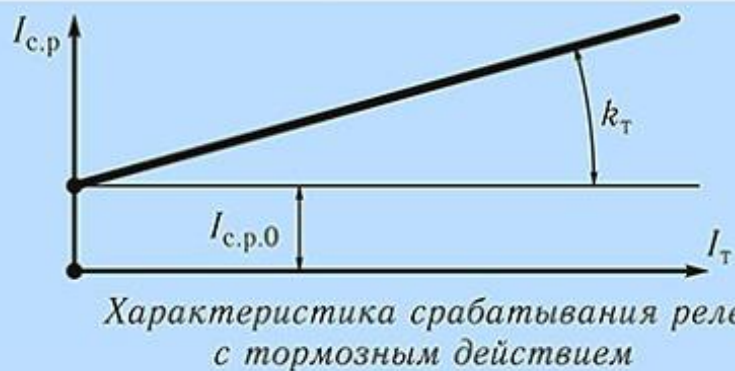


В качестве примера на рис. показано устройство электромагнитного дифференциального реле с тормозным действием. Реле имеет стальной якорь (Я) в виде коромысла и два электромагнита: рабочий (Р) и тормозной (Т). Электромагнитная сила от тока в рабочей обмотке действует на замыкание контактов (К). Электромагнитная сила от тока в тормозной обмотке действует на размыкание контактов. Пружина создает силу, противодействующую замыканию контактов.

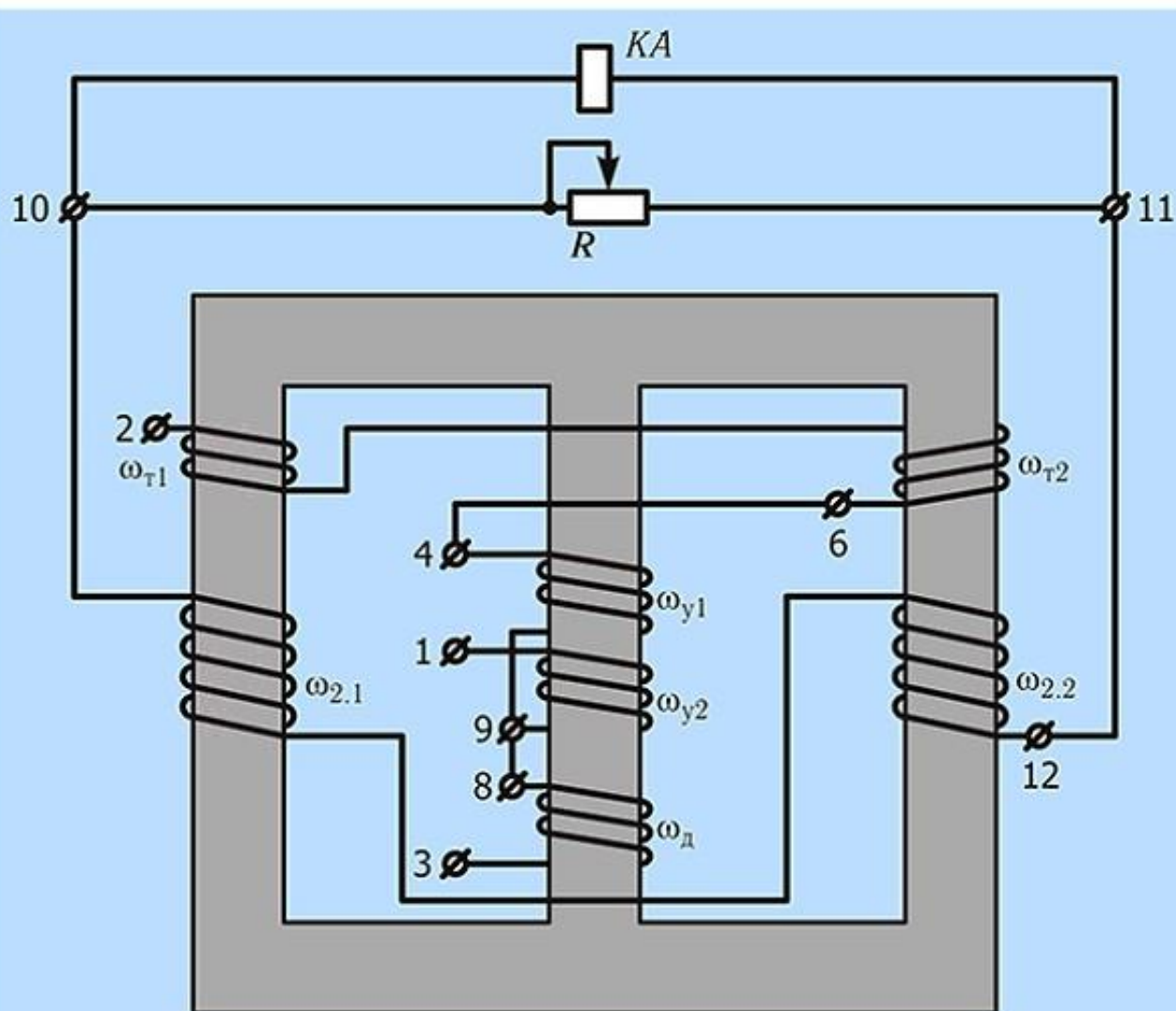
Ток срабатывания реле, протекающий по рабочей обмотке, может быть выражен формулой:

$$I_{с.р} = I_{с.р.0} + k_T I_T,$$

где I_T — величина тока в тормозной обмотке;
 k_T — коэффициент торможения;
 $I_{с.р.0}$ — ток срабатывания реле при отсутствии тока в тормозной обмотке.



Конструкция реле ДЗТ-11

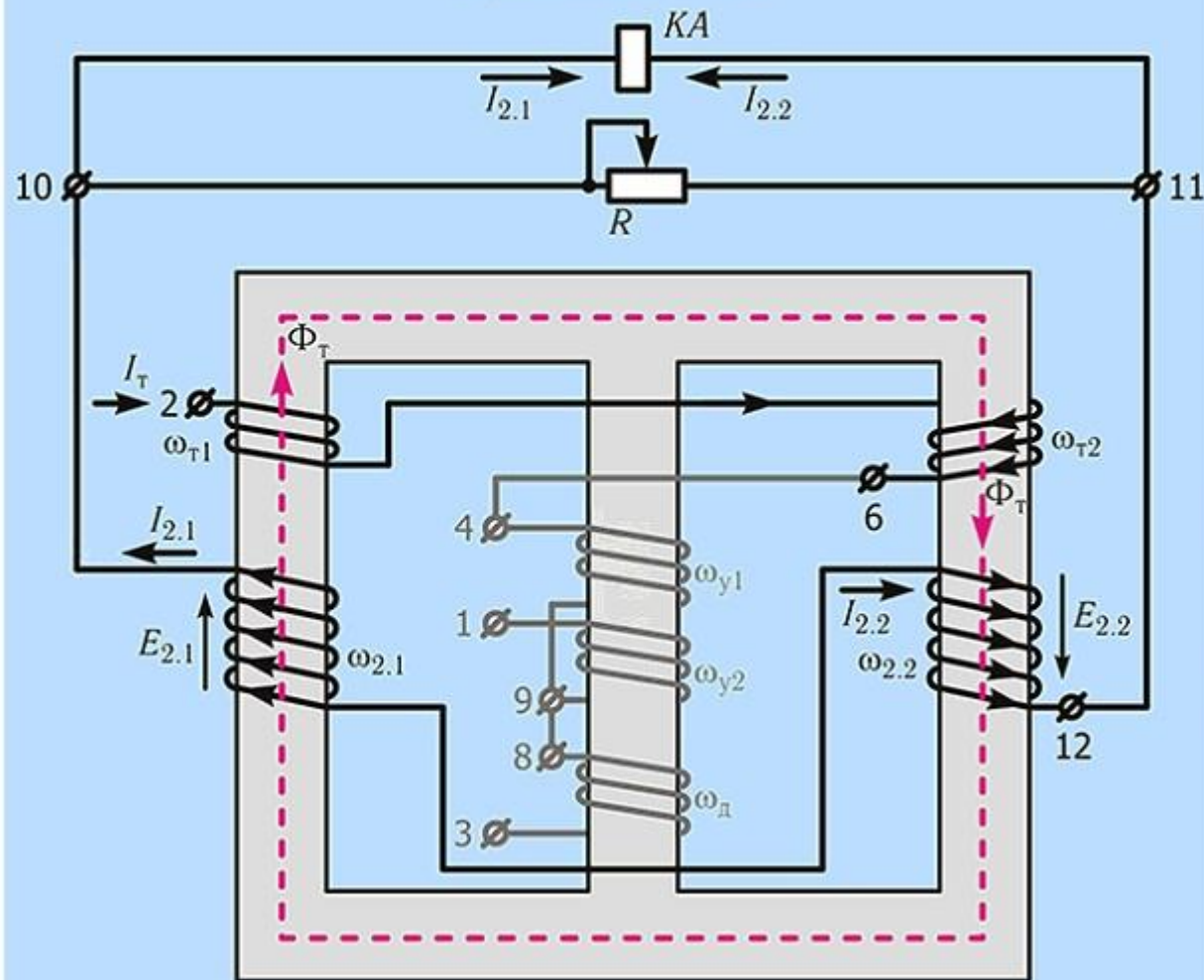


Реле с магнитным торможением ДЗТ-11 состоит из трехстержневого насыщающегося трансформатора, питающего обмотку электромагнитного реле (КА). Насыщающийся трансформатор имеет три первичные рабочие обмотки ω_{y1} , ω_{y2} , ω_d и вторичную обмотку ω_2 , в цепь которой включено дифференциальное реле тока. Для осуществления торможения на магнитопровод насыщающегося трансформатора насажена тормозная обмотка ω_T .

Тормозная и вторичная обмотки реле состоят из двух секций, расположенных на крайних стержнях магнитопровода. Рабочие обмотки помещены на среднем стержне.

Конструкция реле ДЗТ-11

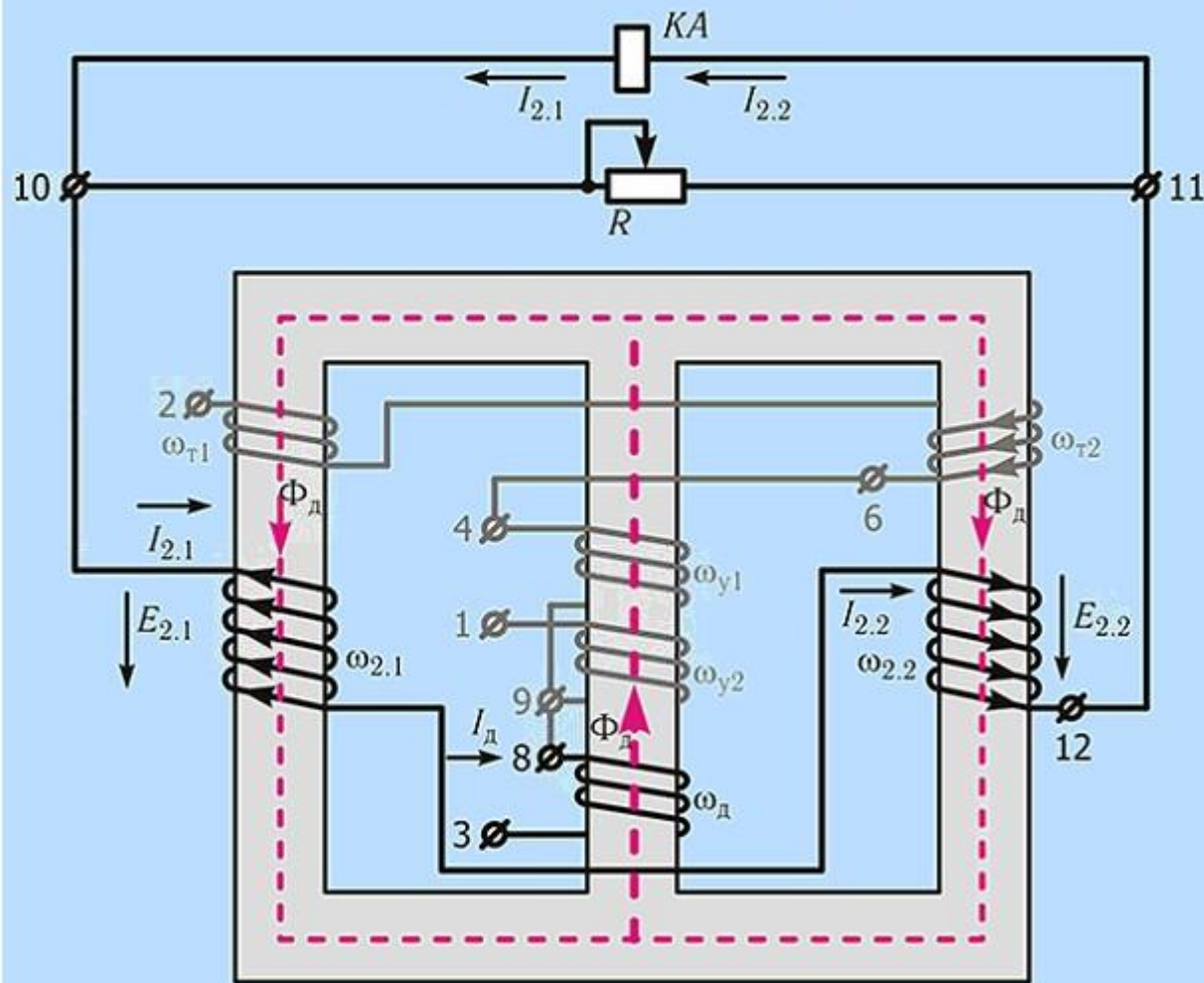
Действие магнитного потока, создаваемого секциями тормозной обмотки



