

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«КУБАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ И.Т. ТРУБИЛИНА»

Факультет энергетики

Кафедра применения электрической энергии

**РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К КУРСОВОЙ РАБОТЕ

Направление подготовки
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность подготовки бакалавриата
«Электроснабжение»

Краснодар
2018

Сазыкин, В.Г. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: методические указания к курсовой работе / В.Г. Сазыкин, А.Г. Кудряков, А.А. Багметов. – Краснодар: КубГАУ, 2018. – 56 с.

Методические указания соответствует требованиям Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования и программы дисциплины «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», направленность подготовки «Электроснабжение» (программа бакалавриата).

Предназначены для: формирования профессиональных компетенций в процессе аудиторной и внеаудиторной самостоятельной работы при изучении отдельных глав, тем и вопросов лекционного курса, выполнения курсовой работы.

ЗАДАНИЕ к курсовой работе «Релейная защита и автоматизация системы электроснабжения»

Исходная схема типовой системы электроснабжения представлена на рисунке.

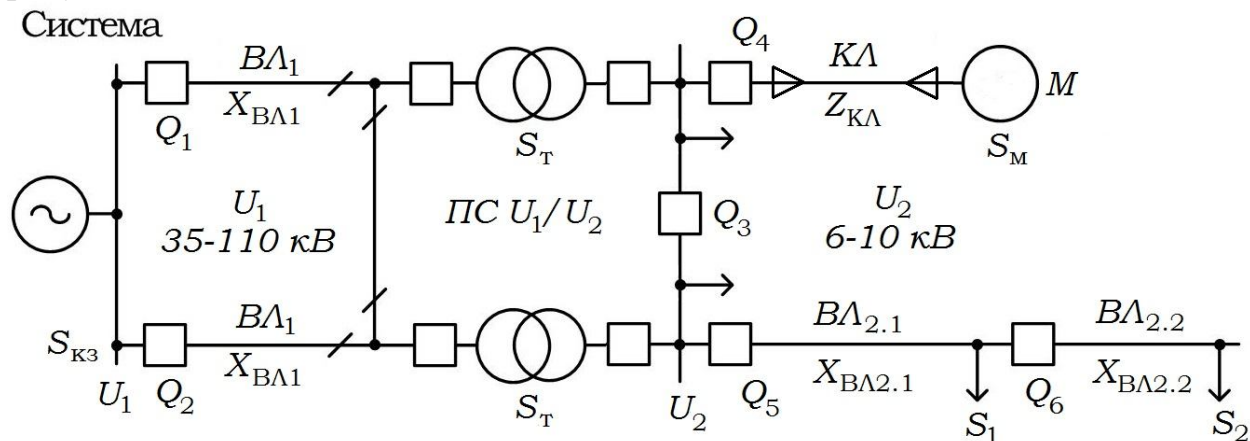


Рисунок – Принципиальная схема электроснабжения

Перечень основных вопросов курсовой работы

В курсовой работе производится расчет релейной защиты и автоматики (РЗА) типовых элементов системы электроснабжения (СЭС):

- воздушных линий (ВЛ) напряжением ВЛ 6–10 кВ;
- кабельной линии (КЛ) напряжением 6–10 кВ
- силовых трансформаторов районной подстанции (ПС) напряжением 35–110/6–10 кВ;
- высоковольтного асинхронного двигателя (АД) напряжением 6–10 кВ.

При выполнении курсовой работы необходимо выполнить:

- расчеты токов короткого замыкания (КЗ) для определения параметров срабатывания и проверки чувствительности разрабатываемых релейных защит (РЗ);
- выбор необходимых типов измерительных трансформаторов тока и напряжения, определение их коэффициентов трансформации и соответствующих технических параметров;
- определение токов срабатывания (уставок) защит;
- выбор соответствующих типов реле и проверку чувствительности релейных защит;
- выбор выдержек времени срабатывания рассчитываемых РЗ;
- разработку схем дифференциальной и газовой РЗ силовых трансформаторов ПС;
- принципиальные схемы релейной защиты воздушных и кабельных линий, силовых трансформаторов и высоковольтного электродвигателя;
- выбор устройств сетевой автоматики АВР или АПВ с разработкой принципиальных схем.

Таблица – Исходные данные

Вариант	$S_{K3\max} / S_{K3\min}$, МВ·А	U_1 / U_2 , кВ	X , Ом $BЛ_1 / BЛ_{2.1} / BЛ_{2.2}$	Z_{KL} , Ом	S_T , МВ·А	$S_1 / S_2 / P_M$, кВ·А, кВт
1	3600/2200	110/10	10,8/1,87/1,43	0,49	10	795/476/2000
2	3400/2100	110/6	11,7/1,56/1,61	0,7	10	486/311/1600
3	1200/750	35/10	4,8/2,08/1,78	0,83	6,3	504/319/630
4	1000/700	35/6	5,2/1,84/1,4	1,67	6,3	325/210/500
5	3800/2300	110/10	12,2/1,73/1,5	0,76	16	790/480/1000
6	3500/2100	110/6	11,4/1,96/1,68	1,1	16	760/310/800
7	1100/750	35/10	5,6/2,12/1,63	1,13	10	315/190/500
8	1150/760	35/6	6,4/1,12/1,4	1,04	10	310/120/630
9	3900/2400	110/10	12,6/6,2/2,48	0,54	6,3	755/464/2000
10	3700/2500	110/6	12,9/1,28/2,04	0,61	6,3	466/308/1600
11	1250/780	35/10	4,4/2,44/1,12	0,97	16	500/307/630
12	1000/680	35/6	4,8/1,92/2,04	1,29	16	323/206/500
13	4050/2450	110/10	10,2/2,16/1,72	0,64	10	730/450/1000
14	4100/2500	110/6	11/1,36/1,72	1,08	10	764/303/800
15	1050/740	35/10	5,1/2,2/1,76	1,5	6,3	305/162/500
16	1250/820	35/6	5,4/1,68/1,56	0,78	6,3	302/124/630
17	3550/2150	110/10	11,4/1,6/1,52	0,52	16	763/471/2000
18	3450/2070	110/6	10,6/1,75/1,88	0,46	16	455/290/1600
19	1400/780	35/10	5,8/2,01/1,74	1,06	10	498/303/630
20	1200/730	35/6	6,6/1,05/1,53	0,94	10	314/202/500
21	3680/2070	110/10	12,8/2,4/1,32	0,75	6,3	748/478/1000
22	3550/2160	110/6	11,2/1,2/2,12	1,02	6,3	752/298/800
23	1300/690	35/10	4,6/2,3/1,56	1,66	16	306/193/500
24	1450/770	35/6	4,8/1,83/2,04	1,34	16	304/117/630
25	3670/2330	110/10	10,3/2,09/1,69	0,51	10	744/446/2000
26	3480/2080	110/6	11,1/1,48/1,71	0,65	10	482/316/1600
27	1270/690	35/10	5,1/2,08/1,64	0,92	6,3	489/310/630
28	1160/710	35/6	5,5/1,76/1,48	1,31	6,3	325/325/500
29	3840/2260	110/10	11,5/1,63/1,56	0,67	16	780/467/1000
30	3560/2170	110/6	10,7/1,8/1,64	0,64	16	761/309/800
31	1230/810	35/10	5,9/2,04/1,84	1,13	10	309/179/500
32	1170/740	35/6	6,53/2,1/1,45	0,65	10	312/112/630
33	3920/2430	110/10	11,7/2,61/1,32	0,44	6,3	759/461/2000
34	3780/2480	110/6	11,3/1,23/2,14	0,53	6,3	426/304/1600
35	1240/680	35/10	4,62/2,57/1,46	1,01	16	488/309/630
36	1130/700	35/6	4,93/1,77/2,28	1,63	16	314/209/500
37	4050/2990	110/10	11,2/2,2/4,6	0,88	10	792/477/1000
38	4170/3100	110/6	10,9/1,95/2,1	0,61	10	764/304/800
39	1330/980	35/10	4,9/1,97/1,83	1,52	6,3	300/183/500
40	1170/710	35/6	5,38/4,5/1,63	0,83	6,3	306/121/630

Окончание табл. – Исходные данные

Вариант	$S_{K3\max} / S_{K3\min}$, МВ·А	U_1 / U_2 , кВ	X , Ом $ВЛ_1 / ВЛ_{2.1} / ВЛ_{2.2}$	Z_{KL} , Ом	S_T , МВ·А	$S_1 / S_2 / P_M$, кВ·А, кВт
41	3540/2410	110/10	10,9/1,78/2,52	0,48	16	775/456/2000
42	3460/2380	110/6	11,9/1,67/2,1	0,54	16	446/308/1600
43	1080/710	35/10	5,95/2,46/1,74	1,2	10	499/301/630
44	1280/780	35/6	6,59/1,28/1,42	1,7	10	301/209/500
45	3240/2270	110/10	9,3/2,78/1,27	0,66	6,3	789/449/1000
46	3230/2060	110/6	10,5/1,36/1,89	0,46	6,3	752/304/800
47	1330/820	35/10	4,59/2,47/1,37	1,22	16	309/178/500
48	1170/700	35/6	5,19/1,58/1,84	1,09	16	307/113/630
49	3530/2200	110/10	11,4/2,47/1,15	0,46	10	771/452/2000
50	3460/2170	110/6	10,7/1,44/1,59	0,58	10	436/318/1600

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод (включение) резерва
- АД – асинхронный двигатель
- АПВ – автоматическое повторное включение
- ВЛ – воздушная линия
- ВН – высшее напряжение
- ВЭД – высоковольтный электродвигатель
- ГЗТ – газовая защита трансформатора
- ДТЗ – дифференциальная токовая защита
- ЗЗ – замыкание на землю
- КЛ – кабельная линия
- КЗ – короткое замыкание
- ЛЭП – линия электропередачи
- МПТ – микропроцессорный терминал
- МТЗ – максимальная токовая защита
- НН – низшее напряжение
- ОЗЗ – защита от однофазных замыканий на землю
- ОЕ относительная единица
- ПС – подстанция (районная)
- ПУЭ – Правила устройства электроустановок
- РЗ – релейная защита
- РЗА – релейная защита и автоматика
- СТ – силовой трансформатор
- СЭС – система электроснабжения
- ТКЗ – ток короткого замыкания
- ТО – токовая отсечка
- ТТ – трансформатор тока
- ТТНП – трансформатора тока нулевой последовательности

1 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

1.1 Общие положения по расчету токов короткого замыкания

Осуществляемый расчет токов короткого замыкания (ТКЗ) необходим для выбора средств релейной защиты и автоматики. В практических задачах вводятся допущения, упрощающие расчеты, обеспечивая приемлемую точность [4, 11, 12, 15]:

1) короткое замыкание наступает в такой момент, при котором ТКЗ максимален;

2) все элементы короткозамкнутой цепи симметричны. Нарушение симметрии может происходить только в месте КЗ;

3) расчетное напряжение каждой ступени трансформации принимается на 5% выше номинального напряжения сети потребителя;

4) не учитывается насыщение магнитных систем трансформаторов, генераторов, электродвигателей, что позволяет считать постоянными и независимыми от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

5) не учитываются намагничивающие токи трансформаторов ПС;

6) в схемах электроустановок напряжением выше 1 кВ при $x/r > 3$ (кроме кабельных линий, у которых соотношение $x/r < 3$) активным сопротивлением можно пренебречь;

7) сопротивление места КЗ принимается равным нулю, КЗ считается металлическим.

Методика расчета токов короткого замыкания. В курсовой работе принят следующий порядок расчета ТКЗ [15].

1. На расчетной схеме намечаются точки КЗ. В соответствии с расчетной схемой составляется схема замещения. Схема участка сети, непосредственно примыкающего к месту КЗ, рассматривается в таком виде, когда по защищаемому коммутационным аппаратом элементу проходит максимальный ТКЗ. Наиболее опасным будет ТКЗ на шинах 6–10 кВ после того, когда один из трансформаторов ПС отключен действием релейной защиты и автоматики или выведен в ремонт. Наибольший ток КЗ проходит по оставшейся в работе линии и трансформатору.

2. Схема замещения приводится к наиболее простому виду. Согласно принятым допущениям в схемах замещения для сетей напряжением выше 1 кВ (кроме кабельных линий) оставляются только индуктивные сопротивления.

Преобразование схемы замещения к наиболее простому виду сводится к тому, чтобы каждый источник питания был связан с местом КЗ через одно результирующее сопротивление.

3. По закону Ома определить периодическую составляющую ТКЗ, затем ударный ток.

4. Расчет параметров режима и системы в относительных единицах позволяет в случаях, когда точки КЗ находятся на разных ступенях трансформации существенно упростить аналитические преобразования и придать им общий характер. Согласно [12] расчеты ТКЗ для схем СЭС с несколькими уровнями напряжения (выше 1 кВ) удобно проводить в относительных единицах.

Для СЭС базисными условиями являются базисная мощность S_{σ} , напряжение U_{σ} , ток I_{σ} и сопротивление x_{σ} . Обычно задаются базисной мощностью S_{σ} и базисным напряжением U_{σ} . Выбранные базисные величины служат для измерения не только полных значений параметров, но и их активных, индуктивных и полных составляющих.

За базисную мощность S_{σ} можно принять значение $1000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ (соизмеримое с данными мощности КЗ S_{K3} энергосистемы). За базисное напряжение U_{σ} принимается среднее напряжение в точке КЗ. Хотя выбор базисных условий в общем случае достаточно субъективен и один и тот же параметр может принимать различные числовые значения, окончательный результат расчета ТКЗ не зависит от выбора базисных условий.

1.2 Расчет токов КЗ для схемы электроснабжения

В соответствии с Указаниями по расчету токов короткого замыкания [12] принят следующий порядок расчета.

1. На основе схемы заданной электроснабжения составить упрощенную расчетную схему (рис. 1.1) и указать необходимые для расчета точки КЗ.

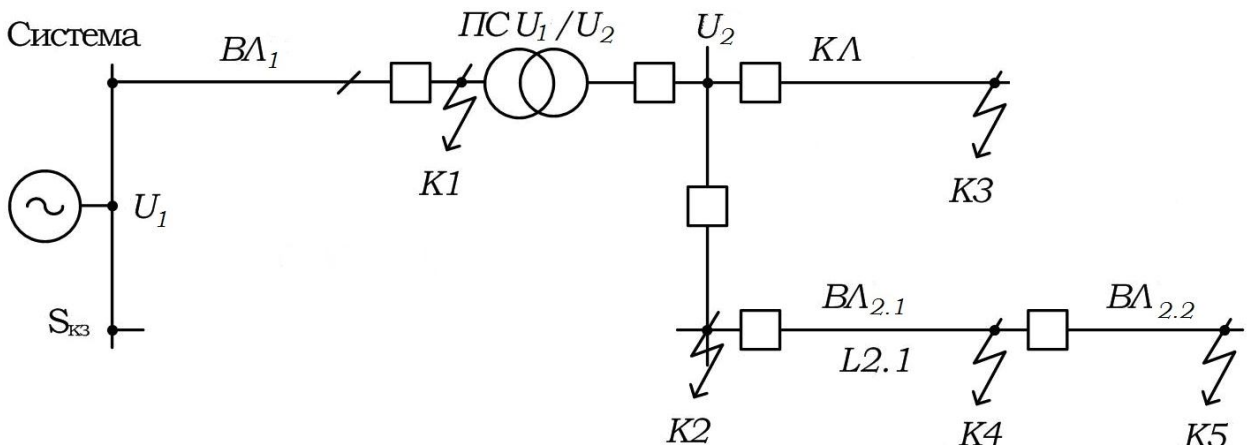


Рисунок 1.1 – Упрощенная расчетная схема СЭС для определения токов КЗ

2. В соответствии с упрощенной расчетной схемой (рис. 1.1) составить схему замещения

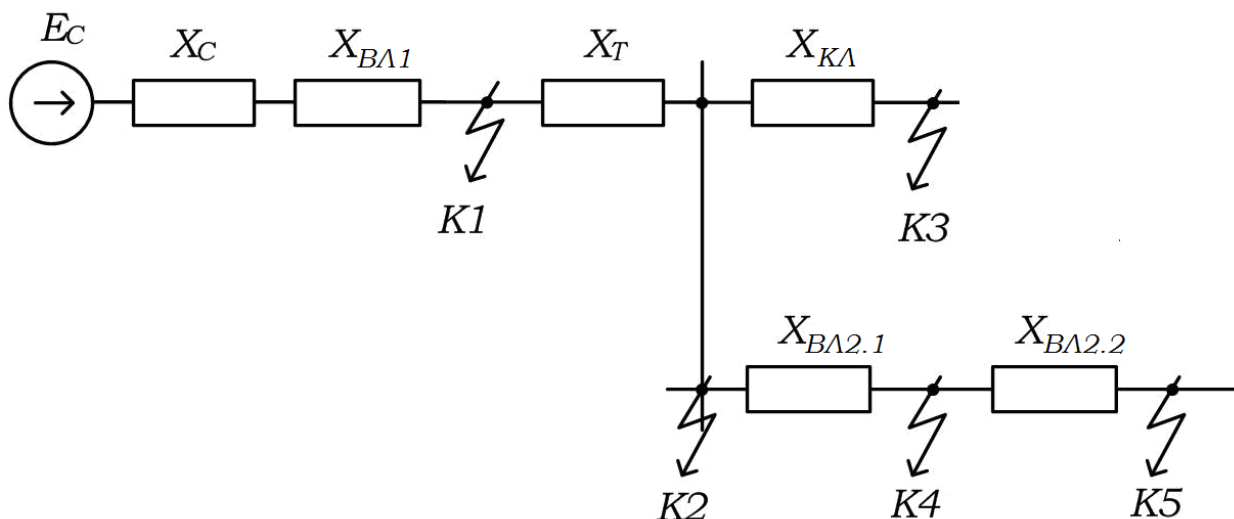


Рисунок 1.2 – Схема замещения СЭС

3. Схема замещения приводится к наиболее простому – эквивалентному виду (рис. 1.3). Система (эквивалентный генератор E_C), характеризующаяся значением ЭДС, должна быть связана с точкой КЗ одним эквивалентным (результатирующим) сопротивлением.

