

Министерство сельского хозяйства Российской Федерации
ФГБОУ ВО «Красноярский государственный аграрный университет»

Л.П. Костюченко, А.В. Чебодаев

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Учебное пособие

2-е изд., испр. и доп.

Рекомендовано научно-методическим советом по технологиям, средствам механизации и энергетическому оборудованию в сельском хозяйстве Федерального УМО по сельскому, лесному и рыбному хозяйству для использования в учебном процессе при подготовке бакалавров по направлению «Агроинженерия»

Красноярск 2018

ББК 40.72
К 72

Рецензенты:

В.М. Попов, д-р техн. наук, проф., зав. каф. «Энергообеспечение
и автоматизация технологических процессов»
ФГБОУ ВО «Южно-Уральский государственный аграрный университет»

В.Н. Гиренков, канд. техн. наук, директор по развитию
ООО «ЭлектроСетевыеПроектныеТехнологии»

Костюченко, Л.П.

К 72 Электроснабжение: учеб. пособие / Л.П. Костюченко, А.В. Чебодаев; Краснояр. гос. аграр. ун-т. – 2-е изд., испр. и доп. – Красноярск, 2018. – 395 с.

В пособии изложены вопросы теории и конструктивного исполнения электрооборудования систем сельского электроснабжения, приведены примеры расчетов, лабораторные работы, контрольные вопросы и тесты для самостоятельной проверки знаний и сформированных компетенций по каждому из рассматриваемых разделов.

Предназначено для обучающихся по направлению подготовки 35.03.06 «Агроинженерия», профиль «Электрооборудование и электро-технологии в АПК».

ББК 40.72

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее учебное пособие предназначено для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки 35.03.06 «Агроинженерия» профиля «Электрооборудование и электротехнологии в АПК», написано в соответствии с государственным образовательным стандартом и учебным планом курса «Электроснабжение».

В книге освещены проблемы сельской электроэнергетики, проектирования и устройства систем сельского электроснабжения, в частности определения расчетных нагрузок, расчета питающих и распределительных электрических сетей, расчета токов короткого замыкания, регулирования напряжения, компенсации реактивной мощности, конструктивных и схемных решений электрооборудования и подстанций, качества электроэнергии, рационального использования электроэнергии. Практически в каждом разделе приведены примеры решения рассматриваемых в теоретической части задач. Для самостоятельной проверки студентами полученных компетенций к каждому разделу приведены тестовые задания.

Предыдущее издание (2006 г.) переработано и дополнено. Учтены современные нормы и требования, новые директивные материалы Министерства энергетики и Минсельхоза РФ, обновлены справочные данные оборудования, учтены требования изменившихся правил устройства электроустановок, рекомендации и директивные материалы, которые приведены в списке литературы, переработаны и дополнены примеры задач в конце каждого раздела. Авторы привели материалы всего пособия в соответствие с последними решениями, рекомендациями, руководящими и другими директивными материалами.

Добавлены новые лабораторные работы по изучению современного оборудования.

Список литературы содержит указания на дополнительные доступные издания, необходимые для углубленного изучения отдельных вопросов.

1 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Для проектирования и эксплуатации систем сельского электроснабжения необходимо знать, в каких пределах изменяются основные электрические параметры во всех элементах системы.

Различают режимные параметры: энергию, мощность, коэффициент мощности, напряжение и др., то есть те параметры, которые непосредственно связаны с режимами производства и передачи электроэнергии, и схемные параметры, характеризующие элементы электрической схемы системы: типы и марки проводов, силовых трансформаторов, длины участков электрической сети и т.д.

Основные режимные параметры – мощность и напряжение.

Большинство расчетов по определению параметров энергосистемы связано с применением в них максимальных и минимальных значений мощности. Для сельских электрических сетей существующие методы расчета электрических нагрузок (нагрузки в сетях задаются мощностью или током) подробно изложены в [14–16].

Величина потребляемой мощности изменяется во времени и зависит от параметров режима – напряжения на зажимах электроприемника и частоты в электрической сети, поэтому точный учет электрических нагрузок является сложной задачей.

Характеристикой каждого потребителя являются потребляемая им активная (**P**), реактивная (**Q**) и полная (**S**) мощности.

Пропускную способность элементов системы электроснабжения (трансформаторов, линий, распределительных устройств, коммутационной и защитной аппаратуры и др.) и номинальную мощность источников электроэнергии для нормальной работы объекта выбирают по максимальному или определенному по некоторому среднему за определенный промежуток времени значению нагрузки, которое называется **расчетной нагрузкой**.

Связь между расчетными значениями активной (P_p), реактивной (Q_p) и полной (S_p) мощностей представляется, как известно из курса ТОЭ, в виде треугольника мощностей (рис. 1.1).

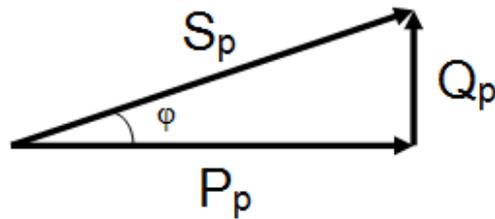


Рисунок 1.1 – Треугольник расчетных мощностей нагрузок

Для трехфазной цепи расчетные значения мощностей определяются по выражениям:

$$S_p = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I \text{ или } S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (1.1)$$

$$P_p = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I \cdot \cos \varphi_p; \quad (1.2)$$

$$Q_p = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I \cdot \sin \varphi_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_p \text{ или } Q_p = \sqrt{S_p^2 - P_p^2}. \quad (1.3)$$

Из-за сложности определения расчетных $\cos \varphi_p$ и $\operatorname{tg} \varphi_p$ допускается их принимать равными средним значениям: $\cos \varphi_p = \cos \varphi_{\text{ср}}$, $\operatorname{tg} \varphi_p = \operatorname{tg} \varphi_{\text{ср}}$.

Расчётные дневная и вечерняя нагрузки на участке линии или на шинах трансформаторной подстанции:

$$P_d = K_o \cdot \sum P_{di}; \quad (1.4)$$

$$P_v = K_o \cdot \sum P_{vi}, \quad (1.5)$$

где K_o – коэффициент одновременности;

P_{di} , P_{vi} – дневная и вечерняя нагрузки на вводе i -го потребителя или i -го участка сети.

Коэффициенты одновременности в зависимости от уровня напряжения сети принимаются по таблицам 1.1–1.3.

Если нагрузки однородных потребителей отличаются по величине более чем в четыре раза, то суммирование их производится не с помощью коэффициента одновременности, а путем использования таблиц 1.4, 1.5, в которых P – меньшая из слагаемых нагрузок, а ΔP – добавка к большей слагаемой нагрузке.

Расчётная активная нагрузка равна

$$P = P\delta + \Delta P, \quad (1.6)$$

где $P\delta$ – большая из слагаемых нагрузок.

Таблица 1.1 – Коэффициенты одновременности для электрических нагрузок в сетях напряжением 0,38 кВ

Количество потребителей	Наименование потребителей			
	Жилые дома с удельной нагрузкой на вводе		Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	Производственные потребители
	до 2 кВт/дом	свыше 2 кВт/дом		
2	0,76	0,75	0,73	0,85
3	0,66	0,64	0,62	0,80
5	0,55	0,56	0,50	0,75
7	0,49	0,47	0,43	0,70
10	0,44	0,42	0,38	0,65
15	0,40	0,37	0,32	0,60
20	0,37	0,34	0,29	0,55
50	0,30	0,27	0,22	0,47
100	0,26	0,24	0,17	0,40
200	0,24	0,20	0,15	0,35
500	0,22	0,17	0,12	0,30

Таблица 1.2 – Коэффициенты одновременности для электрических нагрузок в сетях напряжением 6–20 кВ

Количество ТП	2	3	5	10	20	25 и более
Коэффициент одновременности K_o	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65

Таблица 1.3 – Коэффициенты одновременности для электрических нагрузок в сетях напряжением 35–110 кВ

Количество подстанций 110–35/10 кВ или линий 35–110 кВ	2	3	4 и более
Коэффициент одновременности K_o	0,97	0,95	0,90

По таблицам 1.4 и 1.5 производится также суммирование разнородных нагрузок – бытовой и производственной. По этим

же таблицам и формуле (1.6) определяется расчётная нагрузка на шинах трансформаторных подстанций с несколькими отходящими линиями от шин низкого напряжения, при этом за большую и меньшую слагаемые нагрузок принимаются мощности на головных участках отходящих линий.

Для расчёта электрических сетей необходимо знать значения полных мощностей на участках

$$S = P / \cos\varphi, \quad (1.7)$$

где значения $\cos\varphi$ принимают для сетей 0,38 кВ по таблице 1.6, а для сетей 10–110 кВ – по рисунку 1.2 в зависимости от отношения расчетной нагрузки производственных потребителей $P_{\text{п}}$ к общей расчётной нагрузке $P_{\text{о}}$

$$P_{\text{о}} = P_{\text{п}} + P_{\text{кб}}, \quad (1.8)$$

где $P_{\text{кб}}$ – расчётная нагрузка коммунально-бытовых потребителей.

В случае отсутствия сведений об отношении $P_{\text{п}}/P_{\text{о}}$ значение $\cos\varphi$ для определения полной мощности на участках сетей выше 1000 В можно с достаточной степенью точности при учебном проектировании принимать в зависимости от отношения дневного максимума нагрузок $P_{\text{д}}$ к вечернему по таблице 1.7.

В сельском хозяйстве широко распространены сезонные потребители, которые потребляют электроэнергию не круглый год, а по сезонам: осенью и летом – зернотока и пункты по переработке сельскохозяйственных продуктов; зимой и весной – теплицы и парники; весной, летом и осенью – орошение и т.д. Если в проектируемой зоне электроснабжения такие потребители есть, то расчётные нагрузки определяют с учётом коэффициентов сезонности, значения которых приведены в таблице 1.8.

Если суммарная нагрузка сезонных потребителей весной составляет более 20 % мощности остальных потребителей, летом – более 30 % и осенью – более 10 %, то нагрузку, кроме расчётного зимнего сезона, определяют также и для других сезонов.

Таблица 1.4 – Суммирование нагрузок в сетях напряжением 0,38 кВ

P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP
0,2	0,2	19	11,8	52	35,4	100	69	166	120	232	176
0,3	0,2	20	12,5	53	36,1	102	70	168	122	234	177
0,4	0,3	21	13,1	54	36,8	104	72	170	123	236	179
0,5	0,3	22	13,8	55	37,5	106	73	172	124	238	180
0,6	0,4	23	14,4	56	38,2	108	75	174	126	240	182
0,8	0,5	24	15	57	38,9	110	76	176	127	242	184
1	0,6	25	15,7	58	39,6	112	78	178	129	244	185
1,5	0,9	26	16,4	59	40,3	114	80	180	130	246	187
2	1,2	27	17	60	41	116	81	182	132	248	188
2,5	1,5	28	17,7	61	41,7	118	82	184	134	250	190
3	1,8	29	18,4	62	42,4	120	84	186	136	252	192
3,5	2,1	30	19	63	43,1	122	86	188	138	254	193
4	2,4	31	19,7	64	43,8	124	87	190	140	256	195
4,5	2,7	32	20,4	65	44,5	126	89	192	142	258	196
5	3	33	21,2	66	45,2	128	90	194	144	260	198
5,5	3,3	34	22	67	45,9	130	92	196	146	262	200
6	3,6	35	22,8	68	46,6	132	94	198	148	264	201
6,5	3,9	36	23,5	69	47,3	134	95	200	150	266	203
7	4,2	37	24,2	70	48	136	97	202	152	268	204
7,5	4,5	38	25	72	49,4	138	98	204	153	270	206
8	4,8	39	25,8	74	50,2	140	100	206	155	272	208
8,5	5,1	40	26,5	76	52,2	142	102	208	156	274	209
9	5,4	41	27,2	78	53,6	144	103	210	158	276	211
9,5	5,7	42	28	80	55	146	105	212	160	278	212
10	6	43	28,8	82	56,4	148	106	214	161	280	214
11	6,7	44	29,5	84	57,8	150	108	216	163	282	216
12	7,3	45	31,2	86	59,2	152	110	218	164	284	217
13	7,9	46	31	88	60,6	154	111	220	166	286	219
14	8,5	47	31,8	90	62	156	113	222	168	288	220
15	9,2	48	32,5	92	63,4	158	114	224	169	290	222
16	9,8	49	33,2	94	64,8	160	116	226	171	292	224
17	10,5	50	34	96	66,2	162	117	228	172	294	225
18	11,2	51	34,7	98	67,6	164	119	230	174	296	227
										298	228
										300	230

Таблица 1.5 – Суммирование нагрузок в сетях напряжением 6–35 кВ

Р	ΔР	Р	ΔР	Р	ΔР	Р	ΔР	Р	ΔР	Р	ΔР
1	0,6	34	23,6	84	62	250	194	580	465	910	749
2	1,2	35	24,4	86	64	260	204	590	474	920	758
3	1,8	36	25,2	88	65	270	212	600	483	930	767
4	2,5	37	26,0	90	67	280	220	610	492	940	776
5	3,1	38	26,8	92	68	290	228	620	500	950	785
6	3,7	39	27,6	94	70	300	235	630	508	960	794
7	4,3	40	28,4	96	71	310	243	640	517	970	803
8	5,0	41	29,2	98	73	320	251	650	525	980	812
9	5,6	42	30,0	100	74	330	259	660	534	990	821
10	6,3	43	30,8	105	78	340	267	670	543	1000	830
11	7,0	44	31,6	110	82	350	275	680	552	1020	847
12	7,7	45	32,4	115	86	360	283	690	561	1040	865
13	8,4	46	33,2	120	90	370	291	700	570	1060	882
14	9,0	47	34,0	125	94	380	299	710	578	1080	900
15	9,7	48	34,8	130	98	390	307	720	586	1100	918
16	10,4	49	35,6	135	102	400	315	730	594	1120	935
17	11,0	50	36,5	140	106	410	323	740	602	1140	953
18	11,6	52	38,0	145	110	420	332	750	610	1160	970
19	12,3	54	39,5	150	115	430	340	760	618	1180	987
20	13,0	56	41,0	155	119	440	348	770	626	1200	1005
21	13,7	58	42,5	160	123	450	357	780	634	1220	1022
22	14,4	60	44,0	165	127	460	365	790	642	1240	1040
23	15,1	62	45,6	170	131	470	374	800	650	1260	1057
24	15,8	64	47,2	175	135	480	382	810	659	1280	1075
25	16,5	66	48,8	180	139	490	391	820	668	1300	1093
26	17,2	68	50,4	185	143	500	400	830	677	1320	1110
27	18,0	70	52,0	190	147	510	408	840	686	1340	1128
28	18,8	72	53,5	195	151	520	416	850	695	1360	1146
29	19,6	74	55,0	200	155	530	424	860	704	1380	1164
30	20,4	76	56,5	210	162	540	432	870	713	1400	1182
31	21,2	78	58,0	220	170	550	440	880	722	1420	1200
32	22,0	80	59,5	230	178	560	448	890	731	1440	1218
33	22,8	82	61,0	240	186	570	456	900	740	1460	1235
										1480	1252
										1500	1270

Таблица 1.6 – Коэффициенты мощности сельскохозяйственных потребителей и трансформаторных подстанций напряжением 10/0,38 кВ

Потребители, трансформаторные подстанции	Коэффициент мощности (cosφ) и коэффициент реактивной мощности (tgφ) в максимум нагрузки			
	дневной		вечерней	
	cosφ	tgφ	cosφ	tgφ
Животноводческие и птицеводческие помещения	0,75	0,88	0,85	0,62
То же с электрообогревом	0,92	0,43	0,96	0,29
Отопление и вентиляция животноводческих помещений	0,99	0,15	0,99	0,15
Кормоцеха	0,75	0,88	0,78	0,8
Зерноочистительные тока, зернохранилища	0,7	1,02	0,75	0,88
Установки орошения и дренажа почвы	0,8	0,75	0,8	0,75
Парники и теплицы на электрообогреве	0,92	0,43	0,96	0,29
Мастерские, тракторные станы, гаражи для машин	0,7	1,02	0,75	0,88
Мельницы и маслобойки	0,8	0,75	0,85	0,62
Цеха по переработке сельскохозяйственной продукции	0,75	0,88	0,8	0,75
Общественные учреждения и коммунальные предприятия	0,85	0,62	0,9	0,48
Жилые дома без электроплит	0,9	0,48	0,93	0,4
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,92	0,43	0,96	0,29
Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ: с производственной нагрузкой	0,7	1,02	0,75	0,88
с коммунально-бытовой нагрузкой	0,9	0,48	0,92	0,43
со смешанной нагрузкой	0,8	0,75	0,83	0,67

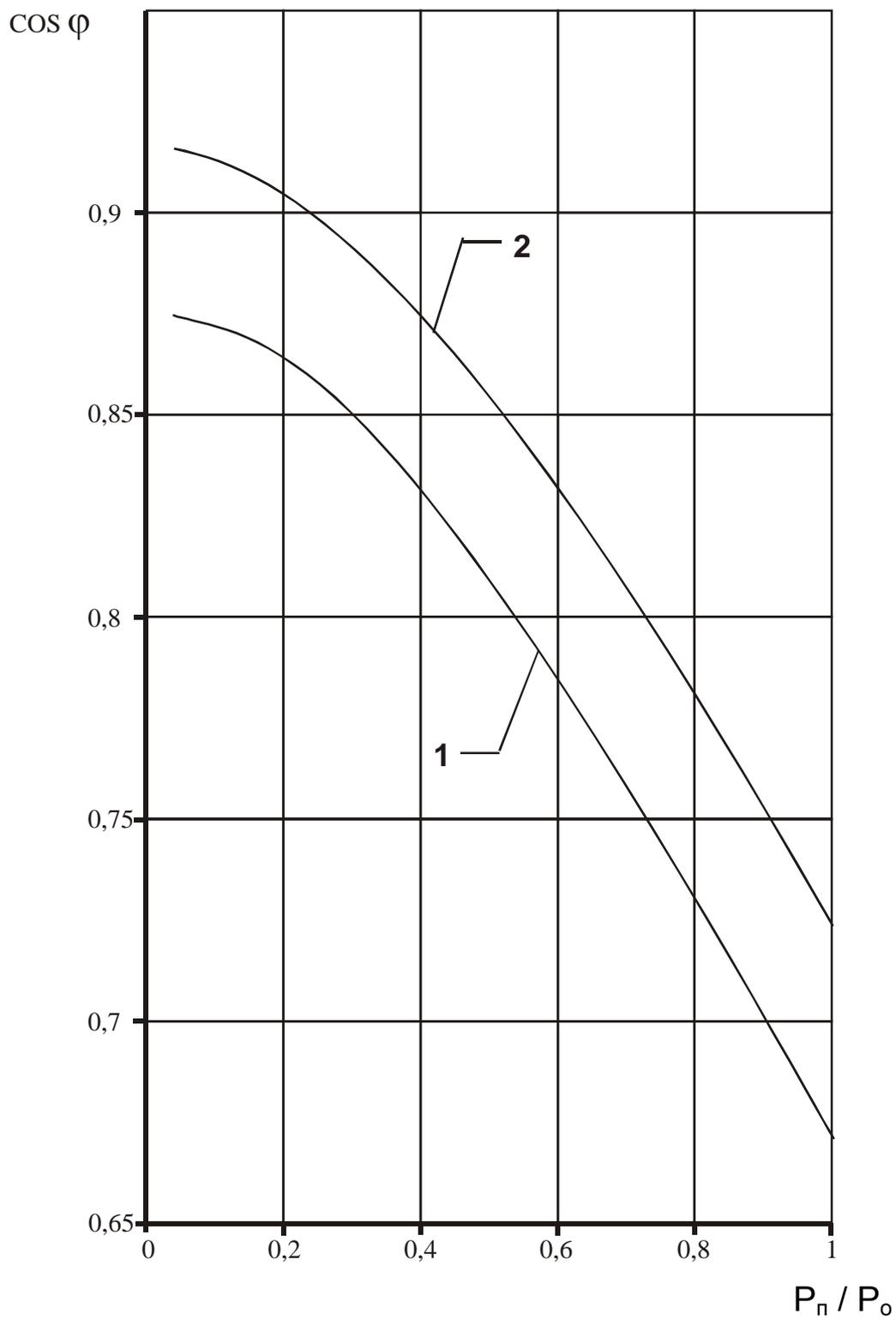


Рисунок 1.2 – Зависимость $\cos \varphi$ от соотношения P_n / P_o
 в максимум нагрузок:
 1 – дневной; 2 – вечерней

Таблица 1.7 – Значения коэффициентов мощности для сетей 6–35 кВ

P_D / P_B	0,25–0,35	0,36–0,6	0,61–0,85	0,86–1,15	1,16–1,4	1,41 и более
$\cos \varphi_D$	0,92	0,88	0,83	0,78	0,76	0,73
$\cos \varphi_B$	0,95	0,93	0,91	0,87	0,82	0,76

Таблица 1.8 – Коэффициенты сезонности сельскохозяйственных потребителей

Потребители	Коэффициент сезонности			
	для зимы	для весны	для лета	для осени
Основные (обычные)	1	0,8	0,7	0,9
Орошение	0–0,1	0,3–0,5	1	0,2–0,5
Парники и теплицы с электрообогревом	0,3	1	0	0
Осенне-летние	0,2	0	1	1

Пример 1.1

Для схемы сети 0,4 кВ, изображенной на рисунке 1.3, определить нагрузку на головном участке сети. Нагрузка разнородная, указана в кВт на рисунке у каждого потребителя в виде P_M^D / P_M^B . Все потребители относятся к производственным и коммунально-бытовым предприятиям.

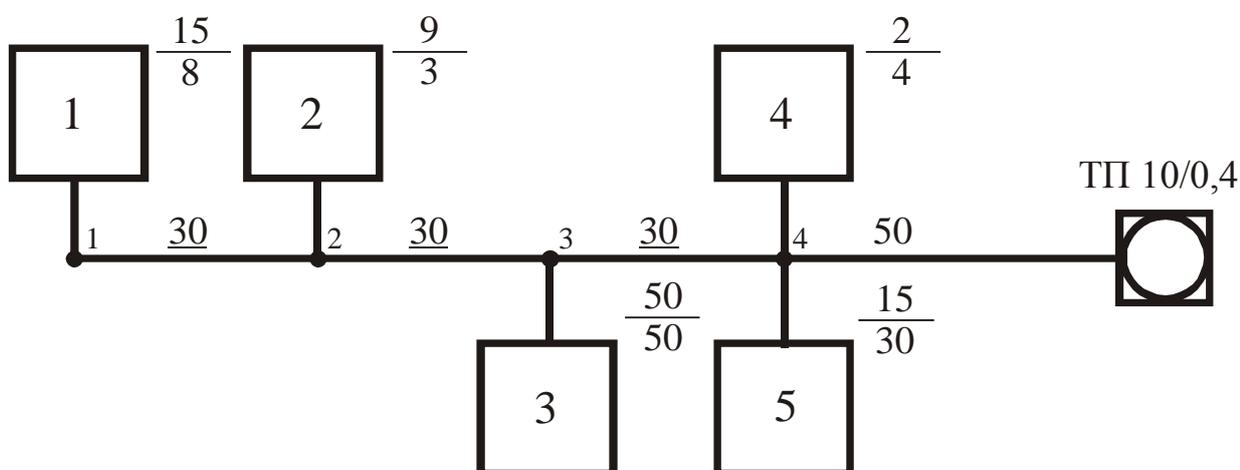


Рисунок 1.3 – Схема сети 0,4 кВ к примеру 1.1

Решение. По условию задачи нагрузка сети разнородная, мощность потребителей отличается по величине более чем в четыре раза, поэтому расчет проведем по таблице добавок мощностей (см. табл. 1.4), по формуле (1.6). Расчет начинаем с конца линии.

Для дневного максимума нагрузок

Нагрузка на участке 1–2 будет равна мощности потребителя № 1, поэтому

$$P_{д1-2} = P_{д1} = 15 \text{ кВт.}$$

Коэффициент мощности принимаем по таблице 1.6 для общественных учреждений и коммунальных предприятий. В нашем случае для всех потребителей принимаем дневной коэффициент мощности $\cos\varphi_d = 0,85$.

$$S_{д1-2} = \frac{P_{д1-2}}{\cos\varphi} = \frac{15}{0,85} = 17,65 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$Q_{д1-2} = \sqrt{S_{д1-2}^2 - P_{д1-2}^2} = \sqrt{17,65^2 - 15^2} = 9,3 \text{ квар.}$$

На участке 2–3 нагрузка будет определяться мощностями потребителя № 1 и № 2, поэтому по формуле (1.6) к большей нагрузке прибавляем добавку от меньшей.

$$P_{д2-3} = P_{д1} + \Delta P_{д2} = 15 + \Delta 9 = 15 + 5,4 = 20,4 \text{ кВт};$$

$$S_{д2-3} = \frac{P_{д2-3}}{\cos\varphi} = \frac{20,4}{0,85} = 24 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$Q_{д2-3} = \sqrt{S_{д2-3}^2 - P_{д2-3}^2} = \sqrt{24^2 - 20,4^2} = 12,64 \text{ квар.}$$

Нагрузки на участке 3–4:

$$P_{д3-4} = \Delta P_{д2-3} + P_{д3} = \Delta 20,4 + 50 = 12,5 + 50 = 62,5 \text{ кВт};$$

$$S_{д3-4} = \frac{P_{д3-4}}{\cos\varphi} = \frac{62,5}{0,85} = 73,52 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$Q_{д3-4} = \sqrt{S_{д3-4}^2 - P_{д3-4}^2} = \sqrt{73,52^2 - 62,5^2} = 38,67 \text{ квар.}$$

Нагрузки на участке 4–ТП:

$$P_{д4-ТП} = P_{д3-4} + \Delta P_{д4} + \Delta P_{д5} = 62,5 + 1,2 + 9,2 = 72,9 \text{ кВт};$$

$$S_{\text{д4-ТП}} = \frac{P_{\text{д4-ТП}}}{\cos \varphi} = \frac{72,9}{0,85} = 85,76 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$Q_{\text{д4-ТП}} = \sqrt{S_{\text{д4-ТП}}^2 - P_{\text{д4-ТП}}^2} = \sqrt{85,76^2 - 72,9^2} = 45,17 \text{ квар.}$$

Расчеты для вечернего максимума нагрузок аналогичны.

Пример 1.2

Для схемы сети 0,4 кВ, изображенной на рисунке 1.4, определить нагрузку на каждом участке. Нагрузка однородная, к сети подключены жилые дома с мощностью на вводе одного дома при вечернем максимуме нагрузок 14,5 кВт (дома с электрообогревом). Потребитель № 7 – четырехквартирный жилой дом. Нагрузку на вводе в одну квартиру принять равной нагрузке одноквартирного жилого дома.

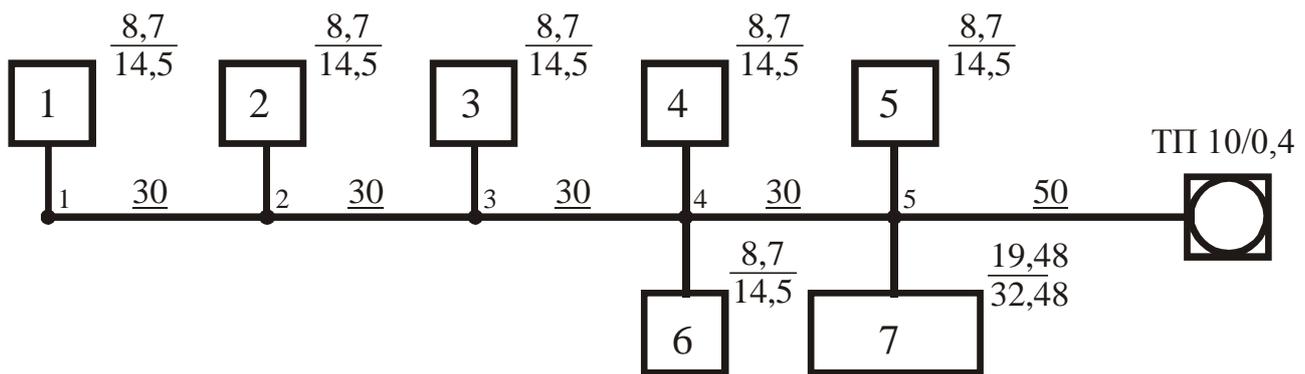


Рисунок 1.4 – Схема сети 0,4 кВ к примеру 1.2

Решение. Проведем расчет для вечернего максимума нагрузки. Определим нагрузку при помощи коэффициентов одновременности, так как нагрузка однородная. Этим методом можно пользоваться, если нагрузка однородных потребителей отличается по величине не более чем в четыре раза.

Определим нагрузку четырехквартирного дома (на рис. 1.4 она уже указана) по формулам (1.4) и (1.5).

Коэффициент одновременности определяем по таблице 1.1 для жилых домов с электроплитами и водонагревателями, принимаем среднее значение между коэффициентами одновременности для трех и пяти потребителей – $K_{o(4)} = 0,56$.

$$P_{д7} = K_{o(4)} \cdot (P_{мд} \cdot 4) = 0,56 \cdot (8,7 \cdot 4) = 19,48 \text{ кВт};$$

$$P_{в7} = K_{o(4)} \cdot (P_{мв} \cdot 4) = 0,56 \cdot (14,5 \cdot 4) = 32,48 \text{ кВт}.$$

Расчет нагрузки по участкам сети необходимо начинать с конца линии, суммируя мощности с учетом коэффициентов одновременности по формуле (1.5).

Коэффициенты одновременности принимаются по таблице 1.1. На участке 1–2 нагрузка равна мощности потребителя, подключенного в первом узле, поэтому

$$P_{в1-2} = P_{мв1} = 14,5 \text{ кВт}.$$

Коэффициент мощности принимаем по таблице 1.6, для жилых домов с электроплитами и водонагревателями $\cos\varphi = 0,96$.

$$S_{в1-2} = \frac{P_{в1-2}}{\cos\varphi} = \frac{14,5}{0,96} = 15,1 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$Q_{в1-2} = \sqrt{S_{в1-2}^2 - P_{в1-2}^2} = \sqrt{15,1^2 - 14,5^2} = 4,2 \text{ квар}.$$

На участке 2–3:

$$P_{в2-3} = K_{o(2)} \cdot (P_{мв1} + P_{мв2}) = 0,73 \cdot (14,5 + 14,5) = 21,17 \text{ кВт};$$

$$S_{в2-3} = \frac{P_{в2-3}}{\cos\varphi} = \frac{21,17}{0,96} = 22,05 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$Q_{в2-3} = \sqrt{S_{в2-3}^2 - P_{в2-3}^2} = \sqrt{22,05^2 - 21,17^2} = 6,17 \text{ квар}.$$

На участке 3–4:

$$P_{в3-4} = K_{o(3)} \cdot P_{мв} \cdot n = 0,62 \cdot 14,5 \cdot 3 = 26,97 \text{ кВт};$$

$$S_{в3-4} = \frac{P_{в3-4}}{\cos\varphi} = \frac{26,97}{0,96} = 28,09 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$Q_{в3-4} = \sqrt{S_{в3-4}^2 - P_{в3-4}^2} = \sqrt{28,09^2 - 26,97^2} = 7,86 \text{ квар}.$$

На участке 4–5:

$$P_{в4-5} = K_{o(5)} \cdot P_{мв} \cdot n = 0,5 \cdot 14,5 \cdot 5 = 36,25 \text{ кВт};$$

$$S_{в4-5} = \frac{P_{в4-5}}{\cos\varphi} = \frac{36,25}{0,96} = 37,76 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$Q_{в4-5} = \sqrt{S_{в4-5}^2 - P_{в4-5}^2} = \sqrt{37,76^2 - 36,25^2} = 10,57 \text{ квар}.$$

На участке 5–ТП:

$$P_{B5-ТП} = K_{O(2)} \cdot (P_{B4-5} + P_{MB7}) = 0,73 \cdot (36,25 + 32,48) = 50,17 \text{ кВт};$$

$$S_{B5-ТП} = \frac{P_{B5-ТП}}{\cos \varphi} = \frac{50,17}{0,96} = 52,26 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$Q_{B5-ТП} = \sqrt{S_{B5-ТП}^2 - P_{B5-ТП}^2} = \sqrt{52,26^2 - 50,17^2} = 14,63 \text{ квар.}$$

Дневной максимум нагрузки рассчитывается аналогично.

Пример 1.3

Для схемы сети 10 кВ, изображенной на рисунке 1.5, определить нагрузку на головном участке сети, используя таблицы добавок мощностей. Нагрузка в кВт указана на рисунке у каждого потребителя в виде P_M^D / P_M^B .

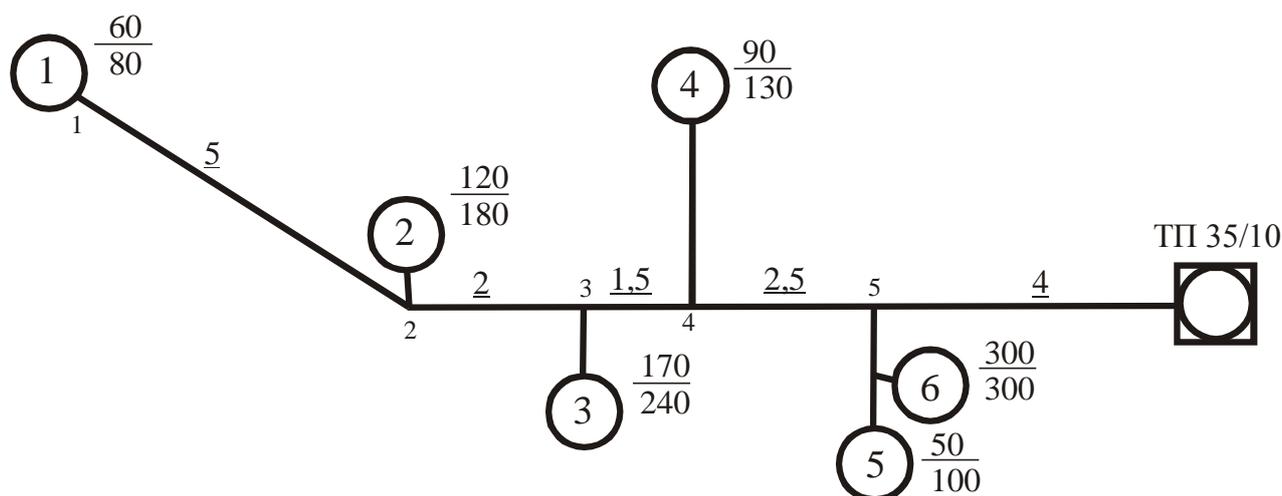


Рисунок 1.5 – Схема сети 10 кВ к примеру 1.3

Решение. Расчет электрических нагрузок по участкам сети проведем по формуле (1.6).