Секции $\omega_{\tau 1}$, $\omega_{\tau 2}$ тормозной обмотки соединены так, что создаваемый ими магнитный поток Φ_{τ} замыкается по крайним стержням. Поток Φ_{τ} наводит в секциях $\omega_{2.1}$ и $\omega_{2.2}$ вторичной обмотки ЭДС $E_{2.1}$, $E_{2.2}$, которые, однако, взаимно уничтожаются, так как они равны по величине и противоположны по направлению. В результате этого ток тормозной обмотки не создает тока в реле и служит только для подмагничивания крайних стержней магнитопровода, насыщая их и ухудшая трансформацию тока из рабочих обмоток во вторичную.

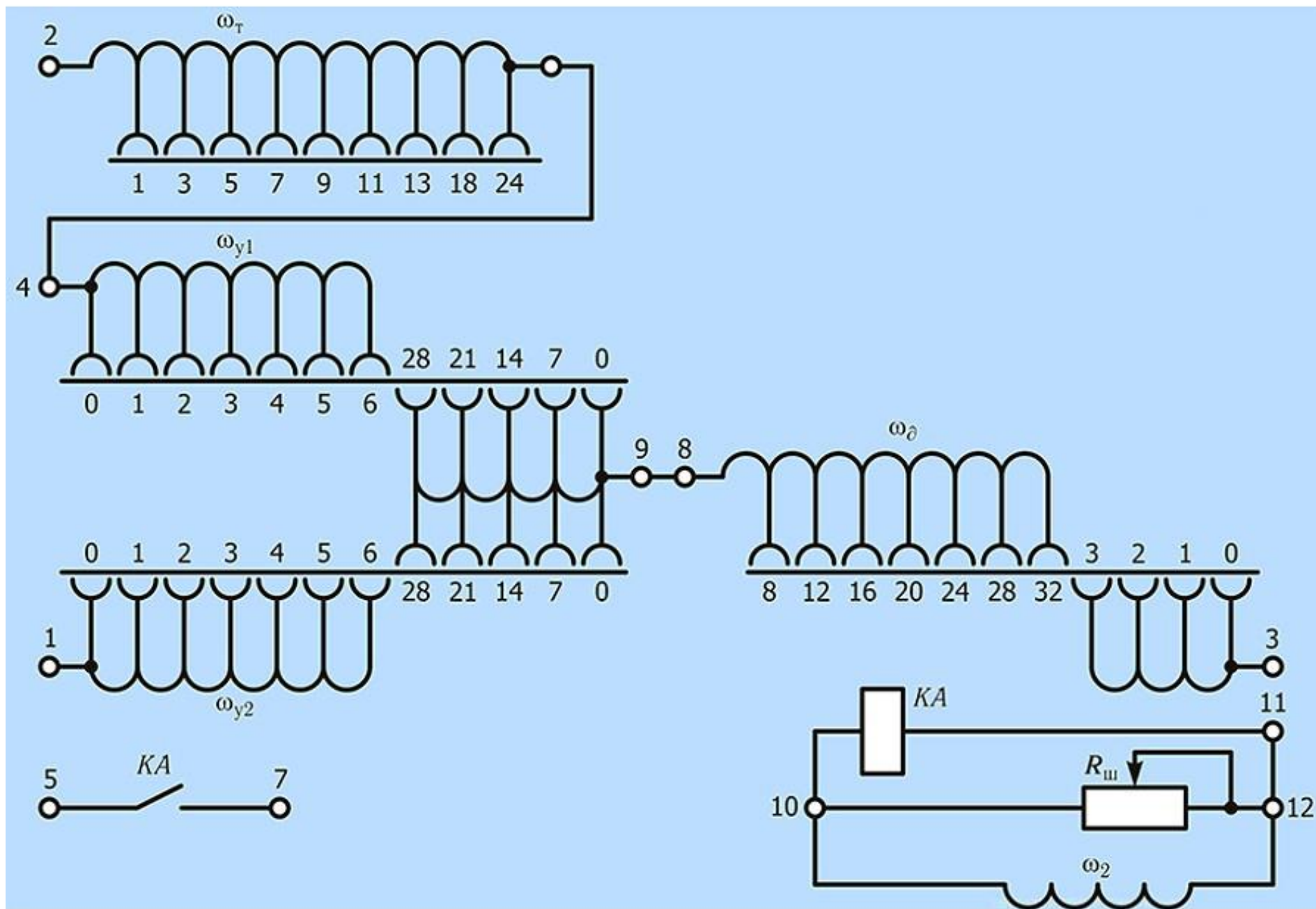
Конструкция реле ДЗТ-11

Действие магнитного потока, создаваемого рабочей обмоткой



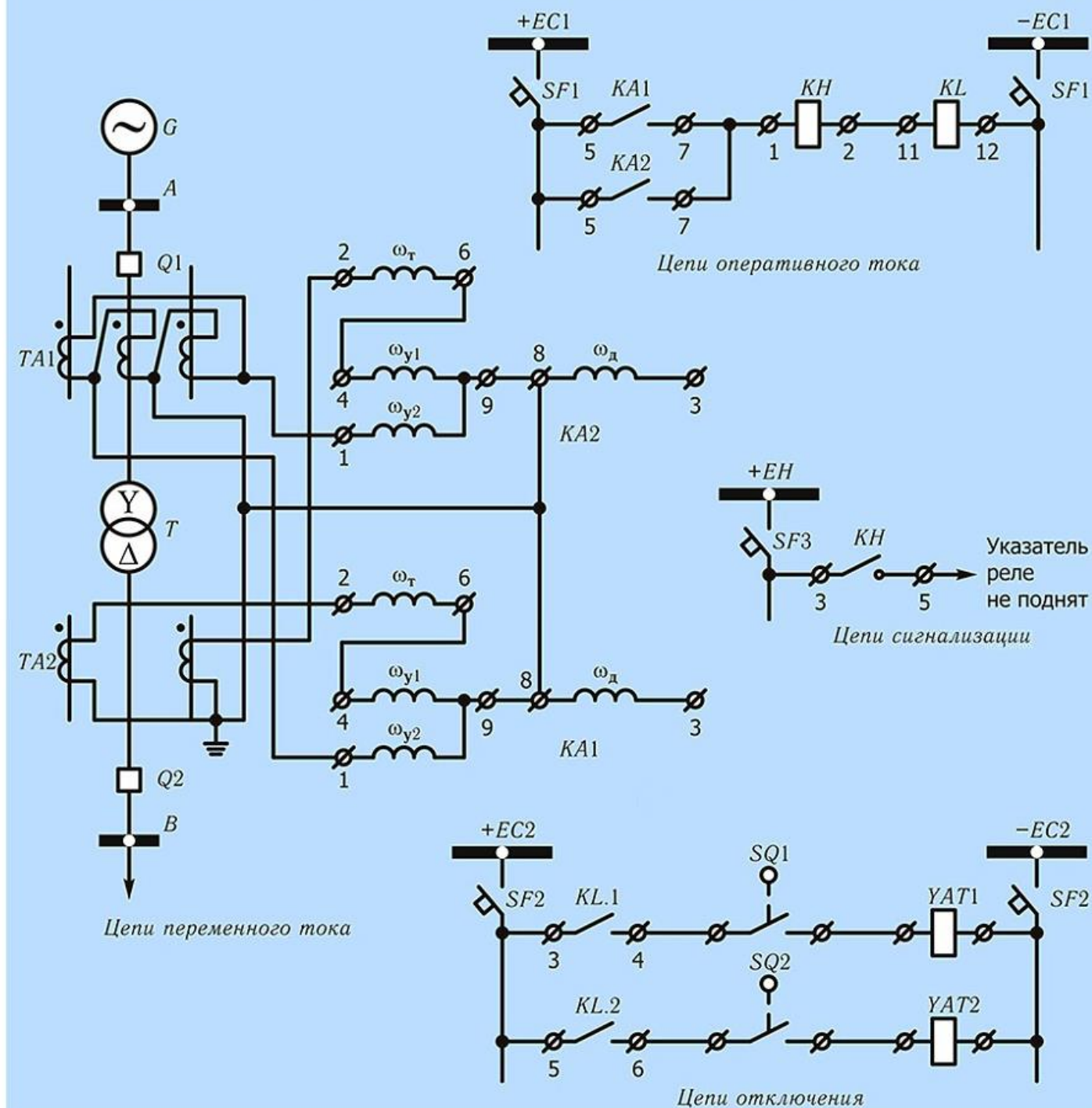
Поток Φ_d , создаваемый одной из рабочих обмоток (дифференциальной, для примера), замыкается по крайним стержням и наводит в секциях вторичной обмотки согласно направленные ЭДС, обуславливающие ток в реле.

Электрическая схема соединений реле ДЗТ-11



Дифференциальная токовая защита на реле ДЗТ-11

Дифференциальная токовая защита на реле ДЗТ-11 в двухфазном исполнении



Тормозная обмотка реле ДЗТ-11 подключается на ток трансформаторов тока $TA2$ со стороны низкого напряжения (для понижающих двухобмоточных трансформаторов).

При внешних КЗ ток, проходящий по тормозной обмотке, насыщает крайние стержни магнитопровода, в результате чего ток срабатывания реле возрастает, одновременно с этим ухудшается трансформация тока небаланса, появляющегося в рабочих обмотках трансформатора.

При КЗ в зоне защиты ток в тормозной обмотке равен нулю, следовательно, реле имеет минимальное значение тока срабатывания, ток КЗ, протекающий по ω_{y2} , создает значительную намагничивающую силу, и реле срабатывает, отключая поврежденный трансформатор.

Расчет уставок реле ДЗТ-11 (1)

Для расчета в дифференциальной защиты на реле ДЗТ-11 используются «Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 13 Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Расчеты».

1. Ток срабатывания защиты выбирается без учета составляющей тока небаланса $I_{НБ.компл}$. Для двухобмоточных трансформаторов выбор минимального тока срабатывания защиты $I_{с.з}$ производится по условию отстройки от броска намагничивающего тока при включении защищаемого трансформатора под напряжение по формуле:

$$I_{с.з} = 1,5I_{ном.т}$$

Реле ДЗТ-11 не имеет короткозамкнутых обмоток, поэтому чуть хуже отстроено от броска намагничивающего тока, что отражено в коэффициенте надежности 1,5, вместо 1,3 для реле РНТ-565.

2. По выбранному первичному току срабатывания защиты находится вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з}}{n_T} k_{сх}$$

где n_T — коэффициент трансформации трансформаторов тока на стороне ВН;
 $k_{сх}$ — коэффициент схемы трансформаторов тока на стороне ВН.

Расчет уставок реле ДЗТ-11 (2)

3. Определяется число витков дифференциальной и уравнильных обмоток ДЗТ-11.

Расчет зависит от варианта схемы включения обмоток реле ДЗТ-11, для примера возьмем схему, изображенную на рис.

3.1. Определяется число витков 2 уравнильной обмотки:

$$\omega_{y2.расч} = \frac{F_{с.р}}{I_{с.р}},$$

где $F_{с.р}$ — необходимая для срабатывания реле сила намагничивания, при отсутствии тормозного тока, для реле ДЗТ-11 $F_{с.р} = 100$ АВ.

За фактическое значение ω_{y2} принимается меньшее целое число витков.