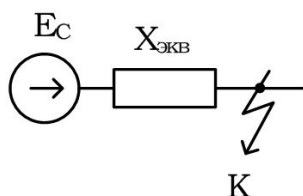


Рисунок 1.3 – Эквивалентная схема замещения СЭС

4. Поскольку в рассматриваемой СЭС имеется несколько уровней напряжения, то расчеты ТКЗ целесообразно выполнять в относительных единицах (ОЕ). Расчеты выполняются в соответствии с исходными данными по варианту (табл. 1.1).

Таблица 1.1 – Исходные данные по варианту

Вариант	$S_{K3\max} / S_{K3\min}$, МВ·А	U_1 / U_2 , кВ	X , Ом			Z_{KL} , Ом	S_T , МВ·А	$S_1 / S_2 / P_M$, кВ·А, кВт
			$ВЛ_1$	$ВЛ_{2.1}$	$ВЛ_{2.2}$			
XX	4000/2500	110/10	4/0,5/0,4		0,2	16	700/500/2000	

а) в соответствии с заданной энергосистемой максимальной мощностью КЗ на шинах «Системы» $S_{K3\max} = 4000$ МВ·А базисное значение мощности принимается равным $S_{\bar{\sigma}} = 1000$ МВ·А;

б) принимаются соответствующие базисные условия:

$$U_{\bar{\sigma}} = 1,05 U_{ном}, \quad (1.1)$$

$$U_{\bar{\sigma}1} = 115 \text{ кВ}; \quad U_{\bar{\sigma}2} = 10,5 \text{ кВ};$$

в) рассчитать соответствующие базисные токи:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} U_{\bar{\sigma}}}, \quad (1.2)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

5. Вычислить сопротивления элементов схемы замещения в относительных единицах по формулам:

а) сопротивление системы соответственно для максимального и минимального режимов системы:

$$X_{C^*} = \frac{S_{\delta}}{S_{K3}}; \quad (1.3)$$

$$X_{C \max^*} = \frac{1000}{4000} = 0,25;$$

$$X_{C \min^*} = \frac{1000}{2500} = 0,4;$$

б) сопротивление ВЛ 110 кВ:

$$X_{ВЛ1^*} = X_{ВЛ1} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp,1}^2}. \quad (1.4)$$

где $U_{cp1} = U_{\delta 1} = 115 \text{ кВ}$, $X_{ВЛ1} = 4 \text{ Ом}$;

$$X_{ВЛ1^*} = 4 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,302;$$

в) сопротивление силового трансформатора 110/10 кВ:

$$X_{T^*} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}, \quad (1.5)$$

где $U_{K\%} = 10,5 \%$ – напряжение короткого замыкания силового трансформатора со стороны обмотки напряжением 10 кВ;

$$X_{T^*} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56;$$

г) сопротивление участков ВЛ 10 кВ:

$$X_{ВЛ2.1^*} = X_{ВЛ2.1} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp,2}^2}. \quad (1.6)$$

где $U_{cp2} = U_{\delta 2} = 10,5 \text{ кВ}$;

$$X_{ВЛ2.1^*} = 0,5 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 4,54;$$

$$X_{ВЛ2.2^*} = 0,4 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 3,63;$$

д) полное сопротивление кабельной линии (КЛ) 10 кВ:

$$Z_{КЛ^*} = Z_{КЛ} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp,2}^2}, \quad (1.7)$$

$$Z_{KL*} = 0,2 \frac{1000}{10,5^2} = 1,81.$$

Результаты расчетов сведены в табл. 1.2.

Таблица 1.2 – Результаты расчета параметров элементов схемы замещения

Исходные данные	Расчетные данные	
Параметр, обозначение	Параметр, единица измерения	Значение
Базисный ток 1, $I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} U_{\delta 1}}$	$I_{\delta 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115}$, кА	5,02
Базисный ток 2, $I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} U_{\delta 2}}$	$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5}$, кА	55
Сопротивление системы, $X_{c*} = \frac{S_{\delta}}{S_{K3}}$	$X_{C \max*} = \frac{1000}{4000}$	0,25
	$X_{C \min*} = \frac{1000}{2500}$	0,4
Сопротивление ВЛ 110 кВ, $X_{ВЛ1*} = X_{ВЛ1} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp.1}^2}$	$X_{ВЛ1*} = 4 \cdot \frac{1000}{115^2}$	0,302
Сопротивление силового трансформатора 110/10 кВ, $X_{T*} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}}$	$X_{T*} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16}$;	6,56
Сопротивление участков ВЛ 10 кВ, $X_{ВЛ2*} = X_{ВЛ2} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp.2}^2}$	$X_{ВЛ2.1*} = 0,5 \frac{1000}{10,5^2}$;	4,54
	$X_{ВЛ2.2*} = 0,4 \frac{1000}{10,5^2}$	3,63
Сопротивление КЛ 10 кВ $Z_{KL*} = Z_{KL} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp.2}^2}$	$Z_{L1.1*} = 0,2 \frac{1000}{10,5^2}$	1,81

6. Рассчитать токи трехфазного КЗ соответственно для максимального и минимального режимов системы:

а) в точке К1:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{C*} + X_{ВЛ110*}} \cdot I_{\delta 1}, \quad (1.8)$$

где $E_{C*} = 1,0$ – ЭДС на шинах «Системы» 110 кВ в относительных единицах.

$$I_{K1 \max}^{(3)} = \frac{1,0}{0,25 + 0,302} \cdot 5,02 = 9,09 \text{ кА}; \quad I_{K1 \min}^{(3)} = \frac{1,0}{0,4 + 0,302} \cdot 5,02 = 7,15 \text{ кА};$$

б) в точке К2:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{C^*} + X_{BJ1^*} + X_{T^*}} \cdot I_{\delta 2}, \quad (1.9)$$

$$I_{K2\max}^{(3)} = \frac{1,0}{0,25 + 0,302 + 6,56} \cdot 55 = 7,7 \text{ кА};$$

$$I_{K2\min}^{(3)} = \frac{1,0}{0,4 + 0,302 + 6,56} \cdot 55 = 7,57 \text{ кА};$$

в) в точке К4:

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{C^*} + X_{BJ1^*} + X_{T^*} + X_{BJ2.1^*}} \cdot I_{\delta 2}, \quad (1.10)$$

$$I_{K4\max}^{(3)} = \frac{1,0}{0,25 + 0,302 + 6,56 + 4,54} \cdot 55 = 4,72 \text{ кА};$$

$$I_{K4\min}^{(3)} = \frac{1,0}{0,4 + 0,302 + 6,56 + 4,54} \cdot 55 = 4,66 \text{ кА};$$

г) в точке К5:

$$I_{K5}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{C^*} + X_{BJ1^*} + X_{T^*} + X_{BJ2.1^*} + X_{BJ2.2^*}} \cdot I_{\delta 2}, \quad (1.11)$$

$$I_{K5\max}^{(3)} = \frac{1,0}{0,25 + 0,302 + 6,56 + 4,54 + 3,63} \cdot 55 = 3,6 \text{ кА};$$

$$I_{K5\min}^{(3)} = \frac{1,0}{0,4 + 0,302 + 6,56 + 4,54 + 3,63} \cdot 55 = 3,56 \text{ кА};$$

д) в точке К3:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{C^*} + X_{BJ1^*} + X_{T^*} + Z_{KL^*}} \cdot I_{\delta 2}, \quad (1.12)$$

$$I_{K3\max}^{(3)} = \frac{1,0}{0,25 + 0,302 + 6,56 + 1,81} \cdot 55 = 6,16 \text{ кА};$$

$$I_{K3\min}^{(3)} = \frac{1,0}{0,4 + 0,302 + 6,56 + 1,81} \cdot 55 = 6,06 \text{ кА};$$

7. Рассчитать двухфазный ТКЗ для максимального и минимального режимов энергосистемы:

а) в точке К1:

$$I_{K\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K\max}^{(3)}. \quad (1.13)$$

$$I_{K1\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,09 = 7,87 \text{ кА}; \quad I_{K1\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,15 = 6,19 \text{ кА};$$

б) в точке К2: $I_{K2\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,7 = 6,67 \text{ кА}; \quad I_{K2\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,57 = 6,56 \text{ кА};$

в) в точке К4: $I_{K4\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,72 = 4,09$ кА; $I_{K4\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,66 = 4,04$ кА;

г) в точке К5: $I_{K5\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,6 = 3,12$ кА; $I_{K5\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,56 = 3,08$ кА;

д) в точке К3: $I_{K3\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,16 = 5,33$ кА; $I_{K3\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,06 = 5,25$ кА.

6. Результаты расчетов сведены в таблицу 1.3.

Таблица 1.3 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	$I_{K\max}^{(3)}$, кА	$I_{K\min}^{(3)}$, кА	$I_{K\max}^{(2)}$, кА	$I_{K\min}^{(2)}$, кА
К1	9,09	7,15	7,87	6,19
К2	7,7	7,57	6,67	6,56
К3	6,16	6,06	5,33	5,25
К4	4,72	4,66	4,09	4,04
К5	3,6	3,56	3,12	3,08

1.3 Пример расчетов ТКЗ в СЭС напряжением 35/6 кВ

Таблица 1.4 – Исходные данные по варианту

Вариант	$S_{K3\max} / S_{K3\min}$, МВ·А	U_1 / U_2 , кВ	X , Ом $ВЛ_1 / ВЛ_{2.1} / ВЛ_{2.2}$	Z_{KL} , Ом	S_T , МВ·А	$S_1 / S_2 / P_M$, кВ·А, кВт
XX	1250/800	35/6	5,2/1,8/1,4	1,5	10	325/210/500

В расчетах ТКЗ в заданной СЭС используются исходные и расчетные данные. Исходные и расчетные данные приведены в табл. 1.5.

Таблица 1.5 – Исходные и расчетные данные для расчета токов КЗ

Исходные данные		Расчетные данные	
Параметр, обозначение	Значение	Параметр, обозначение	Значение
Мощность КЗ, $S_{K3\max} / S_{K3\min}$, МВ·А	1200/800	Базисная мощность, S_{σ} , МВ·А	1000
Номинальное напряжение U_1 , $U_{ном1}$, кВ	35	Базисное напряжение 1, $U_{\sigma 1} = 1,05 U_{ном1}$	37
Номинальное напряжение U_2 , $U_{ном2}$, кВ	6	Базисное напряжение 2, $U_{\sigma 2} = 1,05 U_{ном2}$, кВ	6,3

Базисные токи по (1.2):

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} U_{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА}; \quad I_{\sigma 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ кА}.$$

Сопротивления элементов схемы замещения (рис. 1.2) рассчитываются в относительных единицах.

Сопротивление системы по (1.3):

$$X_{C^*} = \frac{S_{\delta}}{S_{K3}}; \quad X_{C_{\max}^*} = \frac{1000}{1250} = 0,8; \quad X_{C_{\min}^*} = \frac{1000}{800} = 1,25.$$

Сопротивление ВЛ 35 кВ по (1.4):

$$X_{ВЛ1^*} = X_{ВЛ1} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp,1}^2}; \quad X_{ВЛ1^*} = 5 \cdot \frac{1000}{37^2} = 3,65.$$

Сопротивление силового трансформатора ПС 35/6 кВ по (1.5):

$$X_{T^*} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}; \quad X_{T^*} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 7,5,$$

где $U_K = 7,5\%$ – напряжение КЗ силового трансформатора (по [27]).

Сопротивление участков ВЛ 6 кВ по (1.6):

$$X_{ВЛ6^*} = X_{уд} \cdot L_{ВЛ6} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp,2}^2},$$

где $U_{cp,2} = U_{\delta 2} = 6,3$ кВ.

$$X_{ВЛ2.1^*} = 0,9 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 22,7; \quad X_{ВЛ2.1^*} = 0,7 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 17,6.$$

Полное сопротивление КЛ 6,3 кВ по (1.7):

$$Z_{КЛ^*} = Z_{КЛ} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp,2}^2}; \quad Z_{КЛ^*} = 1,5 \frac{1000}{6,3^2} = 37,8.$$

Результаты расчета приведены в табл. 1.6.

Расчет токов трехфазного КЗ соответственно для максимального и минимального режимов системы:

а) в точке К1 по (1.8):

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{C^*} + X_{ВЛ1^*}} \cdot I_{\delta 1},$$

где $E_{C^*} = 1,0$ – ЭДС на шинах «Системы» 35 кВ в относительных единицах.

$$I_{K1\max}^{(3)} = \frac{1,0}{0,8 + 3,65} \cdot 15,6 = 3,51 \text{ кА}; \quad I_{K1\min}^{(3)} = \frac{1,0}{1,25 + 3,65} \cdot 15,6 = 3,18 \text{ кА};$$

б) в точке К2 по (1.9):

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{C^*} + X_{ВЛ1^*} + X_{T^*}} \cdot I_{\delta 2};$$

$$I_{K2\max}^{(3)} = \frac{1,0}{0,8 + 3,65 + 7,5} \cdot 91,6 = 7,67 \text{ кА};$$

$$I_{K2\min}^{(3)} = \frac{1,0}{1,25 + 3,65 + 7,5} \cdot 91,6 = 7,39 \text{ кА};$$

в) в точке К4 по (1.10):

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{C^*} + X_{ВЛ1^*} + X_{T^*} + X_{ВЛ2.1^*}} \cdot I_{\delta 2};$$

$$I_{K4\max}^{(3)} = \frac{1,0}{0,8 + 3,65 + 7,5 + 22,7} \cdot 91,6 = 2,64 \text{ кА};$$

$$I_{K4\min}^{(3)} = \frac{1,0}{1,25 + 3,65 + 7,5 + 22,7} \cdot 91,6 = 2,61 \text{ кА};$$

Таблица 1.6 – Результаты расчета параметров элементов схемы замещения

Исходные данные		Расчетные данные	
Параметр, обозначение		Параметр, единица измерения	Значение
Базисный ток 1, $I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} U_{\delta 1}}$		$I_{\delta 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37}$, кА	15,6
Базисный ток 2, $I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} U_{\delta 2}}$		$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3}$, кА	91,6
Сопrotивление системы, $X_{c*} = \frac{S_{\delta}}{S_{K3}}$		$X_{C\max*} = \frac{1000}{1250}$; $X_{C\min*} = \frac{1000}{800}$	0,8 1,25
Сопrotивление ВЛ 35 кВ, $X_{ВЛ1*} = X_{ВЛ1} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp.1}^2}$		$X_{ВЛ1*} = 5 \cdot \frac{1000}{37^2}$	3,65
Сопrotивление силового трансформатора 35/6 кВ, $X_{T*} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}}$		$X_{T*} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{10}$;	7,5
Сопrotивление участков ВЛ 6 кВ, $X_{ВЛ2*} = X_{ВЛ2} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp.2}^2}$		$X_{ВЛ2.1*} = 0,9 \frac{1000}{6,3^2}$; $X_{ВЛ2.2*} = 0,7 \frac{1000}{6,3^2}$	22,7 17,6
Сопrotивление КЛ 6 кВ $Z_{КЛ*} = Z_{КЛ} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp.2}^2}$		$Z_{Л1.1*} = 1,5 \frac{1000}{6,3^2}$	37,8

в) в точке К5 по (1.11):

$$I_{K5}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{C*} + X_{ВЛ1*} + X_{T*} + X_{ВЛ2.1*} + X_{ВЛ2.2*}} \cdot I_{\delta 2};$$

$$I_{K5\max}^{(3)} = \frac{1,0}{0,8 + 3,65 + 7,5 + 22,7 + 17,6} \cdot 91,6 = 1,75 \text{ кА};$$

$$I_{K5\min}^{(3)} = \frac{1,0}{1,25 + 3,65 + 7,5 + 22,7 + 17,6} \cdot 91,6 = 1,74 \text{ кА};$$

в) в точке К3 по (1.12):

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{C^*} + X_{BЛ1^*} + X_{T^*} + Z_{КЛ1^*}} \cdot I_{\delta 2};$$

$$I_{K3\max}^{(3)} = \frac{1,0}{0,8 + 3,65 + 7,5 + 37,8} \cdot 91,6 = 1,84 \text{ кА};$$

$$I_{K3\min}^{(3)} = \frac{1,0}{1,25 + 3,65 + 7,5 + 37,8} \cdot 91,6 = 1,79 \text{ кА}.$$

5. Рассчитать двухфазный ТКЗ для максимального и минимального режимов энергосистемы:

а) в точке К1 по (1.13):

$$I_{K\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K\max}^{(3)};$$

$$I_{K1\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,51 = 3,04 \text{ кА}; \quad I_{K1\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,18 = 2,75 \text{ кА};$$

б) в точке К2 $I_{K2\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,67 = 6,64 \text{ кА}; \quad I_{K2\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,39 = 6,4 \text{ кА};$

в) в точке К4 $I_{K4\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,64 = 2,29 \text{ кА}; \quad I_{K4\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,61 = 2,26 \text{ кА};$

г) в точке К5 $I_{K5\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,75 = 1,52 \text{ кА}; \quad I_{K5\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,74 = 1,51 \text{ кА};$

д) в точке К3 $I_{K3\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,84 = 1,59 \text{ кА}; \quad I_{K3\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,79 = 1,55 \text{ кА}.$

6. Результаты расчетов сведены в таблицу 1.7.