На участке 1–2 нагрузка равна мощности потребителя, подключенного в первом узле:

$$P_{D1-2} = P_{ДВ1} = 60 \text{ кВт};$$

$$P_{B1-2} = P_{МВ1} = 80 \text{ кВт.}$$

Значение коэффициента мощности ($\cos \varphi$) определяем из отношения мощностей P_D/P_B по таблице 1.7.

$$\frac{P_D}{P_B} = \frac{60}{80} = 0,75; \cos \varphi_D = 0,83; \cos \varphi_B = 0,91;$$

$$S_{D1-2} = \frac{P_{D1-2}}{\cos \varphi} = \frac{60}{0,83} = 72,29 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{B1-2} = \frac{P_{B1-2}}{\cos \varphi} = \frac{80}{0,91} = 87,9 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$Q_{D1-2} = \sqrt{S_{D1-2}^2 - P_{D1-2}^2} = \sqrt{72,29^2 - 60^2} = 40,32 \text{ квар};$$

$$Q_{B1-2} = \sqrt{S_{B1-2}^2 - P_{B1-2}^2} = \sqrt{87,9^2 - 80^2} = 36,4 \text{ квар}.$$

На участке 2–3:

$$P_{D2-3} = P_{D2} + \Delta P_{D1} = 120 + \Delta 60 = 120 + 44 = 164 \text{ кВт};$$

$$P_{B2-3} = P_{B2} + \Delta P_{B1} = 180 + \Delta 80 = 180 + 59,5 = 239,5 \text{ кВт};$$

$$\frac{P_D}{P_B} = \frac{164}{239,5} = 0,68; \cos \varphi_D = 0,83; \cos \varphi_B = 0,91.$$

Находим значения полной и реактивной мощностей по участкам сети.

$$S_{D2-3} = \frac{164}{0,83} = 197,6 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{B2-3} = \frac{239,5}{0,91} = 263,19 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$Q_{D2-3} = \sqrt{197,6^2 - 164^2} = 110,23 \text{ квар};$$

$$Q_{B2-3} = \sqrt{263,19^2 - 239,5^2} = 109,13 \text{ квар}.$$

На участке 3–4:

$$P_{D3-4} = \Delta P_{D2-3} + P_{B3} = \Delta 164 + 170 = 170 + 127 = 297 \text{ кВт};$$

$$P_{B3-4} = \Delta P_{B2-3} + P_{B3} = \Delta 239,5 + 240 = 186 + 240 = 426 \text{ кВт};$$

$$\frac{P_D}{P_B} = \frac{297}{426} = 0,69; \cos \varphi_D = 0,83; \cos \varphi_B = 0,91;$$

$$S_{D3-4} = \frac{297}{0,83} = 357,8 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{B3-4} = \frac{426}{0,91} = 468,13 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$Q_{Д3-4} = \sqrt{357,8^2 - 297^2} = 199,5 \text{ квар};$$

$$Q_{B3-4} = \sqrt{468,13^2 - 426^2} = 194,08 \text{ квар}.$$

На участке 4–5:

$$P_{Д4-5} = 297 + \Delta 90 = 297 + 67 = 364 \text{ кВт};$$

$$P_{B4-5} = 426 + \Delta 130 = 426 + 98 = 524 \text{ кВт};$$

$$\frac{P_{Д}}{P_{B}} = \frac{364}{524} = 0,69; \cos \varphi_{Д} = 0,83; \cos \varphi_{B} = 0,91;$$

$$S_{Д4-5} = \frac{364}{0,83} = 438,6 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{B4-5} = \frac{524}{0,91} = 575,8 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$Q_{Д4-5} = \sqrt{438,6^2 - 364^2} = 244,7 \text{ квар};$$

$$Q_{B4-5} = \sqrt{575,8^2 - 524^2} = 238,7 \text{ квар}.$$

На участке 5–ТП:

$$P_{Д5-ТП} = 364 + \Delta 50 + \Delta 300 = 364 + 36,5 + 235 = 635,5 \text{ кВт};$$

$$P_{B5-ТП} = 524 + \Delta 100 + \Delta 300 = 524 + 74 + 235 = 833 \text{ кВт};$$

$$\frac{P_{Д}}{P_{B}} = \frac{635,5}{833} = 0,76; \cos \varphi_{Д} = 0,83; \cos \varphi_{B} = 0,91;$$

$$S_{Д5-ТП} = \frac{635,5}{0,83} = 765,7 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{B5-ТП} = \frac{833}{0,91} = 915,4 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$Q_{Д5-ТП} = \sqrt{765,7^2 - 635,5^2} = 427,1 \text{ квар};$$

$$Q_{B5-ТП} = \sqrt{915,4^2 - 833^2} = 379,6 \text{ квар}.$$

Тесты для самопроверки к главе 1

1. Расчетной электрической нагрузкой для сельских электрических сетей является:

- 1) дневной и вечерний максимум активных нагрузок потребителя или группы потребителей;
- 2) максимальное значение тока в течение расчетного года;
- 3) максимальное значение полного сопротивления;
- 4) максимальное значение полной мощности в течение расчетного года;
- 5) максимальное значение реактивной мощности в течение расчетного года.

2. Годовой график по продолжительности составляется на основе:

- 1) годового изменения нагрузки потребителя в часы максимумов;
- 2) годового изменения нагрузки потребителя в часы максимумов, включая нагрузку сезонных потребителей;
- 3) среднемесячного изменения нагрузки потребителей в часы максимумов;
- 4) суточных графиков нагрузки потребителей 1-й и 2-й категории за все дни года;
- 5) суточных графиков нагрузки для двух характерных дней в году – зимнего и летнего.

3. Из годового графика нагрузки определяется:

- 1) среднее время действия нагрузки потребителя;
- 2) число часов использования максимума нагрузки;
- 3) длительность использования электрооборудования;
- 4) время работы электроустановки.

4. По коэффициенту одновременности осуществляется суммирование нагрузок потребителей, если они:

- 1) являются однородными и отличаются по мощности не более чем в 4 раза;
- 2) отличаются по мощности более чем на 5 кВА;
- 3) отличаются по мощности не менее чем на 5 кВА;
- 4) не зависят от характера изменения сетевого напряжения.

5. При суммировании нагрузок потребителей по добавкам мощностей:

- 1) к меньшей составляющей нагрузок прибавляют добавку от максимальной;
- 2) от максимальной мощности нагрузки отнимают добавку от минимальной мощности;
- 3) умножают мощность максимальной нагрузки на добавку от минимальной;
- 4) к большей составляющей мощности нагрузок потребителей прибавляют добавку от меньшей;
- 5) добавку мощности от максимальной нагрузки умножают на минимальную мощность потребителей, присоединённых к данной отходящей линии.

6. Коэффициентом одновременности называется:

- 1) отношение максимальной мощности нагрузки к ее расчетной мощности;
- 2) отношение расчетной нагрузки группы из нескольких электроприемников к сумме их максимальных нагрузок;
- 3) отношение расчетного значения нагрузки мощности электроприемников к среднему значению их мощности;
- 4) отношение суммарной мощности нагрузки группы электроприемников к значению их расчетной нагрузки.

7. Коэффициент заполнения графика нагрузок – это:

- 1) отношение максимальной нагрузки к минимальной;
- 2) отношение минимальной нагрузки к максимальной;
- 3) отношение средней нагрузки к максимальной;
- 4) отношение средней нагрузки к минимальной;
- 5) отношение минимальной нагрузки к средней.

8. Число часов использования максимальной нагрузки (T_m) – это:

- 1) время работы электроустановки в течение года с максимальным током;
- 2) время работы электроустановки в течение года с максимальной мощностью;
- 3) время, в течение которого электроустановка должна была бы работать с максимальной нагрузкой, чтобы потребить из сети такое же количество электроэнергии, как и при работе по действительному графику нагрузок;
- 4) время работы электроустановки при максимальном напряжении;
- 5) время, в течение которого электроустановка должна была бы работать с максимальным напряжением, чтобы потребить из сети такое же количество электроэнергии, как и при работе по действительному графику нагрузок.

9. Электроэнергия, полученная потребителем за год, определяется:

- 1) по сезонному графику для данного потребителя;
- 2) годовому графику нагрузок по продолжительности;
- 3) суточному летнему графику нагрузок;
- 4) суточному зимнему графику нагрузок;
- 5) сменному графику для данного потребителя.

10. Число часов использования максимальной нагрузки зависит:

- 1) от потребленной в течение года электроэнергии;
- 2) величины максимальной нагрузки;
- 3) потерь напряжения в сети;
- 4) потерь энергии в сети.

11. При определении расчетной нагрузки пользуются коэффициентом одновременности при нагрузках:

- 1) любых на вводах потребителей;
- 2) отличающихся друг от друга более чем в 4 раза;
- 3) отличающихся друг от друга менее чем в 4 раза;
- 4) отличающихся друг от друга менее чем в 6 раз.

12. Суммирование нагрузок методом надбавок осуществляется, если нагрузки:

- 1) отличаются не более чем в 2 раза;
- 2) отличаются более чем в 2 раза;
- 3) отличаются более чем в 4 раза;
- 4) равны.

13. Нагрузка на вводе потребителя задается максимумом:

- 1) реактивной мощности дневной и вечерней нагрузки;
- 2) активной мощности дневной и вечерней нагрузки;
- 3) только реактивной мощности дневной нагрузки;
- 4) только активной вечерней нагрузки;
- 5) средней активной мощности дневной нагрузки.

14. Графиком электрической нагрузки называется зависимость:

- 1) активной, реактивной и полной мощности нагрузки от времени;
- 2) активной, реактивной и полной мощности нагрузки от тока;
- 3) активной, реактивной и полной мощности нагрузки от напряжения;
- 4) активной, реактивной и полной мощности нагрузки от частоты.

15. Коэффициент заполнения графика электрических нагрузок определяется отношением:

- 1) $P_{\text{ср}}/P_{\text{мах}}$;
- 2) $P_{\text{мах}}/P_{\text{ср}}$;
- 3) $P_{\text{мин}}/P_{\text{мах}}$;
- 4) $P_{\text{мах}}/P_{\text{мин}}$.

16. Электрическая нагрузка может задаваться:

- 1) током;
- 2) мощностью;
- 3) коэффициентом заполнения графика электрических нагрузок;
- 4) числом часов использования максимума нагрузки.

17. С помощью годового графика нагрузки по продолжительности определяют:

- 1) электроэнергию, потребленную объектом в течение года;
- 2) число часов использования максимальной нагрузки;
- 3) установленную мощность объекта;
- 4) коэффициент одновременности нагрузок.

18. Установите соответствие размерности величин:

Величина	Размерность
а) полная мощность (s);	1) кВт/ч;
б) активная мощность (p);	2) кВА;
в) реактивная мощность (q);	3) квар;
г) напряжение (u);	4) кВт·ч;
д) расход электрической энергии (w)	5) кВ;
	6) кВт;
	7) кА

19. Установите соответствие формул:

Величина	Формула
а) коэффициент заполнения графика электрических нагрузок;	1) $W = P_{\max} T_{\max}$;
б) годовое потребление электрической энергии;	2) $S = \sqrt{3}UI$;
в) полная мощность на участке сети;	3) $K_3 = P_{\text{cp}} / P_{\max}$;
г) коэффициент загрузки	4) $K_3 = S_{\max} / S_{\text{н}}$;
	5) $K_3 = P_{\text{cp}} / P_{\min}$;
	6) $K_3 = S_{\text{cp}} / S_{\min}$

20. Дополните:

Годовой график нагрузки по продолжительности – это зависимость изменения нагрузки в течение года от максимального значения до _____ значения.

2 УСТРОЙСТВО НАРУЖНЫХ И ВНУТРЕННИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ, ИХ РАСЧЕТ

Электрические сети предназначены для передачи электроэнергии от источников питания к потребителям и для связи электростанций и объединений энергосистем. В состав электросети входят электрические линии, трансформаторные и распределительные подстанции. Электрические сети подразделяют по ряду признаков:

по напряжению электрические сети, как и все электроустановки, разделяют на сети напряжением до 1000 В и сети напряжением выше 1000 В;

по конфигурации электрические сети подразделяют на разомкнутые (радиальные и магистральные) и замкнутые;

по назначению электрические сети подразделяют на питающие и распределительные.

2.1 Краткие сведения об устройстве наружных электрических сетей

Воздушная линия (ВЛ) состоит из трех основных элементов: опор, проводов и изоляторов.

Опоры поддерживают провода на необходимом расстоянии от поверхности земли, зданий и сооружений, проводов других линий. Расстояние между двумя соседними опорами называют длиной пролета, или пролетом линии.

Опоры выполняются из дерева, железобетона, металла.

По числу расположенных на опоре линий они подразделяются на одноцепные и двухцепные с тросом и без него.

По назначению опоры бывают промежуточные, анкерные, угловые, концевые.

Наиболее распространенными на линиях являются промежуточные опоры, В равнинных местностях число этих опор составляет до 90 % от их общего числа; при нормальных режимах работы, когда все провода целы, вдоль линии на промежуточные опоры усилий нет. Опора воспринимает вертикальные силы – массу проводов, изоляторов, льда и самой опоры и горизонтальные силы – давление ветра на провода и опору.

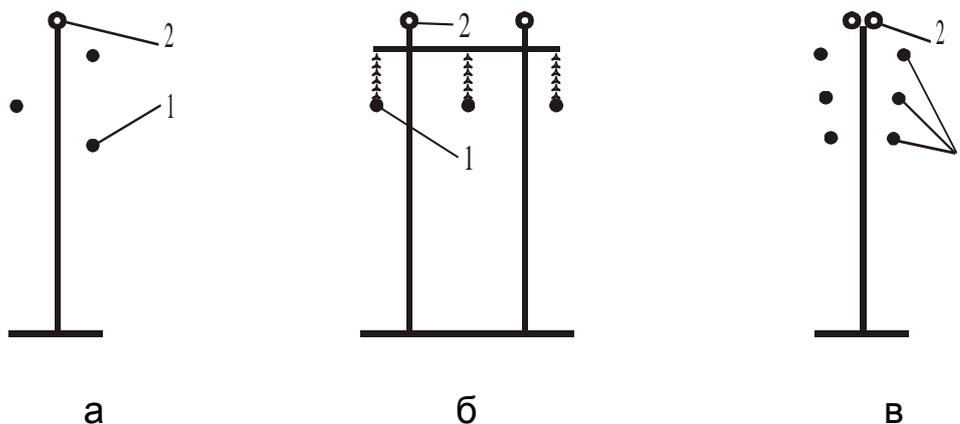
При обрыве провода промежуточная опора должна принять продольную силу неуравновешенного тяжения по проводу, оборвавшемуся в одном из пролетов.

Анкерные опоры устанавливаются через определенное число пролетов, имеют жесткое закрепление проводов и рассчитываются на обрыв всех проводов. Провода линий с подвесными изоляторами крепятся на анкерных опорах натяжными гирляндами, провода одной и той же фазы смежных с опорой пролетов соединены петлями проводов.

При подходах к подстанциям устанавливаются концевые опоры, назначение которых – принять тяжения, действующие по проводам линии. Концевые опоры являются ближайшими к подстанциям; выполняются жесткими, провода на них крепятся, как и на анкерных опорах, натяжными гирляндами изоляторов.

В местах поворота линии и подсоединения отпаек устанавливаются угловые опоры.

На линиях напряжением 220 кВ и выше применяют расщепление проводов – подвешивают несколько проводов в фазе (от двух при напряжении 220 кВ до восьми при напряжении 1150 кВ). Этим достигается уменьшение напряженности электрического поля около проводов и ослабление ионизации воздуха (короны). Расстояние между проводами расщепленной фазы составляет около 40 см. Для фиксирования вдоль линии устанавливают специальные распорки между проводами расщепленной фазы.



*Рисунок 2.1 – Расположение проводов и тросов на опорах:
а – по вершинам треугольника; б – горизонтальное;
в – обратной елкой; 1 – провода; 2 – тросы*

На рисунке 2.1 схематически изображены наиболее часто встречающиеся расположения проводов и тросов на опорах. Расположение проводов по вершинам треугольника широко распространено на линиях напряжением до 35 кВ и на одноцепных линиях напряжением 110 кВ на металлических и железобетонных опорах. Горизонтальное расположение проводов применяют на линиях напряжением 110 кВ и выше с металлическими и железобетонными опорами. С точки зрения эксплуатации для двухцепных опор более удобно расположение проводов по типу «обратная елка».

Различие во взаимном расположении проводов приводит к различию параметров (индуктивных сопротивлений) фаз. Для уравнивания этих параметров на линиях длиной более 100 км применяют транспозицию проводов: линия делится на три участка, на которых каждый из трех проводов занимает все три возможных положения (рис. 2.2). В точках линии, где провода линии меняются местами, устанавливаются транспозиционные опоры.

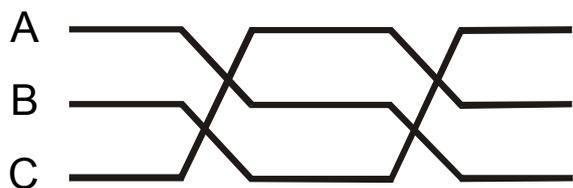


Рисунок 2.2 – Схема транспозиции проводов:
A, B, C – фазы трехфазной сети

При пересечениях больших рек, ущелий и т.п. при больших пролетах устанавливаются переходные опоры высотой 50–100 м и более.

Под влиянием собственного веса провод в пролете провисает по всей линии. Расстояние от точки подвеса провода (при условии крепления провода на соседних опорах на одинаковой высоте) до его низшей точки называют стрелой провеса f провода. Наименьшее расстояние от наинизшей точки провода до земли (h) должно обеспечивать безопасность движения людей и транспорта с громоздкими предметами (например, автомашины, груженые сеном с торчащими из сена вилами). Наименьшее допустимое расстояние от проводов воздушных линий до поверхности земли или воды называется *габаритом линии*. Это расстояние зависит от условий местности, от напряжения линии и т.п.

Расстояние между соседними проводами воздушной линии зависит от ее напряжения (табл. 2.1).

Таблица 2.1 – Примерные расстояния между соседними проводами на опорах воздушных линий различных напряжений

Напряжение, кВ	До 1	10	35	110	220	500
Расстояние, м	0,4-0,6	1,0-2,0	2,5-3	4	7	12

Высота опоры при горизонтальном расположении проводов и креплении их на штыревых изоляторах определяется размером h и максимальной стрелой провеса провода f . При креплении проводов на гирляндах из подвесных изоляторов высота опоры увеличивается еще на величину длины гирлянды изоляторов. Длину пролета линии обычно определяют из экономических соображений. С увеличением длины пролета резко возрастают стрела провеса, высота опор, что увеличивает их стоимость, но снижается стоимость изоляции линии (меньше изоляторов для крепления проводов).

Таблица 2.2 – Характерные длины пролетов воздушных линий

Номинальное напряжение, кВ	Материалы опор	Длины пролетов, м
До 1	Дерево	40
	Железобетон	50
10	Дерево	60–80
	Железобетон	80–150
35	Дерево	180–220
	Железобетон	220–260
	Сталь	220–260
110	Дерево	180–220
	Железобетон	220–270
	Сталь	250–350

В линиях напряжением до 1000 В расстояние между проводами мало, изоляция линии относительно дешева, опоры просты и недороги. Поэтому для таких линий экономически целесообразны сравнительно небольшие длины пролетов поряд-

ка 40–50 м при высоте опор 8–9 м. В линиях напряжением свыше 1000 В экономически целесообразны большие пролеты, так как некоторое удорожание опор окупается удешевлением изоляции линий (см. табл. 2.2).

Провода воздушных линий. Воздушные линии выполняются чаще всего *неизолированными* (голыми) проводами. Для уменьшения потерь мощности и напряжения провода должны иметь возможно меньшее электрическое сопротивление.

Наряду с этим провода воздушных линий, работающие на открытом воздухе в тяжелых атмосферных условиях (дождь, гололед, ветер, изменение температуры), должны быть достаточно механически прочными и хорошо противостоять атмосферным явлениям и химическому воздействию находящихся в воздухе примесей.

Механическая нагрузка на провод определяется собственным весом провода, весом гололеда и давлением ветра на провод.

Нагрузка провода от собственного веса достигает весьма большой величины. Например, вес алюминиевого провода сечением 50 мм^2 равен 135 кг/км [16].

Значительна дополнительная нагрузка проводов при их обледенении. Интенсивность образования гололеда зависит от климатических условий района. Дополнительная нагрузка на провод от гололеда может составлять $5\text{--}10 \text{ кг}$ на 1 м длины провода.

Давление ветра на провода воздушных линий пропорционально диаметру провода и квадрату скорости ветра. При средних скоростях ветра 25 м/с дополнительная нагрузка на 1 м покрытого гололедом провода может достигать $0,75\text{--}1,0 \text{ кг}$.

В воздушных сетях сельскохозяйственного назначения находят применение алюминиевые и сталеалюминиевые провода, некоторые характеристики которых приведены в таблицах Г.1, Г.3–Г.6 [14].

Холодотянутая алюминиевая проволока имеет удельное активное сопротивление $29,5\text{--}31,5 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{км}$; ее предельное сопротивление на разрыв относительно мало: $150\text{--}160 \text{ МПа}$. Алюминиевые проволоки имеют низкий предел напряжения усталости и потому подвержены изломам при вибрации проводов. Стойкость алюминиевых проводов к химическому воздей-

ствию высока благодаря прочной пленке окиси алюминия, покрывающей проволоку. В сталеалюминиевых проводах развивается электрохимическая коррозия алюминия в присутствии стали, если в воздухе содержатся соединения хлора. Поэтому на воздушных линиях, проходящих вблизи морей, океанов, химических производств, где в воздухе имеются химические соединения хлора, не рекомендуется применение проводов с алюминиевой токоведущей частью.

В настоящее время алюминий является основным экономически целесообразным металлом для изготовления проводов в целом или их токоведущих частей. Получили применение сплавы алюминия с железом, магнием и кремнием (доли процента).

Холоднотянутая медная проволока имеет удельное активное сопротивление $17,8\text{--}18,5 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{км}$ (примерно в 1,6 раза меньше, чем сопротивление алюминия) и предельное сопротивление на разрыв $350\text{--}360 \text{ МПа}$. Медь не ломка и не хрупка. Поверхностная пленка окиси меди обладает высокой механической и химической прочностью и достаточно надежно защищает провод от дальнейших коррозионных и химических воздействий. Таким образом, по ряду показателей медь является очень хорошим материалом для изготовления проводов. Однако в ряде стран, в том числе и в России, медь дефицитна, и поэтому медные провода применяются лишь в тех случаях, когда невозможно применение алюминиевых или сталеалюминиевых проводов. Для изготовления проводов из сплавов меди применяется бронза, обладающая высокой механической прочностью.

В предшествующий период в сельских электрических сетях на воздушных линиях $0,38\text{--}10 \text{ кВ}$ широко применялись *стальные провода*. Основное достоинство стальных проводов – их прекрасные механические свойства. Временное сопротивление на разрыв стальных проводов достигает $700\text{--}1200 \text{ МПа}$ и более.

Сталь обладает более высоким электрическим сопротивлением по сравнению с медью и алюминием, которое зависит от сорта стали, способа изготовления провода и от величины тока, протекающего по проводу, что приводит к повышенным потерям мощности, электроэнергии и напряжения в линиях. К недостаткам стальных проводов относится и их повышенная

коррозионность в природных условиях. Для предотвращения разрушения их необходимо оцинковывать. Поэтому, несмотря на дешевизну стальных проводов, они для сооружения вновь проектируемых сетей не рекомендуются.

Сталь высокой прочности применяется для выполнения стальных сердечников сталеалюминиевых проводов, а также грозозащитных тросов линий 110–220 кВ.

По конструкции провода воздушных линий разделяются на *однопроволочные* и *многопроволочные* из одного металла, а также многопроволочные из двух металлов.

Однопроволочные провода разрешается применять только на линиях напряжением до 1000 В, они изготавливаются только для сечений 4, 6, 10 мм², многопроволочные – от 10 мм².

Все линии более высоких номинальных напряжений сооружаются с многопроволочными проводами. Основными преимуществами применения многопроволочных проводов являются большая надежность в эксплуатации, большая гибкость.

Многопроволочные провода из одного металла (рис. 2.3, а) свиваются из проволок одного и того же диаметра.

Конструкция многопроволочных проводов из двух металлов (рис. 2.3, б) создана с целью сочетания высокой механической прочности стальных проволок сердечника с хорошей электрической проводимостью менее прочных проволок. Из проводов такого типа наибольшее распространение получили *сталеалюминиевые* провода, которые широко применяются в мировой практике благодаря их относительно невысокой стоимости и хорошим механическим и электропроводящим свойствам.

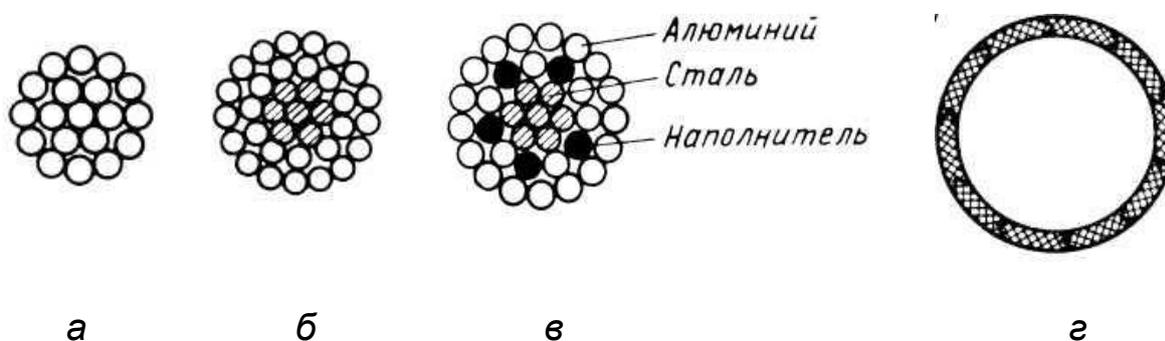


Рисунок 2.3 – Конструкции неизолированных проводов воздушных линий

При необходимости сочетания малого активного сопротивления провода с очень большой механической прочностью применяют сталелатунные и сталелитейные провода. Алдрей представляет собой сплав алюминия с небольшим добавлением магния и кремния (около 1,2 %).

На поверхности проводов линий 110 кВ и более высоких напряжений могут возникать высокие напряженности электрического поля, приводящие к непосредственному электрическому разряду «провод–воздух». Одним из основных способов снижения напряженности поля на проводах линий является искусственное повышение диаметра провода сверх того, которое требуется для экономически целесообразной передачи электроэнергии (по площади поперечного сечения токоведущей части провода). Повышение диаметров проводов без повышения расходования проводникового материала может осуществляться применением проводов с наполнителем из диэлектрика. Вариант конструкции такого провода для линии 220 кВ представлен на рисунке 2.3, в. В прошлом для указанных целей применялись специальные пустотелые провода (рис. 2.3, г).

В настоящее время такие провода применяются в распределительных устройствах высоких напряжений подстанций и электрических станций.

Провода воздушных линий изготавливаются со стандартными сечениями по следующей шкале: 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 400, 500, 600, 700 мм².

Номинальным сечением называется округленная величина фактического сечения провода. Маркируются провода по материалу токоведущей части провода (А – алюминий, Ал – алдрей, С – сталь, Б – бронза, М – медь) и площади ее поперечного сечения (мм²), а для сталелитейных проводов указывается также и площадь сечения (мм²) стального сердечника (через знак дроби), например: М-50, А-95, АС-120/27 и т.п.

В настоящее время наша промышленность выпускает провода марки АКП, междупроволочное пространство которых заполнено смазкой, и повышенной прочности из алюминиевого сплава марок АН и АЖ (нетермообработанного сплава) и АЖ (термообработанного сплава).

Сталелитейные провода изготавливаются следующих марок:

АС, имеющие отношение сечений алюминия и стали 5,5–6;
АСО (облегченной конструкции), имеющие отношение сечений алюминия и стали 7,5;

АСУ (усиленной конструкции), имеющие отношение сечений алюминия и стали около 4,5.

В настоящее время ведется разработка новых энергоэффективных проводов нового поколения [21].

Провода типа Z (AAACZ и AACSRZ) – высокотехнологичные компактированные провода (наружные слои изготовлены из проволок Z-образного профиля) с улучшенными механическими характеристиками, которые обеспечивают практически полное отсутствие внутренней коррозии; снижение амплитуды и интенсивности пляски проводов, уровня усталости металла в проводе за счет самогашения колебаний, а также снижение механических нагрузок на элементы ЛЭП. Внешняя поверхность этих проводов более гладкая и ровная, чем у проводов с круглыми проволоками, что и обеспечивает их преимущества.

Провода АССС – с композитным сердечником, позволяют удвоить номинальный ток и увеличить пропускную способность линии в 2 раза, а также сократить потери и связанные с ними выбросы в атмосферу на 20–30 %. В алюминиевом композитном проводе используется высокопрочная гибридная композитная жила, выдерживающая тепловой провис благодаря низкому коэффициенту теплового расширения. Более низкий вес жилы АССС позволяет использовать больше алюминия в проводе при любом диаметре без ущерба для веса проводника.

Термостойкие провода с зазором GZTACSR позволяют эксплуатировать ЛЭП при повышенном значении тока (до 230 или 310 °С при пиковой нагрузке), существенно увеличивая пропускную способность существующих линий без замены опор.

Как показывает опыт эксплуатации ВЛ различных напряжений с неизолированными проводами, наиболее высока удельная повреждаемость (количество отключений на 1 км длины линии) для ВЛ напряжением 0,4 кВ.

В соответствии с концепцией развития сельских электрических сетей, разработанной ОАО «РОСЭП» филиала «НТЦ электроэнергетики», для повышения технического состояния и надежности ВЛ на магистралях ВЛ 10 кВ следует применять неизо-

лированный провод типа АС или защищенный провод (СИП-3). ВЛ 0,38 кВ должны выполняться в полнофазном (трехфазном 4-проводном) исполнении по радиальной схеме проводами одного сечения по всей длине линии (магистрала) от подстанций 10/0,4 кВ только с использованием самонесущих изолированных проводов; не допускается реконструкция и новое строительство воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 кВ с применением неизолированных проводов [24].

Основными элементами ВЛ 0,4 кВ с изолированными проводами (ВЛИ) являются изолированные фазные провода, скрученные в жгут вокруг изолированного или неизолированного несущего нулевого провода СИП (самонесущие изолированные провода). В ряде стран Европы применяются конструкции изолированных фазных и нулевого проводов, скрученных в жгут. При этом все провода несущие – так называемые «четырёхпроводные конструкции». В жгут могут добавляться изолированные провода наружного освещения и контрольные провода. Более чем 30-летний опыт эксплуатации таких линий в электрических сетях многих зарубежных стран (Франция, Финляндия, Германия, Австрия, Венгрия, Польша и др.) подтверждает их надежную работу в широком диапазоне климатических условий. В электрических сетях России также находят все большее применение новые конструкции и технологии, повышающие надежность и качество электроснабжения потребителей. По данным [2, 8, 28], анализ надежности и эффективности применения ВЛИ в нашей стране показал, что аварийность ВЛИ по сравнению с ВЛ традиционного исполнения примерно в шесть раз ниже. Устройство и монтаж проводов СИП подробно рассмотрено в [1].

В 2005 году, в соответствии с новыми требованиями, предъявляемыми к развитию линий электропередачи, был разработан национальный стандарт России – ГОСТ Р 52373-2005 на самонесущие изолированные провода для воздушных линий электропередачи на номинальное напряжение до 0,6/1 кВ включительно и самонесущие защищенные провода для воздушных линий электропередачи на номинальное напряжение 20 и 35 кВ. Стандарт вступил в силу с 01.07.2006 г.

В соответствии с указанным стандартом, в настоящее время выпускаются провода марок СИП-1, СИП-2, СИП-4 на напряжение 0,38 кВ и СИП-3 на напряжение 10 кВ.

Особенностью СИП-1 является то, что вокруг несущей **неизолированной** нулевой жилы скручиваются изолированные токопроводящие фазные жилы. Нулевая несущая жила изготавливается из специального сплава на основе алюминия. Для изоляции используется светостабилизированный сшитый полиэтилен.

Отличие СИП-2 от СИП-1 состоит в том, что вокруг нулевой **изолированной** несущей жилы скручиваются фазные изолированные жилы.

СИП-3 представляет собой одножильный провод, снабженный изоляционным покровом из светостабилизированного сшитого полиэтилена. При этом токопроводящая жила скручивается круглой проволокой из сталеалюминия или алюминиевого сплава, в ней реализован изоляционный слой. Эта изоляция позволяет снизить расстояние между проводами соседних фаз при монтаже линии 10 кВ.

СИП-4 не имеет несущей жилы. В нем основные нулевая и фазные жилы скручены в жгут и покрыты изоляцией, изготовленной из сшитого светостабилизированного полиэтилена.

При выборе проводов СИП следует помнить, что до 2006 года они имели следующие обозначения:

✓ СИП-1 – с применением светостабилизированного **термопластичного** полиэтилена;

✓ СИП-2 – с применением светостабилизированного **сшитого** полиэтилена.