3.2. Определяется число витков 1 уравнильной обмотки:

$$\omega_{y1.расч} = \frac{I_{1В}}{I_{2В}} \omega_{y2}$$

За фактическое значение ω_{y1} принимается ближайшее целое число витков.

4. Определяется величина тока небаланса $I_{НБ.компл}$ обусловленная неточностью подбора ω_{y1} .

$$I_{НБ.компл} = \frac{\omega_{y1.расч} - \omega_{y1}}{\omega_{y2.расч}} I_{кз.(в)макс}$$

где $I_{кз.(в)макс}$ — внешний, максимальный ток КЗ при трехфазном КЗ на шинах В.

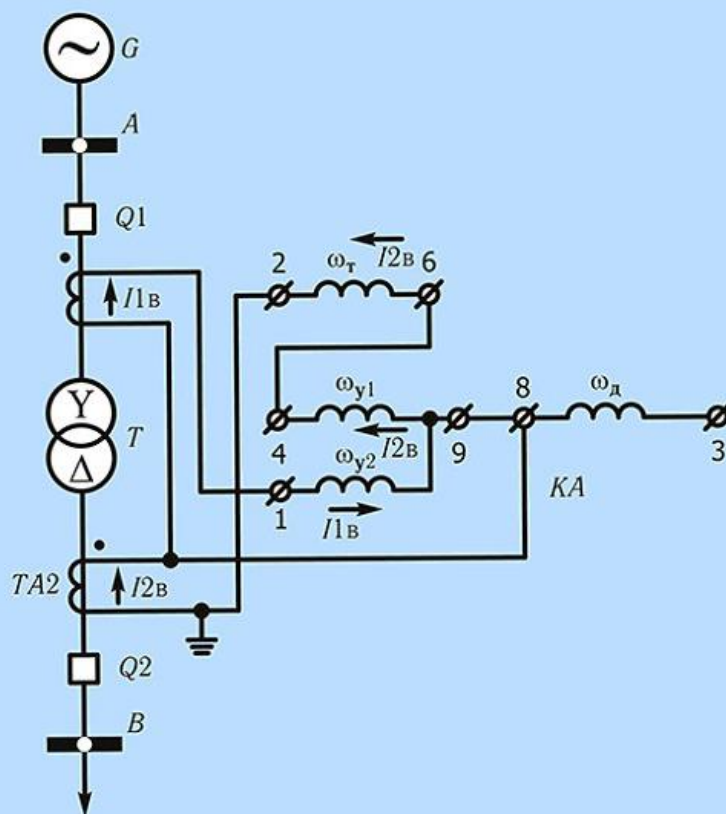
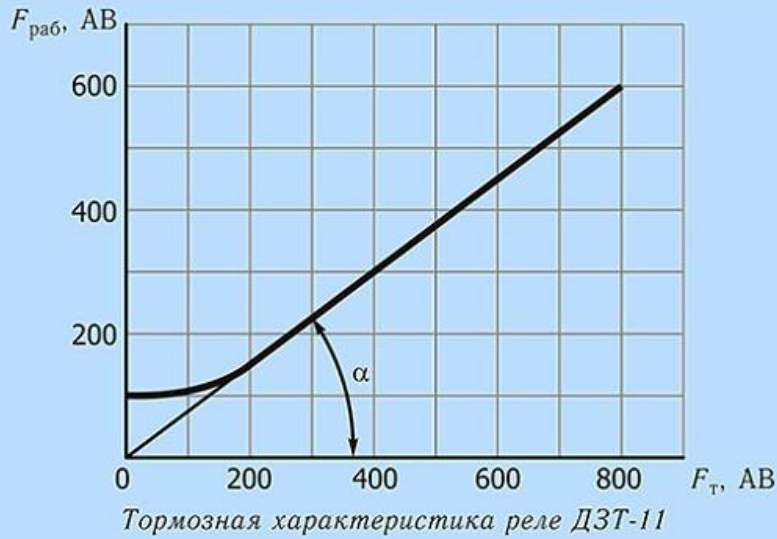


Схема подключения реле ДЗТ-11

Расчет уставок реле ДЗТ-11 (3)



5. Определяется необходимое число витков тормозной обмотки БНТ.

Для этого при внешних КЗ, отстройка от которых производится с помощью торможения, определяется первичный тормозной ток I_T и первичный ток небаланса $I_{НБ}$.

5.1. Первичный тормозной ток определяется при трехфазном металлическом КЗ в конце зоны действия защиты (расчетная точка — шины на стороне НН трансформатора):

$$I_T = I_{кз.(в)макс}$$

5.2. Ток небаланса определяется по трем составляющим:

$$I_{НБ} = I_{НБ.т.т} + I_{НБ.рег} + I_{НБ.компл}$$

5.3. Расчетное число витков тормозной обмотки НТТ реле:

$$\omega_{т.расч} = k_{отс} \frac{I_{НБ} \omega_{у1.расч}}{I_T \operatorname{tga}}$$

где $k_{отс}$ — коэффициент отстройки, учитывающий ошибку реле и необходимый запас, может быть принят равным 1,5;

tga — тангенс угла наклона касательной к оси абсцисс заводской характеристики срабатывания (см. рис.), может приниматься равным примерно 0,75.

За окончательное значение ω_t принимается ближайшее большее целое из доступного количества витков.

6. Определяется чувствительность защиты при КЗ в зоне действия, когда торможение отсутствует:

$$k_{ч} = \frac{F_{раб}}{F_{с.р}} \geq 2,$$

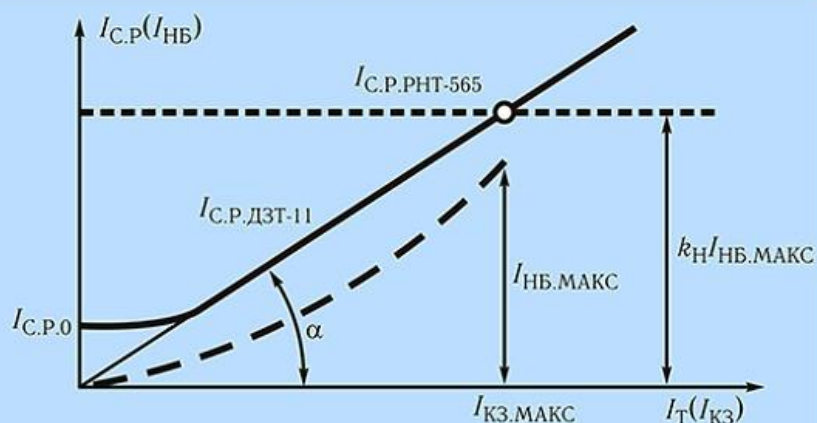
где $F_{раб}$ — намагничивающая сила, создаваемая при КЗ 2 уравнильной обмоткой:

$$F_{раб} = I_{1в(кз)} \cdot \omega_{у2},$$

где $I_{1в(кз)}$ — минимальный ток КЗ от ТА1 во 2 уравнильной обмотке при двухфазном КЗ к конце зоны действия (расчетная точка шины В).

Графическое доказательство большей чувствительности дифференциальных реле с торможением

Сравним чувствительность дифференциальных защит на реле РНТ-565 и ДЗТ-11.



Определение чувствительности дифференциальных защит

При внешнем КЗ (точка К31) обе защиты должны быть надежно отстроены от максимального тока небаланса.

При КЗ в зоне действия (точка К32) ток срабатывания защиты на реле РНТ-565 остается прежним, а ток срабатывания защиты на реле ДЗТ-11 значительно уменьшится ввиду отсутствия тока в тормозной обмотке — $I_{С.Р.0}$.

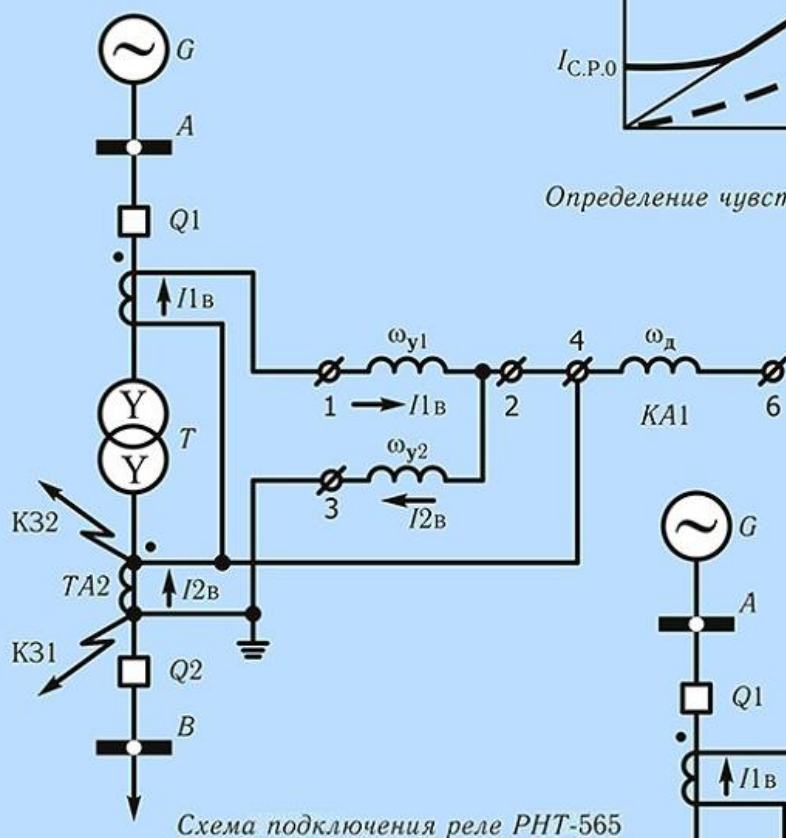


Схема подключения реле РНТ-565

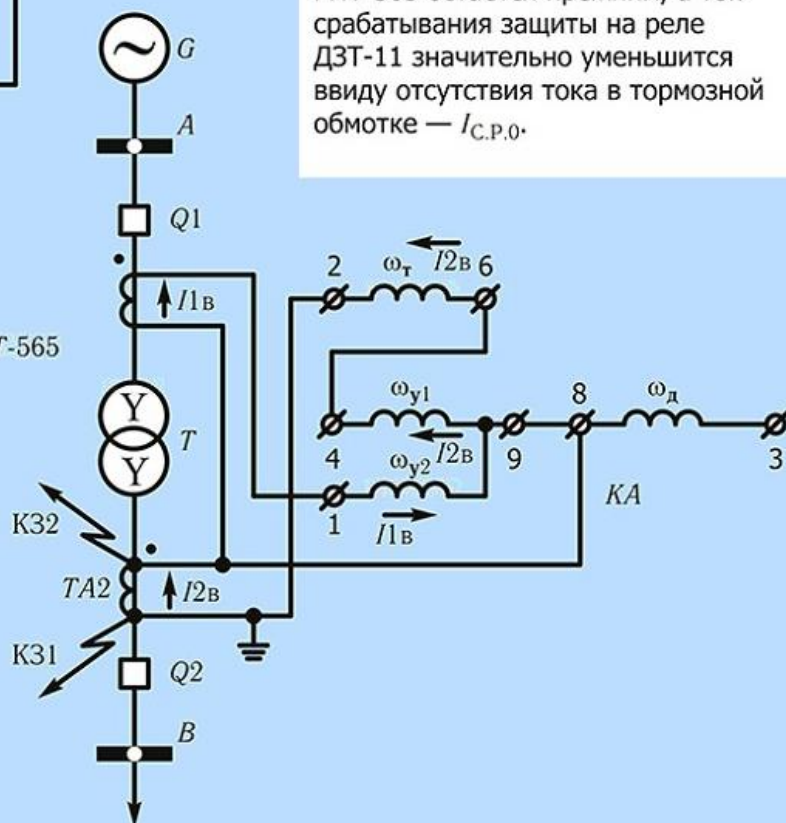
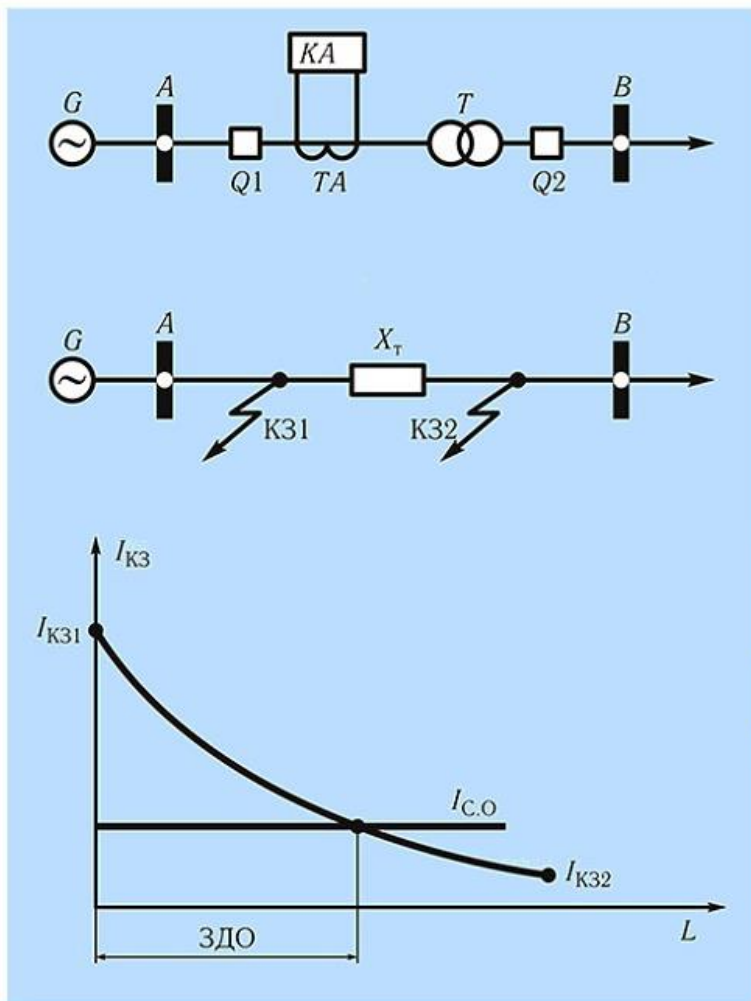