Таблица 1.7 – Результаты расчетf токов КЗ

Точка КЗ	$I_{K\max}^{(3)}$, кА	$I_{K\min}^{(3)}$, кА	$I_{K\max}^{(2)}$, кА	$I_{K\min}^{(2)}$, кА
К1	3,51	3,18	3,04	2,75
К2	7,67	7,39	6,64	6,4
К3	1,84	1,79	1,59	1,55
К4	2,64	2,61	2,29	2,26
К5	1,75	1,74	1,52	1,51

2 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ОТХОДЯЩИХ ЛИНИЙ

2.1 Нормативные требования к релейной защите электрических сетей и электроустановок

Основные требования к релейной защите электрических сетей и электроустановок изложены в Правилах устройства электроустановок (ПУЭ) [11].

Электрические сети должны иметь защиту от токов короткого замыкания, обеспечивающую по возможности наименьшее время отключения и требования селективности.

Защита должна обеспечивать отключение поврежденного участка при КЗ в конце защищаемой линии: двух- и трехфазных – в сетях с глухозаземленной нейтралью; двух- и трехфазных – в сетях с изолированной нейтралью.

Электроустановки должны быть оборудованы устройствами РЗ, предназначенными для:

а) автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с помощью выключателей; если повреждение (например, замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью) непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал;

б) реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы (например, перегрузку, повышение напряжения в обмотке статора гидрогенератора); в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения.

Устройства релейной защиты должны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части системы (устойчивая работа электрической системы и электроустановок потребителей, обеспечение возможности восстановления нормальной работы путем успешного действия АПВ и АВР, самозапуска электродвигателей, втягивания в синхронизм и пр.) и ограничения области и степени повреждения элемента.

Релейная защита, действующая на отключение, как правило, должна обеспечивать селективность действия, с тем, чтобы при повреждении какого-либо элемента электроустановки отключался только этот поврежденный элемент.

Устройства релейной защиты с выдержками времени, допускается выполнять, если: при отключении КЗ с выдержками времени обеспечивается выполнение требований селективности; защита действует в качестве резервной.

Надежность функционирования релейной защиты (срабатывание при появлении условий на срабатывание и несрабатывание при их отсут-

вии) должна быть обеспечена применением устройств, которые по своим параметрам и исполнению соответствуют назначению, а также надлежащим обслуживанием этих устройств.

При необходимости следует использовать специальные меры повышения надежности функционирования, в частности схемное резервирование, непрерывный или периодический контроль состояния и др. Должна также учитываться вероятность ошибочных действий обслуживающего персонала при выполнении необходимых операций с релейной защитой.

Чувствительность основных защит оценивается по обеспечению следующими наименьшими коэффициентами их чувствительности:

- максимальные токовые защиты – около 1,5;
- при наличии надежно действующей селективной резервной ступени – около 1,3;
- защиты от замыканий на землю на ВЛ в сетях с изолированной нейтралью, действующие на сигнал или на отключение, – около 1,5.
- защиты от замыканий на землю на кабельных линиях в сетях с изолированной нейтралью, действующие на сигнал или на отключение, – около 1,25;

Наименьшие коэффициенты чувствительности для **резервных защит** при КЗ в конце смежного элемента или наиболее удаленного из нескольких последовательных элементов, входящих в зону резервирования, должны быть:

- для органов тока, напряжения, сопротивления – 1,2;
- для токовых отсечек без выдержки времени – около 1,2.

Линии в сетях 6–10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны предусматривать устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Защита должна быть выполнена одно-, двух- или трехрелейной в зависимости от требований чувствительности и надежности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая – в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

Релейная защита кабельных линий 6–10 кВ со стороны источников питания от однофазных замыканий на землю выполняется групповой или индивидуальной, как правило, с действием на сигнал для указания оперативному дежурному персоналу направления дальнейшего поиска места КЗ.

Релейная защита электродвигателей 6–10 кВ должна предусматривать защиты:

- от многофазных замыканий;
- от однофазных замыканий на землю;
- от токов перегрузки;
- минимального напряжения.

Для защиты высоковольтных электродвигателей (ВЭД) от многофазных замыканий в случаях, когда не применяются предохранители, должны предусматриваться защиты:

1. Токовая однорелейная отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах, с реле прямого или косвенного действия, включенным на разность токов двух фаз, – для электродвигателей мощностью менее 2 МВт.

2. Токовая двухрелейная отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах, с реле прямого или косвенного действия – для ВЭД мощностью 2 МВт и более, имеющих действующую на отключение защиту от однофазных замыканий на землю, а также для ВЭД мощностью менее 2 МВт, когда защита по п. 1 не удовлетворяет требованиям чувствительности или когда двухрелейная отсечка оказывается целесообразной по исполнению комплектной защиты или применяемого привода с реле прямого действия.

При отсутствии защиты от однофазных замыканий на землю токовая отсечка ВЭД мощностью 2 МВт и более должна выполняться трехрелейной с тремя трансформаторами тока (ТТ). Допускается защита в двухфазном исполнении с дополнением защиты от двойных замыканий на землю, выполненная с помощью трансформатора тока нулевой последовательности (ТТНП) и токового реле.

3. Продольная дифференциальная токовая защита – для ВЭД мощностью 5 МВт и более, а также менее 5 МВт, если установка токовых отсечек по п. 1 и 2 не обеспечивает выполнения требований чувствительности; продольная дифференциальная защита ВЭД при наличии на них защиты от замыканий на землю должна иметь двухфазное исполнение, а при отсутствии этой защиты – трехфазное, с тремя ТТ. Допускается защита в двухфазном исполнении с дополнением защиты от двойных замыканий на землю, выполненной с помощью ТТНП и токового реле.

Защита ВЭД мощностью до 2 МВт от однофазных замыканий на землю при отсутствии компенсации должна предусматриваться при токах замыкания на землю 10 А и более, а при наличии компенсации – если остаточный ток в нормальных условиях превышает это значение. Такая защита для АД мощностью более 2 МВт должна предусматриваться при токах 5 А и более.

Ток срабатывания защит ВЭД от замыканий на землю должен быть не более: для ВЭД мощностью до 2 МВт 10 А и для ВЭД мощностью более 2 МВт 5 А.

Рекомендуются меньшие токи срабатывания, если это не усложняет выполнения защиты.

2.2 Общие сведения о релейной защите отходящих линий

На подстанциях 35–110/6–10 кВ для защиты отходящих линий напряжением 6–10 кВ от междуфазных КЗ и двойных замыканий на землю предусматривается максимальная токовая защита (МТЗ). В курсовой работе рассматривается двухфазная схема – неполная «звезда» с применением микропроцессорных реле РСТ-80 (рис. 2.1) – аналога электромеханических реле типа РТ-80 с дешунтированием отключения выключателя (см. Приложение).

Реле РСТ-80 – Однофазное реле максимального тока с зависимой выдержкой времени и токовой отсечкой. Применяется в цепях переменного тока релейной защиты и противоаварийной автоматики в качестве органа, реагирующего на повышение тока в контролируемой цепи и срабатывающего с выдержкой времени, зависящей от кратности входного тока относительно тока срабатывания, и предназначено для использования в различных комплектных устройствах, от которых требуется повышенная устойчивость к механическим воздействиям. Реле не требует питания от цепей оперативного тока.

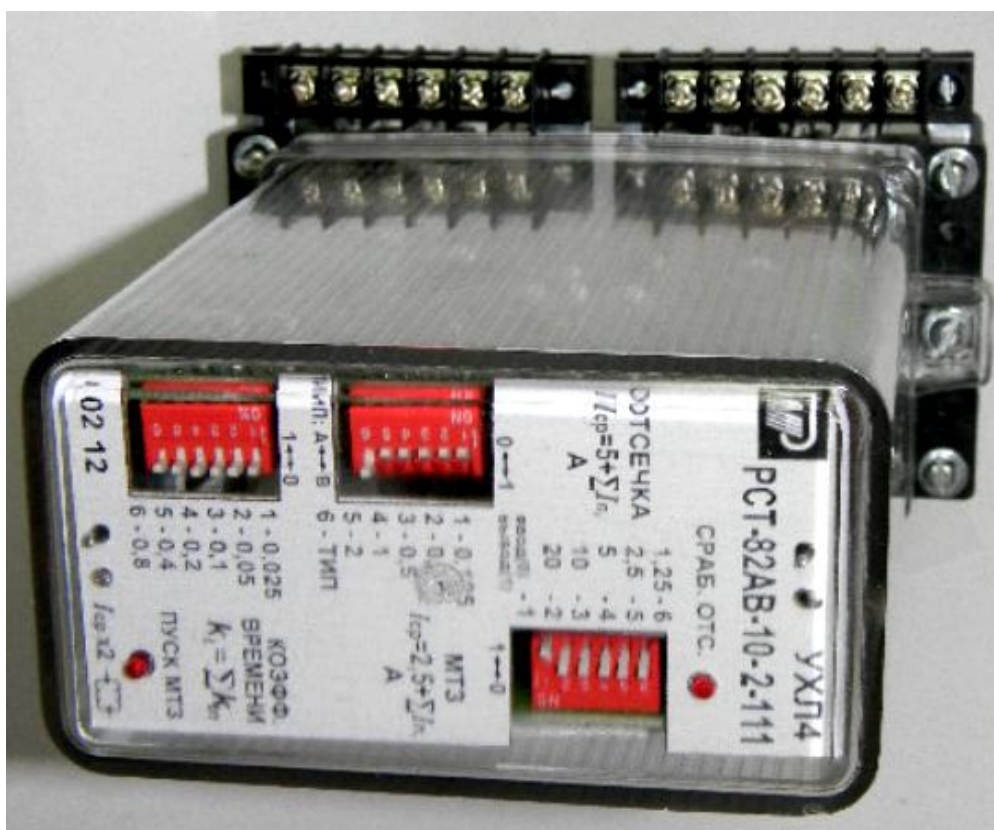


Рисунок 2.1 – Микропроцессорное реле серии РСТ-80

С целью ускорения действия защиты должны применяться токовые отсечки (ТО) во всех случаях, когда их применение эффективно.

Схема размещения МТЗ и ТО на отходящих от ПС линиях ВЛ и КЛ приведена на рис. 2.2.

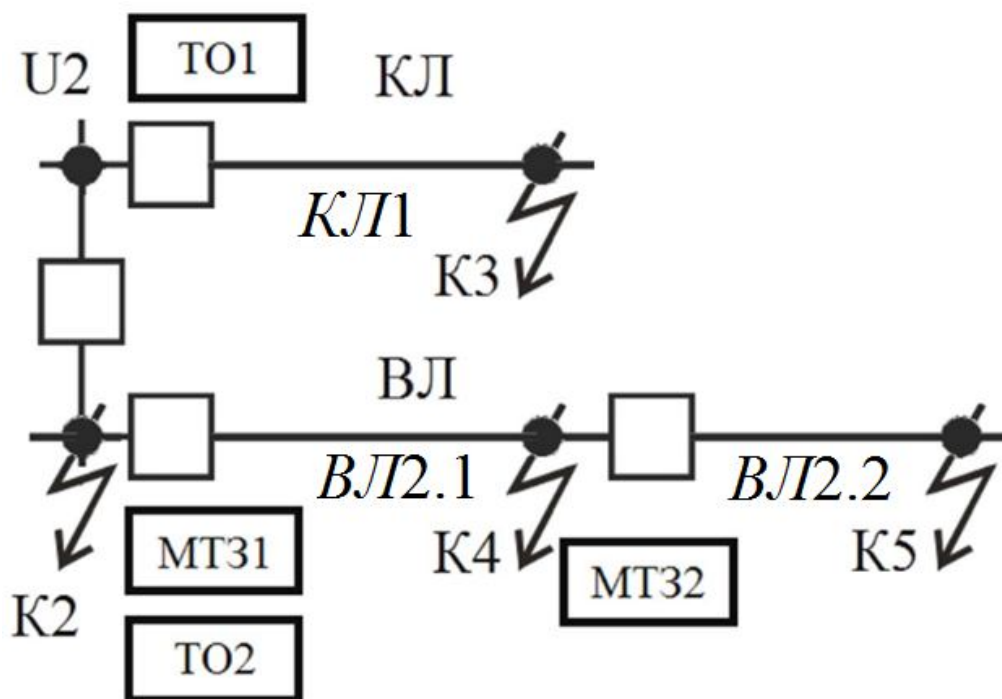


Рисунок 2.2 – Схема размещения максимальных токовых защит и токовых отсечек на отходящих линиях

Для защиты ВЛ на участках *ВЛ2.1* и *ВЛ2.2* используется МТ31 и МТ32. Для защиты КЛ на участке *КЛ* используется ТО1. Для защиты *ВЛ2.1* совместно с МТ3 1 используется ТО 2.

Для защиты электрических сетей с изолированной или компенсированной нейтралью напряжением 6–10 кВ применяется двухфазная двухрелейная схема (рис. 2.3). Трансформаторы тока ТА1 и ТА2 устанавливаются в двух фазах защищаемой сети (как правило, в фазах «А» и «С»), а вторичные обмотки трансформаторов тока и катушки реле КА1 и КА2 соединяются по схеме «неполная звезда/неполная звезда» (рис. 2.3, б). В этом случае коэффициент схемы $k_{сх} = 1$.

МТ31 и МТ32 выполнена на микропроцессорных реле серии РСТ-80.

Для ускорения действия МТ3 на участке *ВЛ2.1* применяется токовая отсечка без выдержки времени ТО2. ТО выполнены на микропроцессорных реле РСТ-40.

Назначение блок-контакта *SQ* (рис. 2.3, в) заключается в своевременном разрыве цепи питания катушки отключения *YAT* выключателя *Q* после его отключения, вызванного срабатыванием защиты. Тем самым исключается возможность обгорания контактов промежуточного реле *KL* под действием дуги. Для оповещения персонала о срабатывании защиты в схемах (рис. 2.3, в, г) используются сигнальные реле *КН*.

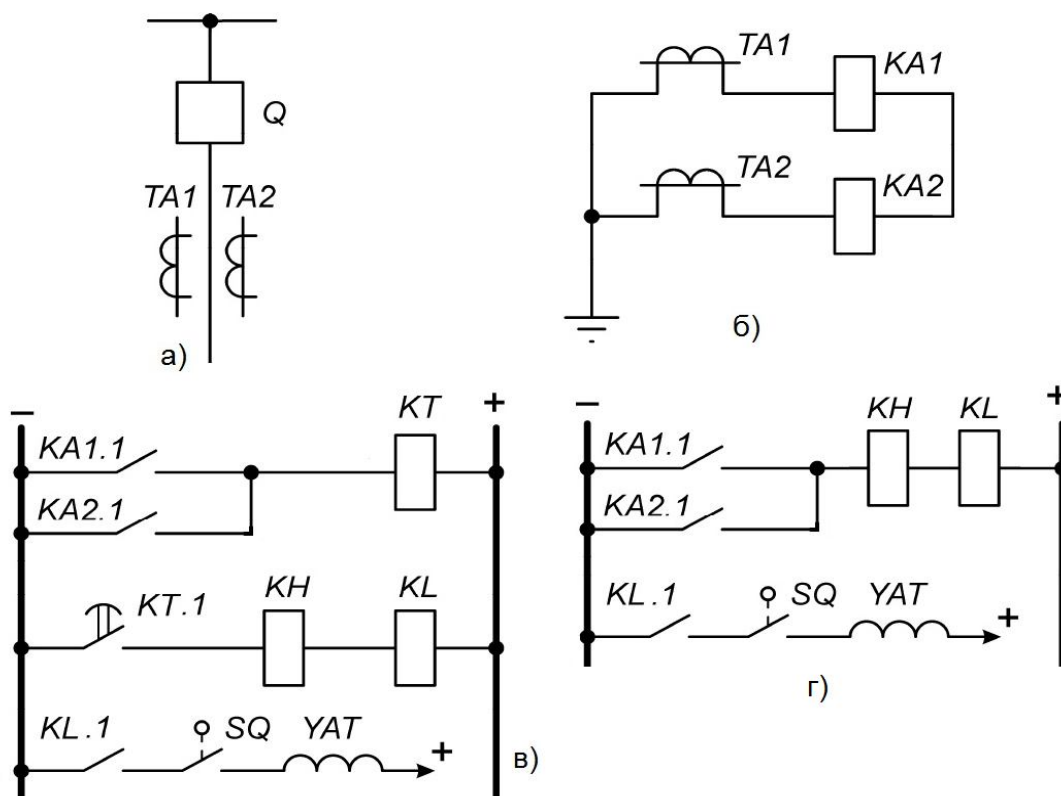


Рисунок 2.3 – Схемы максимальных токовых защит и токовых отсечек на отходящих линиях: а – включение первичных обмоток TA ; б – соединение измерительных органов – вторичных обмоток TA и катушек реле KA ; в – схема МТЗ; г – схема ТО

2.3 Защита кабельной линии 6-10 кВ и асинхронного электродвигателя

В соответствии с ПУЭ [11] на одиночных кабельных линиях 6–10 кВ с односторонним питанием должны быть предусмотрены следующие устройства релейной защиты:

- защита от многофазных замыканий без выдержки времени (токовая отсечка);
- защита от замыканий на землю.

Защита нулевой последовательности от однофазных замыканий на землю выполняется с трансформатором ТТНП типа ТЗЛМ-УЗ (рис. 2.4). Защита устанавливается в сети 6–10 кВ при условии, что суммарный ток замыкания на землю (при наличии компенсации или без нее) не менее 10 А.

Нагрузкой КЛ служит высоковольтный асинхронных электродвигатель, имеющий технические характеристики, которые определяются вариантом и справочными данными [24].

Номинальная мощность АД (по варианту): $P_{ном} = P_M = 2000$ кВт.

Номинальный коэффициент мощности выбирается из диапазона $\cos \varphi = 0,85 \div 0,95$.

Номинальный коэффициент полезного действия выбирается из диапазона $\eta = 0,9 \div 0,96$.

Кратность пускового тока выбирается из диапазона $k_{II} = 5 \div 7$.