При этом с изолированной несущей нулевой жилой изготавливались провода СИП-1 и СИП-2, о чем говорила в обозначении СИП буква «А», добавленная к цифрам 1 или 2.

Изоляция из сшитого полиэтилена более термостойчива, чем из термопластичного полиэтилена. В нормальных режимах работы температура жилы с изоляцией из термопластичного полиэтилена ограничена 70 °С, а с изоляцией из сшитого полиэтилена – 90 °С. Провода с изоляцией из сшитого полиэтилена на 15–20 % дороже проводов с изоляцией из термопластичного полиэтилена. Однако СИП с изоляцией из сшитого полиэтилена имеют большую пропускную способность (примерно на 30–

40 %), чем провода такого же сечения с изоляцией из термопластичного полиэтилена. Поэтому, в соответствии с ГОСТ Р 52373-2005, провода СИП в настоящее время должны изготавливаться только с изоляцией из сшитого полиэтилена.

В таблице 2.3 приведены марки проводов, выпускаемые различными производителями и применяющиеся в настоящее время в нашей стране. Полные технические характеристики проводов СИП приведены в таблицах Г.8–Г.16 [14].

Таблица 2.3 – Марки проводов СИП, их наименование и область применения (ГОСТ Р 52373-2005)

Марка СИП	Характеристика	Область применения
СИП-1	Провод самонесущий с алюминиевыми жилами, с изоляцией из светостабилизированного сшитого полиэтилена (ПЭ), с нулевой несущей неизолированной жилой из алюминиевого сплава	Для магистралей воздушных линий электропередачи (ВЛ) и ответвлений от ВЛ
СИП-2	То же, с нулевой несущей жилой из алюминиевого сплава, изолированной светостабилизированным сшитым ПЭ	Для магистралей ВЛ и ответвлений от ВЛ
СИП-3	Провод самонесущий, защищенный, с токопроводящей жилой из алюминиевого сплава, с защитной изоляцией из светостабилизированного сшитого ПЭ	Для ВЛ на номинальное напряжение 10–35 кВ
СИП-4	Провод самонесущий, изолированный, без несущего элемента, с алюминиевыми токопроводящими жилами, с изоляцией из светостабилизированного сшитого ПЭ	Для ответвлений от ВЛ к вводу и для прокладки по стенам зданий и инженерных сооружений

Особенности конструкции проводов СИП в соответствии с ГОСТ Р 52373-2005:

- ✓ изоляция жил – только из вулканизированного (сшитого) полиэтилена;
- ✓ несущая жила – только из алюминиевого сплава;
- ✓ номинальное сечение токопроводящих жил проводов без нулевой несущей жилы – только 16 или 25 мм²;
- ✓ сечение вспомогательных жил освещения установлено до 35 мм² включительно;

✓ в состав проводов могут быть включены вспомогательные медные однопроволочные жилы для цепей контроля. Сечение жил: 1,5; 2,5; 4 мм²;

✓ увеличен диапазон сечений основных жил 16–240 мм² (ранее выпускались провода СИП сечением не более 120 мм²);

✓ расширен диапазон сечений несущих жил и жил защищенных проводов: 16–240 мм²;

✓ для вспомогательных жил освещения предусмотрена маркировка В1; В2; В3.

✓ провода должны быть стойкими к воздействию температуры окружающей среды от -60°С до +50°С;

✓ срок службы провода не менее 40 лет.

По требованию провода всех марок могут быть изготовлены герметизированными. В этом случае к буквенному обозначению марки провода добавляется индекс «г», например СИПг-3.

Провода марок СИП-1 и СИП-2 с нулевой несущей жилой сечением 50 мм² и более могут изготавливаться с 1, 2 или 3 вспомогательными жилами.

Примеры условных обозначений для проводов СИП:

✓ СИП-1 3×50+1×70-0,6/1 – СИП-1 с тремя фазными жилами номинальным сечением 50 мм², с неизолированной несущей жилой номинальным сечением 70 мм², на номинальное напряжение 0,6/1 кВ;

✓ СИП-2 3×70+1×95+2×25-0,6/1 – СИП-2 с тремя фазными жилами номинальным сечением 70 мм², с изолированной несущей жилой номинальным сечением 95 мм², с двумя вспомогательными жилами номинальным сечением 25 мм², на номинальное напряжение 0,6/1 кВ;

✓ провод СИП-3 1×70-10 – СИП-3 с жилой номинальным сечением 70 мм², на номинальное напряжение 10 кВ.

Номинальное сечение вспомогательных жил для цепей наружного освещения 16, 25 или 35 мм², для цепей контроля – 1,5; 2,5 или 4 мм².

На магистрали ВЛИ все виды механических нагрузок и воздействий должна воспринимать несущая жила изолированных проводов.

Для ответвлений от магистрали ВЛИ к вводам в здания следует применять СИП с номинальным сечением не менее 2×10 мм². При сечении СИП до 25 мм² включительно ввод в

здание до вводного устройства следует выполнять тем же СИП, что и ответвление от магистрали ВЛИ к вводу.

Магистраль ВЛИ, как правило, следует выполнять СИП одного сечения. Сечения фазных жил СИП магистрали ВЛИ должны быть не менее 50 мм.

Сельские сети 0,38/0,23 кВ работают с глухозаземленной нейтралью. На опорах, помимо проводов линий, к потребителям электроэнергии подвешиваются провода для подключения светильников наружного (уличного) освещения с использованием общего нулевого провода.

ВЛ прокладывают, как правило, по двум сторонам улиц. Допускается прохождение их по одной стороне улицы, если при этом исключены помехи движению транспорта и пешеходов, более удобно выполнять ответвления от ВЛ к вводам в здания, сокращается число пересечений ВЛ с инженерными сооружениями.

На участках параллельного следования ВЛ 0,38 и 10 кВ рассматривается технико-экономическая целесообразность подвески проводов обеих ВЛ на общих опорах.

В таблицах Г.9–Г.16 [14] приведены электрические характеристики проводов СИП.

Для строительства ВЛИ следует применять в основном железобетонные опоры, изготовленные на базе железобетонных стоек длиной 9,5 и 11 м [25]. Для подвески двух-пяти проводов одноцепных ВЛ применяются железобетонные стойки типа СВ95-1 и СВ95-2; для подвески восьми-девяти проводов двухцепных ВЛ и для опор, устанавливаемых на пересечениях ВЛ с инженерно-техническими сооружениями, – стойки типа СВ110-3,5.

На всех типах опор предусмотрена возможность установки светильников консольного типа для уличного освещения; подвески неизолированных или изолированных проводов двух- или четырехпроводных линий сети проводного вещания (ПВ); устройства одно- и трехфазных ответвлений от магистрали ВЛ к вводам в здания, выполняемых неизолированными или изолированными проводами.

Длина пролета ответвления от магистрали ВЛ к вводу в здание определяется расчетом в зависимости от прочности

опоры, на которой выполняется ответвление габаритов подвески проводов ответвления на опоре и на вводе, количества и сечения проводов ответвления, а также от климатических условий (гололедно-ветровых нагрузок) района, в котором осуществляется строительство ВЛ.

При прохождении ВЛИ по лесным массивам и зеленым насаждениям вырубki просек не требуется. При этом расстояние от проводов до деревьев и кустарников при наибольшей стреле провеса СИП или наибольшем отклонении должно быть не менее 0,3 м.

Ввиду отсутствия изоляционной оболочки и защитного покрова СИП, имеющего одинарную изоляцию, по конструктивному исполнению относится к изолированным незащищенным проводам.

Расстояние от СИП ВЛИ до поверхности земли и проезжей части улиц при наибольшей расчетной стреле провеса СИП должно быть не менее 5,5 м, а расстояние до поверхности непроезжей части улиц при наибольшей стреле провеса СИП – не менее 4,0 м.

Расстояние от СИП ВЛИ до поверхности земли при наибольшей стреле провеса в труднодоступной местности должно быть не менее 2,5 м и в недоступной местности (склоны гор, скалы, утесы и т.п.) – не менее 0,5 м.

Расстояние от СИП ВЛИ до тротуаров и пешеходных дорожек при пересечении непроезжей части улиц ответвлениями от магистрали к вводам должно быть не менее 3,5 м.

Расстояние от поверхности земли до СИП перед вводом должно быть не менее 2,5 м.

Расстояние по горизонтали от СИП при наибольшем их отклонении до элементов зданий и сооружений должно быть не менее 1 м – до балконов, террас и окон; 0,15 м – до глухих стен зданий, сооружений.

СИП, натянутые по стенам зданий и сооружениям, должны крепиться к крюкам и кронштейнам с помощью анкерных зажимов, а между зажимами – с помощью специальных элементов, устанавливаемых на расстоянии не более 6 м между ними.

Расстояние в свету между СИП и стеной здания (сооружением) должно быть не менее 0,1 м.

Совместная подвеска СИП ВЛИ до 1 кВ и проводов ВЛ 6–10 (20) кВ на общих опорах допускается при соблюдении следующих условий:

- ВЛИ должны выполняться по расчетным условиям ВЛ 6–10 (20) кВ;
- провода ВЛ 10 (20) кВ должны располагаться выше проводов ВЛИ до 1 кВ.

В настоящее время в русле работ по техническому перевооружению распределительных электрических сетей изучается опыт эксплуатации проводов СИП различной конструкции и линейной арматуры для крепления СИП. С целью выработки единой технической политики по вопросам применения СИП в отдельных МРСК и крупных сетевых компаниях проводятся технические совещания ведущих специалистов и руководителей. В рамках технического совещания «Опыт эксплуатации самонесущих изолированных проводов. Анализ предлагаемой на рынке продукции», которое было проведено в ОАО «МРСК Центра, Северного Кавказа и Сибири» в 2007 году, были приняты следующие решения [22].

1. *При новом строительстве и реконструкции* ВЛ 0,4 кВ применять самонесущие провода СИП-2 с изолированной несущей нулевой жилой из алюминиевого сплава, изготовленные в соответствии с национальным стандартом РФ ГОСТ Р 52373-2005.

2. *При новом строительстве и реконструкции* ВЛ 6–10 кВ применять защищенные провода (СИП-3) при прохождении трассы ВЛ в лесных массивах с ценными и редкими породами деревьев, а также при отсутствии возможности соблюдения габаритных расстояний для ВЛ с неизолированными проводами.

Изоляторы. Между проводами ВЛ, находящимися под напряжением, и конструктивными частями опор изоляция осуществляется с помощью изоляторов. Основными материалами для изготовления изоляторов ВЛ служат фарфор и закаленное стекло. Недостатком этих изоляторов является их довольно высокая масса (на линиях высоких напряжений масса отдельных гирлянд фарфоровых или стеклянных изоляторов достигает 1–2 т, что значительно осложняет их монтаж и эксплуатацию, а также составляет дополнительные весовые нагрузки на опоры). В связи с этим разработаны и начинают применяться

стержневые полимерные изоляторы из эпоксидных компаундов, из кремнийорганической резины, из полиэфирных смол с минеральным наполнителем и добавкой фторопласта. Полимерные изоляторы армируются стеклопластиком для придания им необходимой механической прочности. Основными достоинствами синтетических изоляторов являются малая масса (в 7–10 раз меньше, чем фарфоровых изоляторов) и влагоотталкивающие свойства наружной поверхности. Применение данных изоляторов перспективно для линий 110 кВ и более высоких напряжений.

Линейные изоляторы до 1000 В и 10(6)–20 кВ обычно изготавливаются штыревого типа. Штыревой изолятор до 1000 В наворачивается на стальной штырь или крюк. Штырь с помощью гайки закрепляется на траверсе или на головке опоры. Крюки ввертываются в деревянные стойки опор. На линиях выше 110–220 кВ штыревые изоляторы не применяются из-за значительной их массы и размеров, которые усложняют изготовление самих изоляторов и монтажно-ремонтные работы на линиях.

На линиях 35–110 кВ и выше применяются фарфоровые или стеклянные *изоляторы подвешенного типа*, из которых собираются гибкие гирлянды изоляторов.

В сельских электрических сетях применяются следующие типы изоляторов:

- фарфоровые и стеклянные штыревые типа ШФ, ШС – для линий напряжением 6–10 кВ;
- фарфоровые (ТФ, РФО) и стеклянные (НС) для линий напряжением 0,38 кВ;
- фарфоровые штыревые типа Ш-20, ШД-35 – для линий напряжением 20–35 кВ;
- подвесные фарфоровые или стеклянные изоляторы ПФ и ПС – для линий напряжением 35 кВ и выше.

Изоляторы типа ШД и ШС крепятся к опорам на крюках и штырях. При напряжении 110 кВ и выше применяются только подвесные изоляторы, которые собираются в гирлянды.

Гирлянды подвесных изоляторов бывают поддерживающие и натяжные. Поддерживающие изоляторы располагаются вертикально на промежуточных опорах, натяжные гирлянды используются на анкерных опорах и находятся почти в горизонтальном положении. На ответственных участках ЛЭП применяют сдвоенные гирлянды.

Число изоляторов в гирлянде зависит от напряжения ЛЭП, эффективной и нормированной длины пути тока утечки и материала опоры (требуемого уровня изоляции).

2.2 Краткие сведения об устройстве внутренних электрических сетей

Внутренними электрическими сетями называются линии, расположенные внутри зданий. Наиболее обширную группу внутренних сетей составляют линии, выполненные изолированными проводами или шнурами. Выполнение внутренних линий неизолрованными проводами не допускается. Изолированные провода выпускаются с числом жил от одной до четырех. В настоящее время, в соответствии с требованиями [25], в жилых и общественных зданиях должны применяться провода с медными токоведущими жилами и с резиновой, полихлорвиниловой или иной синтетической изоляцией. Провода с резиновой изоляцией для внутренних прокладок имеют тканевую оплетку. Преимущественно применяются провода с разновидностями синтетической изоляции.

Внутренние сети могут быть выполнены *открытой* или *скрытой* (проложенной внутри конструктивных элементов зданий) проводкой.

В современных условиях при открытых проводках выполняется непосредственное механическое крепление проводов с винипластовой изоляцией к стенам, потолку непосредственно по поверхности стен и потолков, на струнах, тросах, роликах, изоляторах, в трубах, коробах, в электротехнических плинтусах и др. [2]. В сельскохозяйственных производственных помещениях широко применяется прокладка проводов или шнуров на стальных лотках, прикрепленных к стенам или строительным конструкциям. Для защиты от механических повреждений используется прокладка проводов в стальных или винипластовых трубах.

В жилых и общественных зданиях применяются проводки скрытого типа: в специальных углублениях в панелях стен и потолка или в трубах, уложенных в междуэтажные перекрытия, в стенах лестничных клеток, в заштукатуриваемых бороздах и т.д.

В цехах предприятий, а также для вертикальных магистральных участков электрических сетей высотных зданий применяют кабельные линии и шинопроводы. Конструкции шинопроводов представляют собой алюминиевые полосы (шины), укрепленные на изоляторах в металлических коробках. Такая система распределения электроэнергии экономична и позволяет осуществить присоединение электроприемников, расположенных практически в любой точке здания. При этом может мобильно изменяться и конструкция схемы электроснабжения здания.

Более полно конструкции элементов электрических сетей рассмотрены в [1, 16, 31].

2.3 Электрический расчет сельских сетей

Электрический расчет сети сводится к определению потери напряжения в сети при заданном сечении провода или выбору сечения проводов при заданной допустимой потере напряжения. Потеря напряжения в сети зависит от передаваемой по сети мощности (нагрузки) и сопротивления сети. Способы определения нагрузки по участкам сети рассмотрены в разделе 1.

2.3.1 Определение активного и индуктивного сопротивления проводов

Активное сопротивление провода на единицу длины (обычно 1 км) линии принято называть удельным сопротивлением линии. Это сопротивление зависит от материала провода, температуры окружающего воздуха, сечения провода. В практических расчетах не учитываются зависимость активного сопротивления от температуры воздуха и нагрев проводов протекающим по проводнику током.

Тогда сопротивление 1 км провода

$$r_0 = 1000 \rho / F, \quad (2.1)$$

где r_0 – сопротивление 1 км провода, Ом/км;

ρ – удельное сопротивление материала провода (для меди $18,9 \cdot 10^{-9}$ и $31,2 \cdot 10^{-9}$ – для алюминия), Ом·м;

F – номинальное сечение провода, мм².

Значения r_0 приведены в [14–16].

Зная r_0 , легко определить сопротивление всей линии или участка линии.

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot \ell, \quad (2.2)$$

где ℓ – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление 1 км длины линии определяется

$$x_0 = 0,145 \cdot \lg \frac{2 \cdot D_{\text{ср.}}}{d} + 0,0157 \cdot \mu, \quad (2.3)$$

где d – диаметр провода;

μ – относительная магнитная проницаемость материала провода;

$D_{\text{ср.}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

В выражении (2.3) первое слагаемое называется внешним индуктивным сопротивлением, а второе – внутренним.

Внешнее индуктивное сопротивление зависит от диаметра провода и среднего геометрического расстояния между фазами, с увеличением напряжения оно возрастает, но при напряжении 220 кВ и выше вновь уменьшается из-за расщепления проводов фаз. В среднем это сопротивление составляет 0,4 Ом/км – для ВЛ и 0,1 Ом/км – для кабельных сетей.

Внутреннее индуктивное сопротивление зависит от магнитной проницаемости материала, для проводов из цветного металла магнитная проницаемость равна 1, и этим сопротивлением можно пренебречь.

Значения внешних и внутренних индуктивных сопротивлений на 1 км длины линии в зависимости от сечения провода и среднего геометрического расстояния между проводами фаз (которое ориентировочно можно принимать по табл. 2.1) приведены в [14–16].

При известном расположении фаз на опоре среднее геометрическое расстояние определяется по формуле

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}}, \quad (2.4)$$

где D_{12} , D_{13} , D_{23} – расстояния между проводами фаз.

Индуктивное сопротивление линии определяется по формуле, аналогичной (2.2).

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot \ell. \quad (2.5)$$

Пример 2.1

Определить активное и индуктивное сопротивления линии напряжением 380 В длиной 0,4 км, выполненной алюминиевыми проводами марки А-50. Провода расположены в вершинах равностороннего треугольника со стороной 0,4 м.

Решение. Для определения индуктивного сопротивления провода необходимо знать среднегеометрическое расстояние между проводами соседних фаз

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}} = \sqrt[3]{0,4^3} = 0,4 \text{ м.}$$

По таблице Г.4 [14] найдем удельное активное сопротивление линии для провода А-50 $r_0 = 0,592 \text{ Ом/км}$; по таблице Г.5 [14] находим удельное индуктивное сопротивление при расстоянии между проводами фаз 0,4 м – $x_0 = 0,297 \text{ Ом/км}$.

Тогда сопротивления линии длиной 0,4 км равны:

$$\begin{aligned} R_{\text{л}} &= 0,592 \cdot 0,4 = 0,237 \text{ Ом;} \\ X_{\text{л}} &= 0,297 \cdot 0,4 = 0,119 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

2.3.2 Определение потерь напряжения

Электрическая нагрузка вызывает потерю напряжения в элементах системы электроснабжения, которая определяется как арифметическая разность напряжений в начале и конце участка (линии, трансформатора).

Потеря напряжения в линии с одной нагрузкой на конце (если линия имеет несколько участков с различной мощностью, то каждый участок рассматривается отдельно) определяется

$$\Delta U = \frac{P \cdot R_{\text{л}} + Q \cdot X_{\text{л}}}{U_{\text{н}}}, \quad (2.6)$$

где P , Q – активная и реактивная мощности, передаваемые по линии;

$R_{\text{л}}$, $X_{\text{л}}$ – активное и реактивное сопротивления линии;

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение.

По абсолютному значению потерь напряжения, из-за различного уровня номинальных напряжений, трудно судить о допустимости потерь напряжения. Поэтому потери напряжения, определенные по формуле (2.6), выражают в процентах от номинального напряжения

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\%. \quad (2.7)$$

Формулу (2.6) можно записать по-другому, если учесть, что $P = S \cdot \cos\varphi$; $Q = S \cdot \sin\varphi$ и выражения (2.1) и (2.2)

$$\Delta U = \frac{S \cdot L}{U_n} \cdot (r_0 \cdot \cos\varphi + x_0 \cdot \sin\varphi). \quad (2.8)$$

Приблизительно относительные потери напряжения можно считать приемлемыми, если они в нормальных режимах работы не превышают: в сетях низкого напряжения 5 %, а в сетях высокого напряжения 8 %. В сетях 10 кВ допускается потеря напряжения до 10 % номинального напряжения [10]. При учебном проектировании $\Delta U_{\text{доп}}$ может задаваться преподавателем (определение допустимой потери напряжения см. в главе 11).

Пример 2.2

Для условий примера 1.2 определить потери напряжения в сети, принять, что сеть выполнена проводами СИП-2 3×50+1×70.

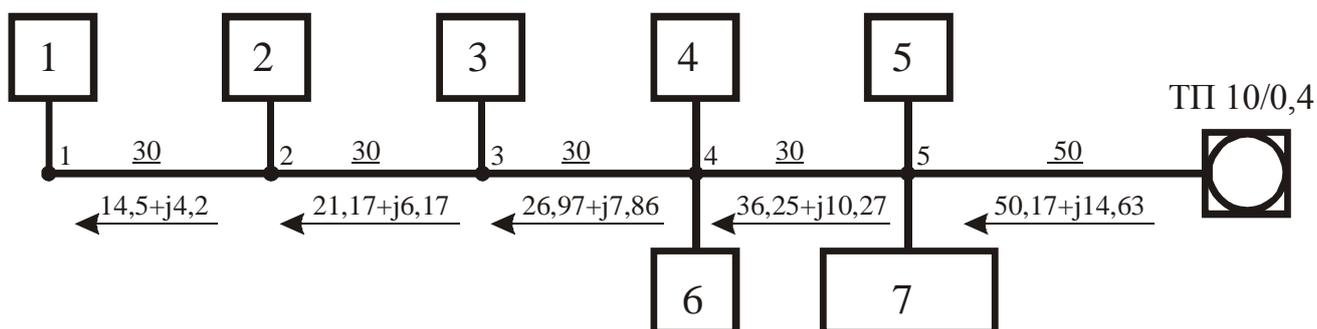


Рисунок 2.4 – Поток мощности по участкам сети 0,4 кВ для примера 2.2

Решение. Удельные сопротивления линии, выполненной проводами СИП, принимаем по таблицам Г.10, Г.11 [3].

$$r_0 = 0,64 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,0799 \text{ Ом/км}.$$

Находим потери напряжения по формуле (2.6), используя результаты расчетов примера 1.2.

Потери напряжения на участке 1–2 определяем по формуле (2.6)

$$\Delta U_{1-2} = \frac{14,5 \cdot 0,64 \cdot 0,03 + 4,2 \cdot 0,0799 \cdot 0,03}{0,38} = 0,759 \text{ В}.$$

Аналогично на участке 2–3

$$\Delta U_{2-3} = \frac{21,17 \cdot 0,64 \cdot 0,03 + 6,17 \cdot 0,0799 \cdot 0,03}{0,38} = 1,109 \text{ В}.$$

На участке 3–4

$$\Delta U_{3-4} = \frac{26,97 \cdot 0,64 \cdot 0,03 + 7,86 \cdot 0,0799 \cdot 0,03}{0,38} = 1,41 \text{ В}.$$

На участке 4–5

$$\Delta U_{4-5} = \frac{36,25 \cdot 0,64 \cdot 0,03 + 10,57 \cdot 0,0799 \cdot 0,03}{0,38} = 1,9 \text{ В}.$$

На участке 5–ТП

$$\Delta U_{5-ТП} = \frac{50,17 \cdot 0,64 \cdot 0,05 + 14,63 \cdot 0,0799 \cdot 0,05}{0,38} = 4,37 \text{ В}.$$

Потери напряжения в линии определяются до наиболее удаленного (в электрическом смысле) потребителя суммированием потерь напряжения по участкам линий от ТП до этого потребителя, в нашем случае наибольшие потери будут на участке 1–ТП.

$$\Delta U_{1-ТП} = \Delta U_{1-2} + \Delta U_{2-3} + \Delta U_{3-4} + \Delta U_{4-5} + \Delta U_{5-ТП}, \text{ В}.$$

$$\Delta U_{1-ТП} = 0,759 + 1,109 + 1,41 + 1,9 + 4,37 = 9,548 \text{ В}.$$

Потери напряжения по линии, в %, определяются по формуле (2.7)

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{9,548}{380} \cdot 100 = 2,51 \text{ \%}.$$

Пример 2.3

Для схемы сети 0,4 кВ, изображенной на рисунке 2.5, определить потери напряжения. Сеть выполнена проводами СИП-2 3×95+1×95, нагрузка в узлах задана током в А, при соответствующем значении $\cos\varphi$, длины участков в метрах (подчеркнутая цифра) указаны на рисунке. Расчет произвести без учета неодновременности работы потребителей.

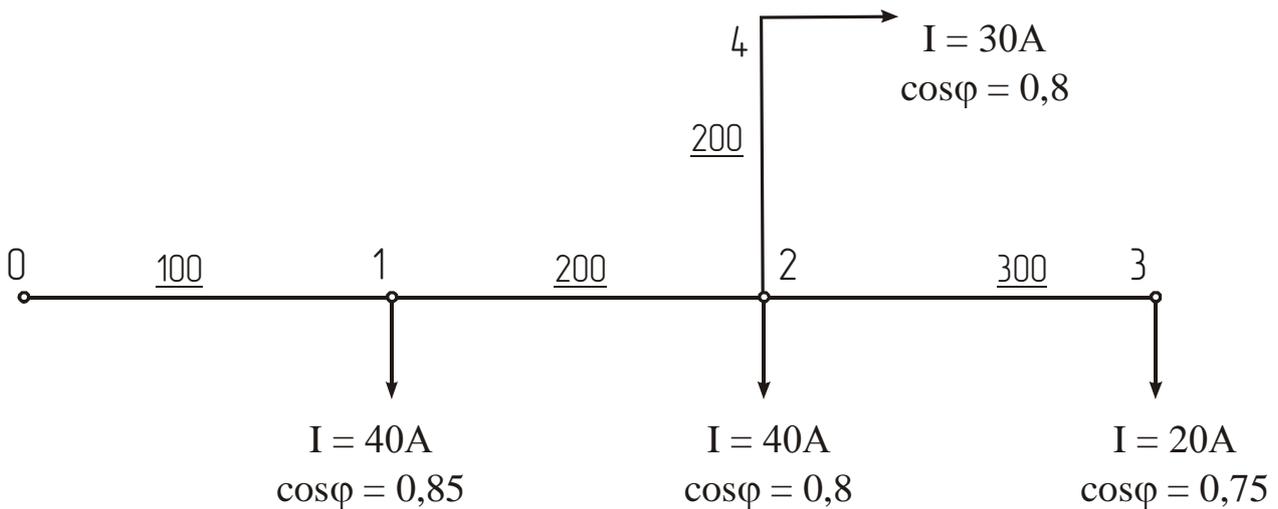


Рисунок 2.5 – Схема сети 0,4 кВ для примера 2.3

Решение. Удельные сопротивления линии, выполненной проводами СИП, принимаем по таблицам Г.10, Г.11 [14].

$$r_0 = 0,32 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,0753 \text{ Ом/км}.$$

Для расчета потерь напряжения по формуле (2.6) проведем пересчет нагрузки, заданной током и $\cos\varphi$, в значения мощностей.

$$P_1 = \sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 40 \cdot 0,85 = 22,3 \text{ кВт};$$

$$S_1 = \frac{22,3}{0,85} = 26,2 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$Q_1 = \sqrt{26,2^2 - 22,3^2} = 13,75 \text{ квар};$$

$$P_2 = \sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 50 \cdot 0,8 = 26,292 \text{ кВт};$$

$$S_2 = \frac{26,292}{0,8} = 32,87 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$Q_2 = \sqrt{32,87^2 - 26,292^2} = 19,7 \text{ квар};$$

$$P_3 = \sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 20 \cdot 0,7 = 9,2 \text{ кВт};$$

$$S_3 = \frac{9,2}{0,7} = 13,1 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$Q_3 = \sqrt{13,1^2 - 9,2^2} = 9,32 \text{ квар};$$

$$P_4 = \sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 30 \cdot 0,8 = 15,8 \text{ кВт};$$

$$S_4 = \frac{15,8}{0,8} = 19,75 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$Q_4 = \sqrt{19,75^2 - 15,8^2} = 11,85 \text{ квар}.$$

Наносим полученные значения мощностей на схему сети, так как по условию задачи неодновременность работы потребителей учитывать не требуется, определим нагрузки на участках сети по балансу мощностей в узлах (сумма мощностей, втекающих в узел, равна сумме вытекающих).

$$S_{2-3} = 9,2 + j9,32;$$

$$S_{2-4} = 15,8 + j11,85;$$

$$S_{1-2} = 26,292 + j19,7 + 9,2 + j9,32 + 15,8 + j11,85 = 51,292 + j40,87;$$

$$S_{0-1} = 22,3 + j13,75 + 51,292 + j40,87 = 73,6 + j68,37.$$

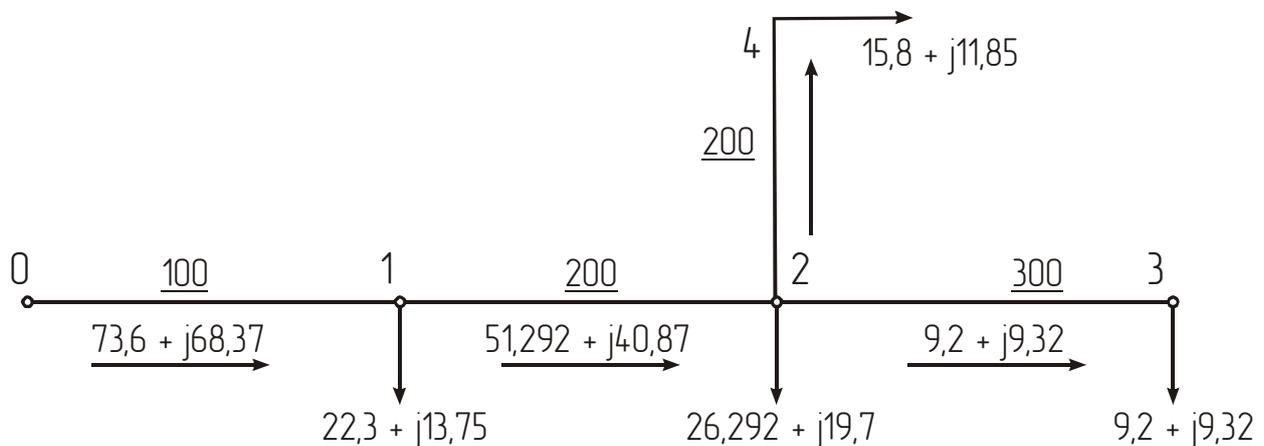


Рисунок 2.6 – Расчет потоков мощности по участкам сети 0,4 кВ для примера 2.3

Потери напряжения по участкам сети определяем по формуле (2.7):

$$\Delta U_{2-4} = \frac{15,8 \cdot 0,32 + 11,85 \cdot 0,0753}{0,38} \cdot 0,2 = 3,13 \text{ В};$$

$$\Delta U_{2-3} = \frac{9,2 \cdot 0,32 + 9,32 \cdot 0,0753}{0,38} \cdot 0,3 = 2,87 \text{ В};$$

$$\Delta U_{1-2} = \frac{51,292 \cdot 0,32 + 40,87 \cdot 0,0753}{0,38} \cdot 0,2 = 10,26 \text{ В};$$

$$\Delta U_{0-1} = \frac{73,6 \cdot 0,32 + 68,37 \cdot 0,0753}{0,38} \cdot 0,1 = 7,55 \text{ В};$$

$$\Delta U_{0-3} = 7,55 + 10,26 + 2,87 = 20,68 \text{ В};$$

$$\Delta U_{1-3\%} = \frac{20,68}{380} \cdot 100\% = 5,44 \text{ \%};$$

$$\Delta U_{0-4} = 7,55 + 10,26 + 3,13 = 20,94 \text{ В};$$

$$\Delta U_{0-4\%} = \frac{20,94}{380} \cdot 100 \text{ \%} = 5,51 \text{ \%}.$$

2.3.3 Выбор сечения проводов

Сечения проводов сельских распределительных сетей напряжением 35–110 кВ выбирают по экономической плотности тока, а сети напряжением 0,38–10 кВ – по экономическим интервалам или по экономической плотности тока.

Экономически целесообразное сечение провода (кабеля) при равномерной нагрузке по всей длине линии определяется из соотношения

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{max}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (2.9)$$

где $j_{\text{эк}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², выбираемое по таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0

Сечение, полученное по формуле (2.9), округляется до ближайшего стандартного значения.

При расчете линии, состоящей из нескольких участков с разными нагрузками, экономические сечения рассчитывают по наибольшему рабочему току для каждого участка в отдельности, при этом из монтажных соображений необходимо стремиться к минимальному числу марок проводов в линии.

Если потребители присоединены к линии на небольшом расстоянии один от другого, то из практических и конструктивных соображений нецелесообразно иметь на каждом участке разные сечения проводов. Одинаковое сечение провода выбирается в таком случае по всей длине с учетом поправочного коэффициента $K_{\text{п}}$, который учитывает неравномерность нагрузки по линии

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{max}}}{j_{\text{эк}} \cdot K_{\text{п}}}. \quad (2.10)$$

Поправочный коэффициент

$$K_{\text{п}} = \sqrt{\frac{I_{\text{max}}^2 \cdot l}{\sum_{i=1}^n I_{\text{max}i}^2 \cdot l_i}}, \quad (2.11)$$

где I_{MAX} – максимальный ток наиболее загруженного участка сети (головной участок);

l – полная длина линий, км;

$I_{\text{MAX}i}$ – максимальный ток i -го участка линии;

l_i – длина i -го участка линии, км.

Выбор сечений проводов воздушных линий средних напряжений (6–20 кВ) целесообразно осуществлять по комплексному мультипликативному критерию, включающему потери электроэнергии, массу алюминия проводов 1 км воздушной линии и показатель повреждаемости сечений проводов.