Схема подключения реле ДЗТ-11

Токовая отсечка трансформаторов



Токовая отсечка является самой простой быстродействующей защитой от повреждений в трансформаторе. Недостатком отсечки является то, что зона её действия охватывает лишь часть трансформатора.

Отсечка устанавливается с питающей стороны трансформатора и выполняется при помощи токовых реле РТ-40 или отсечки реле РТ-80, 90.

На трансформаторах, питающихся от сети с глухозаземленной нейтралью, отсечка устанавливается на трех фазах, а при питании от сети с изолированной нейтралью — на двух фазах.

Ток срабатывания отсечки отстраивается от максимального тока КЗ при повреждении за трансформатором (в точке К32) и вычисляется по формуле:

$$I_{C.3} = k_H I_{K32.МАКС.}$$

где k_H — коэффициент надежности, принимаемый равным 1,25–1,5 в зависимости от точности токовых реле (для РТ-80, 90 $k_H = 1,5$).

Кроме того, токовая отсечка должна отстраиваться от броска намагничивающего тока $I_{НАМ}$, возникающего при включении трансформатора под напряжение:

$$I_{C.3} > I_{НАМ}$$

Для выполнения этого условия ток срабатывания должен в 3–5 раз превышать номинальный ток трансформатора.

В зону действия отсечки входят ошиновка, выводы и часть обмотки трансформатора со стороны, где установлена отсечка.

Поскольку отсечка является защитой от внутренних повреждений, она должна отключать трансформатор со всех сторон, имеющих источники питания.

Достоинства отсечки:

1. Простота;
2. Быстродействие.

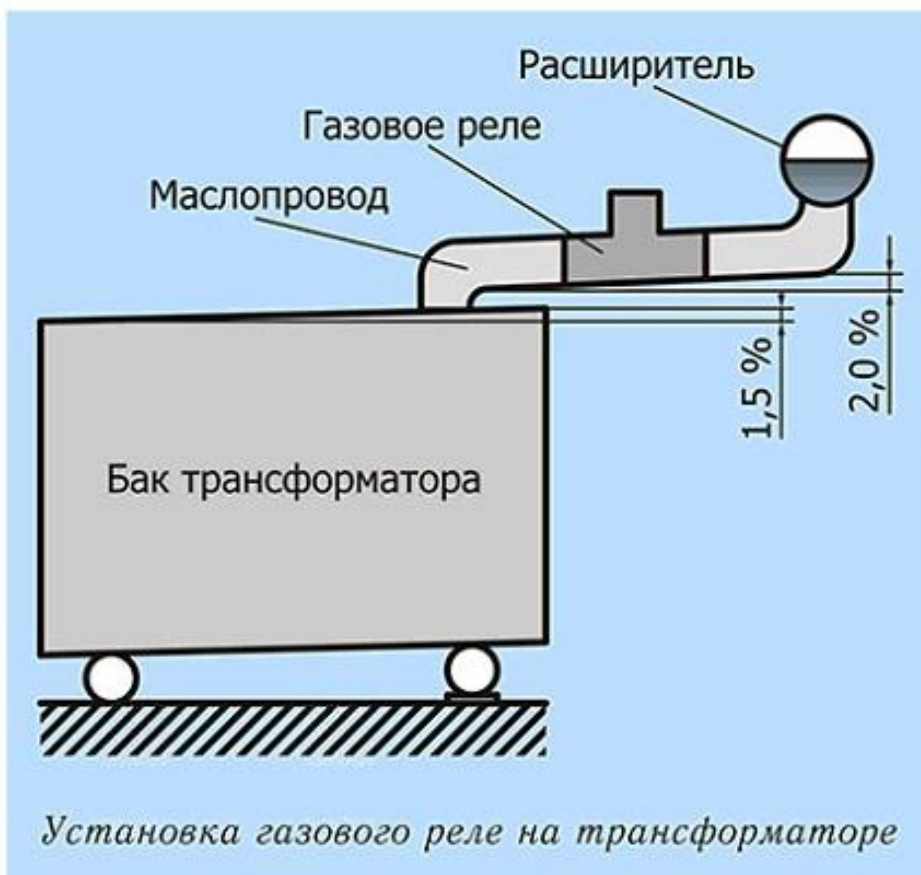
Недостатки:

1. Защищает только часть трансформатора;
2. Защищаемая зона зависит от режима работы энергосистемы.

Газовая защита трансформаторов

Принцип действия

В соответствии с ПУЭ, п. 3.2.53: газовая защита от повреждений внутри бака трансформатора и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более. Газовую защиту можно устанавливать также на трансформаторах 1–4 МВА.



Основным элементом газовой защиты является газовое реле, установленное в маслопроводе между баком трансформатора и расширителем (рис.).

Газовое реле реагирует:

1. На попадание в него газа (воздуха);
2. На скорость движения масла из бака трансформатора в расширитель.

Газовое реле обеспечивает защиту трансформатора от трех видов повреждений и ненормальных режимов:

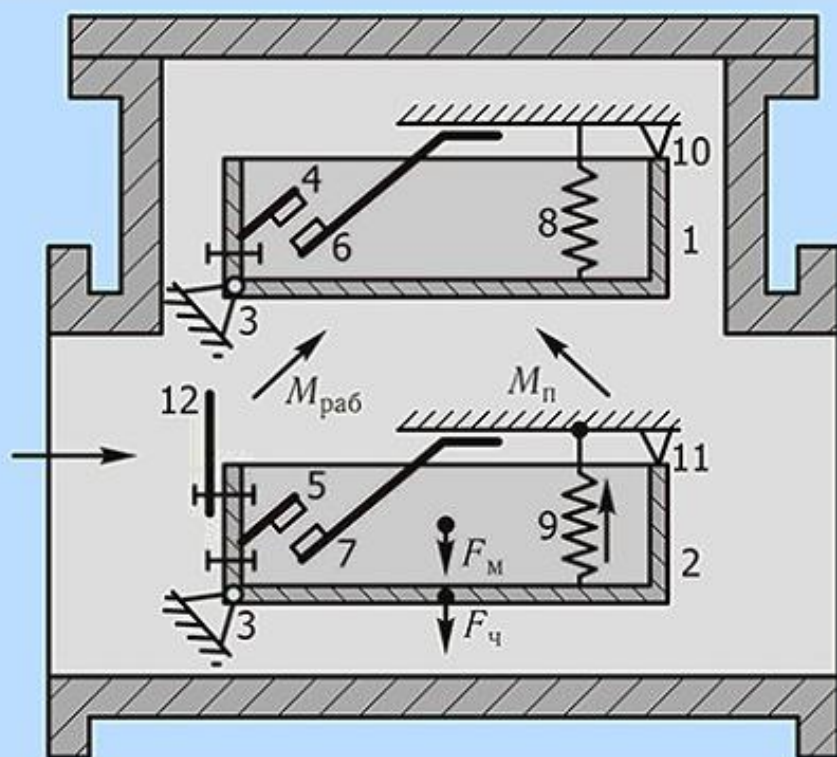
1. Витковых замыканий в обмотках трансформатора.
2. Междофазных и однофазных КЗ внутри бака трансформатора.
3. Понижения уровня масла в трансформаторе.

Газовая защита трансформаторов

Устройство газового реле

Газовые реле выпускались нескольких разных конструкций. Все конструкции газовых реле имеют одно общее свойство: в каждом газовом реле имеются верхний и нижний элементы. Верхний элемент газового реле действует на сигнал, нижний элемент — на отключение.

При витковом замыкании работает верхний элемент, по скорости движения масла (при междуфазном или однофазном КЗ внутри бака трансформатора) — нижний элемент, при снижении уровня масла — сначала верхний, потом нижний элемент.



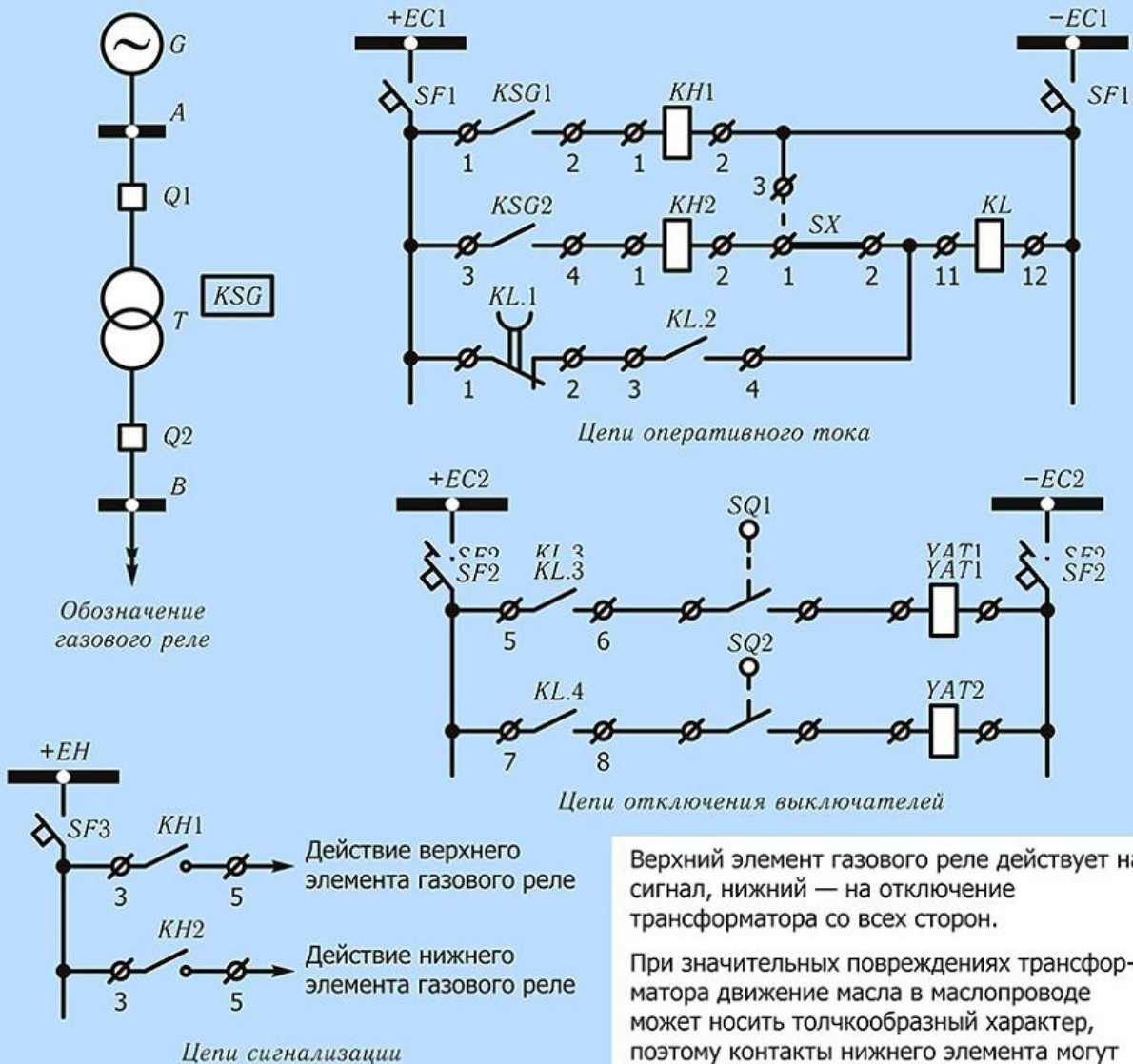
Устройство реле с чашкообразными элементами

Рассмотрим конструкцию реле с чашкообразными элементами. Сигнальный и отключающий элементы реле представляют собой открытые плоскодонные алюминиевые чаши (1) и (2) (рис.). Каждая чашка закреплена на оси (3) и может вращаться вокруг неё. С корпусом чаши связан подвижный контакт (5) на нижнем и (4) на верхнем элементе. При опускании чаши подвижный контакт замыкается с неподвижным (7) или (6). Движению чашек на замыкание контактов противодействуют пружины (8) и (9), тянущие чаши вверх. Для ограничения движения чашек под действием пружины предусмотрены упоры (10) и (11). На нижней чашке (2) имеется лопасть (12), вращающаяся на оси.