Номинальный ток АД рассчитывается по формуле:

$$I_{АД ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi \cdot \eta}; \quad (2.1)$$

$$I_{АД ном} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9 \cdot 0,92} = 139 \text{ А.}$$

Пусковой ток АД рассчитывается по формуле:

$$I_{II} = k_{II} \cdot I_{АД ном}; \quad (2.2)$$

$$I_{II} = 5 \cdot 139 = 695 \text{ А.}$$

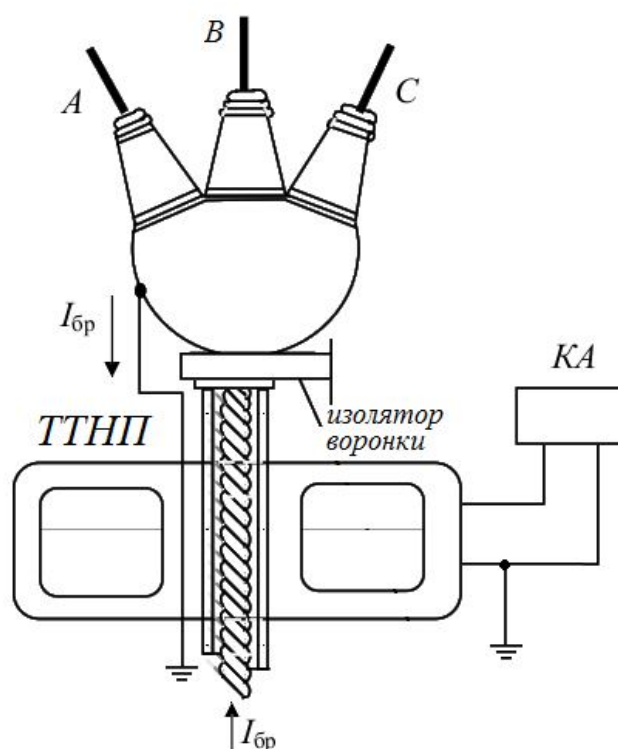


Рисунок 2.4 – Защита нулевой последовательности от однофазных замыканий на землю

Первичный ток срабатывания токовой отсечки выбирается по условию отстройки от пускового тока электродвигателя по формуле:

$$I_{C3} = k_H \cdot I_{II}, \quad (2.3)$$

где $k_H = 1,4$ – коэффициент надежности, учитывающий ошибку реле и наличие апериодической составляющей в электродвигателя;

$$I_{C3} = 1,4 \cdot 695 = 973 \text{ А.}$$

Выбор трансформатора тока осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 7746-2015 [3]:

- по номинальному первичному току:

$$I_{1ном} \geq I_{АДном}, \quad (2.4)$$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток ТТ (... 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; ... А);

- классу точности ТТ или вторичной обмотки (для защиты) – 5Р; 10Р;

- номинальной предельной кратности вторичной обмотки для защиты –

$$K_{ном} = 5 \div 30.$$

Первоначально выбирается ТТ с коэффициентом трансформации $k_T = 200 / 5 = 40$.

Для защиты высоковольтных АД мощностью до 2 МВт требуются следующие виды РЗ [11]:

- защита от междуфазных КЗ;
- защита от замыканий на землю;
- защита от двойных замыканий на землю;
- защита от перегрузки;
- защита минимального напряжения.

Для защиты от междуфазных КЗ применяется токовая отсечка.

Ток срабатывания реле токовой отсечки определяется по формуле:

$$I_{CP} = \frac{k_{CX}}{k_T} \cdot I_{CЗ}, \quad (2.5)$$

$$I_{CP} = \frac{973}{40} = 24,3 \text{ А.}$$

где $k_{CX} = 1$ – коэффициент, учитывающий схему соединения ТТ защиты, при включении реле в неполную звезду на фазные токи.

Чувствительность токовой отсечки проверяется при двухфазном КЗ на выводах АД в минимальном режиме питающей сети:

$$k_{ч} = \frac{I_{KЗmin}^{(2)}}{I_{CЗ}} \geq 1,2; \quad (2.6)$$

$$k_{ч} = \frac{5330}{973} = 5,48 \geq 1,2.$$

Чувствительность токовой отсечки обеспечена.

Для защиты от замыканий на землю (ЗЗ) при токах замыкания более 10 А применяется токовая защита нулевой последовательности, действующая на отключение.

Для защиты от двойных замыканий на землю применяется токовая защита нулевой последовательности, действующая на отключение. Она применяется в тех случаях, когда ЗЗ имеет выдержку времени. Ее применение обязательно, если защита от междуфазных КЗ выполняется в двух фазах.

Защита от перегрузки требуется для АД, подверженных перегрузке по технологическим причинам, или с особо тяжелыми условиями пуска. Защиту от перегрузки можно выполнять с зависимой или независимой выдержкой времени.

Защита минимального напряжения применяется для облегчения условий самозапуска, а также для предотвращения подачи напряжения на АД с заторможенными механизмами двигателей.

В курсовой работе для релейной защиты высоковольтного АД применен микропроцессорный блок защиты присоединений реле БЗП 01 [10].

2.4 Максимальная токовая защита отходящих воздушных линий

МТЗ выполнена по ступенчатому принципу, представляющего собой сочетание максимальной токовой защиты и токовой отсечки, что позволяет выполнить полноценную защиту с высоким быстродействием. Обычно токовые ступенчатые защиты выполняются в виде трех ступеней (рис. 2.2).

Первая ступень – отсечка мгновенного действия, защищает начальный участок линии ВЛ2.1.

Вторая ступень – МТЗ 1 с выдержкой времени, предназначена для надежной защиты оставшегося участка линии после отключения поврежденной линии при возникновении КЗ вне зоны действия первой ступени, т.е. в конце участка линии ВЛ 2.1.

Третья ступень – максимальная токовая защита МТЗ 2, выполняет функции ближнего и дальнего резервирования, резервируя действие защит смежного участка сети ВЛ 2.2.

Расчет МТЗ. При использовании реле РСТ-80 (рис. 2.1) ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} \geq \frac{k_n \cdot k_{сзн}}{k_\epsilon} \cdot I_{р\max}, \quad (2.7)$$

где $I_{р\max}$ – рабочий (расчётный) максимальный ток защищаемой линии (участка); $k_n = 1,2$ – коэффициент надёжности, учитывающий погрешности реле; $k_\epsilon = 0,8-0,85$ – коэффициент возврата; $k_{сзн}$ – коэффициент самозапуска, который зависит от параметров нагрузки, от схемы и параметров питающей сети. Для сельских сетей $k_{сзн} = 1,2-1,3$.

Рабочий (расчётный) максимальный ток защищаемой линии:

$$I_{р\max} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном2}}, \quad (2.8)$$

где $S_{расч}$ – мощность ТП, подключенных к защищаемой линии (участку).

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{n_T} \cdot I_{сз}. \quad (2.9)$$

Проверка чувствительности МТЗ. Чувствительность МТЗ определяется коэффициентом чувствительности при минимальном значении тока короткого замыкания:

$$k_u = \frac{I_{кз.min}^{(2)}}{k_T \cdot I_{cp}} > 1,5, \quad (2.10)$$

где $I_{кз.min}^{(2)}$ – минимальное значение двухфазного тока короткого замыкания в конце защищаемой линии (участка); k_T – коэффициент трансформации трансформатора тока (см. Приложение).

Согласование временных характеристик МТЗ. Для обеспечения селективности действия последовательно включенных МТЗ 1 и МТЗ 2 на участках ВЛ2.1 и ВЛ2.2 необходимо задать (определить) соответствующее время срабатывания каждой из защит.

МТЗ 1 и МТЗ 2 выполняются на реле РСТ-80 с ограниченно зависимой характеристикой времени срабатывания.

Селективность защиты можно обеспечить, если время срабатывания t_1 МТЗ 1, расположенной у шин ПС, при коротком замыкании в точке К4 на смежном участке в зоне действия защиты МТЗ2 больше максимальной выдержки времени t_2 защиты МТЗ 2 на ступень селективности $\Delta t = 0,3 - 0,5$ с.

Выдержки времени у МТЗ выбираются по ступенчатому принципу: начинают выбор с наиболее удаленного от источника питания элемента и, по мере приближения к источнику питания, увеличиваются таким образом, что защита последующего участка имеет выдержку времени на ступень селективности больше, чем максимальная выдержка времени защиты предыдущего участка.

Время срабатывания защиты МТЗ 2 можно принять $t_2 = 0,3$ с.

При этом время срабатывания защиты МТЗ 1 должно быть:

$$t_{cp1} = t_2 + \Delta t, \quad (2.11)$$

В соответствии со схемой размещения релейных защит (рис. 2.2) и данными отходящих от ПС линий (на основе определенных вариантов данных) выполняется расчет максимальных токовых защит для участков ВЛ напряжением 6–10 кВ.

Расчет максимальной токовой защиты. Для защиты электрических сетей с изолированной или компенсированной нейтралью напряжением 6–10 кВ применяется двухфазная двухрелейная схема (рис. 2.3). Трансформаторы тока ТА1 и ТА2 устанавливаются в двух фазах защищаемой сети (как правило, в фазах «А» и «С»), а вторичные обмотки трансформаторов тока и катушки реле КА1 и КА2 соединяются по схеме «неполная звезда/неполная звезда» (рис. 2.3, в, г). В этом случае коэффициент схемы $k_{cx} = 1$.

Для МТЗ 1 на головном участке линии ВЛ2.1 расчетный ток определяется нагрузками S_1 и S_2 (табл. 1.1):

$$I_{p \max 1} = \frac{k_O \cdot (S_1 + S_2)}{\sqrt{3} \cdot U_{2ном}}, \quad (2.12)$$

где $k_O = 0,9$ – коэффициент одновременности [24];

$$I_{p \max} = \frac{0,9 \cdot (700 + 500)}{\sqrt{3} \cdot 10} = 62,4 \text{ А.}$$

Для участка сети с одним потребителем S_2 коэффициент одновременности $k_o = 1$.

$$I_{p \max 2} = \frac{S_2}{\sqrt{3} \cdot U_{2ном}};$$

$$I_{p \max 2} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 28,9 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ 1 определяется по формуле (2.7).

$$I_{c31} \geq \frac{k_n \cdot k_{c3n}}{k_\epsilon} \cdot I_{p \max} = \frac{1,2 \cdot 1,25}{0,8} 62,4 = 117 \text{ А.}$$

Для МТЗ 2 на втором участке ВЛ2.2:

$$I_{c32} \geq \frac{k_n \cdot k_{c3n}}{k_\epsilon} \cdot I_{p \max} = \frac{1,2 \cdot 1,25}{0,8} 28,9 = 54,2 \text{ А.}$$

Для схемы МТЗ 1 на головном участке линии ВЛ2.1 выбираются трансформаторы тока с литой изоляцией катушечные ТЛК-10-150/5 (приложение).

Для схемы МТЗ 2 на втором участке линии ВЛ2.2 выбираются трансформаторы тока с литой изоляцией катушечные ТЛК-10-75/5 (приложение).

Ток срабатывания реле РСТ-80 определяется по формуле (2.5).

$$I_{cp1} = \frac{k_{CX}}{k_{T1}} \cdot I_{c.31} = \frac{1}{150/5} 117 = 3,9 \text{ А.}$$

$$I_{cp2} = \frac{k_{cx}}{k_{T2}} \cdot I_{c.32} = \frac{1}{75/5} 54,2 = 3,61 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности МТЗ. Для МТЗ 1 на головном участке ВЛ 2.1 минимальное значение двухфазного тока короткого замыкания в конце защищаемого участка в точках К4 и К5 (из табл. 1.3):

$$I_{K4 \min}^{(2)} = 4,04 \text{ кА}; \quad I_{K5 \min}^{(2)} = 3,08 \text{ кА.}$$

Чувствительность МТЗ определяется коэффициентом чувствительности по (2.6).

$$\text{Для МТЗ 1 на участке ВЛ2.1: } k_{q2.1} = \frac{I_{K4 \min}^{(2)}}{k_T \cdot I_{cp1}} = \frac{4040}{150/5 \cdot 3,9} = 34,5 > 1,5.$$

$$\text{Для МТЗ 2 на участке ВЛ2.2: } k_{q2.2} = \frac{I_{K5 \min}^{(2)}}{k_T \cdot I_{cp2}} = \frac{3080}{75/5 \cdot 3,61} = 56,9 > 1,5.$$

Выбранные МТЗ проходит по чувствительности.

Согласование временных характеристик МТЗ. Для обеспечения селективности действия последовательно включенных МТЗ 1 и МТЗ 2 на уча-

стках ВЛ2.1 и ВЛ2.2 необходимо задать (определить) соответствующее время срабатывания каждой из защит.

Селективность защиты можно обеспечить, если время срабатывания t_1 МТЗ 1, расположенной у шин ПС, при коротком замыкании в точке К4 на смежном участке в зоне действия защиты МТЗ 2 больше максимальной выдержки времени t_2 защиты МТЗ 2 на ступень селективности $\Delta t = 0,3 - 0,5$ с.

Максимальное время срабатывания МТЗ 2 принято $t_2 = 0,3$ с.

При этом время срабатывания защиты МТЗ1 должно быть определено по (2.11):

$$t_{cp1} = t_2 + \Delta t = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с.}$$

График действия МТЗ 1 и МТЗ 2 представлен на рис. 2.5. Результаты расчета МТЗ сводятся в табл. 2.1.

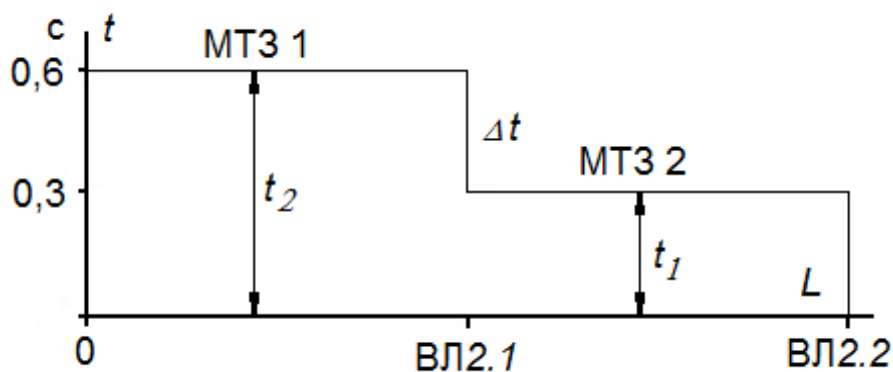


Рисунок 2.5 – Временные характеристики МТЗ на участках ВЛ2

Таблица 2.1 – Расчет максимальной токовой защиты ВЛ 10 кВ

Параметр	Расчетная формула	Полученное значение	
		МТЗ 1	МТЗ 2
Ток срабатывания РЗ, А	$I_{сз} \geq \frac{k_n \cdot k_{сзн}}{k_\beta} \cdot I_{p\max}$	117	54,2
Ток срабатывания реле, А	$I_{cp} = \frac{k_{cx}^{(3)}}{n_T} \cdot I_{с.з}$	3,9	3,61
Коэффициент чувствительности РЗ	$k_u = \frac{I_{кз.min}^{(2)}}{n_T \cdot I_{cp}}$	34,5	56,9
Время срабатывания защиты, с	$t_{cp} = t_2 + \Delta t$	0,4	0,1

2.5 Токовая отсечка отходящих воздушных линий

Токовая отсечка, как правило, действует со своим естественным временем отключения и не имеет искусственной задержки. Поэтому появившийся сигнал на первой ступени защиты сразу действует на отключение выключателя соответствующего присоединения.

Токовая отсечка выбирается так, чтобы эта ступень не отключалась при трехфазном КЗ $I_{K\min}^{(3)}$ в конце линии – в точке К4. Зона действия этой ступени не доходит до конца линии ВЛ2, а действует на начальном участке линии ВЛ2.1.

Ток срабатывания защиты ТО $I_{C3\ TO}$ определяется из следующих условий:

$$I_{C3\ TO} = k_{отс} \cdot I_{K\max}^{(3)}, \quad (2.13)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки или запаса ($k_{отс} = 1,1-1,2$); $I_{K\max}^{(3)}$ – максимальный ток трехфазного КЗ в конце защищаемого участка линии – в точке К4.

Эффективность ТО сводится к проверке чувствительности при минимальном двухфазном КЗ $I_{K\min}^{(2)}$ в точке К2 (начало линии ВЛ2):

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}^{(2)}}{I_{C3\ TO}} > 1,2, \quad (2.14)$$

где $k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности ТО; $I_{K\min}^{(2)}$ – ТКЗ в точке К2.

Результаты расчета ТО сводятся в табл. 2.2.

Зона действия токовой отсечки линии определяется графически по точке пересечения кривой изменения тока КЗ и горизонтальной линии, соответствующей уставке реле.

Расчет токовой отсечки. Ток срабатывания защиты ТО $I_{C3\ TO}$ определяется из условий (2.13) и табл. 1.3:

$$I_{C3\ TO} = k_{отс} \cdot I_{K4\min}^{(3)} = 1,15 \cdot 4,66 = 5,36 \text{ кА.}$$

Эффективность ТО сводится к проверке чувствительности при двухфазном КЗ $I_{K\min}^{(2)}$ в точке К2 по (2.14)

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}^{(2)}}{I_{C3\ TO}} = \frac{6,56}{5,36} = 1,22 > 1,2.$$

Чувствительность ТО обеспечена.

Результаты расчета ТО сводятся в табл. 2.2.

Таблица 2.2 – Расчет токовой отсечки ВЛ 6–10 кВ

Параметр	Расчетная формула	Полученное значение
		ТО1
Ток срабатывания, кА	$I_{C3 TO} = k_{отс} \cdot I_K^{(3)}$	5,36
Коэффициент чувствительности	$k_{\text{ч}} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3 TO}} \geq 1,2$	1,22

Зоны действия токовой отсечки определяется графически, как показано на рис. 2.6. Для этого вычисляются токи КЗ, проходящие по линии ВЛ2.1 при КЗ в ее начале и конце, а также на расстояниях 0,25, 0,5 и 0,75 длины от начала. При вычислении токов КЗ по длине линии ВЛ2.1 удобно воспользоваться табл. 2.3, исходные данные для которой приведены в п. 1.2, табл. 1.1, 1.2 и 1.3.