В таблице 2.5 приведены рекомендуемые [19] сечения проводов для сетей 10 кВ. Провода сечением 35 и 50 мм² рекомендуются только для выполнения отпаяк к отдельным потребителям. В соответствии с [31] на магистралях ВЛ 10 кВ мо-

гут применяться провода сталеалюминиевые, алюминиевые, из алюминиевых сплавов (АН-70, 120 мм², АЖ-70, 95, 120 мм²).

На ВЛ 10 кВ рекомендуется прежде всего применять сталеалюминиевые провода; в районах с нормативной толщиной стенки гололеда 5–10 мм (I и II районы) и скоростным напором ветра 50 даН/м допускается применение проводов марок А, АН, при этом магистральные участки вновь сооружаемых ВЛ 10 кВ рекомендуется выполнять проводами одного сечения не менее 95 мм² [31].

Таблица 2.5 – Интервалы экономических нагрузок сетей 10 кВ

Сечение и марка провода	АС-35	АС-50	АС-70	АС-95	АС-120
Граница интервалов (ток, А)	до 21	21–30	31–43	44–53	свыше 55

Провода, выбранные по экономическим показателям, необходимо проверить:

1) по допустимому нагреву

$$I_{\max} \leq I_{\text{длит. доп. табл.}}, \quad (2.12)$$

где I_{\max} – наибольший расчетный ток из всех возможных режимов работы линии (например, после аварийного режима при отключении одной из линий вся нагрузка передается по другой, оставшейся в работе);

$I_{\text{длит. доп. табл.}}$ – допустимый длительный ток для провода выбранного сечения.

2) по потере напряжения

Проверка сети по потере напряжения производится по соотношению

$$\Delta U_{\text{расч}} \leq \Delta U_{\text{доп}}, \quad (2.13)$$

где $\Delta U_{\text{расч}}$ – потери напряжения до наиболее удаленной точки сети по расчету;

$\Delta U_{\text{доп}}$ – допустимая для данной сети потеря напряжения.

Сеть 0,38 кВ необходимо также проверить по отклонениям напряжения, при пуске мощного электродвигателя, если в составе нагрузки указаны мощные электродвигатели.

Проверка по условиям пуска осуществляется следующим образом. Вначале определяются параметры системы электропитания (сопротивление питающих линий трансформаторов, запускаемого электродвигателя), а затем потеря напряжения при пуске. Приблизительно потеря напряжения при пуске двигателя определяется

$$\Delta U_{\text{пуск}} = \frac{Z_c}{Z_c + Z_{\text{эдп}}} \cdot 100\% \leq 30\%, \quad (2.14)$$

где Z_c – суммарное сопротивление элементов сети, по которым протекает пусковой ток;

$Z_{\text{эдп}}$ – пусковое сопротивление электродвигателя.

Суммарное сопротивление сети

$$Z_c = Z_{\text{л10}}^{0,38} + Z_{\text{Т10/0,38}} + Z_{\text{л0,38}}, \quad (2.15)$$

где $Z_{\text{л10}}^{0,38}$, $Z_{\text{л0,38}}$ – полное сопротивление линий 10 и 0,38 кВ (сопротивление линии 10 кВ приведено к ступени напряжения 0,38 кВ);

$Z_{\text{Т10/0,38}}$ – полное сопротивление трансформаторов.

Строго говоря, при сложении сопротивлений по формуле (2.15) необходимо отдельно выполнять сложение активных и индуктивных составляющих сопротивлений элементов сети, однако, так как условие успешного запуска двигателя (2.14) является весьма приближенным, то допускается по формуле (2.15) выполнять сложение модулей всех полных сопротивлений. Определение сопротивлений линий производится по формулам (2.2) и (2.5). При этом необходимо иметь в виду, что сопротивление линии 10 кВ необходимо привести к ступени напряжения 0,38 кВ

$$Z_{\text{л10}}^{0,38} = Z_{\text{л10}} \cdot K_{\text{т}}^2 = Z_{\text{л10}} \cdot \left(\frac{0,38}{10} \right)^2. \quad (2.16)$$

Сопротивление трансформатора

$$Z_{\tau} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{H}}} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{H}}^2}{S_{\text{НОМТ}}}. \quad (2.17)$$

При определении сопротивления трансформатора в формулу (2.17) подставляется напряжение той ступени напряжения, на которой находится двигатель.

Пусковое сопротивление двигателя определяется

$$Z_{\text{эдп}} = \frac{U_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{I}}}, \quad (2.18)$$

где U_{H} и $I_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение и ток электродвигателя соответственно;

K_{I} – кратность пускового тока электродвигателя.

Если при расчете (формула (2.14)) потеря напряжения при пуске двигателя получилась больше 30 %, то необходимо принять меры для обеспечения запуска рассматриваемого двигателя (увеличить сечение провода, приблизить подстанцию к объекту, применить провода СИП или кабельную линию).

3) по механической прочности

Расчеты проводов ВЛ по условиям механической прочности производятся при предварительно выбранных сечениях проводов и известных климатических условиях. Основной задачей расчета проводов является осуществление линий с такими промежуточными пролетами, напряжениями материалов и стрелами провеса проводов, при которых не будут превзойдены:

- допускаемые механические напряжения проводов;
- максимальные допускаемые стрелы провеса проводов, что обеспечивает соблюдение минимально допустимых расстояний от низшей точки провисания проводов до земли.

В таблице 2.6 приведены наименьшие допускаемые расстояния проводов ВЛ до земли, а в таблице 2.2 – характерные длины пролетов.

Таблица 2.6 – Наименьшие допустимые расстояния проводов ВЛ до земли, м

Район прохождения линии или пересекаемые объекты	Номинальное напряжение линий, кВ				
	До 1	10	20	35-110	220
До земли в ненаселенной местности	6,0	6,0	6,0	6,0	7,0
До земли в труднодоступной местности	3,5	5,0	5,0	5,0	6,0
До земли в населенной местности и на территории промышленных предприятий	6,0	7,0	7,0	7,0	8,0

Сечение проводов воздушных линий по механической прочности выбирают в зависимости от собственной массы, силы ветра и массы гололеда, длины пролета.

Формально проверка экономически целесообразного сечения по условию механической прочности должна осуществляться путем сопоставления его с минимально допустимым по данному условию сечением, т.е.

$$F_{\text{э}} \leq F_{\text{мин. мех.}} \quad (2.19)$$

При учебном проектировании проверка проводов по механической прочности производится приблизительно, исходя из опыта проектирования существующих линий электропередачи. В таблице 2.7 приведены минимально допустимые сечения проводов линий электропередачи разного напряжения по условиям механической прочности и коронирования. Причем для напряжений 0,38 и 10 кВ указаны минимально допустимые сечения отпаек от магистральных линий.

Таблица 2.7 – Минимально допустимые сечения проводов по условиям коронирования и механической прочности

Напряжение, кВ		0,38	10	35	110	220
Сечение провода, мм ²	марка А (АН)	25	35	70	–	–
	марка АС (АЖ)	16	25	70	70	240

Примечание: в таблице сечения проводов напряжением 0,38–10 кВ определены по условиям механической прочности, остальные – по условиям потерь на корону.

4) по условиям потерь на корону

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводов при напряжении 35 кВ и выше [25]. Разряд в виде короны возникает около провода при высоких напряженностях электрического поля и сопровождается потрескиванием и свечением. Процессы ионизации воздуха вокруг проводов приводят к дополнительным потерям энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи, и к образованию озона, вредно влияющего на поверхности контактных соединений. В таблице 2.7 приведены минимально допустимые сечения проводов линий электропередачи по условиям потерь мощности на корону.

На ВЛ 35–110 кВ применяются сталеалюминиевые провода, минимально допустимое сечение которых 70 мм^2 .

2.3.4 Особенности выбора площади сечения проводов СИП

Как уже отмечалось, в настоящее время сельские электрические сети 0,4 кВ должны выполняться проводами СИП.

В соответствии с правилами устройства электроустановок [29], выбор сечения токопроводящих жил СИП производится *по длительно допустимому току* (т.е. по условию нагревания токами нормального и послеаварийного режимов) *и должны проверяться на нагрев токами короткого замыкания*.

Порядок выбора площади сечений проводов СИП следующий.

1. Определяют наибольший ток послеаварийного режима ($I_{\text{махпа}}$), протекающий по линии, с учетом всех возможных режимов работы сети:

– в радиальных нерезервированных сетях с односторонним питанием $I_{\text{махпа}} = I_{\text{мах}}$ ($I_{\text{мах}}$ определяется из формулы (1.1) при замене расчетных значений мощности и тока на максимальные значения);

– максимальный рабочий ток сети в послеаварийном режиме для потребителей первой категории, получающих питание по двухцепным линиям электропередачи, определяется для режима отключения одной из питающих линий $I_{\text{махпа}} = 2 \cdot I_{\text{мах}}$;

– в сетях с двухсторонним питанием вначале необходимо определить максимальный поток мощности при отключении одного из головных участков сети. Длительный ток послеаварийного режима определяется по этому потоку.

2. По справочным данным (прил. Г [14]) находят ближайший больший допустимый рабочий ток $I_{\text{длит.доп.табл.}}$, чтобы выполнялось условие (2.12).

Выбирается сечение провода СИП, которому соответствует этот ток.

Выбранные по условию (2.12) провода должны быть проверены:

- ✓ на механическую прочность (2.19);
 - ✓ по потере напряжения в нормальном режиме работы сети (2.13);
 - ✓ по условиям пуска крупных асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором (2.14);
- по условию обеспечения надежного срабатывания защиты линии при однофазных и междуфазных коротких замыканиях (раздел 7.6) [14].

- ✓ на термическую стойкость при коротких замыканиях.

Согласно [29], проверка проводов на термическую стойкость при КЗ заключается в определении температуры их нагрева к моменту отключения КЗ и сравнении этой температуры с предельно допустимой температурой нагрева при КЗ. Проводник удовлетворяет условию термической стойкости, если температура нагрева проводника к моменту отключения КЗ не превышает предельно допустимую.

Допускается проверку проводников на термическую стойкость при КЗ проводить путем сравнения эквивалентной плотности тока КЗ $j_{\text{тер.эк}}$ с допустимой в течение расчетной продолжительности КЗ плотностью тока $j_{\text{тер.доп}}$ [29]. Проводник удовлетворяет условию термической стойкости при КЗ, если выполняется условие

$$j_{\text{тер.эк}} \leq j_{\text{тер.доп}}, \quad (2.20)$$

где $j_{\text{тер.эк}}$ – термически эквивалентная плотность тока КЗ.

$$j_{\text{тер.эк}} = \frac{I_{\text{КЗ max}}}{F}, \quad (2.21)$$

где $I_{кз\ max}$ – максимальный ток КЗ в начале линии.

Эти величины определяются по формуле

$$j_{тер\ доп} = \frac{I_{тер\ доп1}}{F} \cdot \sqrt{\frac{1}{t_{откл}}}, \quad (2.22)$$

где $I_{тер\ доп1}$ – односекундный ток термической стойкости проводника по каталожным данным;

F – сечение;

$t_{откл}$ – расчетное время отключения проводника.

Кабельные линии (КЛ) 10 кВ предусматриваются в тех случаях, когда по ПУЭ [25] строительство ВЛ не допускается, для электроснабжения ответственных потребителей электроэнергии, потребителей в зонах с тяжелыми климатическими условиями (IV – особый район по гололеду), при прохождении линии по ценным землям. КЛ 10 кВ проверяются на термическую устойчивость токам короткого замыкания.

Выбор кабельного исполнения для сетей 0,38 кВ производится в соответствии с рекомендациями, данными для линий 10 кВ.

Пример 2.4

Для схемы разветвленной сети 0,4 кВ, изображенной на рисунке 2.7, выбрать провода, выполнив все необходимые проверки. Нагрузка в узлах задана в кВ·А, длины участков в метрах (подчеркнутая цифра), указаны на рисунке. Допустимая потеря напряжения составляет 4 %. Расчет произвести без учета неодновременности работы потребителей.

Решение. Так как по условию задачи расчет проводится без учета неодновременности работы потребителей, найдем распределение нагрузок по участкам сети по условию баланса мощностей в узлах. Результаты расчета приведены на рисунке 2.7.

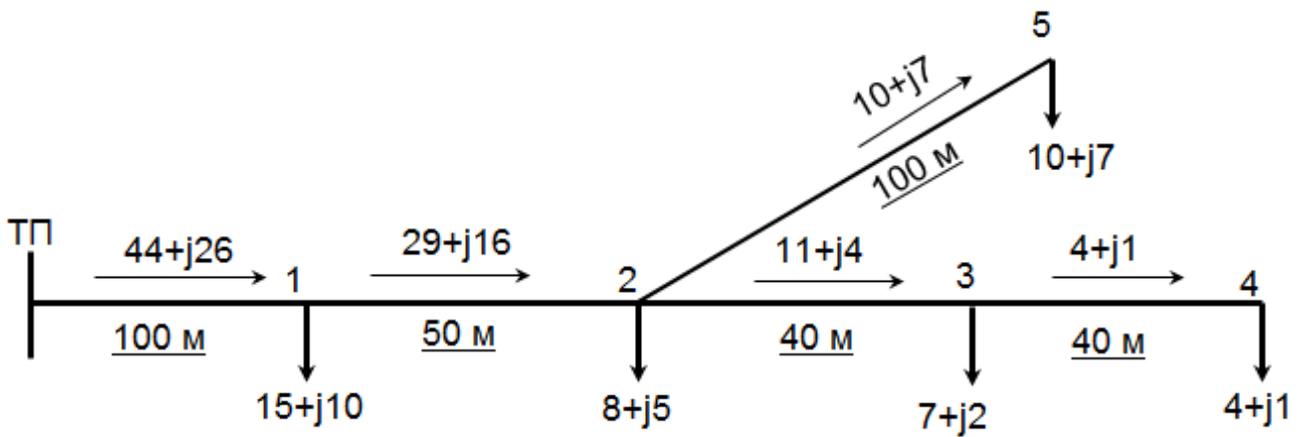


Рисунок 2.7 – Схема сети 0,4 кВ к примеру 2.4

Определим токи по участкам сети:

$$I_{0-1} = \frac{\sqrt{44^2 + 26^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 77,74 \text{ А};$$

$$I_{1-2} = \frac{\sqrt{29^2 + 16^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 50,4 \text{ А}.$$

$$I_{2-3} = \frac{\sqrt{11^2 + 4^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 17,8 \text{ А};$$

$$I_{3-4} = \frac{\sqrt{4^2 + 1^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 6,27 \text{ А};$$

$$I_{2-5} = \frac{\sqrt{10^2 + 7^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 18,57 \text{ А}.$$

По условиям механической прочности на напряжении 0,38 кВ минимально допустимое сечение провода при толщине стенки гололеда 10 мм и больше составляет 35 мм² (табл. 2.7), кроме того, на магистральной линии, в соответствии с положением единой технической политике МРСК [24], должен применяться провод сечением не менее 70 мм², а так как потребители присоединены к линии на небольшом расстоянии один от другого, то из практических и конструктивных соображений нецелесообразно иметь на каждом участке разные сечения проводов. Однако при выборе сечения провода для данной линии учтем нецелесообразность применения проводов большого сечения для

отпайки 2–5 и хвостового участка линии 2–4 (нагрузка на этих участках чуть больше 10 кВА, а токи не превышают 20 А).

Принимаем для участка сети ТП-2 провод СИП-2 3×70+1×95, а для участков 2–4 и 2–5 3×25+1×35.

Проверку проводов проведем в табличной форме (табл. 2.8), определив длительно допустимые токи в зависимости от выбранного сечения провода на участке по таблице Г.12 [14], удельные сопротивления по таблицам Г.10–Г.11 [14] и потери напряжения по формуле (2.6).

Проверка выбранных сечений проводов по длительно допустимым токам показывает, что все провода имеют большой запас по нагреву в нормальном режиме работы сети.

Вычислим суммарные потери напряжения от источника до наиболее удаленных точек сети.

Потеря напряжения до нагрузки 4

$$\Delta U_{0-4} = 5,63 + 1,84 + 1,42 + 0,51 = 12,71 \text{ В.}$$

Таблица 2.8 – Результаты выбора проводов к примеру 2.4

Но- мер уч-ка	P, кВт	Q, квар	ℓ , км	F, мм ²	I _{длит. доп.} табл., А	I _{расч.} , А	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В
ТП-1	44	26	0,1	95	240	77,74	0,44	0,0789	5,63
1-2	29	16	0,05	95	240	50,4	0,44	0,0789	1,84
2-3	11	4	0,04	25	130	17,8	1,2	0,0827	1,42
3-4	4	1	0,04	25	130	6,27	1,2	0,0827	0,51
2-5	10	7	0,1	25	130	18,57	1,2	0,0827	3,31

Или в процентах:

$$\Delta U_{0-4} \% = 9,4/380 \cdot 100 = 2,4 \%$$

Потеря напряжения до нагрузки 5

$$\Delta U_{0-5} = 5,63 + 1,84 + 3,31 = 10,78 \text{ В.}$$

Или в процентах:

$$\Delta U_{0-5} \% = 10,78/380 \cdot 100 = 2,84 \%$$

Т.е. до каждого из узлов потеря напряжения получилась меньше допустимых 4 %.

В условии задачи нет данных о величине тока короткого замыкания, поэтому проверку провода СИП на термическую ус-

тойчивость к токам короткого замыкания в данной задаче не выполняем (см. пример 2.7).

Пример 2.5

Выбрать сечение проводов линии электропередачи напряжением 35 кВ для питания птицефабрики первой категории по надежности электроснабжения с максимальной нагрузкой 15 МВ·А при $\cos\varphi = 0,8$ и продолжительностью использования максимальной нагрузки 4000 ч. Протяженность линии составляет 20 км, допустимая потеря напряжения в сети 6 %. При расчете учесть необходимость резервирования питания потребителя.

Решение. Максимальная нагрузка птицефабрики – 15 МВ·А. Так как по условию задачи необходимо учесть резервирование потребителя, вся нагрузка должна передаваться по двум линиям, т.е. по каждой линии в нормальном режиме будет протекать ток

$$I_{\text{макс}} = \frac{15 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 123,86 \text{ А}.$$

По таблице 2.4 определяем экономическую плотность тока при $T_{\text{макс}} = 4000 \text{ ч}$ – $j_{\text{ЭК}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$. Экономическое сечение провода получается при этом

$$F_{\text{э}} = \frac{123,86}{1,1} = 112,6 \text{ мм}^2.$$

Для каждой линии принимаем ближайшую стандартную марку провода АС-120/19, для которого, в соответствии с [14], $r_0 = 0,245 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,379$ при расстоянии между проводами фаз 2,5 м (см. табл. 2.1).

Длительно допустимый ток для выбранного провода равен 390 А [14], (табл. Г.4), что больше тока послеаварийного режима сети (после отключения одной питающей линии вся нагрузка должна быть передана по оставшейся в работе линии), т.е. $2 \cdot 123,86 = 247,72 \text{ А} < 390 \text{ А}$.

Потерю напряжения в нормальном режиме работы сети определим по формуле (2.8)

$$\Delta U = \frac{15 \cdot 10^3 \cdot 20}{2 \cdot 35} \cdot (0,245 \cdot 0,8 + 0,379 \cdot 0,6) = 907,28 \text{ В}$$

или в процентах

$$\Delta U = \frac{907,28}{35000} \cdot 100 = 2,59 \%$$

Пример 2.6

Выбрать сечение проводов воздушной линии электропередачи напряжением 0,4 кВ длиной 300 метров для питания цеха по выращиванию утят. Воздушная линия присоединяется к шинам подстанции 0,4 кВ, на которой установлен трансформатор ТМ номинальной мощностью 100 кВ·А. Подстанция питается по ВЛ 10 кВ, выполненной проводом АС-95/16, длиной 5 км. Нагрузка на вводе в цех составляет 52 кВт при $\cos\varphi = 0,85$, допустимая потеря напряжения в нормальном режиме составляет 4,8 %. В цехе установлен вентилятор с асинхронным электродвигателем мощностью 12 кВт; коэффициент полезного действия электродвигателя – 90 %; кратность пускового тока – 5,5; $\cos\varphi_{\text{дв}} = 0,8$.

Определим ток в линии 0,4 кВ при заданной нагрузке

$$I = \frac{52}{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 0,38} = 93 \text{ А}.$$

При плотности тока $j_9 = 0,7 \text{ А/мм}^2$ экономическое сечение составит

$$F_9 = \frac{93}{0,7} = 132,9 \text{ мм}^2.$$

На напряжении 0,4 кВ провода сечением более 120 мм² не применяются, поэтому выбираем алюминиевый провод сечением 120 мм². Параметры провода: $x_0 = 0,292 \text{ Ом/км}$ при расстоянии между проводами 600 мм; $r_0 = 0,246 \text{ Ом/км}$ [14], (табл. Г.4, Г.6).

Тогда потери напряжения в линии 0,4 кВ длиной 300 м составят (формула (2.8))

$$\Delta U = \frac{52 \cdot 0,3}{0,85 \cdot 0,38} \cdot (0,246 \cdot 0,85 + 0,292 \cdot 0,527) = 17,55 \text{ В},$$

или в процентах

$$\Delta U = \frac{17,55}{380} \cdot 100 = 4,61 \%, \text{ что меньше допустимого } 4,8 \%$$

Проверим сеть на колебания напряжения при пуске двигателя. Для определения сопротивления трансформатора опре-

делим по справочным данным [16, прил. 19] напряжение короткого замыкания трансформатора ТМ-100 $U_k = 4,7 \%$.

Тогда сопротивление трансформатора по формуле (2.17)

$$Z_T = \frac{4,7}{100} \cdot \frac{400^2}{100 \cdot 10^3} = 0,0752 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линии 0,4 кВ

$$Z_{л0,38} = \sqrt{r_0^2 + x_0^2} \cdot I = \sqrt{0,246^2 + 0,292^2} \cdot 0,3 = 0,115 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линии 10 кВ (формула (2.16)).

Параметры провода АС-95/16: $r_0 = 0,299 \text{ Ом/км}$ [16, прил. 1, 3]; $x_0 = 0,371 \text{ Ом/км}$ при расстоянии между проводами фаз (см. табл. 2.1) 2 м [16, прил. 14].

$$Z_{л10}^{0,38} = \sqrt{0,299^2 + 0,371^2} \cdot 5 \cdot \left(\frac{0,38}{10}\right) = 0,0034 \text{ Ом.}$$

Определим номинальный ток электродвигателя

$$I_{\text{ном.дв}} = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{12 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,8 \cdot 0,9} = 25,35 \text{ А.}$$

Сопротивление двигателя при пуске (формула (2.18))

$$Z_{\text{эпд}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 25,35 \cdot 5,5} = 1,58 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление сети до точки подключения электродвигателя (формула (2.15))

$$Z_c = 0,0034 + 0,0752 + 0,115 = 0,194 \text{ Ом.}$$

Колебания напряжения при пуске двигателя по формуле (2.14)

$$\Delta U_{\text{пуск}} = \frac{0,194}{0,194 + 1,58} \cdot 100 \% = 10,97 \%,$$

что меньше допустимых 30 %.

Выбранный провод условию успешного запуска электродвигателя удовлетворяет.

Пример 2.7

По проводу СИП на напряжении 0,38 кВ необходимо передать мощность $S = 80 \text{ кВт}$ при $\cos\varphi = 0,8$ на расстояние 250 метров. Трехфазный ток короткого замыкания в точке подключения линии составляет 1837 А, время отключения короткого

замыкания $t_{откл} = 2$ с. Допустимая потеря напряжения составляет 4,5 %. Выбрать площадь сечения токоведущей жилы СИП и проверить провод на термическую стойкость к току короткого замыкания.

Выбор сечения токопроводящих жил СИП осуществляется по длительно допустимому току, затем провода проверяют на термическую стойкость при коротких замыканиях.

Определим ток нагрузки (нормального режима)

$$I = \frac{80 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,8} = 154 \text{ А.}$$

По таблице Г.12 [14] предварительно выбираем провод СИП-2 3×35+1×50 с длительно допустимым током 160 А.

Удельные сопротивления линии

$$r_0 = 0,87 \text{ Ом/км (табл. Г.10) [14];}$$

$$x_0 = 0,0802 \text{ Ом/км (табл. Г.11) [14].}$$

Потеря напряжения определяется по формуле (2.8)

$$\Delta U = \frac{80 \cdot 10^3 \cdot 0,25}{0,8 \cdot 380} \cdot (0,87 \cdot 0,8 + 0,0802 \cdot 0,6) = 48,96 \text{ В.}$$

или в процентах $\Delta U \% = \frac{48,96}{380} \cdot 100 = 12,9 \%$, что недопустимо.

Увеличим сечение жилы провода до 120 мм^2 , тогда новые значения параметров провода:

$$r_0 = 0,25 \text{ Ом/км; } x_0 = 0,0762 \text{ Ом/км.}$$

Потеря напряжения составит

$$\frac{80 \cdot 10^3 \cdot 0,25}{0,8 \cdot 380} \cdot (0,25 \cdot 0,8 + 0,0762 \cdot 0,6) = 16,16 \text{ В.}$$

или в процентах:

$$\Delta U \% = \frac{16,16}{380} \cdot 100 = 4,25 \%, \text{ что меньше допустимого.}$$

Проверку проводов на термическую стойкость при коротком замыкании проведем по условию (2.20).

Термически эквивалентную плотность тока короткого замыкания (формула (2.21)) принимаем равной току на шинах подстанции, хотя ток короткого замыкания в линии будет в зависимости от места расположения точки короткого замыкания меньше указанного тока, что пойдет в запас расчета.

$$j_{\text{тер.эк}} = \frac{1837}{120} = 15,3 \text{ А/мм}^2.$$

Допустимая плотность тока (формула (2.22))

$$j_{\text{тер.доп}} = \frac{10900}{120} \cdot \sqrt{\frac{1}{2}} = 64,22 \text{ А/мм}^2,$$

где 10900 А – допустимый односекундный ток короткого замыкания для провода СИП-2 3×120+1×95 (принят по таблице Г.12 [14]).

Как показал расчет, провод термически устойчив к заданному току короткого замыкания ($15,3 < 64,22$).

Окончательно выбираем провод СИП-2 3×120+1×95.

2.3.5 Расчет потерь энергии

Потери электроэнергии обусловлены физическими процессами в проводах и электрооборудовании, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям. Существуют различные методы расчета нагрузочных потерь [3, 7]. Наиболее распространенным является метод максимальных потерь, согласно которому потери энергии определяются по максимальной нагрузке $P_{\text{МАХ}}$ и числу часов использования максимума нагрузок $T_{\text{М}}$.

$T_{\text{М}}$ задается в исходных данных для расчета потерь или, если известен годовой график нагрузок или годовое потребление электроэнергии $W_{\text{Г}}$ и максимальная нагрузка $P_{\text{МАХ}}$, определяется по формуле

$$T_{\text{М}} = \frac{W_{\text{Г}}}{P_{\text{МАХ}}}. \quad (2.23)$$

Потери энергии в трехфазной линии

$$\Delta W_{\text{Л}} = \Delta P_{\text{МАХ}} \cdot \tau, \quad (2.24)$$

где τ – время максимальных потерь, т.е. время, в течение которого электроустановка, работая с максимальной нагрузкой, имеет такие же потери, как и при работе по действительному графику нагрузок;

$\Delta P_{\text{МАХ}}$ – потери мощности в трехфазной линии.

Значение времени потерь τ можно определить для сельских электрических сетей из уравнения

$$\tau = 0,69 \cdot T_M - 584; \quad (2.25)$$

для сетей, имеющих комплексы на промышленной основе,

$$\tau = (0,124 + T_M / 10^4)^2 \cdot 8760. \quad (2.26)$$

Потери мощности в трехфазной линии

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{MAX}} \cdot \tau = 3 \cdot I_{\text{MAX}}^2 \cdot R_{\text{л}}, \quad (2.27)$$

где $R_{\text{л}}$ – активное сопротивление участка линии, по которому протекает ток I_{MAX} .

Наибольший ток, протекающий по линии в течение года, определяется по наибольшей мощности из дневного или вечернего максимума нагрузки

$$I_{\text{MAX}} = \frac{P_{\text{MAX}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}} \cdot \cos \varphi}. \quad (2.28)$$

Потери энергии в трансформаторах определяются

$$\Delta W_{\text{T}} = 8760 \cdot \Delta P_{\text{XX}} + \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{MAX}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.29)$$

где ΔP_{XX} и $\Delta P_{\text{КЗ}}$ – потери холостого хода и короткого замыкания трансформатора по каталогу;

S_{MAX} – максимальная полная мощность, передаваемая через трансформатор в течение года;

$S_{\text{НОМ.Т}}$ – номинальная мощность трансформатора.

Суммарные потери энергии в сети определяются

$$\Delta W_{\text{с}} = \Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{\text{T}}. \quad (2.30)$$

Пример 2.8

На подстанции напряжением 10/0,4 кВ установлен трансформатор типа ТМ-630/10. Максимальная нагрузка $P_{\text{MAX}} = 320$ кВт при $\cos \varphi = 0,75$. Трансформатор присоединен к воздушной линии напряжением 10 кВ, длиной 5 км. По сети за год необходимо передать электроэнергию $W_{\text{Г}} = 1080 \cdot 10^3$ кВт·ч. Выбрать сечение провода линии 10 кВ и определить полные потери энергии в сети.

Решение. Определим максимальный рабочий ток сети по формуле (2.24)

$$I_{\max} = \frac{320}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,75} = 24,7 \text{ А.}$$

По таблице 2.5 интервалов экономических нагрузок для сетей 10 кВ выбираем провод АС-50 (в данном случае у нас нет сведений, является ли сеть магистральной линией, минимальное сечение которой, согласно [25] рекомендуется принимать не менее 95 мм²). Параметры провода: $r_0 = 0,592 \text{ Ом/км}$ (табл. Г.4 [14]);

$x_0 = 0,382$ при расстоянии между проводами фаз 2 м (табл. 2.1) по таблице Г.6 [14].

Потеря напряжения в линии составит

$$\Delta U = \frac{320 \cdot 5}{0,75 \cdot 10} \cdot (0,592 \cdot 0,75 + 0,382 \cdot 0,66) = 148,5 \text{ В,}$$

или в процентах

$$\Delta U \% = \frac{148,5}{10 \cdot 10^3} \cdot 100 = 1,49 \text{ \%}.$$

Допустимая потеря напряжения по условию задачи не задана, но понятно, что для высоковольтной сети такие потери напряжения приемлемы (согласно [25], для сети 10 кВ допускается потеря напряжения до 8 % от номинального, в зависимости от наличия регулирующих напряжения устройств в сети).

Определим потери энергии в сети.

Потери мощности в линии (формула (2.27))

$$\Delta P_{\max} = 3 \cdot 24,7^2 \cdot 0,592 \cdot 5 = 5417, \text{ Вт} \cdot \text{ч} \approx 5,42 \text{ кВт}.$$

Число часов использования максимума нагрузки (формула (2.23))

$$T_{\max} = 1080 \cdot 10^3 / 320 = 3375 \text{ ч.}$$

Время максимальных потерь (формула (2.25))

$$\tau = 0,69 \cdot 3375 - 584 = 1023 \text{ ч.}$$

Тогда потери энергии в линии (формула (2.24))

$$\Delta W_{\text{л}} = 5,42 \cdot 1023 = 5,545 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Для расчета потерь энергии в трансформаторе определим по приложению В [14] его каталожные данные:

$$\Delta P_{\text{хх}} = 1,56 \text{ кВт} \text{ и } \Delta P_{\text{кз}} = 7,6 \text{ кВт}.$$

Тогда потери энергии в трансформаторе (формула (2.29)) с учетом, что $S_{\text{max}} = 320/0,75 = 427 \text{ кВ}\cdot\text{А}$

$$\Delta W_{\text{T}} = 8760 \cdot 1,56 + 7,6 \cdot (427/630)^2 \cdot 1023 = 17,237 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Тогда суммарные потери энергии в сети (формула (2.30))

$$5,545 \cdot 10^3 + 17,237 \cdot 10^3 = 22,782 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

или в процентах от электроэнергии, переданной за год

$$\Delta W_{\text{с}} = (22,782 \cdot 10^3 / 1080 \cdot 10^3) \cdot 100 = 2,1 \text{ \%}.$$

Пример 2.9

Линия выполнена проводом АС-70 длиной 15 км и работает под напряжением 10 кВ. Счётчик активной энергии включен через измерительные трансформаторы тока и напряжения с коэффициентами трансформации $K_{\text{T}} = 20$, $K_{\text{U}} = 100$. В начале года счётчик активной энергии показывал значение 780 кВт·ч, а в конце – 2640 кВт·ч, максимальная нагрузка в течение года составила 65 А при $\cos\phi = 0,8$. Определить годовые потери энергии в линии, $r_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$.

Решение. Определим количество электроэнергии, переданной по линии за год

$$W_{\text{T}} = (2640 - 780) \cdot 20 \cdot 100 = 3,72 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Мощность нагрузки в максимальном режиме

$$P_{\text{max}} = \sqrt{3} \cdot 65 \cdot 10 \cdot 0,8 = 899,6 \text{ кВт}.$$

Число часов использования максимума нагрузки (формула (2.23))

$$T_{\text{м}} = 3,72 \cdot 10^6 / 899,6 = 4135 \text{ ч}.$$

Время максимальных потерь (формула (2.25))

$$\tau = 0,69 \cdot 4135 - 584 = 2269,2 \text{ ч}.$$

Тогда потери энергии в линии (формула (2.24) с учетом (2.27))

$$\Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 65^2 \cdot 0,42 \cdot 15 \cdot 2269,2 = 181,201 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

$$\Delta W_{\text{л}} = 181,201 \cdot 10^3 / (3,72 \cdot 10^6) \cdot 100 = 4,87 \text{ \%}.$$

2.3.6 Расчет замкнутых электрических сетей

Замкнутой называют электрическую сеть, магистральные линии которой получают питание не менее чем с двух сторон. Простейшими замкнутыми сетями являются: линия с двухсторонним питанием от двух источников, напряжения которых в общем случае могут отличаться по величине и по фазе, и кольцевая сеть, питающаяся от одного источника (рис. 2.8).