Современные конструкции газовых реле типов РГТ-50, РГТ-80 отличаются от рассмотренной конструкции тем, что вместо чашек используются герметичные пластмассовые поплавки, а вместо открытых контактов применяются герконы.

Электрическая схема подключения контактов газового реле

Принципиальная схема оперативных цепей газовой защиты



Чтобы обеспечить продолжительность импульса, достаточную на отключение выключателя, применяется самоудержание выходного промежуточного реле *KL* на время, достаточное для отключения выключателя.

Наладка *SX* позволяет вывести нижний элемент с действия на отключение на действие только на сигнал:

- на время проверки газовой защиты;
- при неисправности газовой защиты;
- при работах в масляной системе трансформатора;
- при доливке масла.

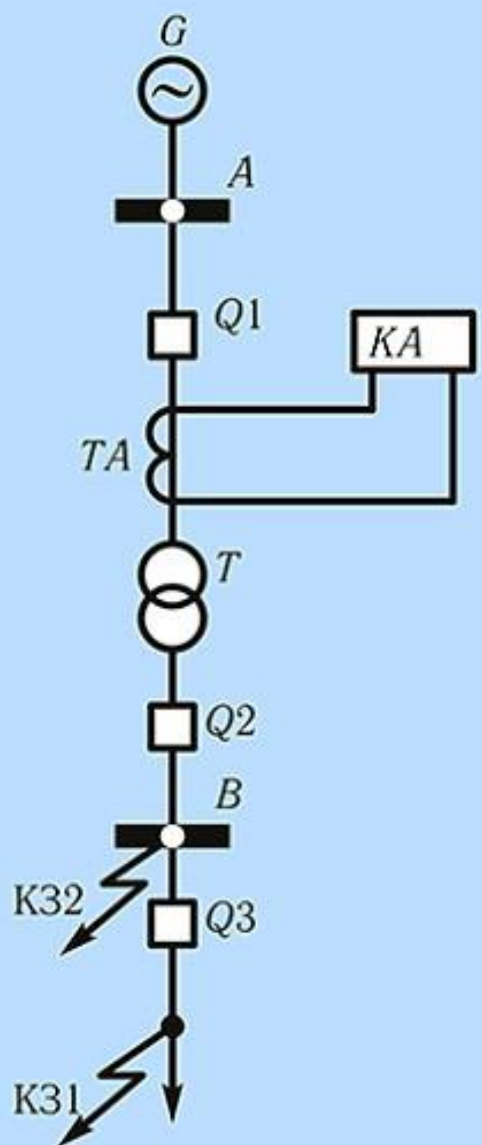
Достоинства газовой защиты:

- простота;
- реагирует на все виды КЗ внутри бака трансформатора, в том числе и на витковые замыкания;
- быстродействие.

Недостатки:

- не реагирует на КЗ на выводах трансформатора и на ошиновке;
- иногда необходим перевод отключающего элемента на сигнал.

МТЗ двухобмоточного трансформатора



*Размещение МТЗ
двухобмоточного
трансформатора*

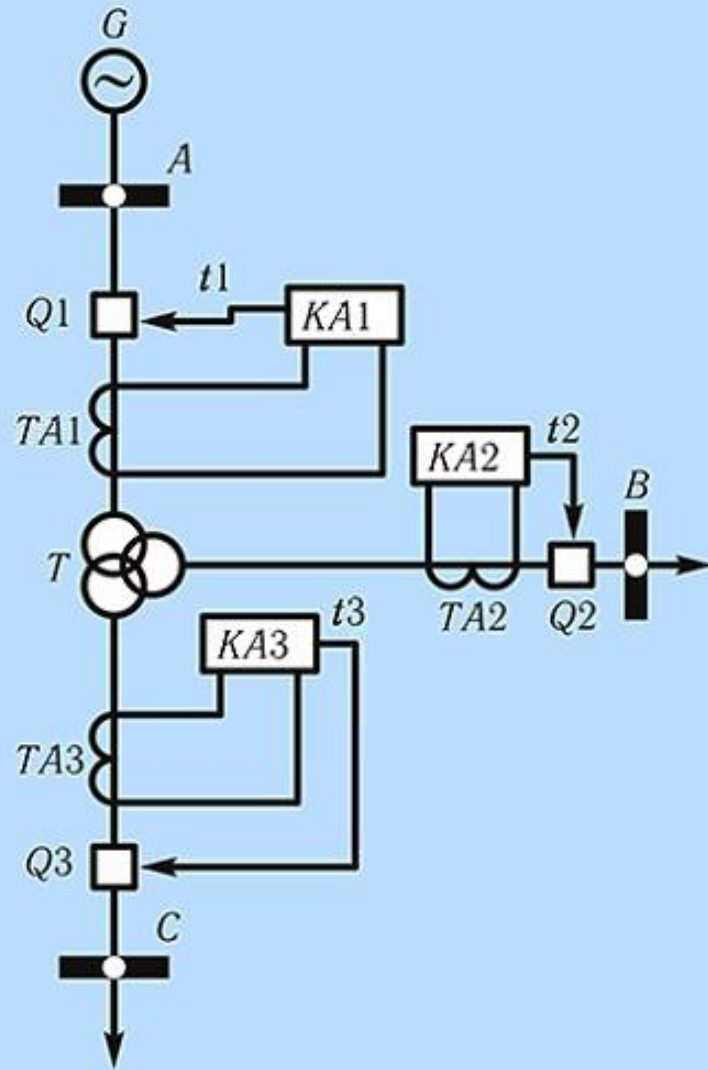
МТЗ трансформатора используется для защиты трансформатора от КЗ внутрибаковых, на выводах трансформатора и внешних.

На трансформаторах малой мощности МТЗ является основной и часто единственной защитой трансформатора. На трансформаторах большей мощности резервирует основные быстродействующие защиты трансформатора и защищает трансформатор от внешних КЗ.

Защита двухобмоточных трансформаторов с односторонним питанием устанавливается со стороны питания. Для расширения зоны действия МТЗ рекомендуется использовать трансформаторы тока, встроенные в выключатель. По соображениям надежности, при срабатывании МТЗ целесообразно воздействовать на отключение обоих выключателей: Q1 и Q2.

Схема соединений МТЗ в сети с глухозаземленной нейтралью выполняется по схеме полная звезда, а в сети с изолированной нейтралью по схеме неполной звезды с двумя или тремя реле.

МТЗ трехобмоточных понизительных трансформаторов (или с расщепленной обмоткой *НН*)



Размещение МТЗ
трехобмоточного трансформатора

При внешних КЗ защита трехобмоточных трансформаторов должна обеспечивать селективное отключение только той обмотки трансформатора, которая непосредственно питает место повреждения. Так, например, при КЗ на шинах *C* должен быть отключен выключатель *Q3*, а обмотки *ВН* и *СН* должны остаться в работе.

На трехобмоточных трансформаторах с односторонним питанием на обмотках *СН* и *НН* устанавливаются самостоятельные комплекты МТЗ, действующие на соответствующие выключатели. На обмотке *ВН*, питающей трансформатор, устанавливается третий комплект защиты, предназначенный для отключения трансформатора при КЗ в нем и резервирования защит и выключателей обмоток *СН* и *НН*. Выдержка времени *t1* должна быть больше *t2* и *t3*.

МТЗ трехобмоточных трансформаторов с двухсторонним питанием (1)

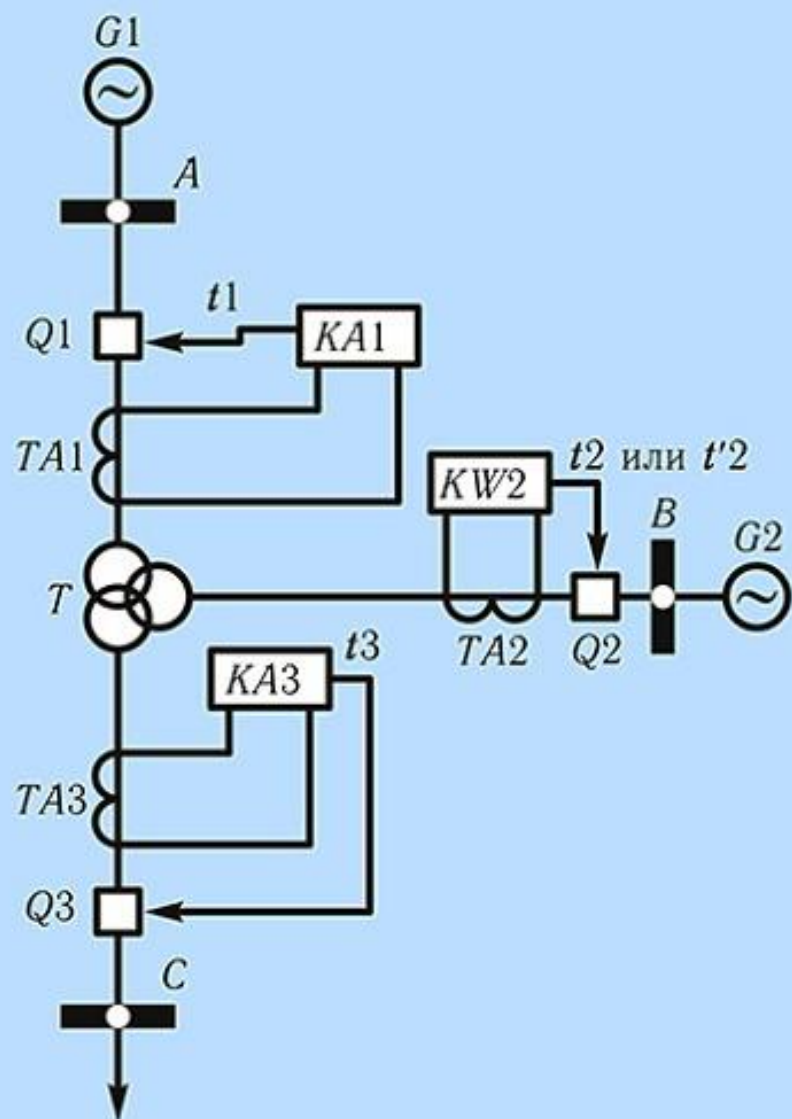


Рис. 1 МТЗ трехобмоточного трансформатора с двухсторонним питанием

На трехобмоточных трансформаторах, имеющих двустороннее или трехстороннее питание, обычная МТЗ не может обеспечить селективности. Так, например, если со стороны обмоток *ВН* и *СН* (рис. 1) подключены источники питания, то при КЗ на шинах *СН* время действия t_2 должно быть меньше t_1 , а при КЗ на шинах *ВН* время действия t_2 должно быть больше t_1 .

Для получения селективности, защиту *СН* необходимо выполнить направленной, так чтобы она действовала при КЗ на стороне *СН* с выдержкой времени t_2 меньшей t_1 , а при КЗ на стороне *ВН* с выдержкой времени t'_2 большей t_1 . Для чего в схеме защиты (рис. 2) используется двунаправленное реле направления мощности РБМ-271.

При положительной мощности КЗ (от шин в трансформатор), т. е. на стороне *ВН*, замыкаются первые контакты реле направления мощности, запуская реле времени KT_1 с выдержкой времени t'_2 . При отрицательной мощности КЗ (от трансформатора к шинам), т. е. на стороне *СН*, замыкаются вторые контакты реле направления мощности, запуская реле времени KT_2 с выдержкой времени t_2 .