Затем на рис. 2.6 по оси ординат откладываются токи КЗ $I_{K2 \min}^{(3)}$, $I_{K3 \min}^{(3)}$ (минимальные для К2) и $I_{K2 \min}^{(2)}$, $I_{K3 \min}^{(2)}$ (минимальные для К4), проходящие по защищаемой линии при КЗ в начале и конце ВЛ2.1.

Таблица 2.3 – Расчет параметров для определения зон действия токовой отсечки

Параметр	Расчетная точка				
	К2	0,25L	0,5L	0,75L	К4
$X_{ВЛ2.1*}$, Ом	0	0,125	0,25	0,375	0,5
$X_{ВЛ2.1*}$	0	1,14	2,27	3,41	4,54
$X_{\Sigma \min*} = X_{C \min*} + X_{ВЛ1*} + X_{T*} + X_{ВЛ2.1*} = 0,4 + 0,302 + 6,56 + X_{ВЛ2.1*}$	7,26	8,4	9,53	10,7	11,8
$I_{K \max}^{(3)} = \frac{I_{\delta 2}}{X_{\Sigma \min*}}$, кА	7,57	6,55	5,77	5,14	4,66
$I_{K \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\delta 2}}{2 \cdot X_{\Sigma \min*}}$, кА	6,56	5,67	5	4,45	4,04
$I_{C3 TO}$, кА	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36

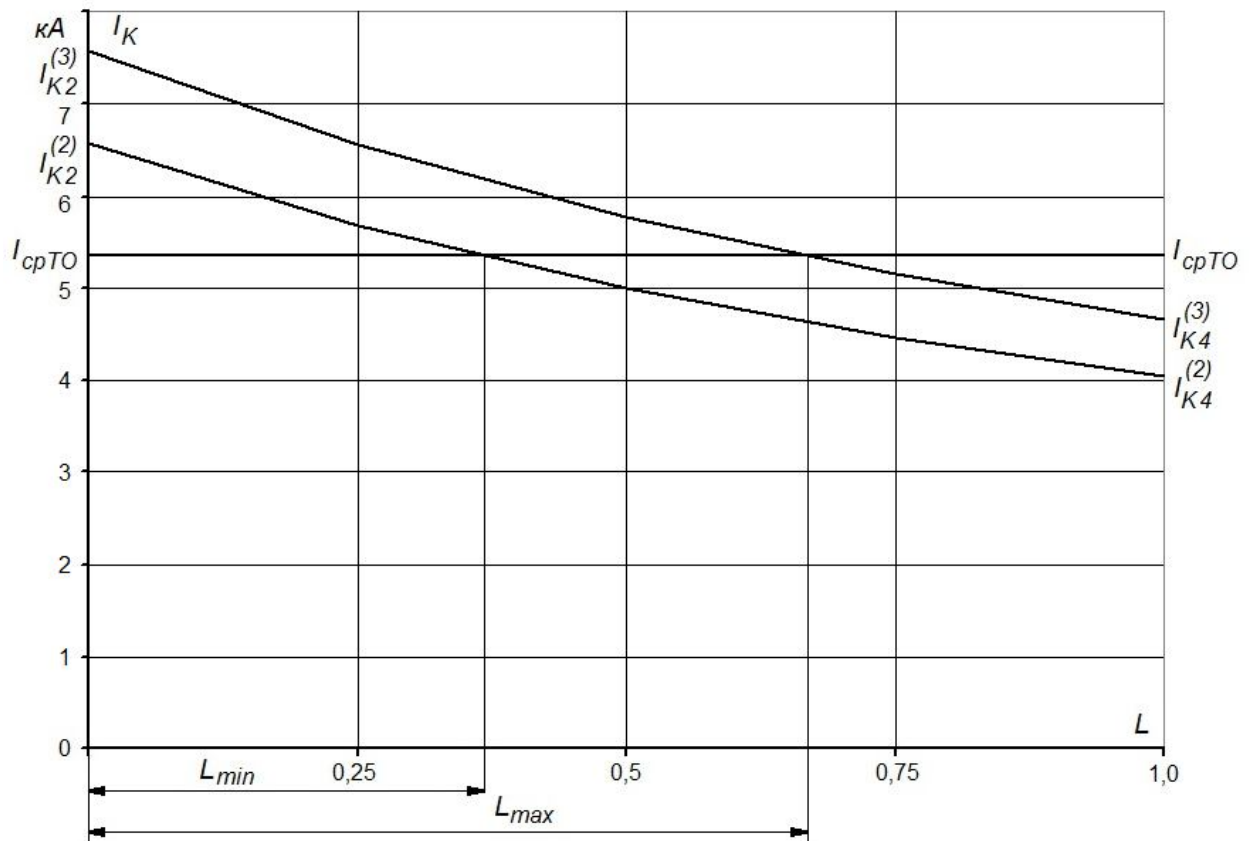


Рисунок 2.6 – Определение зоны действия токовой отсечки на линии ВЛ2.1

Полученные значения в соответствующих расчетных точках максимальных и минимальных ТКЗ также откладываются на графике и соединяются прямыми линиями. По оси абсцисс откладывается длина линии ВЛ2.1.

Из точки $I_{срТО}$ проводится горизонтальная линия до пересечения с полученными графиками (в виде ломанных линий). Точки пересечения линий определяют максимальную (защита от трехфазных ТКЗ) и минимальную (защита от двухфазных ТКЗ) зоны L_{max} и L_{min} действия токовой отсечки. Отсечка действует в зоне, где ток КЗ превышает ток срабатывания.

Время срабатывания ТО $t_{срТО} = 0,1$ с. Временные характеристики совместного действия МТЗ и ТО на участках ВЛ2 приведены на рис. 2.7.

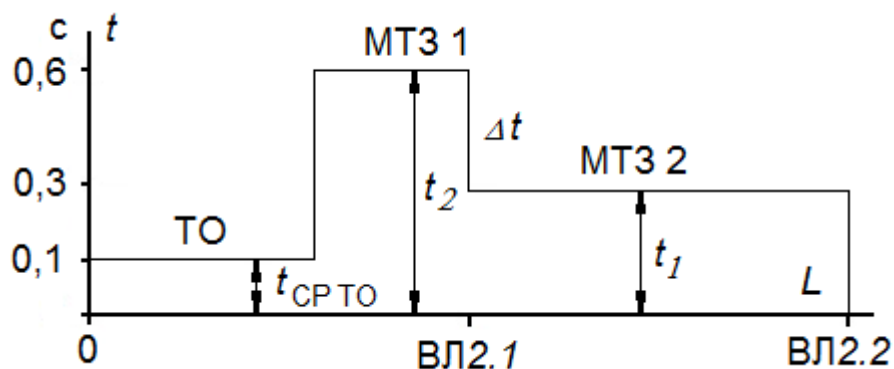


Рисунок 2.7 – Временные характеристики совместного действия МТЗ и ТО на участках ВЛ2

3 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.1 Общие положения

Согласно ПУЭ [11] для силовых трансформаторов (СТ) предусматриваются следующие виды релейных защит:

а) от повреждений на вводах трансформатора, а также от внутренних повреждений – продольная дифференциальная защита, которая является обязательной для трансформаторов мощностью 6,3 МВ·А и выше;

а) от повреждений внутри трансформатора, сопровождающихся выделением газа и от понижения уровня масла – газовая защита;

в) от токов, обусловленных внешними КЗ – максимальная токовая защита, устанавливаемая со стороны питания, которая может иметь пуск по напряжению;

г) от токов, обусловленных перегрузкой, – МТЗ, включенная на ток одной фазы;

д) от однофазных замыканий на землю на отходящих линиях 6–35 кВ устанавливаются устройства контроля изоляции или специальные защиты с действием на сигнал или отключение.

Понижающие трансформаторы 35–110/6–10 кВ подстанций мощностью от 6300 кВ·А и выше оборудуют продольной дифференциальной токовой защитой (ДТЗ) без выдержки времени и газовой защитой (от внутренних повреждений и КЗ на выводах), максимальной токовой защитой без выдержки времени (для защиты от внешних КЗ) и токовой защитой от перегрузки.

При выборе и расчетах релейной защиты использована методика, основанная на выполнении следующих положений [1, 2, 11, 15, 16, 28, 29]:

1. Определить требования ПУЭ к РЗ объекта (гл. 3.2, 3.3, 3.4).
2. Выбрать типы и принципиальные схемы РЗ, подлежащие расчету.
3. Намечать расчетные режимы (максимальные рабочие токи, максимальные и минимальные токи КЗ) для выбора параметров защиты и проверки ее чувствительности.

В релейной защите в последнее десятилетие произошли качественные изменения, вызванные широким использованием цифровой (микропроцессорной) техники. Это обусловлено, в первую очередь, существенными преимуществами РЗ на микропроцессорной основе по сравнению с электромеханической и электронной релейной защитой.

3.2 Дифференциальная защита силовых трансформаторов

1. Дифференциальная защита силовых трансформаторов выполняется на микропроцессорном терминале (МПТ) и состоит из двух ступеней:

1) *первая ступень* – чувствительная дифференциальная защита с торможением арифметической суммой токов всех плеч защиты и с блокировкой

ми от второй гармонической составляющей дифференциального тока для отстройки от бросков тока;

2) *вторая ступень* – дифференциальная отсечка без блокировок с током срабатывания, отстроенным от максимальных токов небаланса и бросков тока намагничивания. Вторая ступень предназначена для быстрого отключения повреждения, сопровождаемого большими токами короткого замыкания, когда из-за насыщения трансформаторов тока в переходный период возможно появление во вторичном токе большой величины токов второй гармоники, тем самым будет заблокировано действие 1 ступени.

2. Принципиальная схема ДЗТ СТ. Релейная защита силового трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВ·А выполнена на вводе 10 кВ и на отходящих линиях (рис. 3.1). Ряд внешних защит и сигналов: газовая защита, повышение температуры масла трансформатора, подаются на дискретные входы устройств защит вводов МПТ, в котором производится их фиксация и обработка.

Релейная защита, выполняемая на МПТ, удовлетворяет условиям ПУЭ и осуществляет защиту от следующих видов повреждений и аномальных режимов работы: многофазных замыканий в обмотках и на выводах – продольная ДТЗ; однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах присоединенных к сети глухо заземленной нейтралью – токовая защита нулевой последовательности; витковых замыканий в обмотках – газовая защита; токов в обмотках обусловленных внешними КЗ; токов в обмотках, обусловленных перегрузкой; понижения уровня масла; однофазных замыканий на землю в сетях 10 кВ с изолированной нейтралью [1, 28,29].

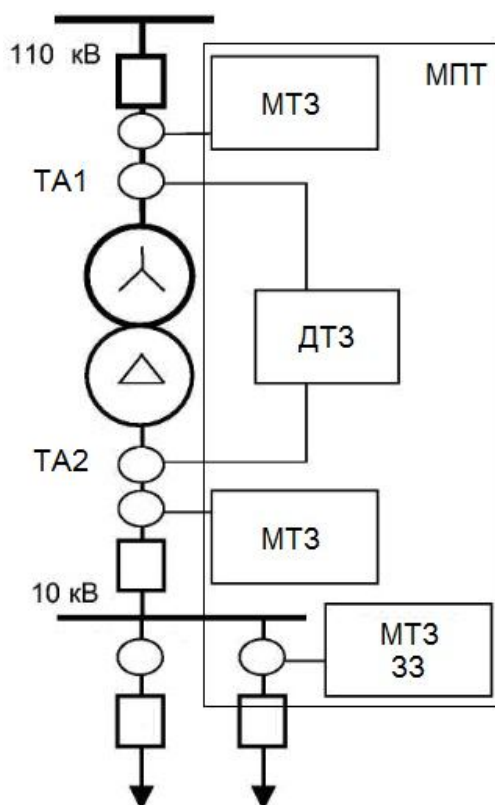


Рисунок 3.1 – Релейная защита МПТ силового трансформатора

Использование МПТ для защиты СТ позволяет выполнить практически полный набор устройств защиты, требуемый ПУЭ для понижающих трансформаторов: дифференциальную защиту с характеристиками, близкими к реле ДЗТ-21; максимальную токовую защиту для каждой из сторон; трехступенчатую токовую защиту нулевой последовательности для двух сторон трансформатора. Устройства МПТ питаются от собственного источника оперативного тока, отдельного от защиты вводов.

3.3 Расчет дифференциальной защиты

Дифференциальная защита трансформатора использует 2 комплекта трансформаторов тока, расположенных со всех сторон трансформатора. Выравнивание вторичных токов по величине и по фазе производится защитой терминала, по расчетам общих характеристик заданных параметров СТ и трансформаторов тока.

Реле ДТЗ имеет тормозную характеристику пропорционального типа (процентное торможение) – ток срабатывания защиты увеличивается пропорционально увеличению тока КЗ (рис. 3.2). Тормозным током является самый большой ток среди подводимых к реле, по каждой фазе отдельно.

На рис. 3.2 представлена характеристика дифференциальной защиты (I_D – дифференциальный ток, I_R – тормозной ток). Характеристика состоит из четырех участков.

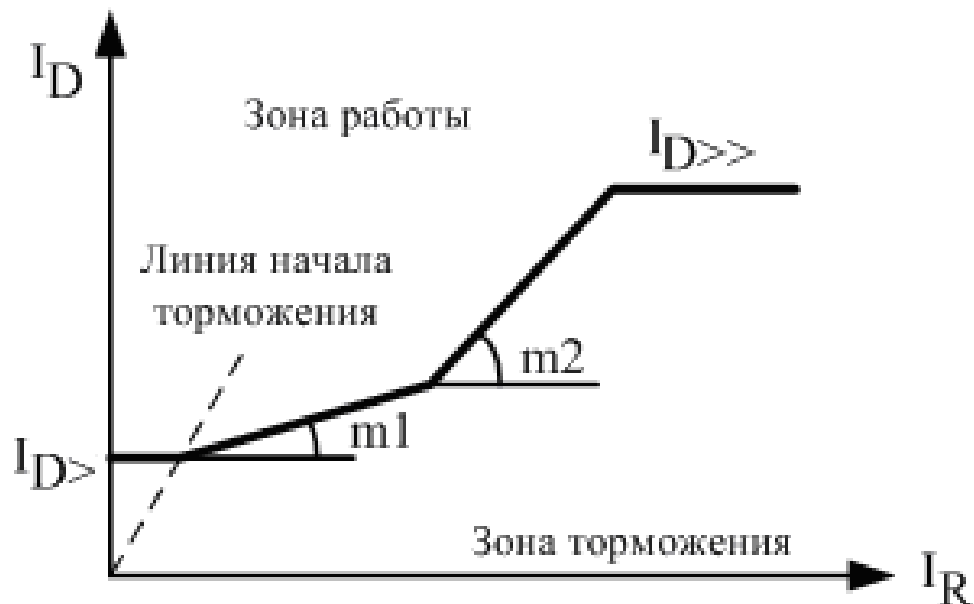


Рисунок 3.2 – Характеристика дифференциальной защиты МПТ

Начальный участок характеристики $I_{D>}$ заканчивается на расстоянии $0,5I_d$ от тока трогания I_d в точке пересечения с линией начала торможения, на этом участке ток срабатывания не зависит от торможения. В точке пересечения с линией начала торможения характеристика $I_{D>}$ пересекается с первой тормозной характеристикой. Она имеет наклон (коэффициент тор-

можения) m_1 . Эта характеристика работает при малых токах КЗ, когда погрешность ТТ невелика. При токах, больших $2,5I_{ном}$, начинается вторая тормозная характеристика m_2 , которая пересекается с первой и имеет более крутой наклон, учитывая повышенную погрешность ТТ при больших токах КЗ. И последний участок $I_{D>}$ – это отсечка $I_{D>>}$, – ток срабатывания опять не зависит от тормозного тока.

Выбор уставок реле ДТЗ выполняется в следующей последовательности [7].

1. Определение номинальных токов трансформатора для стороны высшего (ВН) и низшего напряжения (НН):

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (3.1)$$

$$I_{ном1} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84 \text{ А.}$$

$$I_{ном2} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 924 \text{ А.}$$

2. Определение базисных токов (коэффициентов) – отношения номинального тока СТ к номинальному току ТТ.

Сторона ВН (ТА1-200/5):

$$I_{b1} = \frac{I_{ном1}}{I_{номТА1}}. \quad (3.2)$$

$$I_{b1} = \frac{84}{200} = 0,42.$$

Сторона НН (ТА2-2000/5):

$$I_{b2} = \frac{I_{ном2}}{I_{номТА2}}. \quad (3.3)$$

$$I_{b2} = \frac{924}{2000} = 0,462.$$

3. Выбор уставок, выставляемых на МПТ, приведен в табл. 3.1.

4. Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора от всех видов КЗ:

- выбор уставки первой ступени дифференциального тока (начального участка характеристики на рис. 3.2). Согласно паспортным данным она составляет 35% от номинального тока защищаемого СТ:

$$I_{D>^*} = 0,35.$$

Вторичный ток срабатывания (расчетный) в относительных единицах находится по формуле:

$$I_{d>p^*} = I_{D>} \cdot I_{b1}; \quad (3.4)$$

$$I_{d>p^*} = 0,35 \cdot 0,42 = 0,147.$$

Таблица 3.1 – Уставки устройства ДТЗ МПТ

Наименование уставки	Условное обозначение	Пределы уставки	Шаг ус- тавки	Уставка
Номинальная частота	$f_{\text{НОМ}}$	50, 60Гц	-	50 Гц
Номинальный вторичный ток ТТ	$I_{\text{Н1}}=I_{\text{Н2}}$	1, 5А	-	5
Номинальный первичный ток ТТ1 110 кВ	$I_{\text{НТА1}}$	10÷10000А	-	200
Номинальный первичный ток ТТ2 10 кВ	$I_{\text{НТА2}}$	10÷10000А	-	2000
Полярность ТА	-	Нормаль- ная, инверсив- ная	-	Норм.
$S_{\text{НОМ}}$ стороны 110 кВ	$P_{\text{НОМ1}}$	0,1÷1000 МВ·А	-	16
$S_{\text{НОМ}}$ стороны 10 кВ	$P_{\text{НОМ2}}$	0,1÷1000 МВ·А	-	16
$U_{\text{ср}}$ 110 кВ	$U_{\text{НТ1}}$	0,1÷500 кВ	-	115
$U_{\text{ср}}$ 10 кВ	$U_{\text{НТ2}}$	0,1÷500 кВ	-	10,5
Группа соединений силового трансформатора	Группа	-	-	11
Базисный ток	$I_{\text{б1}}$	ОЕ	-	0,42
Базисный ток	$I_{\text{б2}}$	ОЕ	-	0,462

Минимальная уставка, которая может быть выполнена на реле, равна 0,15. Принимаем минимальную уставку $I_{d>p*} = 0,15$ и получаем, что уставка первой ступени дифференциального тока (вторичный ток ТТ 5 А) составляет:

$$I_{d>} = I_{d>*} \cdot I_{\text{НОМТА1}} / 2; \quad (3.5)$$

$$I_{d>} = 0,15 \cdot 5 = 0,75 \text{ А.}$$

$$I_{D>} = \frac{I_{d>}}{I_{\text{б1}}}; \quad (3.6)$$

$$I_{D>} = \frac{0,15}{0,42} = 0,36.$$

$$I_{D>} = I_{D>*} \cdot I_{\text{НОМ1}}; \quad (3.7)$$

$$I_{D>} = 0,36 \cdot 84 = 30,2 \text{ А.}$$

- выбор угла наклона характеристики (коэффициента торможения) первого участка, который находится в зоне малых токов от 0 до $2,5 \times I_{\text{н}}$ трансформаторов тока:

$$m1 = k_3 \cdot (k_1' + k_1''), \quad (3.8)$$

где $k_3 = 1,2$ – коэффициент запаса; k' – погрешность трансформаторов тока, принимается для малых токов $k'_1 = 5\%$; k'' – диапазон регулирования коэффициента трансформации защищаемого трансформатора в %, равный суммарному диапазону сторон, на которых выполняется регулирование $k'' = 16\%$;

$$m1 = 1,2 \cdot (5 + 16) = 25,2\%.$$

Пределы выставления уставки 20–50% с шагом 1%, поэтому принимается $m1 = 25\%$.

- выбирается угол наклона характеристики (коэффициент торможения) второго участка, который находится в зоне больших токов:

$$m2 = k_3 \cdot (k_{анер1} \cdot k'_2 + k''), \quad (3.9)$$

где $k_3 = 1,2$ – коэффициент запаса; $k_{анер1}$ – коэффициент, учитывающий рост погрешности за счет апериодической составляющей. $k_{анер1} = 1,5$; k' – погрешность трансформаторов тока, принимается для больших токов $k'_2 = 10\%$; k'' – диапазон регулирования коэффициента трансформации защищаемого трансформатора в %, равный суммарному диапазону сторон, на которых выполняется регулирование $k'' = 16\%$.

$$m2 = 1,2 \cdot (1,5 \cdot 10 + 16) = 37,2\%.$$

Пределы выставления уставки 40–100% с шагом 1%. Принимается ближайшее возможное значение $m2 = 40\%$.

- выбирается ток срабатывания второй ступени дифференциального тока (отсечки):

1) по условию отстройки от токов небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{D>>} = I_{к.мах} \cdot k_3 \cdot (k_{анер2} \cdot k'_2 + k''), \quad (3.10)$$

где $I_{к.мах} = I_{к2\max}^{(3)}$ – ток КЗ за трансформатором (на стороне 10 кВ) в максимальном режиме, А; $k_3 = 1,2$ – коэффициент запаса; $k_{анер2} = 3$ – коэффициент, учитывающий рост погрешности за счет апериодической составляющей.

$$I_{D>>} = 7700 \cdot 1,2 \cdot (3 \cdot 0,1 + 0,16) = 4250 \text{ А};$$

2) по условию отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{D>>} = 6 \cdot I_{ном1}; \quad (3.11)$$

$$I_{D>>} = 6 \cdot 84 = 504 \text{ А}.$$

Выбираем наибольшее из двух значений для установки на микропроцессорном терминале:

$$I_{d>>} = \frac{I_{D>>}}{I_{\text{номТГ2}}}; \quad (3.12)$$

$$\text{а) } I_{d>>} = \frac{504}{200} = 2,52 \text{ А}; \quad \text{б) } I_{d>>} = \frac{4250}{200} = 21,3 \text{ А}.$$

Принимается значение 21,3 (пределы выставления уставки $(1-30)I_{\text{ном}}$ с шагом 0,1).

5. Проверка чувствительность первой ступени продольной дифференциальной защиты при минимальном токе двухфазного КЗ в минимальном режиме ($I_{K2_{\text{мин}}}^{(2)}$) за трансформатором:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K2_{\text{мин}}}^{(2)} \cdot k_{\text{сх1}}}{I_{D>}} > 2; \quad (3.14)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{6560 \cdot 1}{504} = 13 > 2.$$

6. Проверка чувствительность второй ступени продольной защиты при минимальном токе двухфазного КЗ за трансформатором:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K2_{\text{мин}}}^{(2)} \cdot k_{\text{сх2}}}{I_{D>>}}; \quad (3.15)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{6560 \cdot \sqrt{3}}{504} = 22,5 > 1,2.$$

Чувствительность защиты удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Результаты выбора уставок защиты трансформатора на реле ДТЗ МПТ сведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2 – Уставки реле ДТЗ МПТ защиты СТ

Уставки ДТЗ трансформатора				
Уставка по току (1 ступень)	$I_{d>}$	$0,15 \div 1,5 I_{\text{ном}}$	$0,01 I_{\text{ном}}$	0,15
Угол 1 наклона характеристики	m1	20–50%	1%	25%
Угол 2 наклона характеристики	m2	40–100%	1%	40%
Уставка по току (2 ступень)	$I_{d>>}$	$(1-30)I_{\text{ном}}$	$0,1I_{\text{ном}}$	21,3

3.4 Газовая защита силового трансформатора

Действие газовой защиты трансформатора (ГЗТ) основано на том, что всякие, даже незначительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака СТ вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа.

Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому ГЗТ выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. Кроме того, ГЗТ действует на сигнал и на отключение при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой СТ от внутренних повреждений. Она реагирует на такие опасные повреждения, как замыкания между витками обмоток, на которые не реагируют другие виды защит из-за недостаточной величины тока при этом виде повреждения. Газовая защита осуществляется с помощью специальных газовых реле – реле защиты трансформатора выполнена на реле типа РЗТ-50 (рис. 3.3), которое монтируются на соединительном трубопроводе между корпусом и расширительным баком.

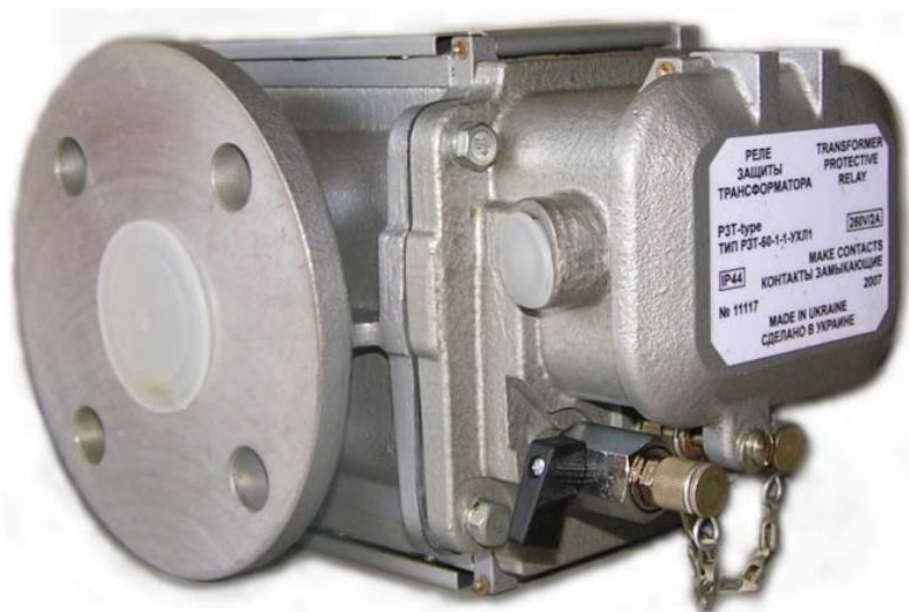


Рисунок 3.3 – Газовое реле РЗТ-50

Газовое реле РЗТ-50 (двухпоплачковое) предназначено для коммутации сигналов: «Предупреждение» – при возникновении неисправности в работе защищаемого силового трансформатора; «Отключение» – при потере трансформаторного масла или при превышении скорости трансформаторного масла в соединительном трубопроводе выше заданного порогового значения. Угол подъема трубопровода в сторону расширительного бака должен быть в диапазоне 1° до 4° (рис. 3.4).

ГЗТ обеспечивает защиту СТ от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа и ускоренным протеканием масла из бака трансформатора в расширитель.

Для защиты трансформатора используют газовые реле, которые монтируют в наклонный трубопровод, соединяющий расширительный бак с баком силового трансформатора.

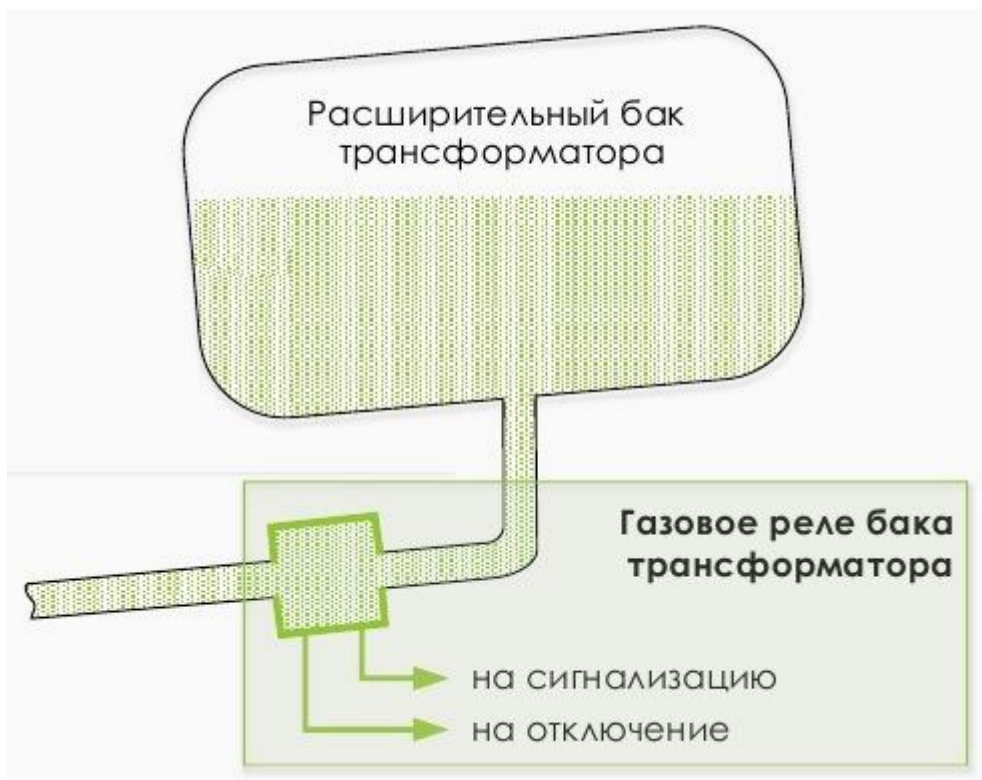


Рисунок 3.4 – Установка газового реле РЗТ

В нормальном режиме работы ГЗТ реле заполнено маслом. При незначительных повреждениях, например, витковых замыканиях, под действием нагрева происходит разложение масла и образование пузырьков газа, которые начинают скапливаться в верхней части газового реле, вытесняя из него масло, что приводит к срабатыванию *первой сигнальной ступени* реле.

В случае более серьезных повреждений процесс газообразования идет значительно интенсивнее, вызывая поток масла, проходящий через реле, в результате чего срабатывает *вторая ступень, действующая на отключение* СТ. Газовое реле своими контактами соединено с микропроцессорным терминалом защиты СТ.

Сигнальная ступень ГЗТ. Входной логический сигнал «ГЗ Т1» (рис. 3.5) предназначен для подключения контактов сигнальной ступени газового реле бака СТ. При поступлении сигнала на вход защита срабатывает с выдержкой времени «Тгз 1» (без выдержки времени в случае установки нулевого значения «Тгз 1»), формируя сигнал «ГЗ Т1 сраб.», действующий на предупредительную сигнализацию.

Для перевода действия сигнальной ступени ГЗТ на отключение трансформатора и аварийную сигнализацию предусмотрен входной логический сигнал «ГЗ Т1 на откл.».

Входной логический сигнал «КИ ГЗ Т1» предназначен для подключения контактов реле *контроля изоляции* цепей сигнальной ступени ГЗТ. При

появлении сигнала на входе с выдержкой времени «Тки ГЗ» срабатывает предупредительная сигнализация и, при введенном программном ключе «B201», выполняется блокирование работы сигнальной ступени ГЗТ. Снятие блокирования осуществляется вручную подачей команды «Съем сигнализации».

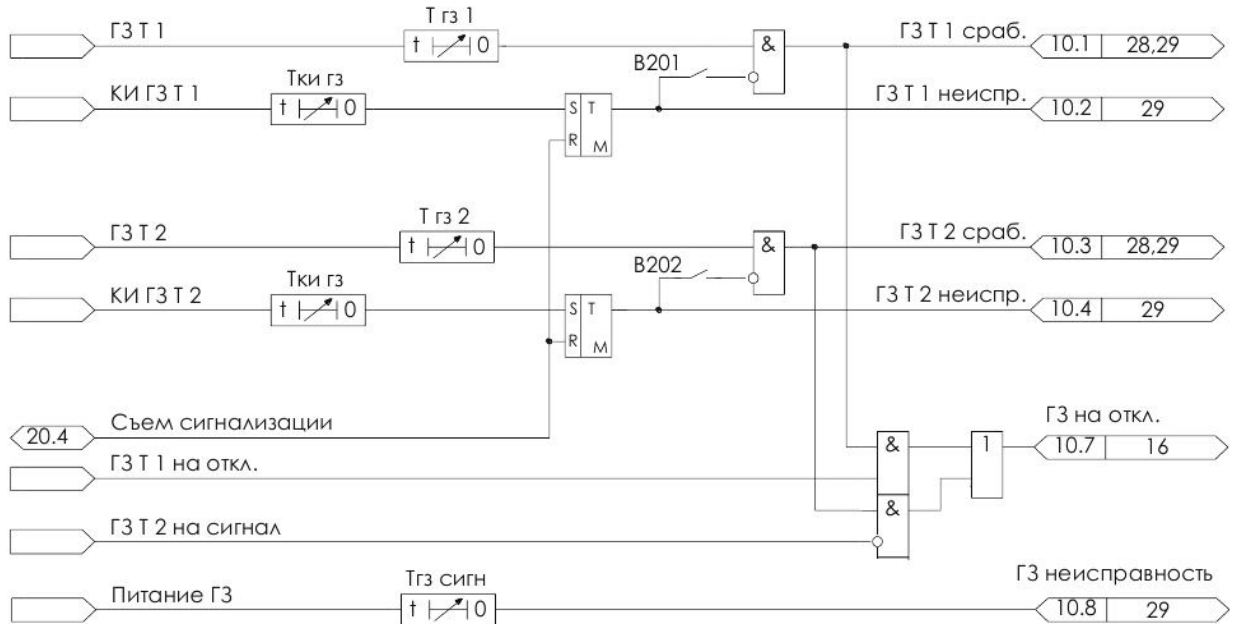


Рисунок 3.5 – Алгоритм работы газового реле

Отключающая ступень ГЗ трансформатора. Входной логический сигнал «ГЗ Т2» предназначен для подключения контактов отключающей ступени газового реле бака СТ. При поступлении сигнала на вход защита срабатывает с выдержкой времени «Тгз 2» (без выдержки времени в случае установки нулевого значения «Тгз 2»), формируя сигнал «ГЗ Т2 сраб.», действующий на отключение СТ со всех сторон и аварийную сигнализацию.

Для перевода действия отключающей ступени ГЗТ на формирование предупредительной сигнализации предусмотрен входной логический сигнал «ГЗ Т2 на сигнал».

Входной логический сигнал «КИ ГЗ Т2» предназначен для подключения контактов реле контроля изоляции цепей отключающей ступени ГЗТ. При появлении сигнала на входе с выдержкой времени «Тки ГЗ» срабатывает предупредительная сигнализация и, при введенном программном ключе «B202», выполняется блокирование работы отключающей ступени ГЗ трансформатора. Снятие блокирования осуществляется вручную подачей команды «Съем сигнализации».

4 АВТОМАТИКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В курсовой работе рассматриваются основные элементы автоматики систем электроснабжения: автоматическое повторное включение (АПВ) воздушных линий; автоматический ввод резервного питания (АВР) на районной ПС.

4.1 Автоматическое повторное включение воздушных линий

Назначение АПВ. Многолетний опыт эксплуатации ЭО показал, что значительная часть КЗ, вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и другими причинами, при достаточно быстром отключении линий релейной защитой самоустраняется.