Если кольцевую сеть разрезать по источнику питания и развернуть, то получим сеть с двухсторонним питанием, но с одинаковым напряжением на концах. Расчет сложных замкнутых сетей поэтому в конечном счете сводится к расчету линии с двухсторонним питанием.

Мощность от источника питания А определяется по формуле

$$\dot{S}_{A-1} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\dot{Z}_{AB}} \cdot U_H + \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i \cdot \dot{Z}_{iB}}{\dot{Z}_{AB}}. \quad (2.31)$$

В практических расчетах принимают, что напряжения источников питания равны между собой по абсолютному значению и совпадают по фазе, а все участки магистральной линии выполнены проводом одинакового сечения. В этом случае мощности, передаваемые из источников питания, определяются

$$\dot{S}_{A-1} = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i \cdot l_{iB}}{L_{AB}}; \quad \dot{S}_{B-3} = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i \cdot l_{iA}}{L_{AB}} \quad (2.32)$$

или отдельно для активной и реактивной составляющих мощности

$$P_{A-1} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot l_{iB}}{L_{AB}}; \quad Q_{A-1} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i \cdot l_{iB}}{L_{AB}}; \quad (2.33)$$

$$P_{B-3} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot l_{iA}}{L_{AB}}; \quad Q_{B-3} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i \cdot l_{iA}}{L_{AB}}, \quad (2.34)$$

т.е. мощности, вытекающие из источников А или В, равны сумме мощностей каждого потребителя (подключенного в i -м узле магистральной линии), умноженных на противоположное плечо (расстояние от потребителя до противоположного источника питания).

В формулах (2.33) и (2.34) исключены действия с комплексными числами, что значительно упрощает расчёт.

Пример 2.10

Выполнить электрический расчёт замкнутой сети напряжением 10 кВ, схема сети приведена на рисунке 2.8. Мощности (кВ·А) и длины (км) (подчёркнутая цифра) указаны на рисунке. Линию строят на железобетонных опорах в третьем климатическом районе по гололёду и ветру.

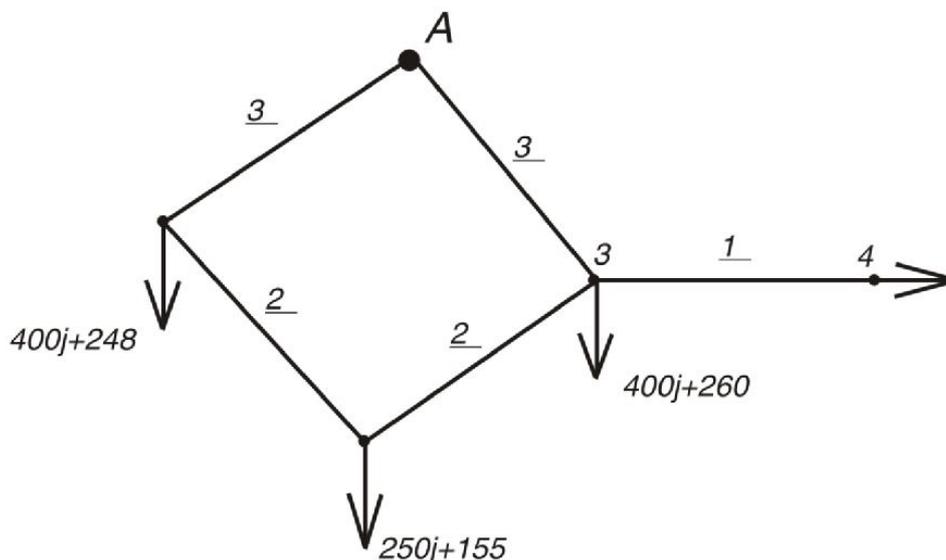


Рисунок 2.8 – Схема замкнутой сети к примеру 2.10

Решение:

1. Разрезаем замкнутую сеть по источнику питания и разворачиваем.

Получили схему сети (рис. 2.9).

По формулам (2.33) и (2.34) определяем значения активных и реактивных мощностей, вытекающих из источников питания А и А'.

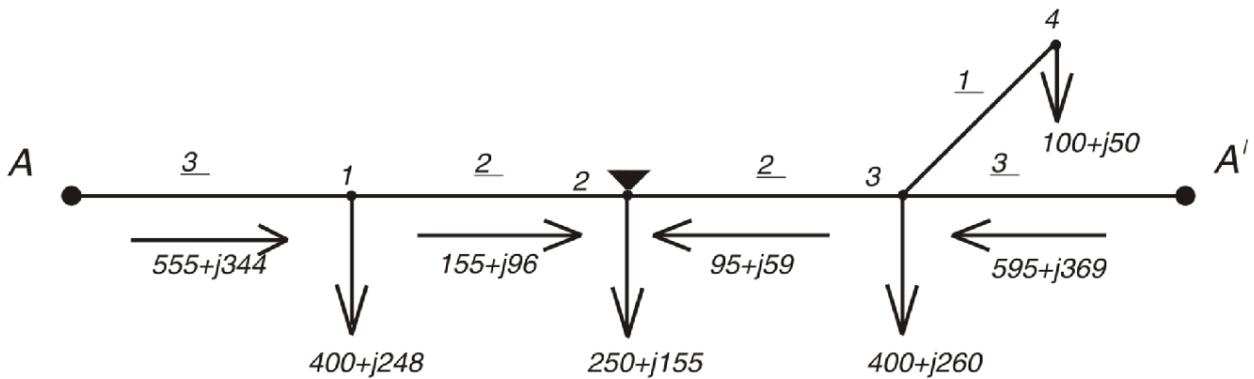


Рисунок 2.9 – Преобразование замкнутой сети в линию с двухсторонним питанием

$$P_{A-1} = \frac{P_1 \cdot (\ell_{1-2} + \ell_{2-3} + \ell_{3-A'}) + P_2 \cdot (\ell_{2-3} + \ell_{3-A'}) + P_3 \cdot \ell_{3-A'}}{L_{A-B}} =$$

$$= \frac{400 \cdot (2 + 2 + 3) + 250 \cdot (2 + 3) + (400 + 100) \cdot 3}{3 + 2 + 2 + 3} = 555 \text{ кВт.}$$

$$P_{A'-3} = \frac{P_3 \cdot (\ell_{3-2} + \ell_{2-1} + \ell_{1-A}) + P_2 \cdot (\ell_{2-1} + \ell_{1-A}) + P_1 \cdot \ell_{1-A}}{L_{A-B}} =$$

$$= \frac{(400 + 100) \cdot (2 + 2 + 3) + 250 \cdot (2 + 3) + 400 \cdot 3}{10} = 595 \text{ кВт.}$$

Аналогично вычисляем реактивные мощности:

$$Q_{A-1} = \frac{248 \cdot (2 + 2 + 3) + 155 \cdot (2 + 3) + (260 + 50) \cdot 3}{10} = 344 \text{ квар.}$$

$$Q_{A'-3} = \frac{(260 + 50) \cdot (2 + 2 + 3) + 155 \cdot (2 + 3) + 248 \cdot 3}{10} = 369 \text{ квар.}$$

Если расчёт мощностей источников выполнен правильно, то сумма мощностей источников должна быть равна сумме мощностей потребителей. Выполним проверку

$$P_{A-1} + P_{A'-3} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4;$$

$$555 + 595 = 400 + 250 + 400 + 100;$$

$$1150 \text{ кВт} = 1150 \text{ кВт};$$

$$Q_{A-1} + Q_{A'-3} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4;$$

$$344 + 365 = 248 + 155 + 260 + 50;$$

$$713 \text{ квар} = 713 \text{ квар} ,$$

т.е. баланс активных и реактивных мощностей соблюдается.

2. Определяем значения мощностей на участках линии и находим точку токораздела, используя первый закон Кирхгофа.

К узлу 1 подтекает активная мощность P_{A-1} , а вытекают из него мощности P_1 и P_{1-2} . Так как сумма втекающих в узел токов равна сумме вытекающих, то по участку 1–2 течёт мощность:

$$P_{1-2} = P_{A-1} - P_1 = 555 - 400 = 155 \text{ кВт};$$

$$Q_{1-2} = Q_{A-1} - Q_1 = 344 - 248 = 96 \text{ квар} .$$

Аналогично для узла 3:

$$P_{3-2} = P_{A'-3} - P_3 - P_4 = 595 - 400 - 100 = 95 \text{ кВт};$$

$$Q_{3-2} = Q_{A'-3} - Q_3 - Q_4 = 369 - 260 - 50 = 59 \text{ квар} .$$

К узлу 2 мощности подходят с двух сторон. Такие узлы называют точкой токораздела. Проверим баланс мощности в узле 2. Сумма подтекающих в узел мощностей

$$P_{1-2} + P_{3-2} = 155 + 95 = 250 \text{ кВт}$$

равна мощности, потребляемой в этом узле. Это относится и к реактивным мощностям

$$Q_{1-2} + Q_{3-2} = 96 + 59 = 155 \text{ квар} .$$

Положение точки токораздела отмечается заштрихованным треугольником; определив месторасположение точки токораздела, линию с двухсторонним питанием мысленно разрезают в этой точке и получают две радиальные линии с односторонним питанием (рис. 2.10).

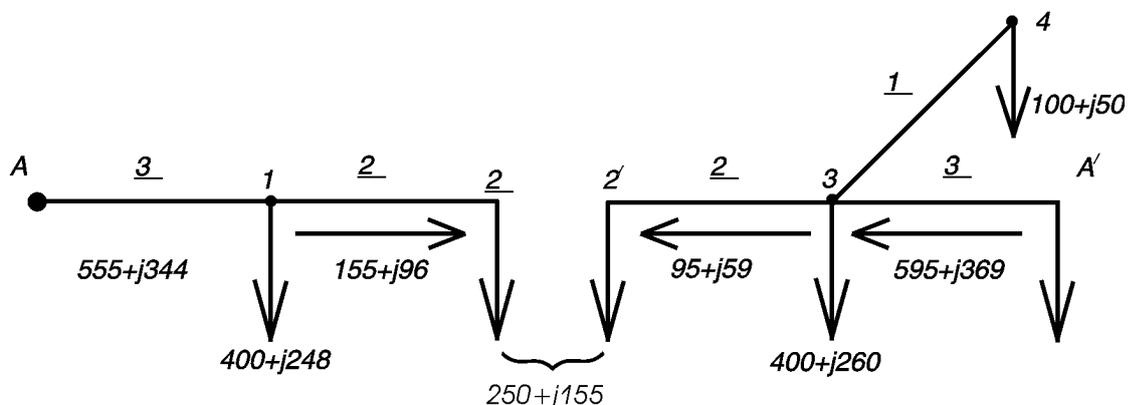


Рисунок 2.10 – Замена линии с двухсторонним питанием двумя разомкнутыми

3. Для сетей напряжением 10 кВ выбираем марку провода и площадь его сечения методом экономических интервалов.

Полная мощность на наиболее загруженном участке A'-3

$$S_{A'-3} = \sqrt{P_{A'-3}^2 + Q_{A'-3}^2} = \sqrt{595^2 + 369^2} = 700 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Определяем ток на этом же участке

$$I_{A'-3} = \frac{S_{A'-3}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{700}{\sqrt{3} \cdot 10} = 40,5 \text{ А}.$$

По таблице 2.5 находим, что при токе от 31 до 43 А для сети 10 кВ рекомендуется сечение провода АС-70.

На участке 3-4 провод может быть другого сечения, так как это отпайка от магистральной линии

$$S_{3-4} = \sqrt{100^2 + 50^2} = 111,8 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

$$I_{3-4} = \frac{111,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 6,46 \text{ А}.$$

По току предварительно выбираем на участке 3-4 провод АС-16.

Данные по выбранным проводам заносим в таблицу 2.9.

4. Проверяем выбранный провод по длительно допустимому нагреву.

Наибольшая мощность будет передаваться по любому из головных участков сети при отключении другого головного участка. Эта мощность равна сумме мощностей потребителей

$$S_{\text{макс}} = \sqrt{(400 + 250 + 400 + 100)^2 + (248 + 155 + 260 + 50)^2} = 1353 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1353}{\sqrt{3} \cdot 10} = 78,21 \text{ А}.$$

По таблице [16, прил. 4] определяем длительно допустимый ток для провода АС-70

$$I_{\text{длит. доп. табл.}} = 265 \text{ А, т.е.}$$

$$I_{\text{длит. доп. табл.}} > I_{\text{макс}}.$$

По нагреву в аварийном режиме провод проходит.

$$I_{\text{длит. доп. табл. АС-16}} = 111 \text{ А}.$$

$$I_{\text{макс3-4}} = \frac{\sqrt{100^2 + 50^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 6,46 \text{ A} < 111 \text{ A}.$$

5. Проверяем выбранные провода по механической прочности.

В соответствии с таблицей 2.7 для магистральной линии 10 кВ сечение сталеалюминиевого провода по условиям механической прочности должно быть не менее 70 мм², а отпаяк – не менее 35 мм². Поэтому окончательно принимаем для линии эти провода. Проверку на нагрев с новыми проводами можно не делать, так как провода большего сечения имеют бóльшие допустимые по нагреву токи.

Таблица 2.9 – Характеристики проводов для примера 2.10

Марка провода	r_o , Ом/км	x_o , Ом/км	$I_{\text{длит. доп. табл.}}$, А
АС-70	0,42	0,392	265
АС-16	1,772	0,435	111
А-35	0,773	0,403	175

Примечание: в таблице 2.10 r_o , x_o определены по приложению Г [14].

6. Проверяем выбранный провод по потерям напряжения в нормальном режиме работы.

Потери напряжения в линии А–2:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{(P_{1-2} \cdot r_o + Q_{1-2} \cdot x_o) \cdot l_{1-2}}{U_H} = \frac{(155 \cdot 0,42 + 96 \cdot 0,392) \cdot 2}{10} = 20,6 \text{ В};$$

$$\Delta U_{A-1} = \frac{(P_{A-1} \cdot r_o + Q_{A-1} \cdot x_o) \cdot l_{A-1}}{U_H} = \frac{(555 \cdot 0,42 + 344 \cdot 0,392) \cdot 3}{10} = 110,4 \text{ В}.$$

Потери напряжения от источника питания до точки токо-раздела:

$$\Delta U_{A-2} = \Delta U_{1-2} + \Delta U_{A-1} = 20,6 + 110,4 = 131 \text{ В};$$

$$\Delta U_{A-2} \% = \frac{131}{10000} \cdot 100\% = 1,31\%.$$

Напряжения в узлах:

$$U_1 = U_H - \Delta U_{A-1} = 10000 - 110,4 = 9889,6 \text{ В};$$

$$U_2 = U_H - \Delta U_{A-1} - \Delta U_{1-2} = 10000 - 110,4 - 20,6 = 9869 \text{ В}.$$

Потери напряжения в линии А'-2:

$$\Delta U_{A'-3} = \frac{(595 \cdot 0,42 + 369 \cdot 0,392) \cdot 3}{10} = 118,4 \text{ В};$$

$$\Delta U_{3-2'} = \frac{(95 \cdot 0,42 + 59 \cdot 0,392) \cdot 2}{10} = 12,6 \text{ В};$$

$$\Delta U_{3-4} = \frac{(100 \cdot 0,773 + 50 \cdot 0,403) \cdot 1}{10} = 9,8 \text{ В};$$

$$\Delta U_{A'-2'} = 118,4 + 12,6 = 131 \text{ В}.$$

Напряжения в узлах:

$$U_3 = 10000 - 118,4 = 9881,6 \text{ В};$$

$$U'_2 = U_2 = 10000 - 118,4 - 12,6 = 9869 \text{ В};$$

$$U_4 = 10000 - 118,4 - 9,8 = 9871,8 \text{ В}.$$

7. Определяем потери напряжения в аварийных режимах (например, при отключении источника А' или обрыве провода на участке А' - 3).

Получим разомкнутую линию с питанием от источника А (рис. 2.11).

Потоки мощности по сети при отключении участка А' - 3:

$$P_{3-4} = 100 + j50;$$

$$P_{2-3} = 400 + 100 + j260 + j50 = 500 + j310;$$

$$P_{1-2} = 500 + 250 + j310 + j155 = 750 + j465;$$

$$P_{A-1} = 750 + 400 + j465 + j248 = 1150 + j713.$$

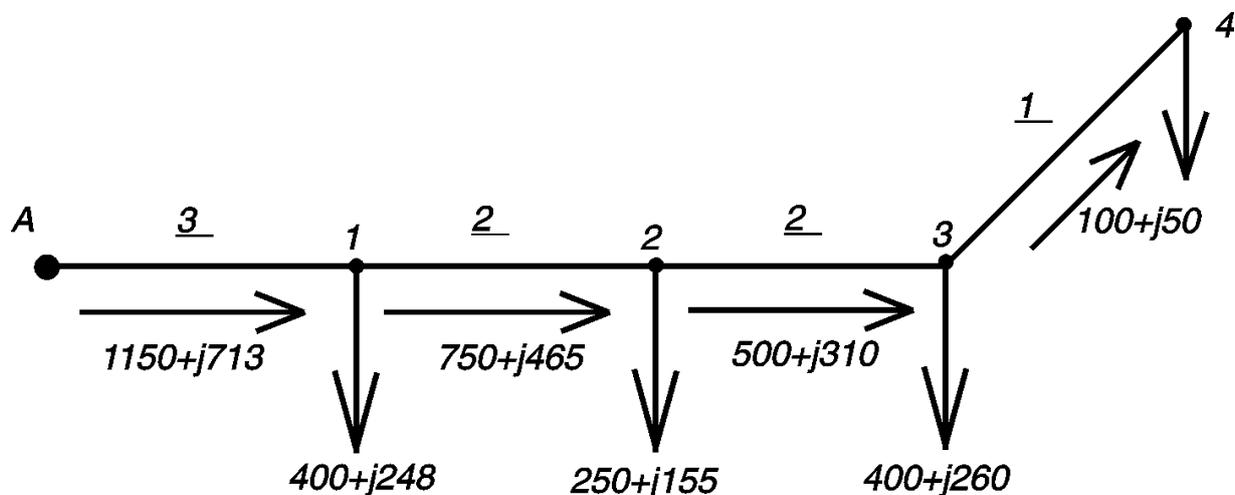


Рисунок 2.11 – Схема сети при отключении головного участка А' - 3

На участке 3–4 потери напряжения не изменяются, так как по нему течёт такой же ток, как и в нормальном режиме. По участкам магистральной линии токораспределение изменяется:

$$\Delta U_{2-3} = \frac{(500 \cdot 0,42 + 310 \cdot 0,392) \cdot 2}{10} = 66,3 \text{ В};$$

$$\Delta U_{1-2} = \frac{(750 \cdot 0,42 + 465 \cdot 0,392) \cdot 2}{10} = 99,5 \text{ В};$$

$$\Delta U_{A-1} = \frac{(1150 \cdot 0,42 + 713 \cdot 0,392) \cdot 3}{10} = 228,8 \text{ В}.$$

Суммарная потеря напряжения до узла 3 магистральной линии

$$\Delta U_{A-3} = 66,3 + 99,5 + 228,8 = 394,6 \text{ В}.$$

До узла 4 $\Delta U_{A-4} = 394,6 + 9,8 = 404,4 \text{ В}.$

Напряжения в узлах линий:

$$\Delta U_1 = 10000 - 228,8 = 9771,2 \text{ В};$$

$$\Delta U_2 = 10000 - 228,8 - 99,5 = 9671,7 \text{ В};$$

$$\Delta U_3 = 10000 - 228,8 - 99,5 - 66,3 = 9605,4 \text{ В};$$

$$\Delta U_4 = 10000 - 228,8 - 99,5 - 66,3 - 9,8 = 9595,6 \text{ В}.$$

Определяем потери напряжения в послеаварийном режиме при отключении (обрыве провода) на головном участке А–1. Тогда получаем схему сети, изображённую на рисунке 2.12.

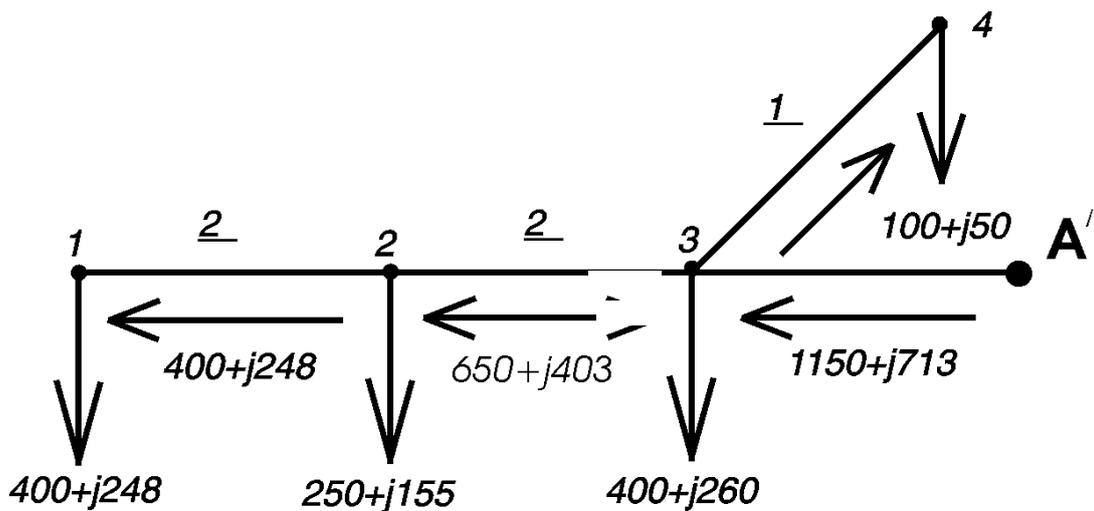


Рисунок 2.12 – Схема сети при отключении головного участка А–1

Перетоки мощности по сети при отключении участка А–1:

$$P_{3-4} = 100 + j50;$$

$$P_{2-1} = 400 + j248;$$

$$P_{3-2} = 400 + j248 + 250 + j155 = 650 + j403;$$

$$P_{A'-3} = 650 + j403 + 400 + j260 + 100 + j50 = 1150 + j713.$$

Потери напряжения на участках линии:

$$\Delta U_{2-1} = \frac{(400 \cdot 0,42 + 248 \cdot 0,392) \cdot 2}{10} = 53 \text{ В};$$

$$\Delta U_{3-2} = \frac{(650 \cdot 0,42 + 403 \cdot 0,392) \cdot 2}{10} = 86,2 \text{ В};$$

$$\Delta U_{A'-3} = \frac{(1150 \cdot 0,42 + 713 \cdot 0,392) \cdot 3}{10} = 228,8 \text{ В}.$$

Суммарные потери на участке А–3

$$\Delta U_{A-3} = 228,8 + 86,2 + 53 = 368 \text{ В}.$$

Напряжения в узлах:

$$\Delta U_1 = 10000 - 228,8 - 86,2 - 53 = 9632 \text{ В};$$

$$\Delta U_2 = 10000 - 228,8 - 86,2 = 9685 \text{ В};$$

$$\Delta U_3 = 10000 - 228,8 = 9771,2 \text{ В};$$

$$\Delta U_4 = 10000 - 228,8 - 9,8 = 9761,4 \text{ В}.$$

8. Строим график распределения напряжений в магистральной линии (рис. 2.13).

Видим, что напряжения в узловых точках в режимах отключения одного из головных участков значительно ниже, чем в нормальном. Наибольшие потери напряжения возникают при отключении головного участка А'–3. Обычно считается, что при отключении одного из головных участков допускается снижение напряжения на 5 % по сравнению с нормальным режимом работы сети. Определим снижение напряжения в узлах при отключении головного участка А'–3 по сравнению с нормальным режимом:

$$\Delta U_1 \% = \frac{9889,6 - 9771,2}{9889,6} \cdot 100 \% = 1,2 \%;$$

$$\Delta U_2 \% = \frac{9869 - 9671,7}{9869} \cdot 100 \% = 2 \%;$$

$$\Delta U_3 \% = \frac{9881,6 - 9605,4}{9881,6} \cdot 100 \% = 2,79 \%;$$

$$\Delta U_4 \% = \frac{9871,8 - 9595,6}{9871,8} \cdot 100 \% = 2,8 \%;$$

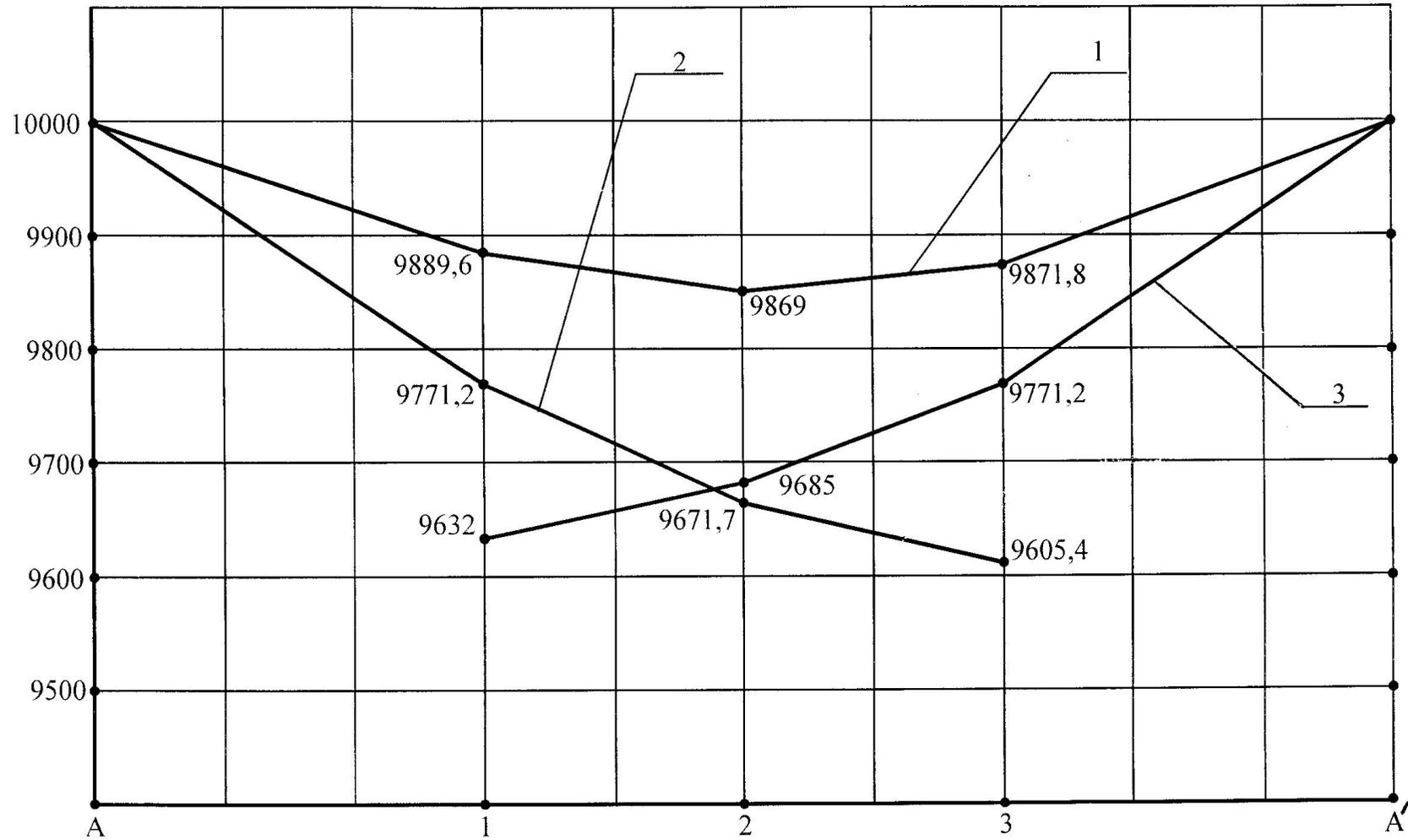


Рисунок 2.13 – График распределения напряжения в магистральной линии 10 кВ:
 1 – нормальный режим работы сети; 2 – отключение головного участка A'–3;
 3 – отключение головного участка A–1

Дополнительное снижение напряжения составляет не более 5 % во всех точках сети, следовательно, провода выбраны правильно по условию потерь напряжения в нормальном и в аварийном режимах.

Тесты для самопроверки к главе 2

1. Активное сопротивление стальных проводов:

- 1) не зависит от проходящего по ним тока;
- 2) зависит от проходящего тока;
- 3) ограниченно зависит от тока;
- 4) зависит от напряжения сети;
- 5) не зависит от напряжения сети.

2. Удельное индуктивное сопротивление проводов ВЛ определяется по выражению:

$$x_0 = 0,145 \lg \frac{2D_{cp.}}{d} + 0,0157 \mu,$$

где d – диаметр провода;

μ – относительная магнитная проницаемость материала провода;

$D_{cp.}$ – ...

- 1) среднестатистическое значение диаметра провода;
- 2) среднее геометрическое расстояние между проводами фаз;
- 3) диаметр провода ВЛ при среднегодовой температуре;
- 4) среднее расстояние между опорами ВЛ;
- 5) среднестатистическая стрела провеса провода ВЛ.

3. Расшифруйте аббревиатуру ВЛИ:

- 1) воздушная линия, измененная в результате реконструкции;
- 2) воздушная линия, выполненная проводом СИП;
- 3) ввод линейный изолированный;
- 4) внутренний литой изолятор;
- 5) внешний (наружный) линейный изолятор.

4. Габаритом линии называется:

- 1) наименьшее допустимое расстояние от проводов воздушных линий до поверхности земли или воды;
- 2) наибольшее допустимое расстояние от проводов воздушных линий до поверхности земли или воды;
- 3) среднегеометрическое расстояние между проводами фаз;
- 4) длина линии от источника питания до потребителя;
- 5) расстояние между соседними опорами линии.

5. Стрела провеса провода – это расстояние:

- 1) от земли до точки подвеса провода;
- 2) земли до точки подвеса изолятора;
- 3) земли до наинизшей точки провисания провода;
- 4) точки подвеса провода до его низшей точки;
- 5) наивысшей точки опоры до низшей точки провода.

6. Точкой токораздела в замкнутой сети называется:

- 1) первый узел от источника питания;
- 2) узел с максимальной нагрузкой;
- 3) узел с минимальной нагрузкой;
- 4) узел, получающий питание с двух сторон.

7. Распределительная сеть – это:

- 1) сеть, подводящая электроэнергию к потребительским трансформаторным пунктам или к самим потребителям, если это линия низкого напряжения;
- 2) сеть, по которой электроэнергию подводят к распределительным пунктам;
- 3) радиальная сеть;
- 4) магистральная сеть.

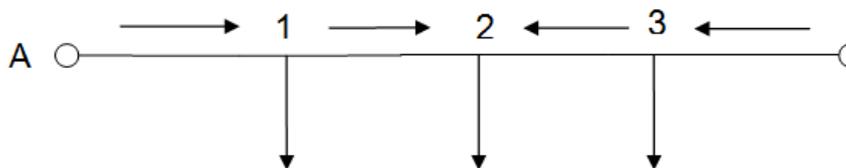
8. Питающая сеть – это:

- 1) сеть, подводящая электроэнергию к потребительским трансформаторным пунктам или к самим потребителям, если это линия низкого напряжения;
- 2) магистральная сеть;
- 3) сеть, по которой электроэнергию подводят от источника питания к распределительным пунктам или подстанциям 35–110/10 кВ;
- 4) сеть напряжением ниже 1000 В.

9. В линии с двухсторонним питанием протекает уравнительный ток (мощность), если:

- 1) напряжения источников различны;
- 2) источники загружены неравномерно;
- 3) сеть имеет разные сопротивления проводов по участкам;
- 4) в узлах сети подключены неоднородные нагрузки.

10. В схеме, изображенной на рисунке, точка токораздела – это:



- 1) А;
- 2) 1;
- 3) 2;
- 4) 3.

11. Расшифруйте АС-70:

- 1) провод алюминиевого сечения диаметром 70 мм;
- 2) провод алюминиевый со стальной жилой диаметром 70 мм;
- 3) провод алюминиевый с площадью сечения 70 мм²;
- 4) провод алюминиевый со стальной жилой с площадью сечения 70 мм².

12. Время максимальных потерь – это:

- 1) время, в течение которого электроустановка имеет максимальные потери;
- 2) время, в течение которого нагрузка в сети максимальна;
- 3) время, в течение которого электроустановка, работая с максимальной нагрузкой, имеет такие же потери энергии, как и при работе по действительному графику нагрузок;
- 4) время, в течение которого электроустановка, работая с максимальной нагрузкой, потребила бы из сети такое же количество электроэнергии, как при работе по действительному графику нагрузок.

13. Пропускная способность сетей, выполненных проводами СИП по сравнению с сетями, выполненными голыми проводами такого же сечения:

- 1) увеличивается;
- 2) уменьшается;
- 3) не изменяется;
- 4) зависит от уровня изоляции провода СИП.

14. Расстояние между проводами соседних фаз линии напряжением 0,4 кВ, выполненной голыми проводами составляет (м):

- 1) 0,4–0,6;
- 2) 1–2;
- 3) 1,5–4;
- 4) 2–3.

15. Выполнить электрический расчет сети – это значит:

- 1) определить потери напряжения в сети при известном сечении провода;
- 2) выбрать сечение провода при известной допустимой потере напряжения;
- 3) найти точку токораздела в сети;
- 4) определить нагрузку участков сети.