МТЗ трехфазных трансформаторов с двухсторонним питанием (2)

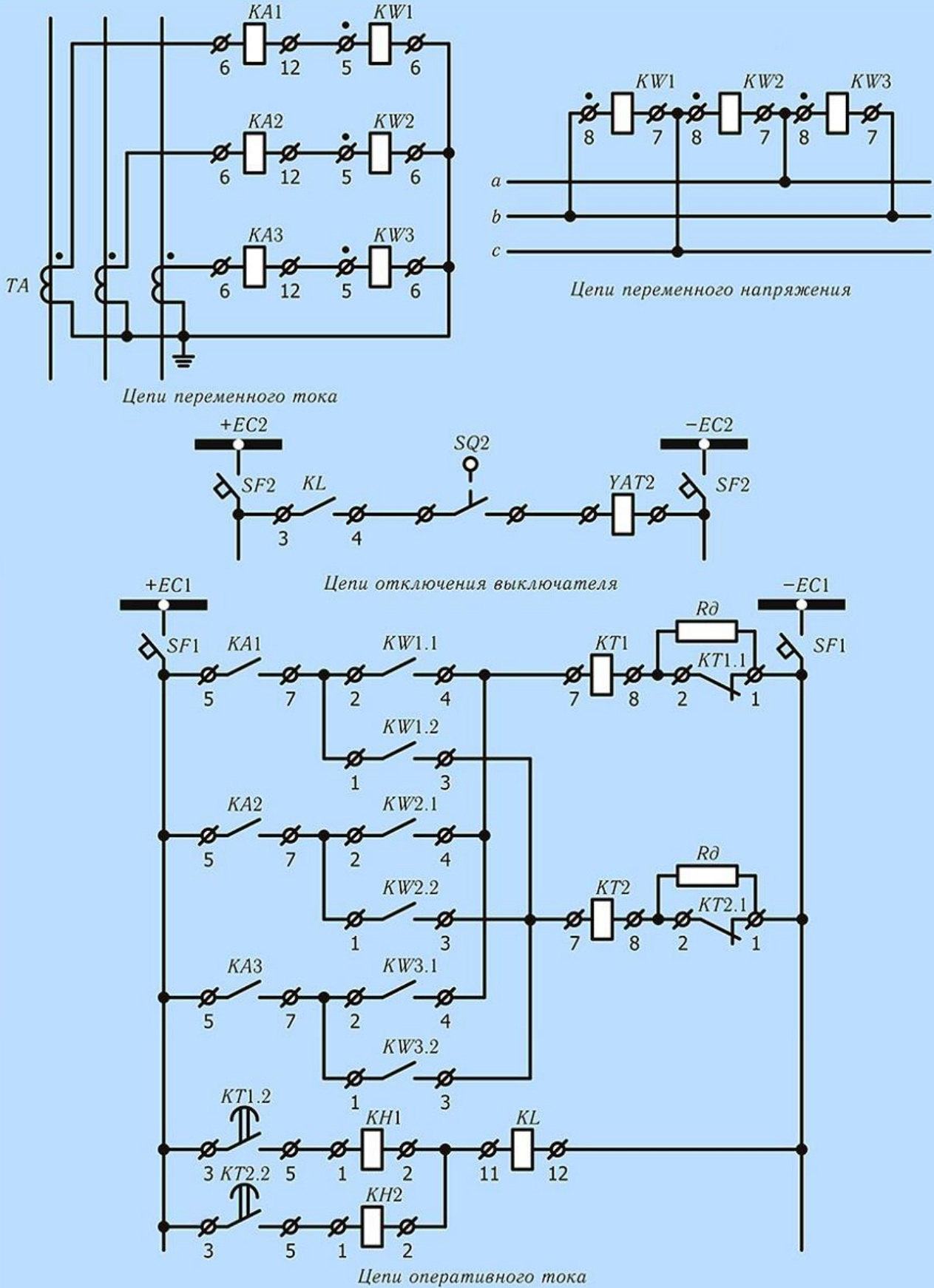
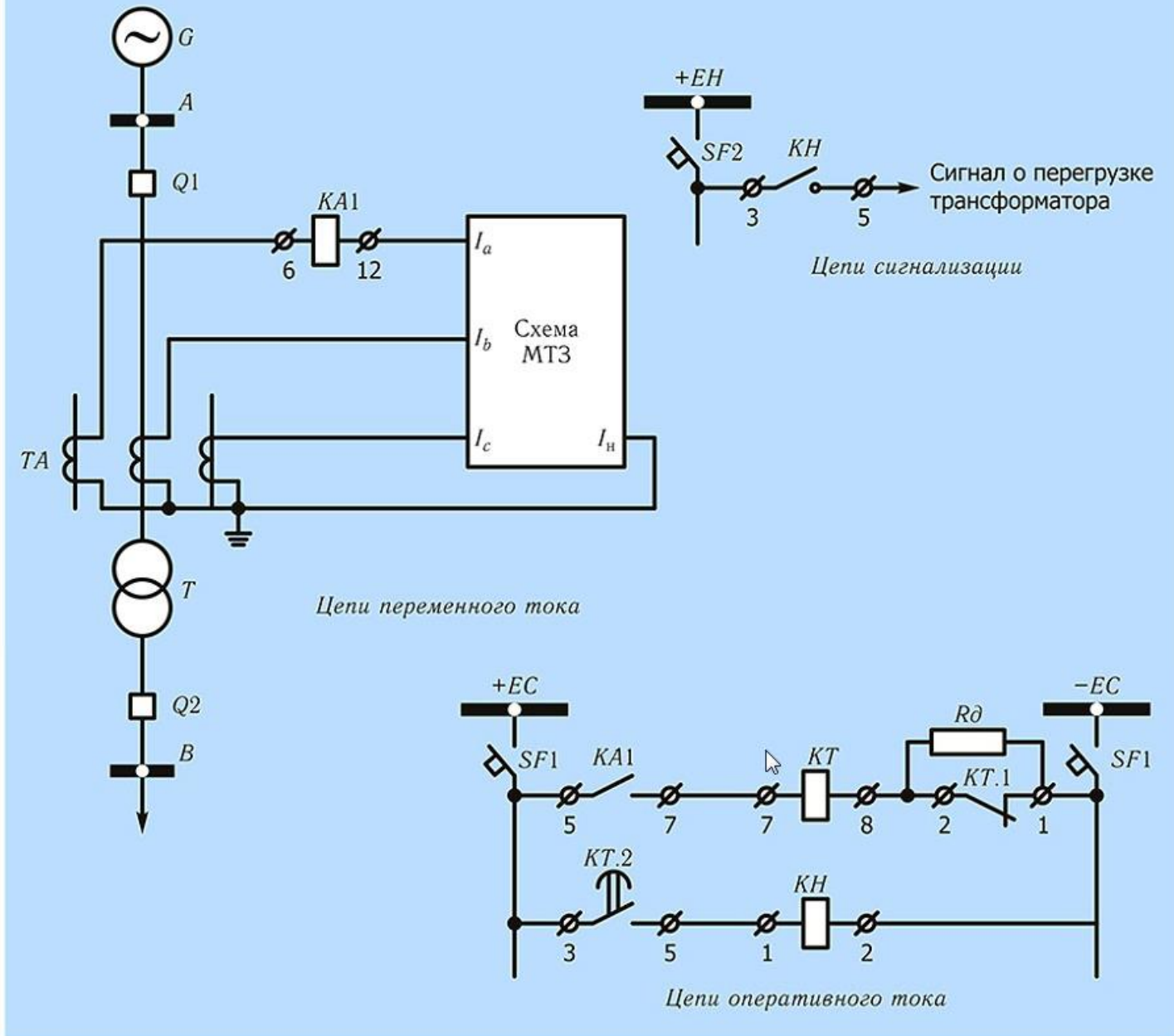


Рис. 2 Принципиальная схема направленной МТЗ стороны СН трансформатора с двухсторонним питанием

Защита трансформатора от перегрузки (1)

Принципиальная схема защиты от перегрузки трансформатора



Защита трансформатора от перегрузки (2)

На трансформаторах, находящихся под наблюдением персонала, защита от перегрузки выполняется действующей на сигнал посредством токового реле. Реле устанавливается в одной фазе, поскольку перегрузка трансформатора возникает одновременно во всех трех фазах. Чтобы избежать излишних сигналов при коротких замыканиях и кратковременных перегрузках, предусматривается реле времени, обмотки которого должны быть рассчитаны на длительное прохождение тока.

Ток срабатывания выбирается из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора:

$$I_{с.з.} = \frac{k_H}{k_{воз}} I_{ном.т.}, \text{ где } k_H = 1,05$$

Время действия защиты от перегрузки выбирается на ступень больше времени МТЗ трансформатора:

$$t_{пер} = t_{МТЗ} + \Delta t$$

На подстанциях без дежурного персонала защита от перегрузок выполняется трехступенчатой.

Первая ступень работает при малых перегрузках и действует на сигнал, передаваемый с помощью телемеханики на дежурный пункт. Выдержка времени первой ступени: $t_{пер.1} = t_{МТЗ} + \Delta t$

Вторая ступень действует при больших перегрузках, когда требуется быстрая разгрузка. Эта ступень действует на отключение части потребителей, разгружая трансформатор до допустимого значения. Выдержка времени второй ступени: $t_{пер.2} \leq t_{доп.}$, где $t_{доп.}$ — допустимое время перегрузки, определяемое перегрузочной характеристикой трансформатора. Вторую ступень желательно выполнять с зависимой от тока характеристикой выдержки времени, соответствующей перегрузочной характеристике трансформатора.

Третья ступень — резервная, действующая на отключение трансформатора, если по каким-либо причинам вторая ступень не осуществит разгрузки. Выдержка времени третьей ступени:

$$t_{пер.3} = (t_{пер.2} + \Delta t) \leq t_{доп.}$$

На трехобмоточных трансформаторах защита от перегрузки должна:

- реагировать на перегрузку любой из трех обмоток;
- обеспечивать защиту в режиме, когда одна из обмоток отключена.

Руководствуясь этими требованиями, на трехобмоточных трансформаторах с односторонним питанием и одинаковой мощностью обмоток устанавливают одну защиту от перегрузки, со стороны питающей обмотки. При неравной мощности обмоток или двустороннем и трехстороннем питании защита от перегрузки устанавливается на всех обмотках.

Повреждения электродвигателей 6–10 кВ

В процессе эксплуатации электродвигателей в них возможны повреждения различных видов.

Повреждаемость электродвигателей вызывается:

- старением изоляции обмоток;
- дефектами заводского изготовления;
- попаданием влаги и масла;
- коммутационными перенапряжениями;
- некачественным ремонтом;
- неправильным обслуживанием.

Виды повреждений:

- **Междуфазные КЗ в обмотках статора** — основной вид повреждений. Сопровождаются большими токами, значительно превосходящими номинальный ток электродвигателя.
- **Витковые замыкания** — замыкания между витками одной обмотки (фазы) электродвигателя. Сопровождаются протеканием большого тока в месте повреждения, который, в зависимости от числа замкнувшихся витков, может достигать значения тока при междуфазных КЗ.
- **Замыкание одной фазы обмотки статора на землю** является распространенным видом повреждений электродвигателей 6–10 кВ. Так как сети 6–10 кВ работают с изолированной нейтралью, замыкание одной фазы в такой сети не является КЗ. Для электродвигателей однофазные замыкания на землю в обмотке представляют значительную опасность, так как они вызывают выплавление стали электродвигателя.

Ненормальные режимы работы электродвигателей 6–10 кВ

Основным видом ненормального режима работы для электродвигателей является **перегрузка** их токами, превышающими номинальные токи двигателей. Перегрузки бывают устойчивыми и кратковременными. Для электродвигателей опасны только устойчивые перегрузки.

Перегрузка электродвигателей возникает в следующих случаях:

- при затянувшемся пуске или самозапуске;
- по техническим причинам и при перегрузке механизмов;
- в результате обрыва одной фазы (увеличение тока статора при этом может составлять $(1,6...2,5) I_{ном.д}$);
- при повреждении механической части электродвигателя или механизма, вызывающем увеличение момента сопротивления механизма, приводимого в движение электродвигателем, и торможение электродвигателя.