Статистические данные о повреждаемости ЛЭП показывают, что доля неустойчивых повреждений в них достигает 90 %. Самоустраняющиеся повреждения, при которых электрическая дуга, возникшая в месте КЗ, гаснет, не успевает вызвать существенных разрушений. ВЛ, на которых произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Поэтому повторное включения при неустойчивых повреждениях является успешным. Для ускорения повторного включения ВЛ и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей используются АПВ. Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд.

Применение АПВ на всех воздушных линиях напряжением 6–10 кВ согласно ПУЭ является обязательным.

АПВ восстанавливает нормальную схему также в тех случаях, когда отключение выключателя происходит вследствие ошибок, допущенных персоналом, или при ложном действии РЗ.

Основные требования к устройствам АПВ. Схемы АПВ, применяемые на ЛЭП, должны удовлетворять следующим требованиям:

- *приходить* в действие при аварийном отключении выключателя, находившегося в работе;

- *не должны приходить в действие* при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда выключатель отключается РЗ сразу же после его включения персоналом, т.е. при включении выключателя на КЗ (поскольку повреждения в таких случаях обычно бывают устойчивыми);

- время действия АПВ должно быть минимально возможным (для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановить нормальный режим работы);

- схемы АПВ должны автоматически учитывать готовность выключателя, на который действует АПВ, к новому действию.

Выбор уставок однократных АПВ для линий с односторонним питанием. Выдержка времени АПВ на повторное включение выключателя определяется двумя условиями:

1. Выдержка времени $t_{1-АПВ}$ должна быть больше времени готовности привода выключателя:

$$t_{1-АПВ} = t_{zn} + t_{зан}, \quad (4.1)$$

где t_{zn} – время готовности привода может составлять 0,2–1 с для различных типов приводов; $t_{зан} = 0,3 \div 0,5$ с – время запаса, учитывающее погрешности реле времени АПВ, принимается равным 0,3–0,5 с.

$$t_{1-АПВ} = 0,3 + 0,4 = 0,7 \text{ с.}$$

2. Для успешного повторного включения необходимо, чтобы за время от момента отключения ЛЭП до момента повторного включения и подачи напряжения не только погасла электрическая дуга в месте КЗ, но и восстановились изоляционные свойства воздуха (произошла его деионизация).

Следовательно, выдержка времени АПВ на повторное включение должна быть больше времени деионизации:

$$t_{1-АПВ} = t_{\delta} + t_{зан} \quad (4.2)$$

где $t_{\delta} = 0,1 \div 0,3$ с – время деионизации.

$$t_{1-АПВ} = 0,2 + 0,4 = 0,6 \text{ с.}$$

При выборе уставок из двух вариантов принимается большее значение времени, из полученных по выражениям (4.1) и (4.2):

$$t_{1-АПВ} = 0,7 \text{ с.}$$

Время автоматического возврата АПВ в исходное положение выбирается из условия обеспечения однократности действия.

Для этого при повторном включении на устойчивое КЗ возврат АПВ в исходное положение должен происходить только после того, как выключатель, повторно включенный от АПВ, вновь отключится РЗ, имеющей наибольшую выдержку времени.

Микропроцессорные реле имеют регулируемое время готовности.

Ускорение действия защиты после АПВ применяется для быстрого отключения КЗ и повышения надежности работы энергосистемы и потребителей.

Схемы ускорения защиты после АПВ (рис. 2.2) предусматривается для линий, не имеющих быстродействующих защит – участок ВЛ 2.2 (рис. 4.1, а).

Цепь ускоренного действия защиты нормально разомкнута контактом промежуточного реле ускорения KLY (катушка реле на рисунке не показана), которое срабатывает перед повторным включением выключателя и, имея замедление на возврат, держит свой контакт замкнутым в течение 0,7–1 с. Поэтому если повторное включение происходит на устойчивое КЗ, то защита второй раз действует без выдержки времени по цепи ускорения через контакт реле KLY и мгновенный контакт $KT1.1$ реле времени.

Для запуска промежуточного реле ускорения применяется схема, приведенная на рис. 4.1, б. При отключении выключателя реле положения «Отключено» реле *KL* срабатывает и, кроме рассмотренных ранее действий, замыкает контакт в цепи обмотки реле *KLY*, которое, сработав, в свою очередь, замыкает цепь ускорения. При подаче команды на включение выключателя реле *KL1* возвращается и снимает «плюс» с обмотки реле *KLY*. Однако реле *KLY* возвращается не сразу, а с замедлением 0,7–1 с, что является достаточным для срабатывания защиты по цепи ускорения при включении выключателя на устойчивое КЗ.

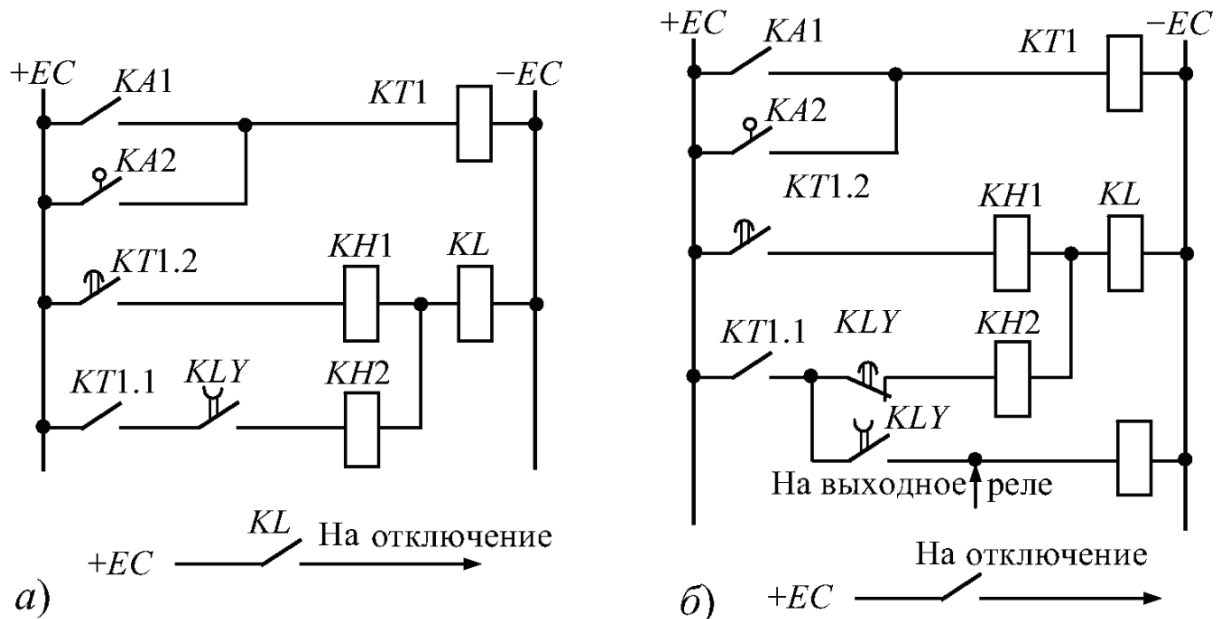


Рисунок 4.1 – Схемы ускорения действия защиты:
а – после АПВ; б – до АПВ

Для ускорения защиты могут использоваться и непосредственно контакты реле *KL1*. При этом реле ускорения не устанавливается, а в качестве реле *KL1* используется замедленное на возврат реле.

Ускорение защиты до АПВ (рис. 4.1, б) позволяет ускорить отключение КЗ и обеспечить селективную ликвидацию повреждений.

Двухкратное АПВ позволяет повысить эффективность АПВ. Успешность действия АПВ при втором включении составляет 11–20 %, что повышает общий процент успешных действий АПВ до 75–95 %.

Выдержка времени первого цикла АПВ определяется согласно выражениям (4.1) и (4.2) для АПВ однократного действия. Второй цикл должен происходить спустя 10–20 с после вторичного отключения выключателя. Такая большая выдержка времени АПВ во втором цикле требуется для подготовки выключателя к отключению КЗ в случае включения на устойчивое повреждение. За это время из камеры гашения маломасляного выключателя удалятся разложившиеся и обугленные частицы. Камера вновь заполняется маслом и отключающая способность выключателя восстанавливается. Для вакуумных выключателей такая выдержка не требуется.

4.2 Автоматический ввод резерва на ПС

Назначение автоматического ввода резерва. Схемы электрических соединений энергосистем и отдельных электроустановок должны обеспечивать надежность электроснабжения потребителей.

На двухтрансформаторной районной ПС оба силовых трансформатора, как правило, несут нагрузку, и в этом случае резерв называется *неявным* и устройством АВР оснащается секционный выключатель QS (рис. 4.2). Оба СТ взаимно резервируют друг друга в случае повреждения и отключения одного из них. Поэтому АВР должно быть двусторонним.

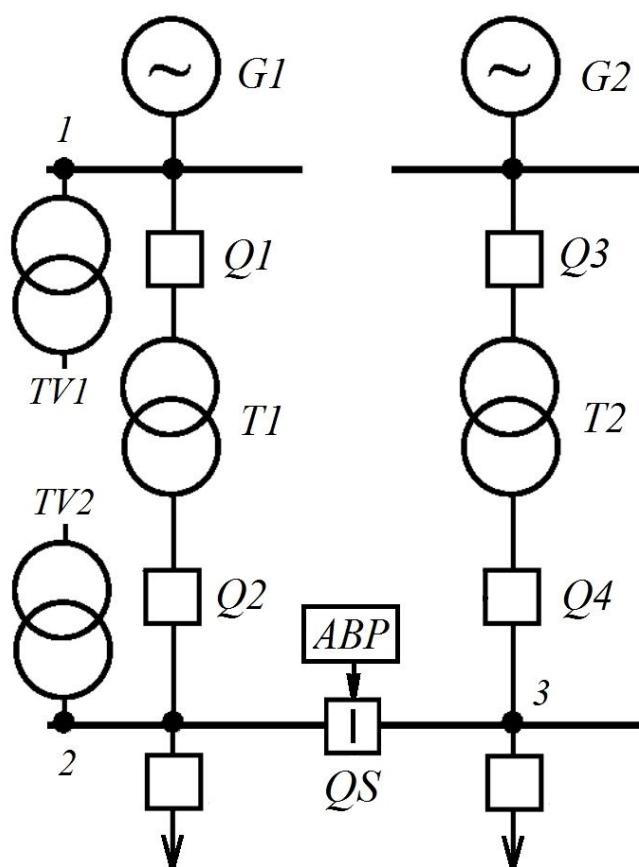


Рисунок 4.2 – Автоматическое неявное резервирование трансформаторов

Принцип действия АВР двухтрансформаторной подстанции (рис. 4.2). Для того чтобы обеспечить действие АВР, предусмотрен специальный пусковой орган минимального напряжения. При исчезновении напряжения на шинах 1, а, следовательно, и на шинах 2 ПС реле минимального напряжения, подключенные к трансформатору напряжения $TV1$, подадут сигнал на обмотку реле времени. По истечении установленной выдержки реле времени подаст сигнал на выходное промежуточное реле, контакты KLV которого включены в цепи отключения выключателей $Q1$ и $Q2$ рабочего СТ.

Пусковыми органами АВР являются реле минимального напряжения KLV . Для упрощения рассматривается принципиальная схема резервирования одного трансформатора $T1$ (рис. 4.3), которая аналогична и для СТ $T2$.

В случае неявного резерва до цикла АВР каждый трансформатор работает на нагрузку своих потребителей, подключенных к своей секции 2 и 3 (рис. 4.2). Секционный выключатель QS нормально отключен. В аварийном режиме оба трансформатора взаимно резервируют друг друга.

При отключении одного из трансформаторов, например, $T1$, вспомогательные контакты его выключателя $Q2.3$ размыкают цепь реле времени KLT . Контакты $Q2.4$ замыкаются и подают напряжение на промежуточное реле $KL1$, которое срабатывает и своими контактами замыкает цепь питания катушек включения выключателей $YAC3$, $YAC4$ и $YACS$.

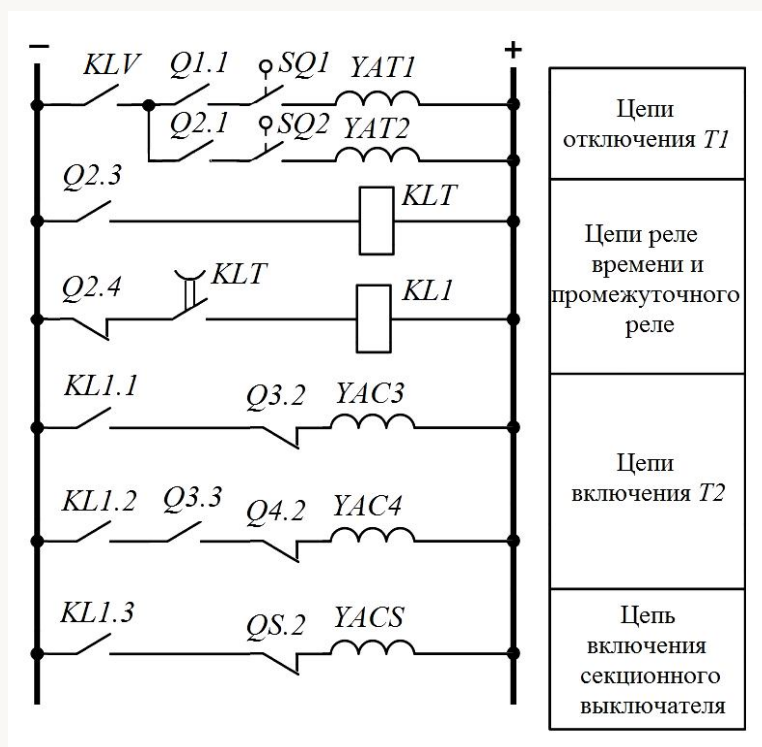


Рисунок 4.3 – Схема АВР трансформатора с действием на секционный выключатель QS

Если трансформатор $T2$ был включен, то включается только секционный выключатель QS . При отключенном трансформаторе $T2$ будут включаться три выключателя $Q3$, $Q4$, и QS . Для устранения перегрузки аккумуляторной батареи источника оперативного тока за счет одновременного включения трех выключателей предусматривается блокировка с помощью дополнительных контактов выключателя $Q3$. Выключатель $Q4$ включается только после того, как выключатель $Q3$ уже включен.

В рассмотренных случаях после действия схемы АВР на секцию 2 подается напряжение от трансформатора $T2$. Аналогичным образом трансформатор $T2$ резервируется трансформатором $T1$.

Устройства автоматического ввода резерва РС80-АВРМ (рис. 4.4) могут быть использованы в схемах АВР на два ввода в составе щитов собственных нужд или специализированных шкафов щитов панелей АВР или как отдельный блок АВР.

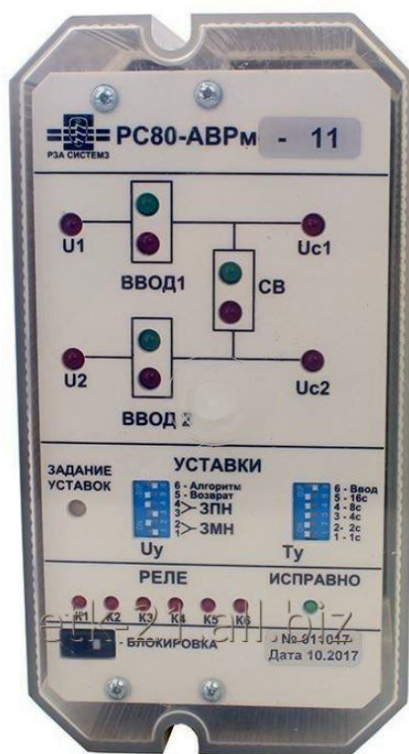


Рисунок 4.4 – Устройства автоматического ввода резерва РС80-АВРМ

Функции устройства: Устройство обеспечивает в режиме АВР с самовозвратом или без самовозврата:

- контроль напряжения до вводов 6-35 кВ;
- пуск АВР шин по снижению напряжения с контролем наличия напряжения на соседней секции;
- контроль наличия напряжения на резервном источнике питания для АВР;
- светодиодную индикацию положения вводов и секционного выключателя, а также наличия напряжения до вводов и на секциях;
- задание установок напряжения и выдержки времени отдельно для каждого из двух вводов;
- возможность независимого вывода АВР и самовосстановления после АВР;
- возможность блокировки АВР внешним сигналом по дискретному входу.

Все характеристики срабатывания устройства по времени – независимые.

Основные требования к устройствам АВР. Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1. Схема АВР должна приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника.

2. Для того чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться возможно быстрее, сразу же после отключения рабочего источника.

3. Включение резервного источника имеет смысл только в том случае, если на нем имеется напряжение на уровне не ниже минимально допустимого значения.

4. Действие АВР должно быть однократным для того, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на устойчивое КЗ.

5. Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника для того, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ при неотключившемся рабочем источнике. Выполнение этого требования исключает также возможное в отдельных случаях несинхронное включение двух источников питания.