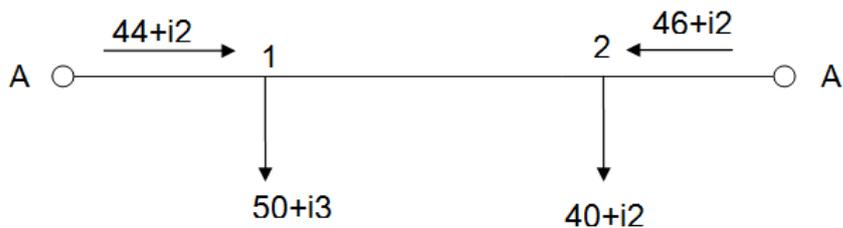
16. Экономическим сечением провода называется:

- 1) сечение, соответствующее минимуму потерь энергии в сети;
- 2) сечение, соответствующее минимуму капиталовложений в сеть;
- 3) сечение, соответствующее минимуму приведенных затрат;
- 4) сечение, соответствующее минимальной потере напряжения.

17. Линии с двухсторонним питанием применяются:

- 1) для повышения надежности электроснабжения;
- 2) для уменьшения потерь энергии в сети;
- 3) если в сети наблюдается небаланс мощностей;
- 4) если сеть имеет разные сопротивления проводов по участкам.

18. Точкой токораздела сети с двухсторонним питанием, изображенной на рисунке, является:



- 1) A;
- 2) 1;
- 3) 2;
- 4) A'.

19. Число часов использования максимальной нагрузки – это:

- 1) время работы установки с максимальной нагрузкой;
- 2) время, в течение которого в сети наблюдаются наибольшие потери;
- 3) время, в течение которого напряжение на установке максимально;
- 4) время, в течение которого электроустановка, работая с максимальной нагрузкой, потребила бы из сети такое же количество электроэнергии, как при работе по действительному графику нагрузок.

20. Сумма потерь напряжения от одного источника до точки токораздела в сети с двухсторонним питанием:

- 1) равна сумме потерь напряжения от второго источника до точки токораздела;
- 2) больше суммы потерь напряжения от второго источника до точки токораздела;
- 3) меньше суммы потерь напряжения от второго источника до точки токораздела;
- 4) может равняться сумме потерь напряжения от второго источника до точки токораздела только в частном случае.

21. Однородной является сеть, у которой:

- 1) все участки выполнены проводом одинакового сечения (отношения x_0/r_0 одинаковы для всех участков);
- 2) сеть выполнена на одинаковых опорах;
- 3) сеть не имеет ответвлений;
- 4) на всех участках сети плотность тока одинакова.

22. Преимуществом проводов СИП является:

- 1) снижение потерь напряжения, вследствие малого реактивного сопротивления;
- 2) снижение капиталовложений в линию;
- 3) возможность сооружения линий без вырубки просек;
- 4) повышение надежности электроснабжения потребителей.

23. На ВЛ 0,4 кВ сельских сетей применяются провода сечением:

- 1) до 50 мм²;
- 2) 70 мм²;
- 3) 95 мм²;
- 4) 120 мм²;
- 5) 35 мм².

24. В сетях 0,4 кВ используются опоры:

- 1) металлические;
- 2) деревянные;
- 3) железобетонные;
- 4) пластиковые.

25. Транспозиция проводов в высоковольтных сетях применяется:

- 1) для снижения напряженности вокруг проводника;
- 2) уменьшения потерь на коронирование;
- 3) выравнивания параметров фаз линии;
- 4) уменьшения индуктивного сопротивления провода;
- 5) уменьшения активного сопротивления провода.

26. Подвесные изоляторы применяются в сетях напряжением:

- 1) до 1000 В;
- 2) 10 кВ;
- 3) 0,4 и 10 кВ;
- 4) до 35 кВ;
- 5) 35 кВ и выше.

27. Провода СИП выбираются:

- 1) по допустимому току;
- 2) экономической плотности тока;
- 3) экономическим интервалам нагрузок;
- 4) перегрузочной способности.

28. Потерей напряжения в сети называется:

- 1) геометрическая разность между векторами напряжений в начале и в конце сети;
- 2) алгебраическая разность между векторами напряжений в начале и в конце сети;
- 3) поперечная составляющая падения напряжения;
- 4) продольная составляющая падения напряжения;
- 5) отклонение напряжения на зажимах потребителя от номинального.

29. Падением напряжения в сети называется:

- 1) геометрическая разность между векторами напряжений в начале и в конце сети;
- 2) алгебраическая разность между векторами напряжений в начале и в конце сети;
- 3) поперечная составляющая падения напряжения;

- 4) продольная составляющая падения напряжения;
- 5) отклонение напряжения на зажимах потребителя от номинального значения.

30. Промежуточные опоры служат:

- 1) для закрепления в них проводов в начале и в конце линии;
- 2) поддержания проводов на прямых участках линии;
- 3) выполнения поворота трассы линии;
- 4) для перехода воздушной линии в кабельную.

31. Анкерные опоры устанавливают:

- 1) в местах изменения направления линии;
- 2) в качестве первой подстанционной опоры;
- 3) на всем протяжении линии;
- 4) в конце линии.

32. Потери напряжения в линии определяются по формулам:

$$1) \Delta U = \frac{P \cdot R_{\text{л}} + Q \cdot X_{\text{л}}}{U_{\text{н}}}$$

$$2) \Delta U = \frac{P \cdot r_0 + Q \cdot x_0}{U_{\text{н}}} \cdot \ell$$

$$3) \Delta U = \frac{S \cdot R_{\text{л}} + S \cdot X_{\text{л}}}{U_{\text{н}}} \cdot \cos \varphi$$

$$4) \Delta U = \frac{S \cdot \ell}{U_{\text{н}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)$$

33. Расстояние между проводами соседних фаз линии напряжением 10 кВ, выполненной голыми проводами, составляет (м):

- 1) 0,4–0,6;
- 2) 1–2;
- 3) 1,5–4;
- 4) 2–3.

34. Длина пролета воздушной линии 0,4 кВ составляет (м):

- 1) 40–60;
- 2) 60–70;
- 3) 20–30;
- 4) 40–50.

35. Сечение провода по экономической плотности тока выбирают

$$1) F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{рабмак}}}{j_{\text{эк}}}$$

$$2) F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{рабмак}}}{j_{\text{эк}}} \cdot \Delta U$$

$$3) F_{\text{э}} = \frac{U_{\text{рабмак}}}{j_{\text{эк}}}$$

$$4) F_{\text{э}} = \frac{S_{\text{рабмак}}}{j_{\text{эк}}} + 0,127 \cdot j_{\text{эк}}$$

36. Укажите последовательность при расчете кольцевых сетей:

- 1) разрезать кольцевую сеть по источнику питания;

- 2) определить потоки мощности на головных участках сети;
- 3) определить точки токораздела;
- 4) рассчитать потоки мощности на остальных участках сети.

37. Установите соответствие:

Провод	Конструкция
а) СИП-1;	1) вокруг несущей неизолированной нулевой жилы скручиваются изолированные токопроводящие фазные жилы;
б) СИП-2;	2) вокруг несущей изолированной нулевой жилы скручиваются фазные изолированные жилы;
в) СИП-3;	3) одножильный провод, снабженный двойным изоляционным покровом из пропитанной бумаги;
г) СИП-4	4) одножильный провод, снабженный изоляционным покровом из светостабилизированного сшитого полиэтилена;
	5) не имеет несущей жилы. Нулевая и фазные жилы скручены в жгут и покрыты изоляцией, изготовленной из сшитого светостабилизированного полиэтилена

38. Установите соответствие:

Провод	Область применения
а) СИП-1;	1) для магистралей ВЛ и ответвлений от ВЛ;
б) СИП-2;	2) для ответвлений от ВЛ к вводу и для прокладки по стенам зданий и инженерных сооружений;
в) СИП-3;	3) для ВЛ на номинальное напряжение 10–35 кВ;
г) СИП-4	4) для прокладки в траншеях

39. Порядок выбора площади сечений проводов СИП:

- 1) выполняют проверку по потере напряжения в нормальном режиме работы сети;
- 2) определяют наибольший ток (i_{\max}) послеаварийного режима, протекающий по линии с учетом всех возможных режимов работы сети;
- 3) по справочным данным находят ближайший больший допустимый рабочий ток $i_{\text{длит. доп. табл.}}$, чтобы выполнялось условие $i_{\max} \leq i_{\text{длит. доп. табл.}}$;
- 4) проверяют провод по условиям термической стойкости к токам короткого замыкания;
- 5) проверяют сеть 0,38 кВ по отклонениям напряжения, при пуске электродвигателя.

40. Дополните:

Экономическое сечение провода должно обеспечивать минимум _____ затрат.

41. Дополните:

Однородной называется сеть, выполненная проводом _____ сечения.

42. Установите соответствие между измеряемыми величинами и единицами измерения:

1) полная расчетная мощность участка цепи;	а) кВА;
2) плотность тока;	б) кВт·ч;
3) напряжение сети;	в) кВ;
4) потери электроэнергии;	г) кВт;
5) потери напряжения;	д) А/мм ² ;
6) расход электроэнергии	е) квар

43. Установите соответствие формул:

Годовое время максимальных потерь определяется:

1) для сельских электрических сетей;	а) $\tau = (0,124 + T_M/10^4)^2 \cdot 8760$;
2) для промышленных электрических сетей	б) $\tau = 0,69 \cdot T_M - 584$;
	в) $\tau = (1 + T_M/10^4)^2 \cdot 8760$;
	г) $\tau = (0,124 + T_M/10^4)^2 \cdot 8760$

44. Установите соответствие формул:

1) полная мощность; 2) активная мощность; 3) потребление (расход) электрической энергии; 4) реактивная мощность; 5) потери электроэнергии	а) $S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I$;
	б) $P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \sin \varphi$;
	в) $P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi$;
	г) $\Delta W = P_M \cdot I \cdot \tau$;
	д) $W = P_M \cdot T_M$;
	е) $Q = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \sin \varphi$;
	ж) $\Delta W = 3 \cdot I^2 \cdot R_{л} \cdot \tau$

3 РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Для улучшения режима напряжений у потребителей, увеличения допустимой потери напряжения в сети, повышения качества электроэнергии в электрических сетях применяется регулирование напряжения.

Регулирование напряжения позволяет не только улучшить эксплуатацию сети в техническом отношении, но и уменьшить стоимость ее сооружения (за счет уменьшения сечения проводов).

Если отклонения напряжения у электроприемников выходят за пределы допустимых, то в соответствии с Правилами устройства электроустановок [25] для электрических сетей следует предусматривать технические мероприятия по обеспечению качества электрической энергии для выполнения требований [5].

Регулирование напряжения в электрических сетях может осуществляться следующими способами.

1. *Синхронные генераторы электростанций* как основные источники реактивной мощности являются также одним из основных средств регулирования напряжения. Возможности генератора как регулирующего устройства определяются его исполнением (гидро- или турбогенератор), тепловым режимом, системой возбуждения и автоматическими регуляторами возбуждения.

Регулирование возбуждения генераторов электростанций позволяет изменять напряжение в сети в относительно небольших пределах. Генератор выдает номинальную мощность при отклонениях напряжения на его выводах не более $\pm 5\%$ от номинального. При больших отклонениях мощность генератора должна быть снижена. Практически этот способ регулирования может обеспечить необходимый режим напряжения для близлежащих потребителей, питающихся от шин генераторного напряжения электростанций.

2. *Регулирование коэффициента трансформации трансформаторов, автотрансформаторов и линейных регуляторов.* Изменение коэффициента трансформации трансформаторов, автотрансформаторов под нагрузкой производят

при наличии встроенного устройства для регулирования напряжения (РПН). При этом коэффициент трансформации можно менять в широких пределах.

При помощи трансформаторов с РПН достаточно просто и экономично осуществляется встречное регулирование напряжения на шинах подстанции. Для электроснабжения сельскохозяйственных районов применяют трансформаторы типа ТМН мощностью 630–6300 кВА с диапазоном регулирования напряжения $\pm 6 \times 1,5 \%$ и $\pm 6 \times 1,67 \%$ номинального. Такие трансформаторы целесообразно применять на удаленных участках сети, где необходимый уровень напряжения нельзя достигнуть за счет применения других средств регулирования, и для питания потребителей, графики нагрузок которых не совпадают с графиком нагрузки распределительной сети.

Для регулирования напряжения в узловых точках распределительной сети напряжением 10–35 кВ при росте нагрузок целесообразно применять линейные регуляторы (линейные регулировочные автотрансформаторы – вольтодобавочные автотрансформаторы).

В настоящее время промышленностью выпускаются регуляторы следующих серий:

- трехфазные 400–630 кВА, РПН $\pm 10 \%$, число ступеней ± 6 , напряжением 6–35 кВ;
- трехфазные 1600–6300 кВА, РПН $\pm 10 \%$, число ступеней ± 8 , напряжением 6–10 кВ;
- трехфазные 16–100 МВА, РПН $\pm 15 \%$, напряжением 6–35 кВ;
- трехфазные 63 и 125 МВА, РПН $\pm 15 \%$, число ступеней ± 6 ; напряжением 110 кВ.

С экономической точки зрения устанавливать такое регулирование напряжения целесообразно в случае компенсации ими потерь напряжения в сети не менее 4–5 %.

В сельском электроснабжении широко применяются трансформаторы с переключением без возбуждения (ПБВ), которые должны отключаться от сети для изменения коэффициента трансформации. В связи с этим изменение коэффициента трансформации производят крайне редко, например при сезонном изменении нагрузки. Для них очень важно правильно выбрать коэффициент трансформации таким образом, чтобы ре-

жим напряжений при изменениях нагрузок был по возможности наилучшим.

В таблице 3.1 приведены добавки напряжения для трансформаторов с ПБВ, применяемых в системах сельского электроснабжения.

Таблица 3.1 – Добавки напряжения трансформаторов с ПБВ с коэффициентом трансформации 10/0,4 кВ

Регулировочное ответвление обмотки первичного напряжения		Добавка напряжения трансформатора	
Порядковый номер	Процент	Точно	Округленно
1	-5	0,25	0
2	-2,5	2,7	2,5
3	0	5,26	5
4	+2,5	7,96	7,5
5	+5	10	10

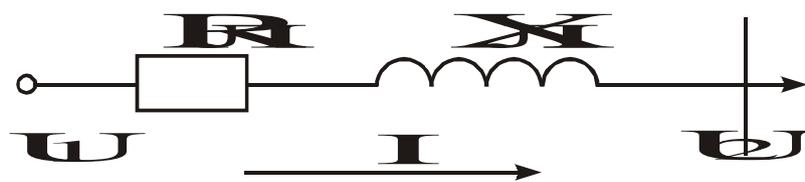
3. Параметры сети изменяют:

а) при наличии параллельных линий (в периоды минимума нагрузки одна из линий отключается, сопротивление цепи увеличивается, напряжение у потребителя уменьшается). Однако этот способ практически не применим для потребителей первой категории, если отключаемая линия является вторым источником питания, да и строительство второй линии только из соображения изменения напряжения нецелесообразно;

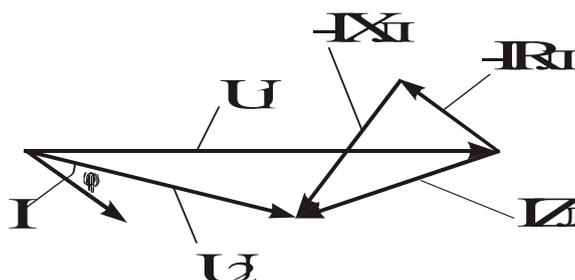
б) компенсацией индуктивного сопротивления линии электропередачи путем последовательного включения в рассечку линии (в каждую фазу) емкостного сопротивления в виде конденсаторов. Такая компенсация называется продольной емкостной компенсацией.

На рисунке 3.1 приведены схема замещения линии без компенсации и векторная диаграмма напряжений и токов линии без компенсации потерь напряжения. На рисунке 3.2 приведены схема замещения и векторная диаграмма сети с продольной компенсацией. Емкостное сопротивление частично или полностью компенсирует индуктивное сопротивление линии, вследст-

вие чего в ней уменьшаются потери напряжения, что в конечном итоге приводит к повышению напряжения у потребителей.

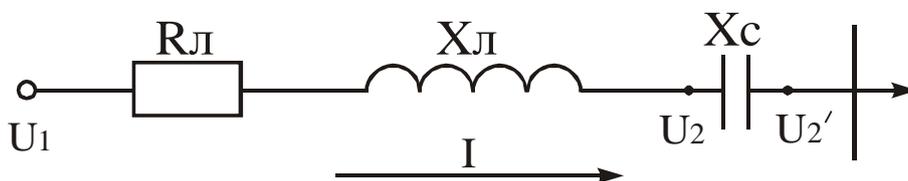


a

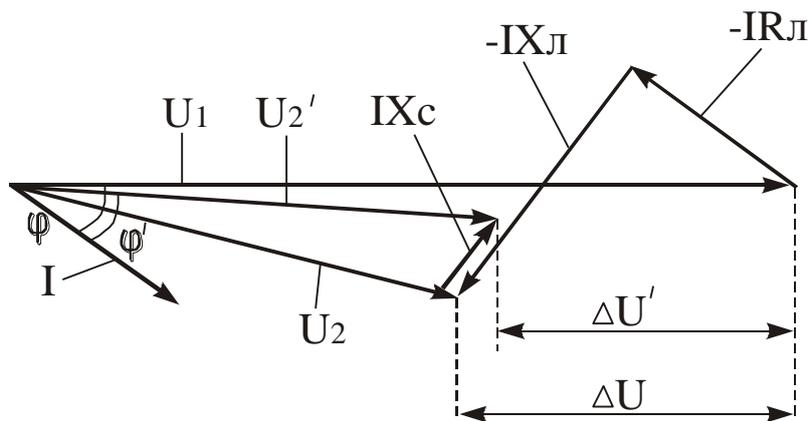


б

Рисунок 3.1 – Схема замещения (a) и векторная диаграмма напряжений (б) сети без компенсации потерь напряжения



a



б

Рисунок 3.2 – Схема замещения (a) и векторная диаграмма напряжений (б) сети с продольной компенсацией потерь напряжения

Регулирование напряжения таким способом имеет ряд преимуществ перед другими способами:

- продольная емкостная компенсация имеет сравнительно простую конструкцию;

- компенсирующий эффект установки зависит от тока нагрузки (размер компенсации потери напряжения с ростом нагрузки возрастает и, наоборот, снижается при ее уменьшении).

Продольная и поперечная составляющие падения напряжения без компенсации мощности соответственно равны:

$$\begin{aligned}\Delta U &= \sqrt{3} \cdot I \cdot (R_{\text{л}} \cdot \cos \varphi + X_{\text{л}} \cdot \sin \varphi); \\ \delta U &= \sqrt{3} \cdot I \cdot (X_{\text{л}} \cdot \cos \varphi - R_{\text{л}} \cdot \sin \varphi),\end{aligned}\tag{3.1}$$

где I – полный ток нагрузки, А;

$R_{\text{л}}$, $X_{\text{л}}$ – соответственно активное и индуктивное сопротивление линии, Ом;

$$\begin{aligned}\Delta U &= \sqrt{3} \cdot I \cdot [R_{\text{л}} \cdot \cos \varphi + (X_{\text{л}} - X_{\text{с}}) \cdot \sin \varphi]; \\ \delta U &= \sqrt{3} \cdot I \cdot [(X_{\text{л}} - X_{\text{с}}) \cdot \cos \varphi - R_{\text{л}} \cdot \sin \varphi],\end{aligned}\tag{3.2}$$

где $X_{\text{с}}$ – емкостное сопротивление конденсаторов, включенных последовательно в линию.

В практических расчетах обычно поперечной составляющей падения напряжения из-за ее незначительности пренебрегают. Поэтому из приведенных формул имеем, что при продольной компенсации

$$\Delta U_{\text{пер}} = \sqrt{3} \cdot I \cdot X_{\text{с}},\tag{3.3}$$

где I – ток нагрузки;

$X_{\text{с}}$ – сопротивление конденсатора.

Мощность конденсаторов определяется по формуле

$$Q_{\text{с}} = 3 \cdot I^2 \cdot X_{\text{с}},\tag{3.4}$$

где I – наибольший ток линии.

В практических расчетах мощность конденсаторов определяют исходя из желаемого уровня напряжения в сети при известном сечении провода по следующей формуле:

$$Q_{\text{с}} = \frac{P}{\cos \varphi} \cdot \left[\sin \varphi - \sqrt{\left(\frac{U_2}{U_2'} \right)^2 - (\cos \varphi)^2} \right],\tag{3.5}$$

где P – активная мощность, проходящая через конденсатор, Вт;
 U_2 – напряжение на входных (со стороны питания) зажимах конденсатора, В;

U'_2 – напряжение на выходных (со стороны потребителя) зажимах конденсатора, В;

$$U'_2 = U_2 + \Delta V_{нб},$$

где $\Delta V_{нб}$ – желаемая надбавка напряжения, достигаемая включением конденсаторов.

При выборе установок для продольной компенсации следует помнить, что нежелательно параллельно включать конденсаторы в одну фазу, так как при этом уменьшается их общая емкость и при несовпадении характеристик конденсаторов распределение тока между ветвями будет неравномерным. В нормальном режиме работы сети напряжение на зажимах конденсаторов пропорционально протекающему по ним току и составляет 5–10 % номинального напряжения сети. Это дает возможность устанавливать конденсаторы с номинальным напряжением, много меньшим номинального напряжения сети (см. пример 3.1). Однако при коротком замыкании за конденсатором напряжение на их зажимах может достигнуть такого значения, при котором конденсаторы, если не принять специальных мер защиты, будут пробиты. Конденсаторы обладают большой перегрузочной способностью по напряжению, значение которой зависит от продолжительности протекания тока короткого замыкания. Значение допустимой кратковременной перегрузки по напряжению в расчетах принимают равным 3,5. Проверка устройств продольной компенсации на перегрузочную способность заключается в определении тока короткого замыкания и расчетной кратности перенапряжения, которую сравнивают с допустимой. Наиболее приемлемыми средствами защиты от перенапряжений являются разрядники с вращающейся дугой и нелинейные ограничители перенапряжений (см. раздел 5).

На рисунке 3.3 приведена схема установки продольной компенсации с комплектами разрядных сопротивлений R_1 и R_2 . На комплект R_1 конденсаторы разряжаются при сраба-

тивании разрядников, а на комплект R2 – при шунтировании УПК разъединителем.

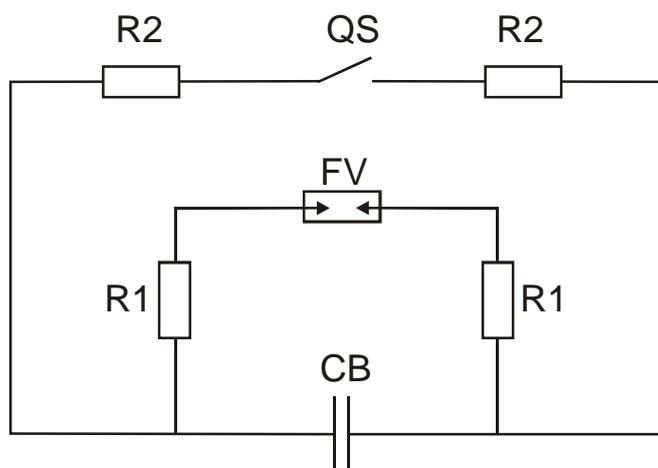


Рисунок 3.3 – Схема установки устройства продольной компенсации

4. *Изменение величины реактивной мощности, протекающей в сети.* Основными потребителями реактивной мощности в сельскохозяйственном производстве являются асинхронные двигатели. Часть реактивной мощности теряется в обмотках трансформаторов и в проводах линии электропередачи. Передача реактивной мощности по сети для этих потребителей вызывает дополнительные потери напряжения и электроэнергии.

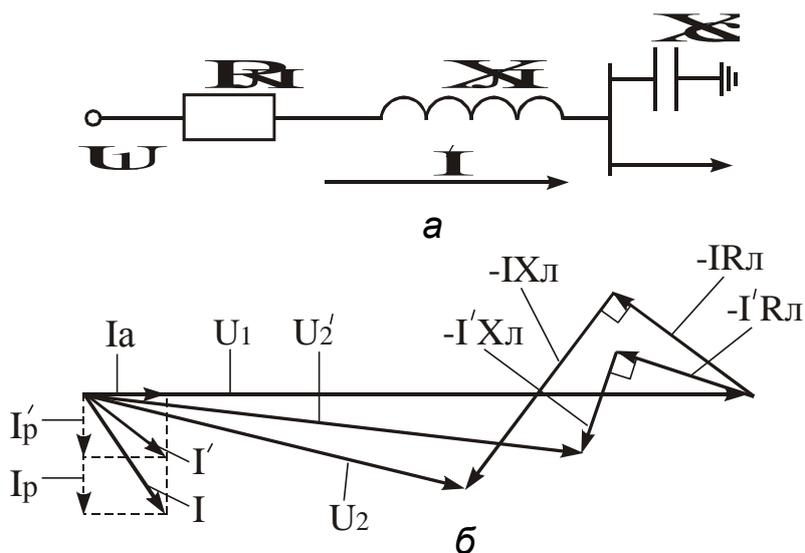


Рисунок 3.4 – Схема замещения (а) и векторная диаграмма напряжений (б) сети с поперечной компенсацией потерь напряжения

Для разгрузки сети от реактивной мощности целесообразно эту мощность или ее часть генерировать на месте потребления. Источниками реактивной мощности являются синхронные компенсаторы, статические конденсаторы, устанавливаемые на месте потребления и подключаемые параллельно нагрузке (поперечная компенсация). Векторная диаграмма напряжений с учетом поперечной компенсации приведена на рисунке 3.4.

В сельских сетях наиболее широко используются статические конденсаторы на напряжении до 1000 В и 10 кВ. Конденсаторы в этом случае являются потребителями опережающей (емкостной) мощности, или, что то же самое, источниками реактивной мощности.

Потеря напряжения при поперечной компенсации определяется

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot [I_a \cdot R_{л} + (I_p - I_c) \cdot X_{л}]. \quad (3.6)$$

Значит при параллельном включении конденсаторов

$$\Delta U_{рег} = \sqrt{3} \cdot I_c \cdot X_{л}, \quad (3.7)$$

где I_c – емкостной ток линии;

$X_{л}$ – индуктивное сопротивление линии.

Мощность конденсаторов для компенсации при параллельном включении определяется

$$Q_{комп} = P \cdot (\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi'), \quad (3.8)$$

где P – активная мощность потребителей, кВт;

$P \cdot \operatorname{tg} \varphi$ – реактивная мощность потребителей без компенсации;

$P \cdot \operatorname{tg} \varphi'$ – реактивная мощность, передаваемая по линии при наличии компенсации.

Емкость конденсаторов равна

$$C_{комп} = \frac{Q_{комп}}{2\pi \cdot f \cdot U_2^2}, \quad (3.9)$$

где f – частота тока.

Пример 3.1

Выбрать продольную компенсацию для сети напряжением 10 кВ с нагрузками (кВт и квар) и длинами (км), указанными на

рисунке 3.5. Напряжение на шинах питающей подстанции составляет 10350 В. Допустимая потеря напряжения в сети составляет 6,5 %. Параметры участков сети приведены в таблице 3.2.

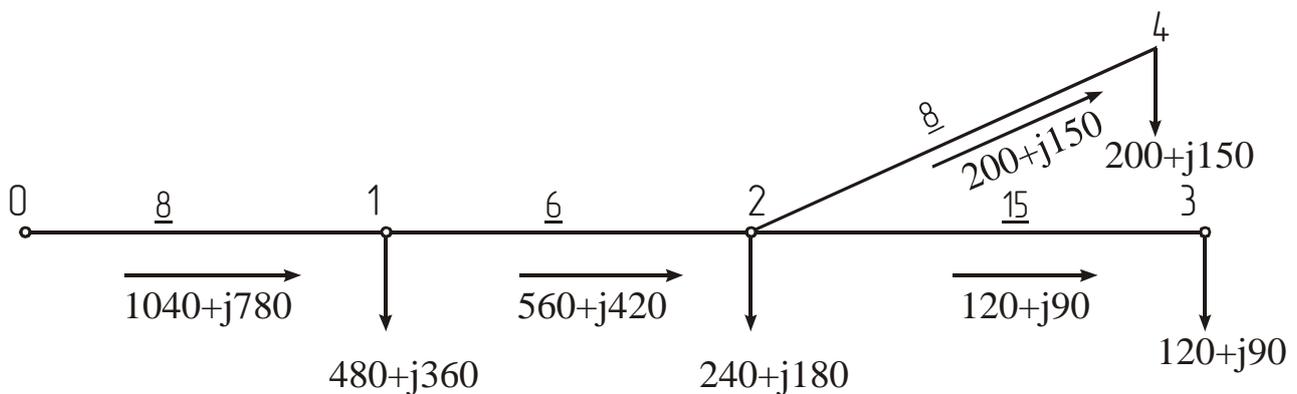


Рисунок 3.5 – Схема сети к примеру 3.1

Таблица 3.2 – Характеристика параметров сети по участкам

Номер участка	Марка провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	L, км
0–1	АС-70	0,42	0,392	8
1–2	АС-70	0,42	0,392	6
2–3	АС-25	1,146	0,415	15
2–4	АС-35	0,773	0,403	8

Решение. Определим допустимую потерю напряжения в сети по условию задачи

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{6,5 \cdot 10000}{100} = 650 \text{ В.}$$

Фактические потери напряжения по участкам сети при заданных параметрах и при заданных нагрузках:

$$\Delta U_{0-1} = \frac{1040 \cdot 0,42 + 780 \cdot 0,392}{10} \cdot 8 = 594 \text{ В;}$$

$$\Delta U_{1-2} = \frac{560 \cdot 0,42 + 420 \cdot 0,392}{10} \cdot 6 = 239,9 \text{ В;}$$

$$\Delta U_{2-3} = \frac{120 \cdot 1,146 + 90 \cdot 0,415}{10} \cdot 15 = 262,3 \text{ В;}$$

$$\Delta U_{2-4} = \frac{200 \cdot 0,773 + 150 \cdot 0,403}{10} \cdot 8 = 172,04 \text{ В.}$$

Полная потеря напряжения до потребителей:

$$\Delta U_{0-1} = 594;$$

$$\Delta U_{0-2} = 594 + 239,9 = 833,9 \text{ В};$$

$$\Delta U_{0-3} = 594 + 239,9 + 262,3 = 1096,2 \text{ В};$$

$$\Delta U_{0-4} = 594 + 239,9 + 122,4 = 956,3.$$

Как показали расчеты, потери напряжения до потребителей 2, 3, 4 значительно превышают допустимые 650 В.

Место установки продольной компенсации определим исходя из следующих рассуждений: так как у нагрузки в узле 1 потери напряжения находятся в допустимых пределах ($594,3 < 650$), а у нагрузки в узле 2 потеря напряжения превышает допустимый предел ($833,9 > 650$), то продольную компенсацию целесообразно установить в конце участка 1–2.

Тогда напряжение на входе конденсатора будет

$$U_2 = 10350 - 833,9 = 9516,1 \text{ В}.$$

Желаемое напряжение на выходе конденсатора определим с учетом допустимой потери напряжения и с учетом необходимости компенсации потерь до нагрузки, имеющей наибольшие потери напряжения (узел 3)

$$U'_2 = 10350 - 650 + 262,3 = 9962,3 \text{ В}.$$

Определим расчетную мощность конденсаторов по формуле (3.5)

$$Q_c = \frac{560}{0,8} \cdot \left[0,6 - \sqrt{\left(\frac{9516,1}{9962,3} \right)^2 - 0,8^2} \right] = 54,6 \text{ квар}.$$

Выберем тип и число конденсаторов. При выборе типа конденсаторов определяющими параметрами являются максимальный ток, протекающий по линии, и расчетное сопротивление конденсаторов.

В нашем случае через конденсатор течет ток участка 1–2.

$$I_{1-2} = \frac{\sqrt{560^2 + 420^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 40,46 \text{ А}.$$

Расчетное емкостное сопротивление фазы в соответствии с формулой (3.4)

$$X_c = \frac{Q_c}{3 \cdot I_{1-2}^2} = \frac{54,6 \cdot 10^3}{3 \cdot 40,46^2} = 11,12 \text{ Ом}.$$

Сопротивление выбранных конденсаторов должно быть как можно ближе к расчетному сопротивлению, но не менее него.

Максимально возможное напряжение на конденсаторе составляет

$$U'_2 - U_2 = 9962,3 - 9516,1 = 445,9 \text{ В,}$$

поэтому выбираем конденсаторы продольной установки с номинальным напряжением 1 кВ КСП-30 (КЭПП-30) с мощностью одной фазы 30 квар. Номинальный ток этого конденсатора $I_{\text{ном}} = 50 \text{ А}$.

Сопротивление

$$X_c = \frac{30000}{50^2} = 12 \text{ Ом.}$$

Всего устанавливаем три конденсатора (по одному на фазу).

Определим действительную надбавку напряжения, получаемую при помощи выбранных конденсаторов, для этого проведем поверочный расчет сети. Схема сети с продольной компенсацией приведена на рисунке 3.6.

Конденсаторная установка генерирует в сеть реактивную мощность в зависимости от расчетного значения тока, протекающего по ней, и сопротивления фазы конденсатора

$$Q_c = 3 \cdot 40,46^2 \cdot 12 = 58,9 \text{ квар.}$$

Эта опережающая мощность уменьшает реактивную мощность, протекающую по участкам 0–1 и 1–2. Новое распределение мощностей приведено на рисунке 3.6.