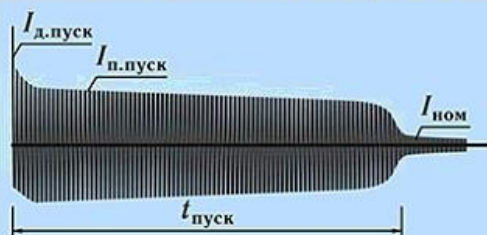


Рис. 1 Осциллограмма пускового тока асинхронного электродвигателя

Периодическая составляющая пускового тока электродвигателя $I_{п.пуск}$ может превосходить его номинальный ток в 4–8 раз. Максимальный пик тока с учетом аperiodической составляющей достигает:

$$I_{д.пуск} = (1,6...1,8) I_{п.пуск}$$

Длительность пуска электродвигателей $t_{пуск}$, как правило не превосходит 10–15 с.

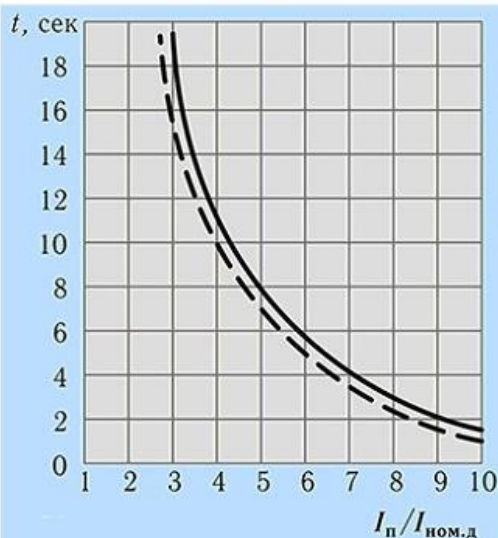


Рис. 2 Характеристика зависимости допустимой длительности перегрузки от кратности тока перегрузки

Перегрузочная способность электродвигателя определяется характеристикой зависимости между величиной тока перегрузки и допустимым временем его прохождения:

$$t = T \frac{a - 1}{k - 1},$$

где t — допустимая длительность перегрузки, с;
 T — постоянная времени нагрева, с;
 a — коэффициент, зависящий от типа изоляции двигателя, а также периодичности и характера токов перегрузки, в среднем для асинхронных электродвигателей, $a = 1,3$;
 k — кратность тока перегрузки, т.е. отношение тока перегрузки $I_{п}$ к номинальному току электродвигателя:

$$k = \frac{I_{п}}{I_{ном.д}}$$

Вид перегрузочной характеристики электродвигателя, для постоянной времени нагрева $T = 300$ с (рис. 2).

Виды защит электродвигателей 6–10 кВ по ПУЭ (1)

В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) (п. 5.3.43), на электродвигателях должна предусматриваться защита от многофазных замыканий и в случаях, оговоренных ниже, защита от однофазных замыканий на землю, защита от токов перегрузки, защита минимального напряжения.

Защита электродвигателей от многофазных замыканий

1. На электродвигателях мощностью менее 2 МВт в качестве защиты от многофазных КЗ устанавливается токовая однорелейная отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов, с реле, включенным на разность токов двух фаз.
2. На электродвигателях мощностью 2 и более МВт, имеющих действующую на отключение защиту от однофазных замыканий на землю, в качестве защиты от многофазных КЗ устанавливается токовая двухрелейная отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов. Также токовая двухрелейная отсечка устанавливается на двигателях меньшей мощности, если однорелейная отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности.
При отсутствии на двигателе защиты от однофазных замыканий на землю токовая отсечка должна выполняться трехрелейной, с тремя трансформаторами тока.
3. На электродвигателях мощностью 5 МВт и более, а также менее 5 МВт, если отсечки по пункту 1 и 2 не обеспечивают выполнения требований чувствительности, в качестве защиты от многофазных КЗ устанавливается продольная дифференциальная защита электродвигателей.
При наличии на них защиты от замыканий на землю дифференциальная защита электродвигателей должна иметь двухфазное исполнение, а при отсутствии этой защиты — трехфазное, с тремя трансформаторами тока.

Виды защит электродвигателей 6–10 кВ по ПУЭ (2)

Защита электродвигателей от однофазных замыканий на землю

1. На электродвигателях мощностью до 2 МВт при токах замыкания на землю 10 А и более должна предусматриваться защита от однофазных замыканий на землю.
2. На электродвигателях мощностью более 2 МВт при токах замыкания на землю 5 А и более должна предусматриваться защита от однофазных замыканий на землю.
3. Защиту следует выполнять без выдержки времени, с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности. Защита должна действовать на отключение электродвигателя.

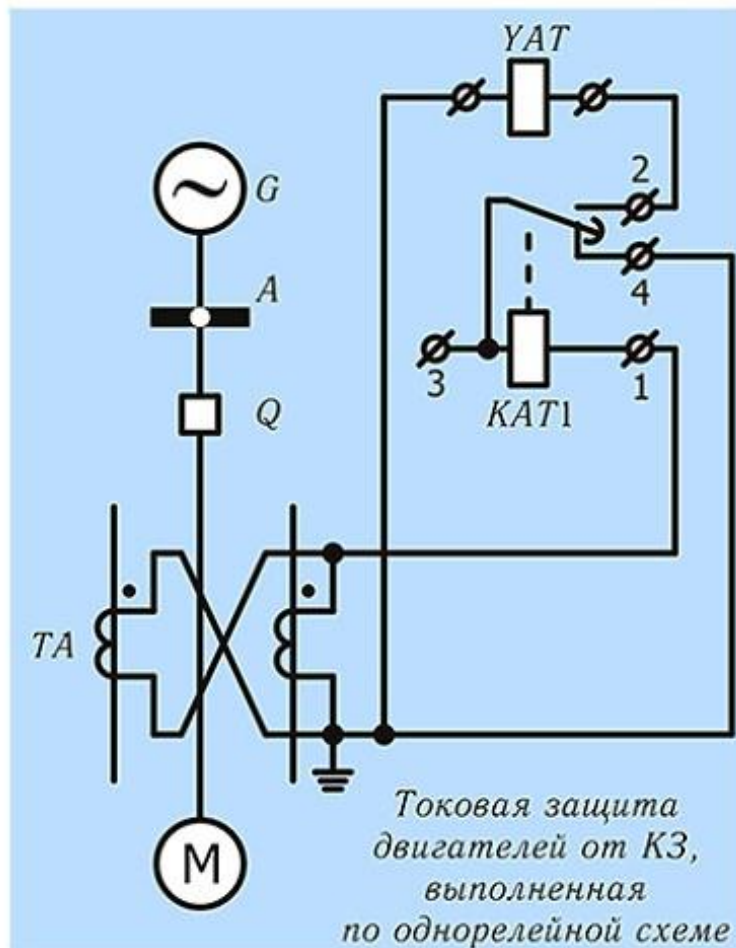
Защита от перегрузки

1. Защита от перегрузки должна предусматриваться на электродвигателях, подверженных перегрузке по технологическим причинам, и на электродвигателях с особо тяжелыми условиями пуска и самозапуска (длительность прямого пуска непосредственно от сети — 20 с и более), перегрузка которых возможна при чрезмерном увеличении длительности пускового периода вследствие понижения напряжения в сети.
2. Защиту от перегрузки следует предусматривать в одной фазе, с зависимой или независимой от тока выдержкой времени, отстроенной от длительности пуска электродвигателя в нормальных условиях.
3. На электродвигателях, подверженных перегрузке по технологическим причинам, защита, как правило, должна выполняться с действием на сигнал и автоматическую разгрузку механизма.
4. Действие защиты на отключение электродвигателя допускается:
 - на электродвигателях механизмов, для которых отсутствует возможность своевременной разгрузки без останова, или на электродвигателях, работающих без постоянного дежурства персонала;
 - на электродвигателях механизмов с тяжелыми условиями запуска или самозапуска.

Защита от минимального напряжения

Для облегчения условий восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска электродвигателей ответственных механизмов следует предусматривать отключение защитой минимального напряжения электродвигателей неответственных механизмов.

Токовая отсечка электродвигателей 6–10 кВ (1)



Защита от КЗ между фазами является основной защитой электродвигателей, и установка её обязательна во всех случаях.

В качестве защиты электродвигателей от КЗ применяется максимальная токовая защита мгновенного действия — токовая отсечка, отстроенная от пусковых токов и токов самозапуска электродвигателей.

Для защиты электродвигателей целесообразно применение переменного оперативного тока. Защита от КЗ выполняется, как правило, двухфазной, так как токи замыкания на землю в сетях, от которых питаются двигатели, обычно невелики. При этом трансформаторы тока целесообразно ставить около выключателя со стороны двигателя. Во всех случаях, когда это возможно по чувствительности, преимущество отдается однорелейной схеме защиты (трансформаторы тока включаются на разность токов двух фаз).

Защита по схеме, выполненная при помощи реле типа РТ-86, применяется для электродвигателей, подверженных перегрузке. При этом отсечка используется в качестве защиты от КЗ, а индукционный элемент — для защиты от перегрузки.

Реле РТ-86 имеет два независимых контакта: один — у индукционного элемента (сигнальный), другой — у отсечки, действующий на отключение. Контакт у отсечки достаточно мощен и может действовать на отключение выключателя непосредственно.

В случаях, когда однорелейная схема защиты электродвигателей не обеспечивает требуемой чувствительности при двухфазных КЗ (что может иметь место на крупных электродвигателях с большими пусковыми токами), применяется двухрелейная схема защиты.

Токовая отсечка электродвигателей 6–10 кВ (2)

Ток срабатывания токовой отсечки

Ток срабатывания отстраивается от бросков тока, посылаемых электродвигателем в первый момент КЗ в сети, питающей двигатель, и от пускового тока электродвигателя при полном напряжении питающей сети. Определяющим, как правило, является второе условие.

Для защиты, выполненной на реле типа РТ-80, ток срабатывания отстраивается от максимального значения пускового тока $I_{д.пуск}$.

Первичный ток срабатывания принимается равным:

$$I_{с.з.} = k_H k_A I_{д.пуск},$$

где k_H — коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

k_A — коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую пускового тока, принимается равным 1,8.

Вторичный ток срабатывания защиты находится по формуле:

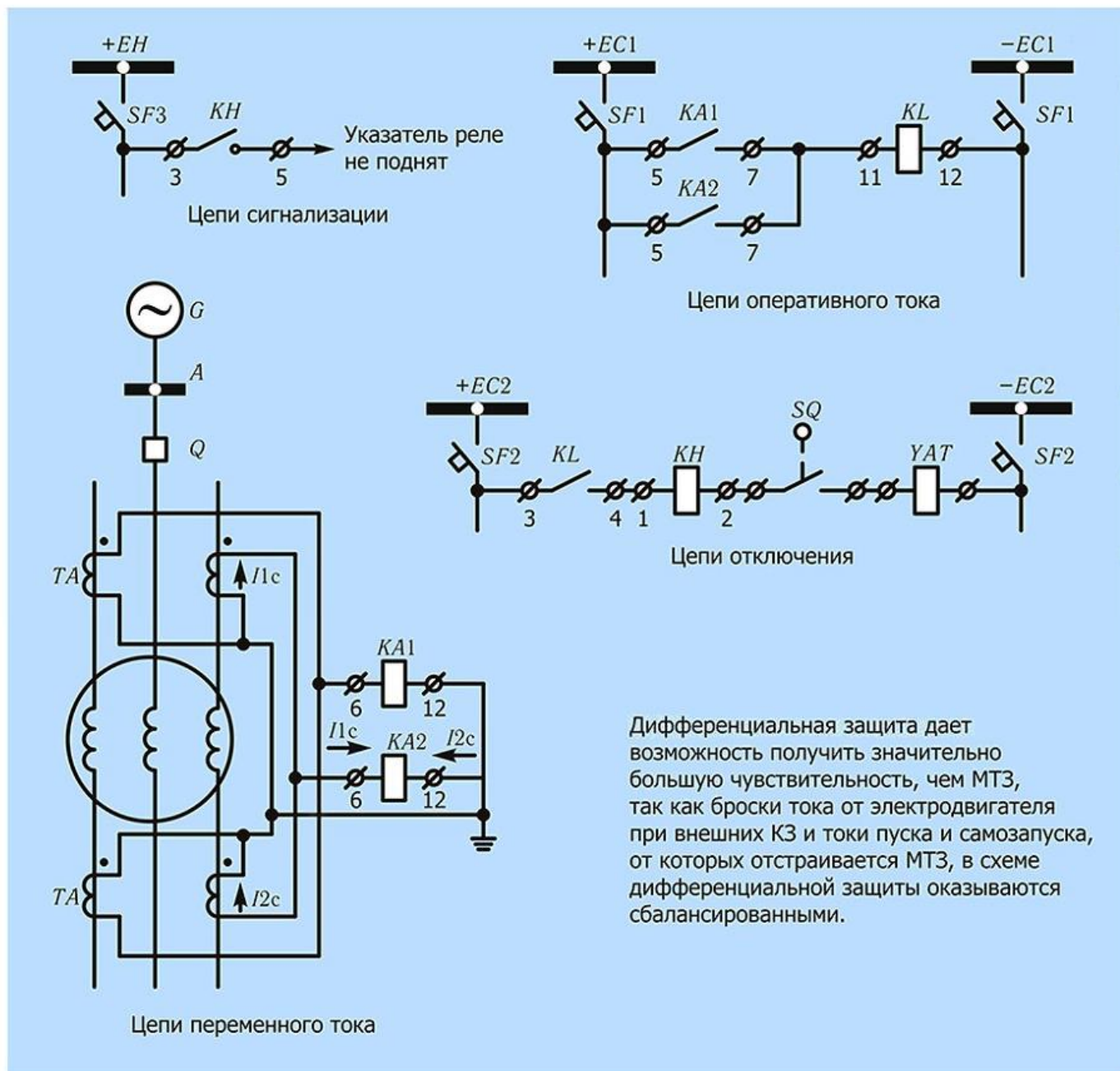
$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх}}{n_T} I_{с.з.},$$

где $k_{сх}$ — коэффициент схемы, учитывающий схему соединения трансформаторов тока, используемых для защиты; при соединении трансформаторов тока на разность токов двух фаз $k_{сх} = \sqrt{3}$.