6. Для того чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

7. Для ускорения отключения резервного источника питания при его включении на устойчивое КЗ должно предусматриваться ускорение действия защиты резервного источника после АВР.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Александров А.М. Дифференциальные защиты трансформаторов. Санкт-Петербург: ПЭИП, 2005.
2. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. М.: Высшая школа, 2008.
3. ГОСТ 7746-2015. Трансформаторы тока. Общие технические условия. М.: Стандартиформ, 2016.
4. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. М.: Стандартиформ, 2007.
5. ГОСТ 24291-90. Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения. М.: Стандартиформ, 2005.
6. ГОСТ 26522-85. Короткие замыкания в электроустановках. Термины и определения. Переиздание 2005. М.: Стандартиформ, 2006.
7. Дифференциальная защита 7UT6 SIPROTEC. Руководство по эксплуатации. Siemens AG, 2012.
8. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов вузов. 2-е изд. М.: Интермет Инжиниринг, 2006.
9. Лещинская Т.Б., Наумов И.В. Электроснабжение сельского хозяйства. М.: КолосС, 2008.
10. МТ.БЗП.01.07.1.РЭ. Микропроцессорный блок защиты присоединений секций сборных шин 6-35 кВ. БЗП-01. Руководство по эксплуатации. Новосибирск: Микропроцессорные технологии, 2017.
11. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. М.: Из-во НЦ ЭНАС, 2007.
12. РД 153.-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
13. РД 153-34.0-35.648-01. Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем. – М.: РАО ЕЭС России, 2001.
14. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 13 А, Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ. М.: Энергоатомиздат, 1995.
15. Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г. Электромагнитные переходные процессы: учебник для вузов. Краснодар: КубГАУ, 2014.
16. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. М.: Изд-во ЭНАС, 2008.
17. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008.
18. СТО 56947007-29.120.70.136-2012. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА серии SIPROTEC (Siemens AG) дифференциальной токовой защиты 110-750 кВ. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012.

19. СТО ДИВГ-046-2017. Терминалы релейной защиты синхронных и асинхронных электродвигателей 6–10 кВ. Расчет уставок. Методические указания. Санкт-Петербург, 2017.

20. Циглер Г. Цифровые устройства дифференциальной защиты. Принципы и область применения / Под ред. А.Ф. Дьякова. М.: Энергоатомиздат, 2007.

21. Шабад М.А. Автоматизация распределительных электрических сетей с использованием цифровых реле. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003.

22. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. М.: Энергоатомиздат, 2007.

23. Шуин В. А., Гусенков А. В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001.

24. Электротехнический справочник: В 4 т. Электротехнические изделия и устройства / Под общ. ред. В.Г. Герасимова. М.: Изд-во МЭИ, 2008.

ПРИЛОЖЕНИЕ

П1. Реле и трансформаторы тока релейной защиты

Реле серии РСТ-80 (рис. П1) применяются в цепях переменного тока релейной защиты и противоаварийной автоматики в качестве органа, реагирующего на повышение тока в контролируемой цепи и срабатывающего с выдержкой времени, зависящей от кратности входного тока относительно тока срабатывания, и предназначены для использования в различных комплектных устройствах, от которых требуется повышенная устойчивость к механическим воздействиям.

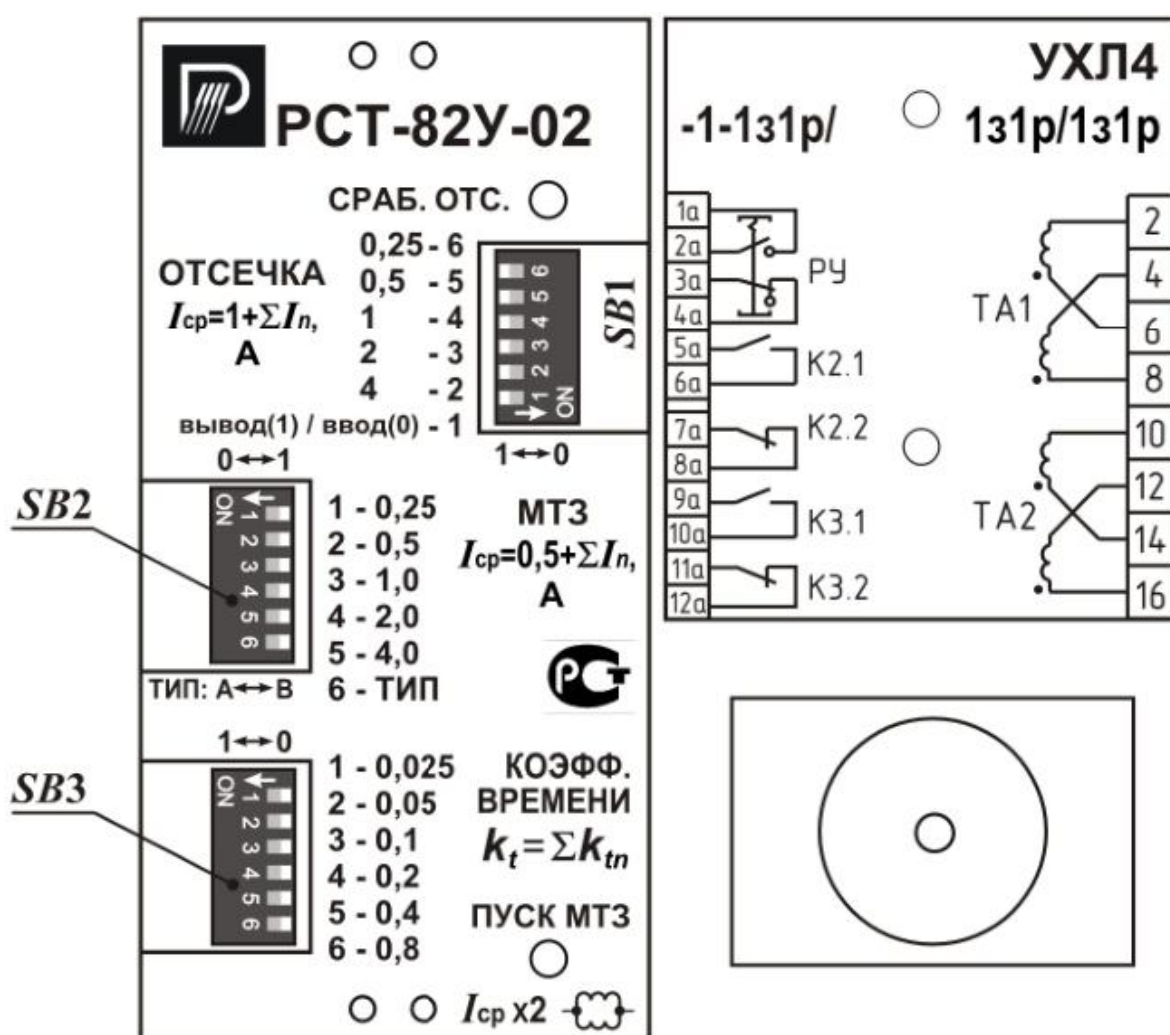


Рисунок П1 – Таблички реле РСТ-82: переключатель уставок SB1 (1–5 переключатели уставок по току органа отсечки; 6 – переключатель ввода–вывода органа отсечки); SB2 (1–5 переключатели по току органа зависимой выдержки времени; 6 – переключатель типа времятоковой характеристики); SB3 – переключатели уставок по коэффициенту времени k_t

Конструктивно реле выполнено из одного (PCT-80AB, PCT-82AB, PCT-80У, PCT-82У, PCT-80Д, PCT-80ДУ) или двух соединенных вместе (PCT-82Д, PCT-82ДУ) блоков: блока реле и блока дешунтирования.

Технические характеристики реле приведены на рис. П2.

PCT - X - X - X-A/B/C/D - X - X

Реле статическое тока

1. X – тип реле (см. таблицу 1)

2. X – Обозначение максимальной уставки МТЗ по току:
02 – 2,55 А; 06 – 7,65 А; 10 – 12,75 А; 20 – 25,5 А;

3. X – Номер варианта исполнения по функции выходов:

1) Тип реле	№	Выход 1 - А	Выход 2 - В	Выход 3 - С
80AB, 82AB	1	МТЗ	отсечка	—
	2	МТЗ	отсечка	пуск МТЗ*
	3	МТЗ+отсечка	отсечка	—
	4	МТЗ+отсечка	—	пуск МТЗ*
	5	МТЗ+отсечка	отсечка	пуск МТЗ*
	6	МТЗ+отсечка	—	—

2) Тип реле	№	Выход 1 - А	Выход 2 - В	Выход 3 - С	Указательное реле - D
80У	1	МТЗ	отсечка	пуск МТЗ*	отсечка
	2	МТЗ+отсечка	—	пуск МТЗ*	отсечка
	3	отсечка	—	пуск МТЗ*	МТЗ+отсечка

3) Тип реле	№	Выход 2 - В	Выход 3 - С	Указательное реле - D
82У	1	МТЗ	пуск МТЗ*	отсечка
	2	МТЗ+отсечка	пуск МТЗ*	отсечка
	3	отсечка	пуск МТЗ*	МТЗ+отсечка

4) Тип реле	№	Дешунтирование	Выход 2 - В	Выход 3 - С
80Д, 82Д	1	отсечка	МТЗ	пуск МТЗ*
	2	отсечка	МТЗ+отсечка	пуск МТЗ*
	3	МТЗ+отсечка	отсечка	пуск МТЗ*
	4	МТЗ	отсечка	пуск МТЗ*

5) Тип реле	№	Дешунтирование	Выход 2 - В	Выход 3 - С	Указательное реле - D
80ДУ, 82ДУ	1	отсечка	МТЗ	пуск МТЗ*	отсечка
	2	МТЗ+отсечка	—	пуск МТЗ*	отсечка
	3	МТЗ+отсечка	—	пуск МТЗ*	МТЗ+отсечка
	4	МТЗ	отсечка	пуск МТЗ*	МТЗ

* – с возвратом после срабатывания МТЗ

A/B/C/D – Обозначение количества и типа выходных контактов

(соответственно на каждый выход, указанный в таблицах выше):

Для реле PCT -80AB, -82AB:

0	1	2	3	4	5	6
выход не используется	1з1р	2з	2р	1п	1п	другие типы *
	средней мощности					

Для остальных реле:

Контакты средней мощности – 0, 1з1р, 2з, 2р, 1п, 1з, 1р;

Усиленные контакты – 1зу, 1ру, 1пу.

Примечание: 0 – выход не используется,
з – замыкающий контакт (нормально разомкнутый),
р – размыкающий контакт (нормально замкнутый),
п – переключающий контакт,
у – усиленный контакт (кроме указательного реле)

4. Вид присоединения внешних проводников:

1 – переднее присоединение с винтовыми зажимами;

5 – заднее присоединение с винтовыми зажимами

5. Вид климатического исполнения по ГОСТ 15150-69 – УХЛ4 или О4

Рисунок П2 – Структура условного обозначения типов реле PCT-80AB, PCT-80У, PCT-80Д и PCT-80ДУ

Время срабатывания органа зависимой выдержки времени и диапазон изменения уставок по коэффициенту k_t (от 0,05 до 1,575 с дискретностью изменения 0,025) определяется по табл. П1 и времятоковым характеристикам срабатывания (рис. П3).

Таблица П1 – Время срабатывания органа зависимой выдержки времени при коэффициенте времени $k_t = 1$

Кратность входного тока (I/I_{cp})	1,5	2	3	4	5	7	10
Тип <i>A</i>	26,66 с	15,86 с	9,89 с	7,86 с	6,75 с	5,59 с	4,69 с
Тип <i>B</i>	26,34 с	13,31 с	6,77 с	4,59 с	3,47 с	2,36 с	1,64 с

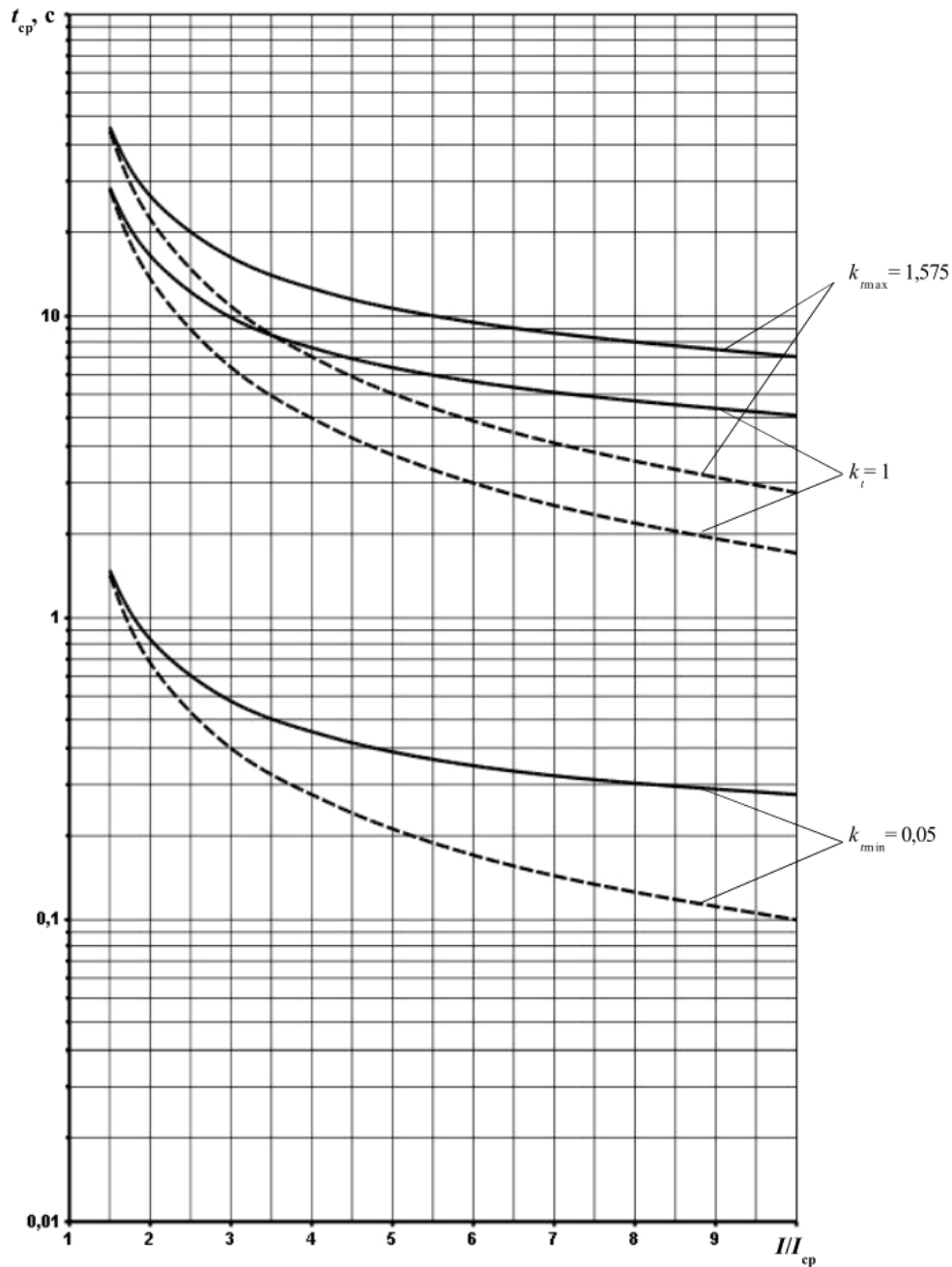


Рисунок П3 – Время–токовые характеристики тип А (—) и тип В (---)

П2 Трансформаторы тока

Трансформаторы тока используются в качестве измерительных преобразователей для микропроцессорных блоков релейной защиты. Аппаратура вторичных цепей шкафов комплектных распределительных устройств (КРУ): аппараты управления, защиты, сигнализации, микропроцессорные блоки релейной защиты, приборы контроля и учета электроэнергии и т.п. располагается в релейном шкафу. В ячейках камер КРУ К-63 устанавливаются трансформаторы тока с литой изоляцией катушечные – ТЛК-10 (рис. П4), которые являются более совершенным аналогом трансформаторов тока: ТОЛ-СЭЩ-10, ТОЛ-10 СЗТТ и ТОЛ-СВЭЛ-10.



Рисунок П4 – Трансформатор тока ТЛК-10

Трансформаторы тока ТЛК-10 выпускаются со следующими коэффициентами трансформации: 5/5, 10/5, 20/5, 30/5, 40/5, 50/5, 75/5, 100/5, 150/5, 200/5, 300/5, 400/5, 600/5, 800/5, 1000/5, 1500/5 и 2000/5.

Трансформаторы тока предназначены для питания измерительных приборов тока и токовых органов релейной защиты и автоматики.

Предварительный выбор трансформаторов тока осуществляется по напряжению установки

$$U_{\text{ном ТТ}} \geq U_{\text{уст}}$$

и по номинальному (первичному) току:

$$I_{\text{ном1 ТТ}} \geq I_{\text{расч1}}$$

ОГЛАВЛЕНИЕ

Задание к курсовой работе «Релейная защита и автоматизация системы электроснабжения АПК»	3
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	6
1 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	7
1.1 Общие положения по расчету токов короткого замыкания	7
1.2 Расчет токов КЗ для схемы электроснабжения	8
1.3 Пример расчетов ТКЗ в СЭС напряжением 35/6 кВ	13
2 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ОТХОДЯЩИХ ЛИНИЙ	17
2.1 Нормативные требования к релейной защите электрических сетей и электроустановок	17
2.2 Общие сведения о релейной защите отходящих линий	20
2.3 Защита кабельной линии 6-10 кВ и асинхронного электродвигателя ...	22
2.4 Максимальная токовая защита отходящих воздушных линий	25
2.5 Токовая отсечка отходящих воздушных линий	29
3 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	32
3.1 Общие положения	32
3.2 Дифференциальная защита силовых трансформаторов	32
3.3 Расчет дифференциальной защиты	34
3.4 Газовая защита силового трансформатора	38
4 АВТОМАТИКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	42
4.1 Автоматическое повторное включение воздушных линий	42
4.2 Автоматический ввод резерва на ПС	45
СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	49
ПРИЛОЖЕНИЕ	51
П1. Реле и трансформаторы тока релейной защиты	51
П2 Трансформаторы тока	54

Учебное издание

Сазыкин Василий Георгиевич
Кудряков Александр Георгиевич
Багметов Александр Александрович

**Релейная защита и автоматизация
электроэнергетических систем:
методические указания к курсовой работе**

В авторской редакции
Верстка – А. А. Багметов

Подписано в печать 10.12.2018. Формат 60×84 1/8
Усл. печ. л – 14,8. Уч.-изд. л. – 8,6.
Тираж 50 экз.