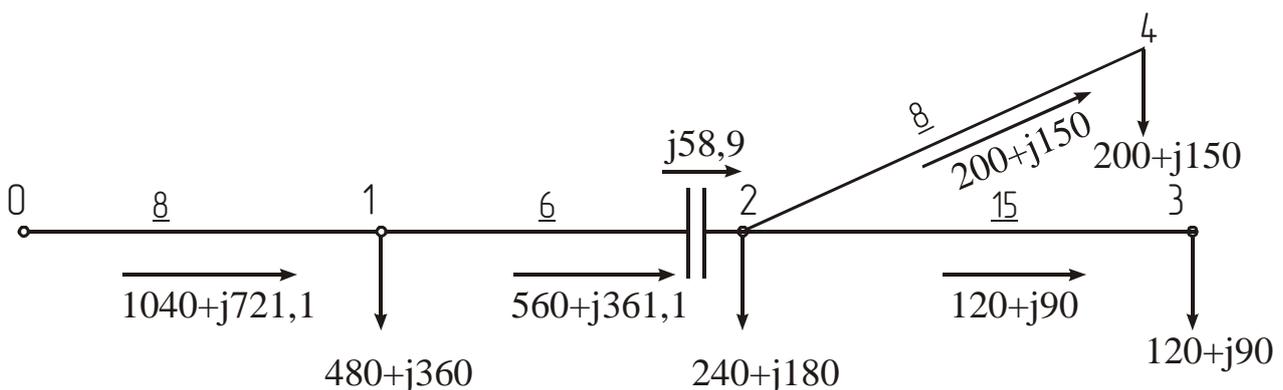


Рисунок 3.6 – Схема сети к заданию 3.1 после установки продольной компенсации

Определим потери напряжения по участкам после компенсации.

$$\Delta U'_{0-1} = \frac{1040 \cdot 0,42 + 721,1 \cdot 0,392}{10} \cdot 8 = 575,6 \text{ В.}$$

$$\Delta U'_{1-2} = \frac{560 \cdot 0,42 + 361,1 \cdot 0,392}{10} \cdot 6 - \frac{420 \cdot 12}{10} = -227,95 \text{ В.}$$

Суммарная потеря напряжения до узлов 3 и 4 составит:

$$\Delta U_{0-3} = 575,6 - 227,95 + 262,3 = 609,95 \text{ В;}$$

$$\Delta U_{0-4} = 575,6 - 227,95 + 172,04 = 519,69 \text{ В,}$$

что меньше допустимой по условию задачи потери напряжения.

Место продольной компенсации выбрано правильно, так как обеспечивает заданную допустимую потерю напряжения.

Пример 3.2

Выбрать конденсаторную батарею для компенсации коэффициента мощности свинарника на 8000 тыс. голов до значения $\cos\varphi' = 0,925$ и проверить фактический коэффициент мощности с выбранной батареей, если при отсутствии компенсирующих устройств дневной максимум активной нагрузки $P = 185$ кВт, а реактивной – 165 квар.

Решение. Мощность конденсаторной батареей рассчитаем по формуле (3.8).

Определим $\operatorname{tg}\varphi$ до установки батареи $\operatorname{tg}\varphi = 165/185 = 0,89$; $\cos\varphi' = 0,925$ соответствует $\operatorname{tg}\varphi' = 0,41$.

Тогда $Q_{\text{комп}} = 185 \cdot (0,89 - 0,41) = 88,8$ квар.

Для установки выбираем три конденсатора мощностью по 35 квар каждый. Батарею соединяем по схеме треугольника, подключаем параллельно шинам 0,4 кВ.

Определим фактический коэффициент мощности в сети при номинальном напряжении на шинах. При номинальном напряжении на шинах батарея конденсаторов будет генерировать в сеть мощность, равную номинальной трехфазной мощности, т.е. 105 квар. Тогда полная мощность, передаваемая по сети, после компенсации составит

$$S = \sqrt{185^2 - (165 - 105)^2} = 194,5 \text{ кВ}\cdot\text{А,}$$

а фактический коэффициент мощности $\cos\varphi_{\text{факт}} = 185/194,5 = 0,95$.

Пример 3.3

Определить величину $\cos\varphi$ после компенсации реактивной мощности с помощью батареи конденсаторов $Q_{\text{конд}} = 30$ квар, установленной на вводе в кормоцех фермы КРС на 800 голов с расчетной мощностью 50 кВт и коэффициентом мощности до компенсации $\cos\varphi = 0,74$.

Решение. Определим полную и реактивную мощность, потребляемую кормоцехом.

$$S = 50/0,74 = 67,57 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$Q = \sqrt{67,57^2 - 50^2} = 45,45 \text{ квар.}$$

После компенсации реактивная мощность, передаваемая по сети, составит $Q_{\text{пер}} = 67,57 - 30 = 37,27$ квар.

Полная мощность, передаваемая по сети, после компенсации

$$Q_{\text{после комп}} = 45,45 - 30 = 15,45 \text{ квар.}$$

Полная мощность

$$S = \sqrt{50^2 + 15,45^2} = 52,33 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Тогда коэффициент мощности после компенсации составит

$$\cos\varphi_{\text{после комп.}} = 50/52,33 = 0,96.$$

Лабораторная работа № 3.1

Регулирование напряжения в сельских электрических сетях конденсаторными установками

Ц е л ь р а б о т ы: изучение способов регулирования напряжения в сельских электрических сетях, исследование регулирования напряжения использованием конденсаторов, определение оптимальных емкостей статических конденсаторов при продольной и поперечной компенсации реактивной мощности для улучшения качества напряжения и $\cos\varphi$.

У к а з а н и я к в ы п о л н е н и ю р а б о т ы

Компенсирующие устройства изучают на модели одной фазы линии, принципиальная схема которой показана на рисунке 3.7. Номинальное напряжение модели 100 В. Схема замещения модели линии приведена на рисунке 3.8.

Питание на модель подается выключателем QF, напряжение источника питания регулируется лабораторным автотрансформатором.

Сопротивление участков сети имитируется активными и реактивными сопротивлениями $R_{л}$ $X_{л}$. Нагрузки сети $Z_{н1}$ и $Z_{н2}$ на модели имитируются постоянными сопротивлениями, нагрузка $Z_{н3}$ переменная, и ее значение задается преподавателем для каждой бригады студентов.

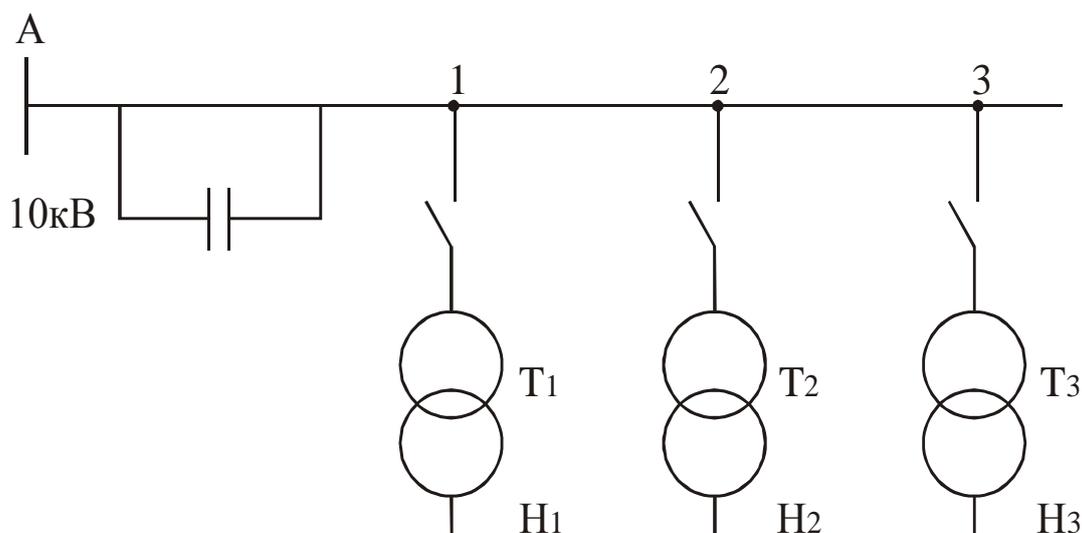


Рисунок 3.7 – Принципиальная схема сети 10 кВ

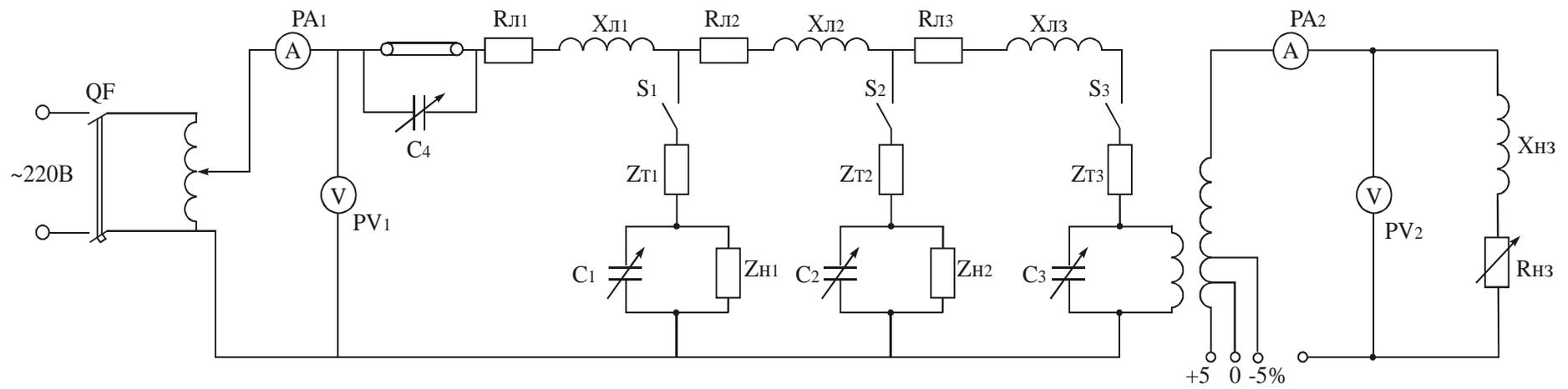


Рисунок 3.8 – Схема замещения сети 10 кВ

Трансформатор T_3 у нагрузки H_3 позволяет изменять напряжение на стороне 0,4 кВ изменением коэффициента трансформации ответвлениями +5 %; 0 %; -5 %.

Ток нагрузки H_3 и напряжение на низкой стороне трансформатора T_3 , а также напряжение источника питания измеряют амперметром pA_2 и вольтметром pV_2 .

Ток, напряжение и мощность на ответвлениях к нагрузкам измеряют также при помощи переносных приборов и специальных кнопок включения.

Для поперечной компенсации реактивной мощности нагрузок Z_{H1} , Z_{H2} , Z_{H3} предусмотрены емкости, выключатели которых смонтированы на модели.

Необходимо помнить: чтобы контакты емкостей не подгорали, их следует включать и отключать при снятии напряжения.

Для последовательного включения в линию конденсатора перевести тумблер в положение (вкл.).

Экспериментальную часть работы следует начинать с установки значения напряжения на шинах источника питания, которое задается преподавателем.

Так как на модели невозможно работать с действительными (реальными) значениями напряжения и тока, надо пользоваться масштабами измеряемых величин, выбирая их исходя из возможностей модели и удобства замеров. Масштабы определяют по следующим формулам:

$$M_U = \frac{U_{ор}}{U_{мод}} \quad \text{– масштаб напряжения;}$$

$$M_I = \frac{I_{ор}}{I_{мод}} \quad \text{– масштаб тока;}$$

$$M_Z = \frac{Z_{ор}}{Z_{мод}} \quad \text{– масштаб сопротивления;}$$

$$M_p = M_s = M_I \cdot M_U \quad \text{– масштаб мощности.}$$

Токи, напряжения и мощности, замеренные на модели, приводят к значениям оригинала по формулам:

$$I_{ор} = I_{мод} \cdot M_I;$$

$$U_{ор} = U_{мод} \cdot M_U;$$

$$P_{ор} = P_{мод} \cdot M_p.$$

В каждом из опытов напряжение и ток необходимо измерять при напряжении на шинах источника питания, равном 100 В, или, по заданию преподавателя, на 5–10 % выше номинального напряжения линии (т.е. 105 или 110 В).

1. Измерить напряжение (U), ток (I) и мощность (P) на ответвлениях линий без регулирования напряжения (U) и без компенсации реактивной мощности. Результаты занести в таблицу 3.3.

2. Измерить U , I , и P на ответвлениях линии при поперечной компенсации реактивной мощности. Например, для ветви 2 при $C_1 = 1$ мкФ (включен тумблер 1 мкФ), $C_3 = 2$ мкФ (включен тумблер 2 мкФ), $C_3 = 3$ мкФ (включены оба тумблера). Результаты замеров по ветвям занести в таблицу 3.3.

3. Вычислить по результатам замеров полную мощность S и коэффициент мощности $\cos\varphi$ без компенсации реактивной мощности и при компенсации реактивной мощности.

4. Определить расчетным путем требуемые емкости для компенсации реактивной мощности до значений $\cos\varphi$, полученных по вычислениям экспериментальных данных.

5. Осуществить компенсацию реактивной мощности на модели сети конденсатором, включенным последовательно в сеть. Измерить напряжение на входе конденсатора. Выполнить замеры активной мощности по ветвям схемы. Измерить ток (I_1) в цепи 1. Результаты занести в таблицу 3.4.

6. Измерить U , I , и P в точке 3 с переключением ПБВ трансформатора (без компенсации и с поперечной компенсацией реактивной мощности). Результаты занести в таблицу 3.5.

7. Определить теоретически требуемую емкость конденсаторов для последовательной компенсации по экспериментальным данным значений напряжения.

8. Пользуясь масштабами, произвести пересчет величин, измеренных на модели, и записать их в таблицу 3.6.

Таблица 3.3 – Результаты измерений при поперечной компенсации

Но- мер- цепи	C, мкФ	U, В	I, А	P, Вт	S, В·А	cosφ	Q _{расч} , вар	C _{расч} , мкФ
1	–							
	1							
	2							
	3							
2	–							
	2							
	4							
3	–							
	0,1							
	0,5							

Таблица 3.4 – Результаты измерений при продольной компенсации

U _{вх}	U _{вых}	I ₁	P ₂	P ₃	P ₄	Q _{расч}	C _{расч}
В	В	А	Вт	Вт	Вт	вар	мкФ

Таблица 3.5 – Результаты измерений поперечной компенсации в точке 3 с переключением ПБВ

ПБВ	C, мкФ	U ₄ , В	I ₄ , А	P ₄ , Вт	S ₄ , В·А	cosφ	Q _{расч} , квар	C _{расч} , мкФ	U ₃ , В	I ₃ , А
0										
-5										
+5										

Таблица 3.6 – Действительные значения величин
в линии 10 кВ

Режим работы линии	Контрольные точки	U, кВ	I, А	P, кВт	S, кВ·А	cosφ	C, мкФ
Без компенса- ции	А						
	А'						
	1						
	2						
С поперечной компенсацией	А						
	А'						
	1						
	2						
С продольной компенсацией	А						
	А'						
	1						
	2						

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

1. Цель работы.
2. Принципиальную схему сети 10 кВ.
3. Схему замещения сети 10 кВ.
4. Таблицы с результатами измерений.
5. Векторную диаграмму токов и напряжений сети до и после компенсации реактивной мощности.
6. Выводы по работе.

Контрольные вопросы

1. Назовите возможные способы регулирования напряжения в сельских электрических сетях.
2. Что такое продольная и емкостная компенсация потерь напряжения?
3. Постройте векторные диаграммы напряжений сети без компенсации потерь напряжения и с продольной и поперечной компенсацией.

4. Влияние отклонения напряжения на работу потребителей электроэнергии.

5. Назовите основные показатели качества электроэнергии.

6. Как влияет величина $\cos\varphi$ на потери энергии в сети?

Тесты для самопроверки к главе 3

1. Встречное регулирование напряжения – режим, при котором напряжение:

- 1) повышают в период минимума нагрузки;
- 2) понижают в период максимума нагрузки;
- 3) повышают в период максимума и понижают в период минимума нагрузки;
- 4) понижают в период максимума и повышают в период минимума нагрузки.

2. Режим постоянного напряжения – режим, при котором напряжение:

- 1) повышают в период минимума нагрузки;
- 2) понижают в период максимума нагрузки;
- 3) независимо от нагрузки поддерживают напряжение на шинах подстанции на 5 % выше номинального;
- 4) независимо от нагрузки поддерживают напряжение на шинах подстанции на 10 % выше номинального.

3. По закону встречного регулирования напряжения можно регулировать под нагрузкой напряжение у потребителя:

- 1) с помощью РПН трансформаторов;
- 2) генераторами электростанций;
- 3) с помощью ПБВ трансформаторов;
- 4) синхронными компенсаторами.

4. Переключающее устройство для изменения коэффициента трансформации располагается:

- 1) в первичной обмотке трансформатора;
- 2) во вторичной обмотке трансформатора;
- 3) в распределительном устройстве;
- 4) в той обмотке трансформатора, со стороны которой меняется напряжение.

5. Конструктивная (постоянная) надбавка напряжения у силовых трансформаторов составляет (%):

- 1) –5;
- 2) –2,5;
- 3) +2,5;
- 4) +5.

6. Допустимая потеря напряжения в сети:

- 1) составляет 5 %;

- 2) зависит от наличия в сети регулирующих напряжение средств и конкретной схемы сети;
- 4) 3 % в сети низкого напряжения и 7 % в сети высокого напряжения;
- 5) должна быть не более 10 %.

7. Надбавки силовых трансформаторов 10/0,4 кВ мощностью до 630 кВ·А варьируются, в %:

- 1) -5; - 2,5; 0; +2,5; +5,4;
- 2) -7,5; -5; -2,5; 0; +2,5; +5; +7,5;
- 3) -10; -5; 0; +5; +10;
- 4) -10; -7,5; -5; 0; +5; +7,5; +10.

8. На шинах питающих подстанций напряжение регулируют:

- 1) с помощью силовых трансформаторов и синхронных компенсаторов;
- 2) переключением питания с одной системы шин на другую;
- 3) с помощью коммутационной аппаратуры;
- 4) измерительными трансформаторами напряжения.

9. Режим минимальных нагрузок составляет в сельских электрических сетях, как правило:

- 1) 25 % от максимальной нагрузки;
- 2) 50 % от максимальной нагрузки;
- 3) 80 % от максимальной нагрузки;
- 4) минимальная нагрузка практически равна максимальной нагрузке.

10. В режиме минимальных нагрузок в наихудших условиях по уровню напряжения при регулировании напряжения по закону постоянного напряжения на шинах оказывается потребитель:

- 1) расположенный ближе к источнику питания;
- 2) наиболее удаленный от источника питания;
- 3) имеющий максимум нагрузки;
- 4) имеющий минимум нагрузки;
- 5) потребитель с пиковой нагрузкой.

11. Регулирование напряжения в электрических сетях применяют:

- 1) для поддержания отклонения напряжения в пределах нормированных значений по ГОСТу;
- 2) уменьшения сечения проводов сети;
- 3) снижения потерь напряжения;
- 4) снижения потерь мощности.

12. В качестве источника реактивной мощности наиболее целесообразно использовать:

- 1) генераторы электростанций;
- 2) синхронные компенсаторы на шинах потребителей;
- 3) батареи конденсаторов на шинах потребителей;
- 4) имеющиеся синхронные двигатели на предприятиях.

13. Конденсаторные батареи устанавливаются в линию последовательно:

- 1) для уменьшения коэффициента мощности;
- 2) увеличения реактивной составляющей сопротивления линии;
- 3) уменьшения реактивной составляющей сопротивления линии;
- 4) увеличения коэффициента мощности.

14. Повышение коэффициента мощности нагрузки приводит:

- 1) к снижению в сети потерь электроэнергии;
- 2) снижению в сети потерь напряжения;
- 3) снижению допустимой нагрузки;
- 4) повышению механической стойкости сети.

15. Место установки последовательного (включенного продольно в линию) конденсатора выбирают, чтобы:

- 1) отклонение напряжения в линии было в допустимых пределах;
- 2) уменьшить плотность тока;
- 3) уменьшить сечение проводов в линии;
- 4) повысить термическую устойчивость проводов.

16. Устройства продольной компенсации предназначены:

- 1) для регулирования напряжения в сети;
- 2) регулирования частоты в сети;
- 3) увеличения пропускной способности сети;
- 4) уменьшения габарита линии.

17. Регулирование напряжения с помощью трансформаторов с ПБВ осуществляется:

- 1) автоматически под нагрузкой;
- 2) вручную под нагрузкой;
- 3) на холостом ходу трансформатора;
- 4) при отключенном от сети трансформаторе.

18. Расшифруйте аббревиатуру ПАРН:

- 1) пункт аварийного регулирования напряжения;
- 2) правила автоматического регулирования напряжения;
- 3) пункт автоматического регулирования напряжения;
- 4) пункт анализа регулятора напряжения.

19. В состав ПАРН входят:

- 1) вольтодобавочные трансформаторы;
- 2) низковольтные шкафы контроля и управления;
- 3) ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН);
- 4) разъединители;
- 5) выключатели.

20. ПАРН обеспечивает, в зависимости от схемы включения в трехфазную сеть, диапазон регулирования напряжения в пределах:

- 1) $\pm 10\%$ или $\pm 15\%$;
- 2) $\pm 10\%$;
- 3) $\pm 15\%$;
- 4) $\pm 5\%$ или $\pm 10\%$;

21. ПАРН целесообразно устанавливать:

- 1) в конце линии;
- 2) начале линии;
- 3) первом узле линии, где напряжение снизилось до критического значения;
- 4) наиболее удаленном узле сети.

22. Установка ПАРН способствует:

- 1) увеличению пропускной способности сети;
- 2) уменьшению потерь напряжения в сети;
- 3) уменьшению потерь мощности;
- 4) увеличению коэффициента мощности в сети.

23. Преимущество продольной компенсации реактивной мощности по сравнению с поперечной компенсацией состоит:

- 1) в автоматической добавке напряжения при возрастании нагрузки;
- 2) снижении величины реактивной мощности, протекающей по линии;
- 3) повышении надежности электроснабжения потребителей;
- 4) повышении коэффициента мощности нагрузки.

24. Расшифруйте аббревиатуру РПН:

- 1) регулирование под напряжением;
- 2) регулирование под нагрузкой;
- 3) регулятор понижения напряжения;
- 4) регулятор повышения напряжения.

25. Расшифруйте аббревиатуру ПБВ:

- 1) пункт быстроедействующего ввода;
- 2) переключение без возбуждения;
- 3) пункт быстрого ввода резервного питания;
- 4) переключатель быстроедействующий временной.

26. Положительным качеством последовательного включения конденсаторов является, что степень компенсации зависит:

- 1) от тока, поэтому с возрастанием тока нагрузки увеличивается и компенсация потери напряжения;
- 2) напряжения, поэтому с возрастанием напряжения увеличивается и компенсация потери напряжения;

- 3) напряжения, поэтому с уменьшением тока нагрузки возрастает компенсация потери напряжения;
- 4) сопротивления, поэтому с возрастанием тока нагрузки увеличивается и компенсация потери напряжения.

27. Установите соответствие:

В формуле определения мощности конденсаторов исходя из желаемого напряжения сети

$$Q_c = \frac{P}{\cos\varphi} \cdot [\sin\varphi - \sqrt{\left(\frac{U_2}{U'_2}\right)^2 - (\cos\varphi)^2}]$$

1) U_2 ; 2) U'_2	а) напряжение на выходных (со стороны потребителя) зажимах конденсатора, В;
	б) напряжение на входных (со стороны питания) зажимах конденсатора, В;
	в) напряжение на шинах потребителя, В;
	г) напряжение источника, В

28. Установите соответствие:

В зависимости от схемы включения ПАРН в трехфазную сеть диапазон регулирования напряжения может быть:

1) при включении в сеть трех ВДТ по схеме полного треугольника;	а) $\pm 15\%$;
	б) $\pm 10\%$;
2) при включении в сеть двух ВДТ по схеме неполного треугольника	в) $\pm 5\%$;
	г) $\pm 20\%$

29. Дополните:

Отклонение напряжения от номинального значения в нормальном режиме работы сети должно составлять не более \pm _____ %.

30. Дополните:

Дополнительное понижение напряжения в послеаварийных режимах допускается на _____ %.

4 ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Коротким замыканием (КЗ) называется соединение между фазами, фазой и землей (нулевым проводом), непредусмотренное нормальными условиями работы сети.

В большинстве случаев причиной возникновения КЗ в системе является нарушение изоляции электрического оборудования вследствие износа изоляции, не выявленного своевременно при профилактических испытаниях, или из-за перенапряжений. КЗ могут быть вызваны ошибочными действиями обслуживающего персонала, механическими повреждениями кабельных линий, схлестыванием, набросом или перекрытием птицами проводов воздушных линий.

При возникновении КЗ общее сопротивление цепи системы электроснабжения уменьшается, вследствие чего токи в ветвях системы резко увеличиваются, а напряжения на отдельных участках системы снижаются.

Короткие замыкания в трехфазных сетях разделяют на трех-, двух-, однофазные и двухфазные на землю; первые из них называются *симметричными*, остальные *несимметричными*. Величина тока однофазного замыкания на землю зависит от режима работы нейтралей электрической сети (см. лабораторную работу № 4.1).

Расчет токов КЗ, как при проектировании систем и элементов электроснабжения, так и при анализе работы существующих систем, преследует две цели:

- определение *максимально возможных* токов КЗ для проверки проводников и аппаратов на термическую и динамическую стойкость к токам КЗ, для выбора мер по ограничению токов КЗ или времени их действия;
- определение *минимально возможных* токов КЗ для проверки чувствительности защиты, правильного выбора систем и параметров срабатывания защиты и определения максимально возможного времени срабатывания защиты.

Особенностью расчета токов КЗ в сельских электрических сетях является:

- необходимость учитывать активные и индуктивные сопротивления всех элементов цепи КЗ;

- при питании от энергосистемы не учитывается затухание периодической составляющей тока КЗ ввиду большой электрической удаленности генераторов;

- при питании от маломощных местных генераторов напряжением выше 1000 В затухание периодической составляющей тока КЗ не учитывается, если мощность генератора превышает мощность питающего трансформатора в пять и более раз;

- при питании от автономных или аварийных генераторов напряжением 0,4 кВ затухание учитывается независимо от мощности генератора.

Расчет токов короткого замыкания начинают с составления расчетной схемы электроустановки. На расчетной схеме указываются все параметры, влияющие на величину тока КЗ (мощности источников питания, среднономинальные значения ступеней напряжения, паспортные данные электрооборудования) и расчетные точки, в которых необходимо определить токи КЗ.

При расчете токов КЗ в целях упрощения на расчетной схеме для каждой ступени напряжения вместо ее действительного напряжения на шинах указывают среднее номинальное напряжение $U_{срн}$ согласно шкале, приведенной в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Значения средних номинальных напряжений

$U_{ном}, \text{кВ}$	0,22	0,38	6	10	35	110	220
$U_{срн}, \text{кВ}$	0,23	0,4	6,3	10,5	37	115	230

По расчетной схеме составляется электрическая схема замещения. Схемой замещения называется схема, соответствующая по своим параметрам расчетной схеме, в которой все электромагнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими. На рисунке 4.1 приведен пример расчетной схемы, а на рисунке 4.2 – соответствующая ему схема замещения.

После составления схемы замещения необходимо определить ее параметры. Параметры схемы замещения определяются в зависимости от выбранного метода расчета токов КЗ в именованных или относительных единицах. Формулы для определения параметров схемы замещения приведены в таблице 4.2.

Далее схему замещения путем постепенного преобразования (последовательное или параллельное сложение, преобразование треугольника в эквивалентную звезду и др.) необходимо привести к простейшему виду так, чтобы источник питания был связан с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением $Z_{рез}$ (см. преобразования схемы на рисунке 4.2). Преобразования схемы замещения производятся для каждой точки КЗ отдельно.

Таблица 4.2 – Расчетные выражения для определения приведенных значений сопротивлений

Элемент электроустановки	Исходный параметр	Именованные единицы, Ом	Относительные единицы, о.е.
Генератор	$x_{дн}''$; $S_{нг}$	$X_{г} = x_{дн}'' \cdot \frac{U_6^2}{S_{нг}}$	$X_{г*} = x_{дн}'' \cdot \frac{S_6}{S_{нг}}$
Электрическая система	$S_c = \infty$	$X_c = 0$	$X_{c*} = 0$
	$S_{кз}$	$X_c = \frac{U_6^2}{S_{кз}}$	$X_{c*} = \frac{S_6}{S_{кз}}$
	$x_{нс}''$; $S_{нс}$	$X_c = x_{нс}'' \cdot \frac{U_6^2}{S_{нс}}$	$X_{c*} = x_{нс}'' \cdot \frac{S_6}{S_{нс}}$
	$I_{ноткл}$	$X_c = \frac{U_6^2}{\sqrt{3} \cdot I_{ноткл} \cdot U_{срн}}$	$X_{c*} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{ноткл} \cdot U_{срн}}$
Трансформатор	$U_k \%$; $\Delta P_{кз}$; $S_{нт}$	$Z_T = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_{нт}}$; $R_T = \Delta P_{кз} \cdot \frac{U_6^2}{S_{нт}^2}$; $X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$	$Z_{T*} = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{нт}}$; $R_{T*} = \Delta P_{кз} \cdot \frac{S_6}{S_{нт}^2}$; $X_{T*} = \sqrt{Z_{T*}^2 - R_{T*}^2}$
Линии электропередачи	x_0 ; R_0 ; l	$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{U_6^2}{U_{срн}^2}$; $R_{л} = r_0 \cdot l \cdot \frac{U_6^2}{U_{срн}^2}$	$X_{л*} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{срн}^2}$; $R_{л*} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{срн}^2}$

Зная результирующее сопротивление до точки КЗ, по закону Ома определяют токи КЗ.

При расчете в именованных единицах:

$$I_{\text{кзб}} = \frac{U_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{рез}}}, \quad (4.1)$$

где $I_{\text{кзб}}$ – ток КЗ, приведенный к базисной ступени напряжения;
 $U_{\text{б}}$ – напряжение базисной ступени напряжения.

Если напряжение ступени КЗ отличается от напряжения, принятого при расчете за базисное напряжение, полученный ток КЗ необходимо привести к реальному напряжению ступени КЗ по выражению

$$I_{\text{кз}} = I_{\text{кзб}} \frac{U_{\text{б}}}{U_{\text{срн}}}, \quad (4.2)$$

где $U_{\text{срн}}$ – напряжение ступени КЗ.

При расчете в относительных единицах:

$$I_{\text{кз}}^* = \frac{E^*}{Z_{\text{рез}}^*}. \quad (4.3)$$

$$I_{\text{кз}} = I_{\text{б}} \cdot I_{\text{кз}}^*. \quad (4.4)$$

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}}. \quad (4.5)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз}} \cdot k_y. \quad (4.6)$$

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}. \quad (4.7)$$

$$T_a = \frac{X_{\text{рез}}}{\omega \cdot R_{\text{рез}}} = \frac{X_{\text{рез}}}{314 \cdot R_{\text{рез}}}. \quad (4.8)$$

Электрические сети всех напряжений необходимо проверять на чувствительность срабатывания защиты при минимальных токах короткого замыкания. Такими токами в

зависимости от режима нейтрали сети могут быть токи двухфазного короткого замыкания, которые определяются по формуле

$$I_K^{(2)} = 0,87 \cdot I_K^{(3)}. \quad (4.9)$$

Наименьшими токами короткого замыкания в сетях ниже 1000 В являются токи однофазных коротких замыканий в наиболее удаленной точке (за бóльшим электрическим сопротивлением). Ток однофазного короткого замыкания определяется по приближенной формуле

$$I_K^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_{\Pi}}, \quad (4.10)$$

где Z_T – полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус. Это сопротивление зависит от мощности трансформаторов и схемы соединения обмоток и принимается по таблице 4.3;

Z_{Π} – сопротивление петли «фазный провод–нулевой провод». Если фазный и нулевой провода разного сечения, то полное сопротивление петли

$$Z_{\Pi} = \ell \cdot \sqrt{(r_{0\phi} + r_{0H})^2 + (x_{0\phi} + x_{0H})^2}, \quad (4.11)$$

где $r_{0\phi}$, $x_{0\phi}$, r_{0H} , x_{0H} – удельные сопротивления фазного и нулевого провода соответственно.

Таблица 4.3 – Полные сопротивления трансформаторов ($Z_T^{(1)}$) 10/0,4 кВ при замыкании на корпус, Ом

Схема соединения обмоток	Мощность, кВА							
	25	40	63	100	160	250	400	630
Y/Y ₀	3,11 (3,13)	1,949 (1,99)	1,237 (1,28)	0,779 (0,8)	0,487 (0,5)	0,312 (0,33)	0,195 (0,21)	0,129 (0,15)
Y/Z ₀	0,9 (0,945)	0,57 (0,59)	0,36 (0,38)	0,225 (0,25)	0,15 (0,17)	0,09 –	0,066 –	0,042 –
Δ/Y ₀	– –	– –	– –	0,225 –	0,141 (0,17)	0,084 (0,11)	0,054 (0,08)	0,042 (0,07)

Примечание. В таблице обозначены схемы соединения обмоток: Y/Y₀ – «звезда – звезда с нулем»; Y/Z₀ – «звезда-зигзаг»; Δ/Y₀ – «треугольник – звезда с нулем».

Пример 4.1

Определить токи КЗ в схеме электроснабжения населенного пункта, расчетная схема которого приведена на рисунке 4.1.