Чувствительность защиты от междуфазных КЗ электродвигателя оценивается коэффициентом чувствительности, представляющим собой отношение тока металлического двухфазного КЗ на выводах двигателя при минимальном режиме работы питающей сети к первичному току срабатывания защиты двигателя:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз.мин}^{(3)}}{I_{с.з.}}$$

Дифференциальная защита электродвигателей 6–10 кВ



Ток срабатывания

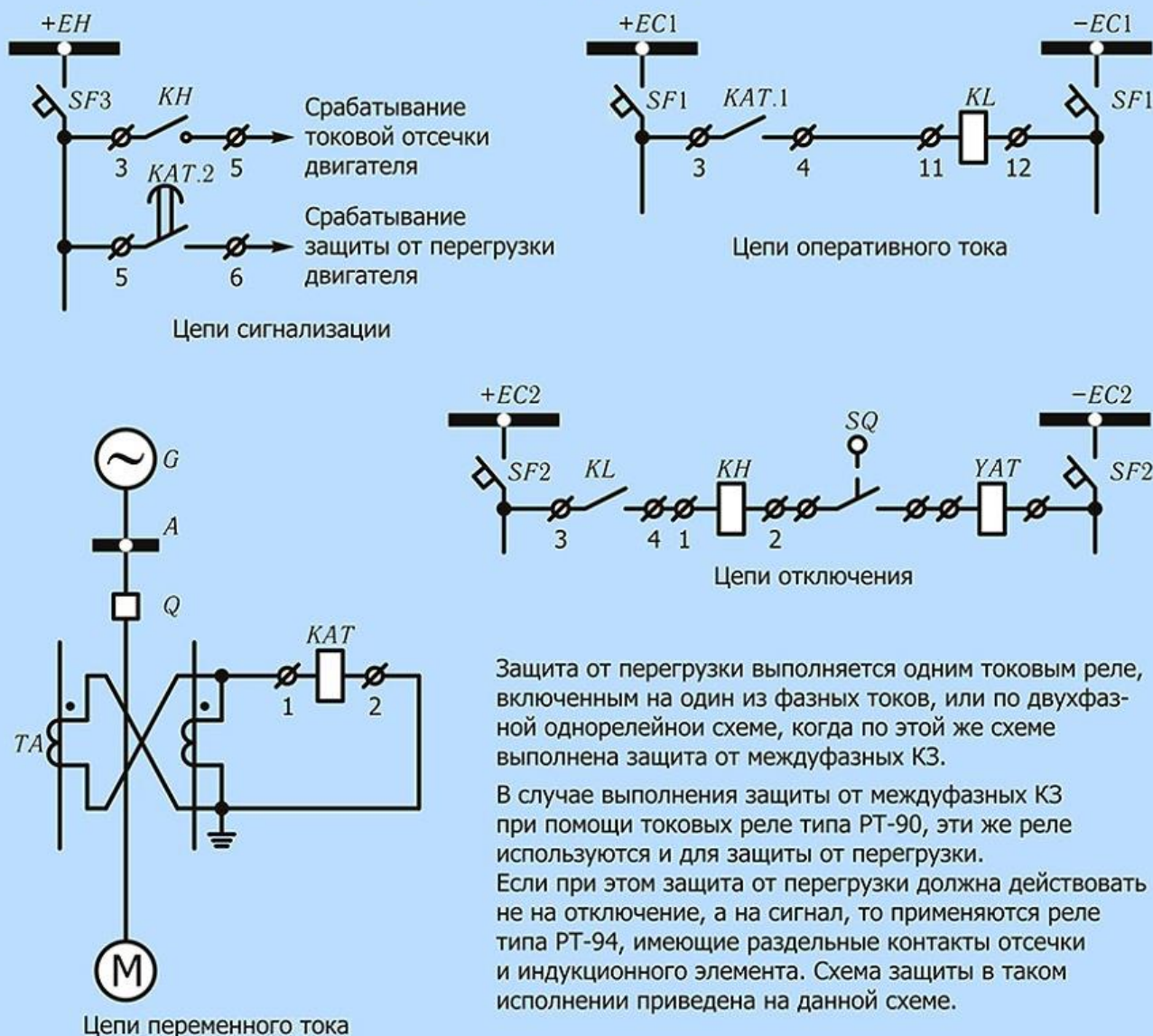
Ток срабатывания дифференциальной защиты двигателей, при условии идентичности трансформаторов тока дифференциальной схемы и выбора их по кривым 10 % кратности, принимается равным:

$$I_{с.з.} = (1,5...2)I_{д.ном}$$

Защита от перегрузки

Для защиты электродвигателей от перегрузки обычно применяются максимальные токовые защиты с использованием токовых реле с зависимыми характеристиками выдержки времени типа РТ-90.

Токовая защита от перегрузки на реле типа РТ-94



Ток срабатывания

Ток срабатывания максимальной токовой защиты от перегрузки устанавливается из условий отстройки его от номинального тока электродвигателя по выражению:

$$I_{с.з.} = \frac{k_H}{k_{ВОЗ}} I_{д.ном}$$

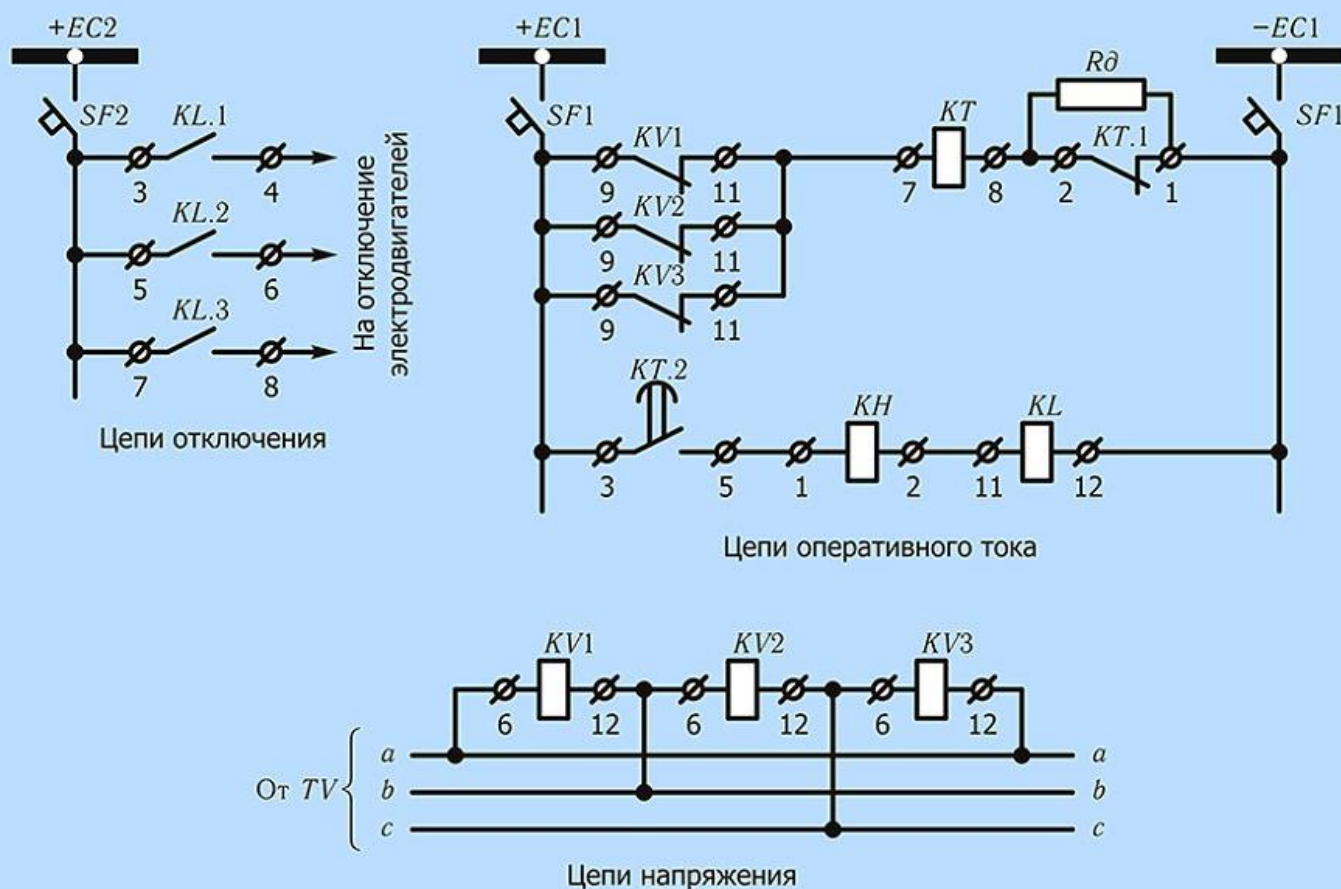
Время действия защиты от перегрузки должно быть таким, чтобы оно было больше времени пуска электродвигателя при эксплуатационно возможном понижении напряжения, а у электродвигателей, для которых предусмотрен самозапуск, — больше времени самозапуска. С другой стороны, это время не должно превышать допустимой для двигателя длительности прохождения тока перегрузки.

Обычно эти условия удовлетворяются, так как первая величина значительно меньше второй.

Время пуска асинхронных двигателей обычно составляет 10–15 с. Поэтому характеристика реле типа РТ-80 должна иметь в независимой части время не меньше 12–15 с.

Защита минимального напряжения

Принципиальная схема защиты минимального напряжения



Защита минимального напряжения устанавливается на электродвигателях, которые необходимо отключать при понижении напряжения для обеспечения самозапуска ответственных электродвигателей или самозапуск которых при восстановлении напряжения недопустим по условиям техники безопасности или особенностям технологического процесса.

Схема защиты минимального напряжения должна обеспечить отключение электродвигателей как при полном исчезновении напряжения, так и при длительном КЗ в сети, вызывающем торможение двигателей.

Для экономии аппаратуры защита минимального напряжения часто выполняется в виде групповой защиты, т. е. действующей сразу на группу электродвигателей.

Напряжение срабатывания защиты выбирается таким, чтобы обеспечивался самозапуск ответственных электродвигателей. Самозапуск электродвигателей, как правило, обеспечивается при напряжении на шинах порядка 55 % от $U_{ном}$. Поэтому напряжение срабатывания защиты должно иметь величину порядка 60–70 % $U_{ном}$.

Выдержка времени защиты определяется её назначением:

Выдержка времени защиты, предназначенной для облегчения самозапуска ответственных электродвигателей, в целях ускорения и повышения эффективности самозапуска принимается минимальной и отстраивается только от времени действия мгновенных защит электродвигателей:

$$t = 0,5 \text{ с}$$

Выдержка времени защиты, предназначенной для отключения двигателей по условиям технологии производства и техники безопасности, принимается достаточно большой, с тем, чтобы отключение двигателей происходило только при длительной посадке напряжения или его исчезновении:

$$t = 6...10 \text{ с}$$