Решение. Расчет токов короткого замыкания проведем в относительных единицах. За базисную ступень напряжения принимаем ступень напряжения, на которой находится точка короткого замыкания, за базисную мощность $S_0 = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Базисные токи:

$$I_{61} = I_{62} = I_{63} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 550 \text{ А} = 5,505 \text{ кА};$$

$$I_{64} = I_{65} = I_{66} = I_{67} = I_{68} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,5 \cdot 10^3 \text{ А} = 144,5 \text{ кА}.$$

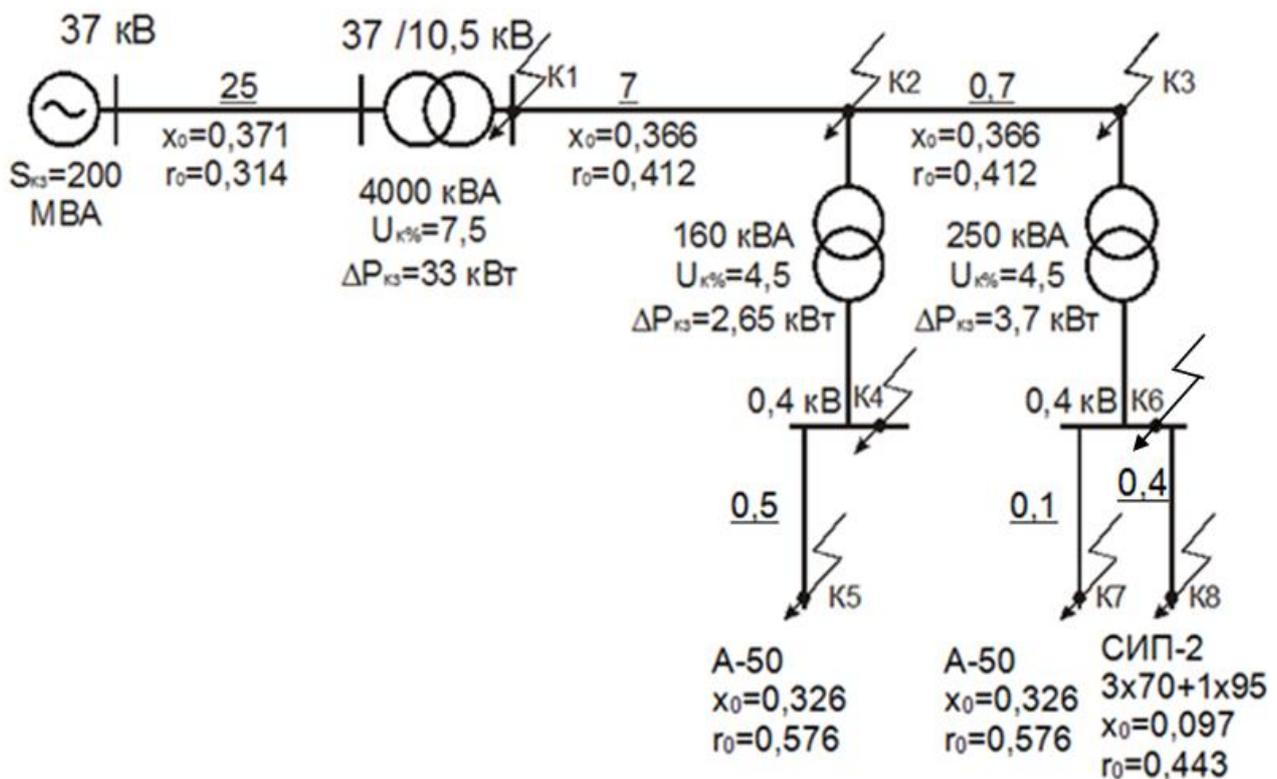


Рисунок 4.1 – Расчетная схема системы электроснабжения населенного пункта к примеру 4.1

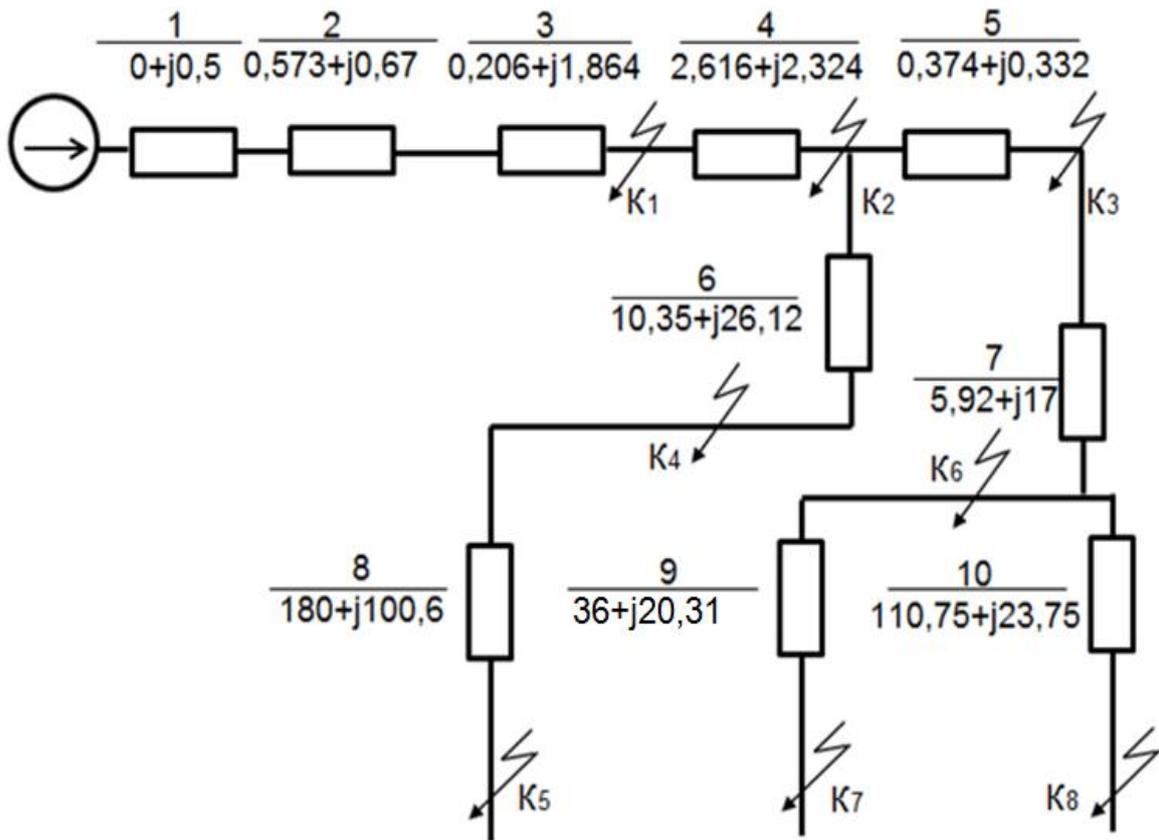


Рисунок 4.2 – Схема замещения к примеру 4.1

Определим параметры схемы замещения.

1. Система:

$$X_1 = X_c = S_b / S_{K3} = 100 / 200 = 0,5.$$

2. Линии:

$$X_2 = X_{л37} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_b}{U_{срн}^2} = 0,371 \cdot 25 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,67;$$

$$R_2 = R_{л37} = 0,314 \cdot 25 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,573.$$

$$X_4 = X_{л10,5} = 0,366 \cdot 7 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 2,324$$

$$R_4 = R_{л10,5} = 0,412 \cdot 7 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 2,616;$$

$$X_5 = X_{л10,5} = 0,366 \cdot 1 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,332;$$

$$R_5 = R_{л10,5} = 0,412 \cdot 1 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,374;$$

$$X_8 = X_{л0,4} = 0,325 \cdot 0,5 \cdot \frac{100}{0,4^2} = 100,6;$$

$$R_8 = R_{л0,4} = 0,576 \cdot 0,5 \cdot \frac{100}{0,4^2} = 180;$$

$$X_9 = 0,325 \cdot 0,1 \cdot \frac{100}{0,4^2} = 20,31;$$

$$R_9 = 0,576 \cdot 0,1 \cdot \frac{100}{0,4^2} = 36;$$

$$X_{10} = 0,097 \cdot 0,4 \cdot \frac{100}{0,4^2} = 24,25;$$

$$R_{10} = 0,443 \cdot 0,4 \cdot \frac{100}{0,4^2} = 110,75.$$

3. Трансформаторы:

$$Z_3 = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{4} = 1,875;$$

$$R_3 = 33 \cdot 10^3 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{4^2 \cdot 10^{12}} = 0,206;$$

$$X_3 = \sqrt{1,875^2 - 0,206^2} = 1,864;$$

$$Z_6 = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100 \cdot 10^3}{160} = 28,1;$$

$$R_6 = 2,65 \cdot 10^3 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{160^2 \cdot 10^6} = 10,35;$$

$$X_6 = \sqrt{28,1^2 - 10,35^2} = 26,12;$$

$$Z_7 = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100 \cdot 10^3}{250} = 18;$$

$$R_7 = 3,7 \cdot 10^3 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{250^2 \cdot 10^6} = 5,92;$$

$$X_7 = \sqrt{18^2 - 5,92^2} = 17.$$

Преобразуем схему замещения относительно точек КЗ:

$$Z_{PE3.1} = Z_1 + Z_2 + Z_3 = j0,5 + 0,573 + j0,67 + 0,206 + j1,864 = 0,779 + j3,034;$$

$$\begin{aligned}
Z_{PE3.2} &= Z_{PE3.1} + Z_4 = 0,779 + j3,034 + 2,616 + j2,324 = 3,395 + j5,358; \\
Z_{PE3.3} &= Z_{PE3.2} + Z_5 = 3,395 + j5,358 + 0,374 + j0,332 = 3,769 + j5,69; \\
Z_{PE3.4} &= Z_{PE3.2} + Z_6 = 3,395 + j5,358 + 10,35 + j26,12 = 13,745 + j31,478; \\
Z_{PE3.5} &= Z_{PE3.4} + Z_8 = 13,745 + j31,478 + 180 + j101,6 = 193,745 + j133,078; \\
Z_{PE3.6} &= Z_{PE3.3} + Z_7 = 3,769 + j5,69 + 5,92 + j17 = 9,689 + j22,69; \\
Z_{PE3.7} &= Z_{PE3.6} + Z_9 = 9,689 + j22,69 + 36 + j20,31 = 45,689 + j42,79; \\
Z_{PE3.8} &= Z_{PE3.6} + Z_{10} = 9,689 + j22,69 + 110,75 + j24,25 = 120,439 + j46,94.
\end{aligned}$$

Токи трехфазного короткого замыкания в расчетных точках:

$$I_{K1} = \frac{1}{Z_{PE3.1}} \cdot I_{61} = \frac{5,505}{\sqrt{0,779^2 + 3,034^2}} = 1,757 \text{ кА};$$

$$I_{K2} = \frac{5,505}{\sqrt{3,395^2 + 5,358^2}} = 0,868 \text{ кА};$$

$$I_{K3} = \frac{5,505}{\sqrt{3,769^2 + 5,69^2}} = 0,807 \text{ кА};$$

$$I_{K4} = \frac{144,5}{\sqrt{13,745^2 + 31,478^2}} = 4,206 \text{ кА};$$

$$I_{K5} = \frac{144,5}{\sqrt{193,745^2 + 133,078^2}} = 0,615 \text{ кА};$$

$$I_{K6} = \frac{144,5}{\sqrt{9,689^2 + 22,69^2}} = 5,856 \text{ кА};$$

$$I_{K7} = \frac{144,5}{\sqrt{45,689^2 + 42,79^2}} = 2,308 \text{ кА};$$

$$I_{K8} = \frac{144,5}{\sqrt{120,439^2 + 46,94^2}} = 1,119 \text{ кА}.$$

Токи двухфазного короткого замыкания в расчетных точках:

$$I_{K1}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{K1}^{(3)} = 0,87 \cdot 1,757 = 1,529 \text{ кА};$$

$$I_{K2}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{K2}^{(3)} = 0,87 \cdot 0,868 = 0,755 \text{ кА};$$

$$I_{K3}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{K3}^{(3)} = 0,87 \cdot 0,807 = 0,702 \text{ кА};$$

$$I_{K4}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{K4}^{(3)} = 0,87 \cdot 4,206 = 3,569 \text{ кА};$$

$$I_{K5}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{K5}^{(3)} = 0,87 \cdot 0,615 = 0,535 \text{ кА};$$

$$I_{K6}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{K6}^{(3)} = 0,87 \cdot 5,856 = 5,095 \text{ кА};$$

$$I_{K7}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{K7}^{(3)} = 0,87 \cdot 2,308 = 2,008 \text{ кА};$$

$$I_{K8}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{K8}^{(3)} = 0,87 \cdot 1,119 = 0,974 \text{ кА}.$$

Для определения ударных токов короткого замыкания необходимо определить ударные коэффициенты и постоянные времени цепей короткого замыкания (формулы (4.7) и (4.8)):

$$k_{y1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0124}} = 1 + e^{-0,806} = 1,447;$$

$$T_{a1} = \frac{3,034}{314 \cdot 0,779} = 0,0124;$$

$$k_{y2} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,005}} = 1 + e^{-2} = 1,135;$$

$$T_{a2} = \frac{5,358}{314 \cdot 3,395} = 0,005;$$

$$k_{y3} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0048}} = 1 + e^{-2,08} = 1,124;$$

$$T_{a3} = \frac{5,69}{314 \cdot 3,769} = 0,0048;$$

$$k_{y4} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0073}} = 1 + e^{-1,37} = 1,254;$$

$$T_{a4} = \frac{31,478}{314 \cdot 13,745} = 0,0073;$$

$$k_{y5} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0022}} = 1 + e^{-4,54} = 1,011;$$

$$T_{a5} = \frac{133,078}{314 \cdot 193,745} = 0,0022;$$

$$k_{y6} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0075}} = 1 + e^{-1,33} = 1,264;$$

$$T_{a6} = \frac{22,69}{314 \cdot 9,689} = 0,0075;$$

$$k_{y7} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,003}} = 1 + e^{-3,33} = 1,036;$$

$$T_{a7} = \frac{42,79}{314 \cdot 45,689} = 0,003;$$

$$k_{y8} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,0012}} = 1 + e^{-8,33} = 1,0002;$$

$$T_{a8} = \frac{46,44}{314 \cdot 120,439} = 0,0012.$$

Ударные токи короткого замыкания определяем по формуле (4.6):

$$i_{yк1} = \sqrt{2} \cdot K_{y1} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,0124 \cdot 1,757 = 2,515 \text{ кА};$$

$$i_{yк2} = \sqrt{2} \cdot K_{y2} \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,135 \cdot 0,868 = 1,393 \text{ кА};$$

$$i_{yк3} = \sqrt{2} \cdot K_{y3} \cdot I_{K3} = \sqrt{2} \cdot 1,124 \cdot 0,807 = 1,283 \text{ кА};$$

$$i_{yк4} = \sqrt{2} \cdot K_{y4} \cdot I_{K4} = \sqrt{2} \cdot 1,254 \cdot 4,206 = 7,459 \text{ кА};$$

$$i_{yк5} = \sqrt{2} \cdot K_{y5} \cdot I_{K5} = \sqrt{2} \cdot 1,011 \cdot 0,615 = 0,879 \text{ кА};$$

$$i_{yк6} = \sqrt{2} \cdot K_{y6} \cdot I_{K6} = \sqrt{2} \cdot 1,264 \cdot 5,856 = 10,467 \text{ кА};$$

$$i_{yк7} = \sqrt{2} \cdot K_{y7} \cdot I_{K7} = \sqrt{2} \cdot 1,036 \cdot 2,308 = 3,37 \text{ кА};$$

$$i_{yк8} = \sqrt{2} \cdot K_{y8} \cdot I_{K8} = \sqrt{2} \cdot 1,0002 \cdot 1,119 = 1,583 \text{ кА}.$$

Результаты расчета токов КЗ сведем в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты расчета токов КЗ, кА

Номер точки КЗ	Ток КЗ		
	$I^{(3)}$	$I^{(2)}$	i_y
1	1,757	1,529	2,515
2	0,868	0,755	1,393
3	0,807	0,702	1,283
4	4,206	3,562	7,459
5	0,615	0,535	0,879
6	5,856	5,095	10,467
7	2,308	2,008	3,37
8	1,119	0,974	1,583

Лабораторная работа № 4.1

Режимы работы нейтралей в электроустановках

Ц е л ь р а б о т ы: изучить на трехфазной модели электрической системы влияние различных режимов заземления нейтрали трансформаторов в сельских электрических сетях 6–35 кВ на величины токов замыкания на землю.

О б щ и е с в е д е н и я

Нейтралями электроустановок называют общие точки обмотки генераторов или трансформаторов, соединенные в звезду. Вид связи нейтралей машин и трансформаторов с землей в значительной степени определяет уровень изоляции электроустановок и выбор коммутационной аппаратуры, значения перенапряжений и способы их ограничения, токи при однофазных замыканиях на землю, условия работы релейной защиты и безопасности в электрических сетях, электромагнитное влияние на линии связи и т.д. В зависимости от режима нейтрали электрические сети разделяют на четыре группы:

1. Сети с изолированными нейтралями.
2. Сети с резонансно-заземленными (компенсированными) нейтралями.
3. Сети с эффективно заземленными нейтралями.
4. Сети с глухозаземленными нейтралями.

В нашей стране к первой и второй группам относятся сети напряжением 6–35 кВ, нейтрали трансформаторов или генераторов которых изолированы от земли или заземлены через заземляющие реакторы. К третьей группе – сети напряжением 110 кВ и выше. И к четвертой группе относятся сети ниже 1000 В (напряжением 220, 380 и 660 В).

Трехфазные сети с изолированными (незаземленными) нейтралями

В сетях с незаземленными нейтралями токи при однофазном замыкании на землю протекают через распределенные емкости фаз, которые для упрощения анализа процесса условно заменяют емкостями, сосредоточенными в середине линий (рис. 4.3).

Междуфазные емкости при этом не рассматриваются, так как при однофазных повреждениях их влияние на токи в земле не сказывается.

В нормальном режиме работы напряжения фаз сети относительно земли симметричны и равны фазному напряжению, а емкостные (зарядные) токи фаз относительно земли также симметричны и равны между собой (рис. 4.3, а).

Геометрическая сумма емкостных токов трех фаз равна нулю. Емкостный ток нормального режима в одной фазе в современных сетях с незаземленной нейтралью, как правило, не превышает нескольких ампер и практически не влияет на нагрузку генераторов.

В случае металлического замыкания на землю в одной точке напряжения неповрежденных фаз относительно земли возрастают в $\sqrt{3}$ раз и становятся равными междуфазному напряжению. Например, при замыкании на землю фазы А (рис. 4.3, б) поверхность земли в точке повреждения приобретает потенциал этой фазы, а напряжения фаз В и С относительно земли становятся соответственно равными междуфазным напряжениям. Емкостные токи неповрежденных фаз В и С также увеличиваются в соответствии с увеличением напряжения в $\sqrt{3}$ раз. Ток на землю фазы А, обусловленный ее собственной емкостью, будет равен нулю, так как эта емкость оказывается закороченной, а геометрическая сумма векторов емкостных токов неповрежденных фаз определяет вектор тока через место повреждения. Ток замыкания на землю, протекающий через место повреждения $I_3 = I'_{св} + I'_{сс}$, оказывается в 3 раза больше, чем емкостный ток фазы в нормальном режиме. В случае замыкания на землю через переходное сопротивление напряжение поврежденной фазы относительно земли будет больше нуля, но меньше фазного, а неповрежденных фаз – больше фазного, но меньше линейного. Меньше будет и ток замыкания на землю.

Достоинства сетей с изолированными нейтралью:

1. При однофазных замыканиях на землю в сетях с незаземленной нейтралью треугольник линейных напряжений не искажается, поэтому потребители, включенные на междуфазные напряжения, продолжают работать нормально.

2. Небольшая величина тока однофазного замыкания на землю (нет короткозамкнутого контура), который не превышает трехкратное значение емкостного тока нормального режима.

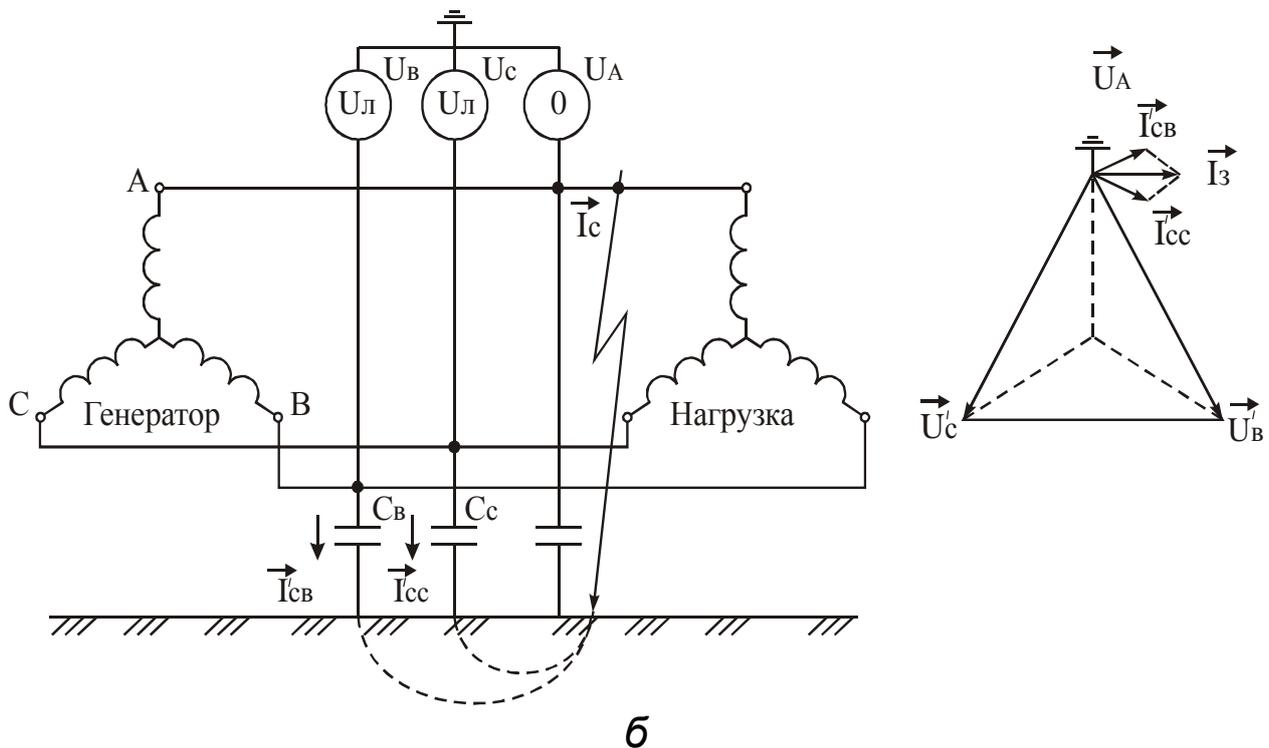
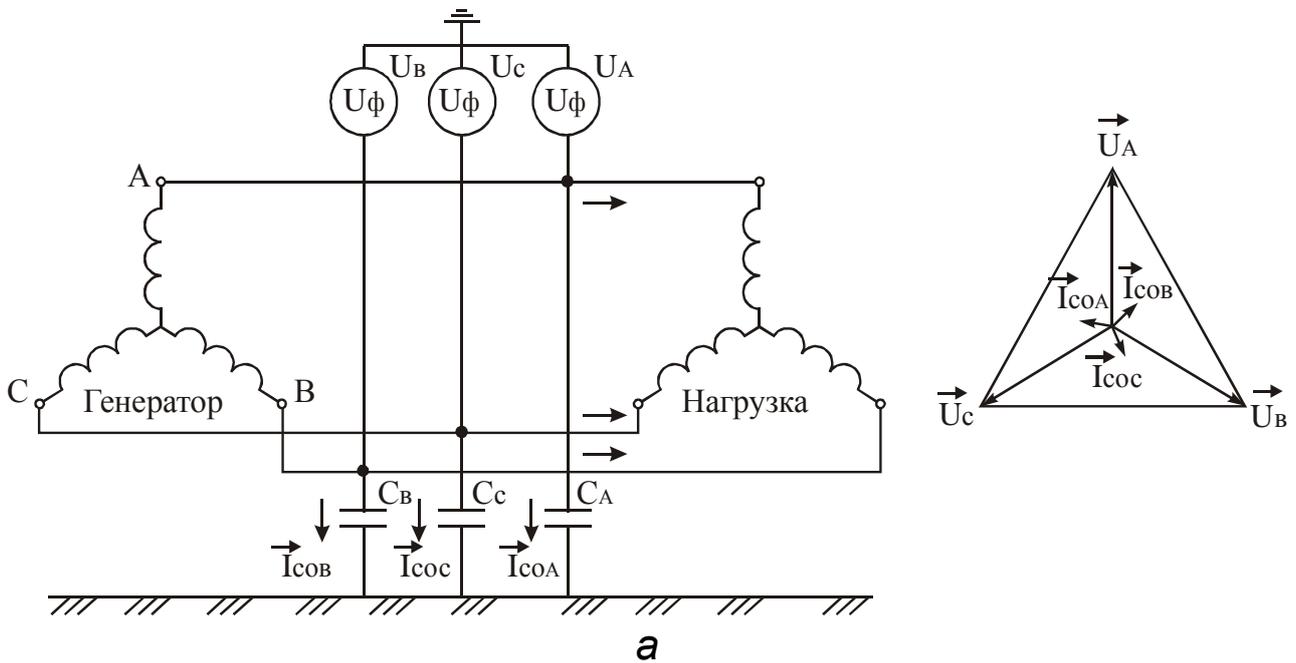


Рисунок 4.3 – Трехфазная сеть с изолированной нейтралью: а – нормальный режим; б – режим замыкания фазы А на землю

Недостатки сетей с изолированными нейтралями

1. Вследствие того, что при замыкании на землю напряжение неповрежденных фаз относительно земли увеличивается в $\sqrt{3}$ раз по сравнению с нормальным значением, изоляция в сетях с незаземленной нейтралью должна быть рассчитана на междуфазное напряжение. Это ограничивает область использования этого режима работы нейтрали сетями с напряжением 35 кВ и ниже, где стоимость изоляции электроустановок не является определяющей и некоторое ее увеличение компенсируется повышенной надежностью питания потребителей, если учесть, что однофазные замыкания на землю составляют в среднем до 65 % всех нарушений изоляции.

2. При работе сети с замкнутой на землю фазой становится более вероятным повреждение изоляции другой фазы и возникновение междуфазного короткого замыкания через землю. Вторая точка замыкания может находиться на другом участке электрически связанной сети. Таким образом, короткое замыкание затронет несколько участков сети, вызывая их отключение (например, могут отключиться сразу две линии). *Допустимая длительность работы с замкнутой на землю фазой определяется Правилами технической эксплуатации (ПТЭ) и в большинстве случаев не должна превышать 2 ч.*

Более опасно однофазное замыкание на землю через дугу, так как дуга может повредить оборудование и вызвать двух- или трехфазное КЗ (последнее часто наблюдается при однофазных замыканиях на землю одной из жил трехфазного кабеля). При определенных условиях в месте замыкания на землю может возникать так называемая перемежающаяся дуга, т.е. дуга, которая периодически гаснет и зажигается вновь. Перемежающаяся дуга сопровождается возникновением перенапряжений на фазах относительно земли, которые могут достигать $3,5 U_{\phi}$. Эти перенапряжения распространяются на всю электрически связанную сеть, в результате чего возможны пробои изоляции и возникновение КЗ в установках с ослабленной изоляцией.

Вероятность возникновения перемежающихся дуг увеличивается с ростом емкостного тока замыкания на землю, причем опасность дуговых перенапряжений для изоляции возрастает с увеличением напряжения сети. Допустимые значения то-

ка замыкания нормируются ПУЭ и не должны превышать следующих значений:

Напряжение сети, кВ	6	10	15-20	35
Емкостный ток замыкания на землю, А	30	20	15	10

В сетях 6–20 кВ, имеющих линии на железобетонных и металлических опорах, допускается I_3 не более 10 А.

Работа сети с незаземленной (изолированной) нейтралью применяется и при напряжении до 1 кВ. При этом основные свойства сетей с незаземленной нейтралью сохраняются и при этом напряжении. Кроме того, эти сети обеспечивают высокий уровень электробезопасности, и их применяют для передвижных установок.

Трехфазные сети с резонансно-заземленными (компенсированными) нейтралью

В сетях 6–35 кВ для уменьшения тока замыкания на землю с целью уменьшения емкостных токов до значений, регламентируемых ПУЭ, применяется заземление нейтралей через дугогасящие реакторы.

В нормальном режиме работы ток через реактор практически равен нулю. При полном замыкании на землю одной фазы дугогасящий реактор оказывается под фазным напряжением, и через место замыкания на землю протекает наряду с емкостным током I_c также индуктивный ток реактора I_L (рис. 4.4). Так как индуктивный и емкостный токи отличаются по фазе на угол 180° , то в месте замыкания на землю они компенсируют друг друга. Если $I_c = I_L$ (резонанс), то через место замыкания на землю ток протекать не будет. Благодаря этому, дуга в месте повреждения не возникает и устраняются связанные с нею опасные последствия.

В сетях с резонансно-заземленной (компенсированной) нейтралью, так же как и в сетях с изолированными нейтралью, допускается временная работа с замкнутой на землю фазой.

Наличие дугогасящих реакторов особенно ценно при кратковременных замыканиях на землю, так как при этом дуга в месте замыкания гаснет, и линия не отключается.

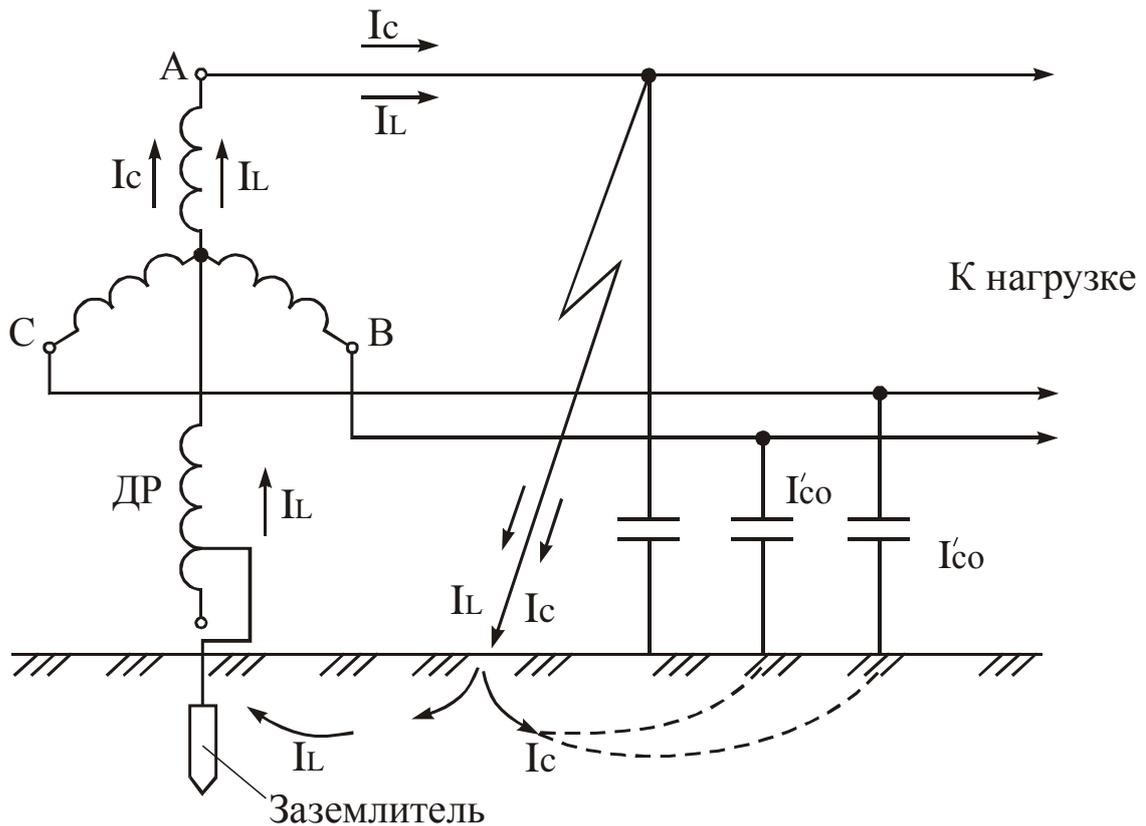


Рисунок 4.4 – Трехфазная сеть с резонансно-заземленной нейтралью

В сетях с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор, при однофазных замыканиях на землю напряжения двух неповрежденных фаз относительно земли увеличиваются в $\sqrt{3}$ раз, т.е. до междуфазного напряжения. Следовательно, по своим основным свойствам эти сети аналогичны сетям с незаземленными (изолированными) нейтралью.

Ток замыкания на землю, в общем случае при $C_\phi = C_A = C_B = C_C$, определяется

$$I_{zi}^{(1)} = \frac{\dot{E}_{\phi i}}{j \frac{1}{3\omega C_\phi (K_L - 1)}}, \quad (4.12)$$

где $i = A; B; C$;

K_L – степень компенсации емкостного тока на землю;

$$K_L = \frac{1}{3\omega^2 C_\phi L_N}. \quad (4.13)$$

В сети с изолированной нейтралью ($K_L = 0$) и при сопротивлении дуги, примерно равном нулю (металлическое замыкание)

$$\dot{I}_{zi}^{(1)} = j3\omega C_\phi E_i = \dot{I}_C = \dot{I}_z, \quad (4.14)$$

т.е. ток замыкания на землю чисто емкостный и опережает E_i на 90° .

Трехфазные сети с эффективно-заземленными нейтральями

В сетях 110 кВ и выше определяющим в выборе способа заземления нейтралей является фактор стоимости изоляции. Поэтому в них применяется эффективное заземление нейтралей (рис. 4.5), при котором во время однофазных замыканий напряжение на неповрежденных фазах относительно земли почти не изменяется от напряжения в нормальном режиме работы. Это основное достоинство такого способа заземления нейтрали.

Недостатки сетей с эффективно-заземленными нейтральями

1. При замыкании одной фазы на землю образуется короткозамкнутый контур через землю и нейтраль источника с малым сопротивлением, к которому приложена ЭДС фазы (рис. 4.5). Возникает режим КЗ, сопровождающийся протеканием больших токов. Во избежание повреждения оборудования длительное протекание больших токов недопустимо, поэтому КЗ быстро отключаются релейной защитой. Правда, значительная часть однофазных повреждений в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше относится к самоустраняющимся, т.е. исчезающим после снятия напряжения. В таких случаях эффективны устройства автоматического повторного включения (АПВ), которые, действуя после работы устройств релейной защиты, восстанавливают питание потребителей за минимальное время.

2. Значительное удорожание выполняемого в распределительных устройствах контура заземления, который должен отвести на землю большие токи КЗ и поэтому представляет собой в данном случае сложное инженерное сооружение.

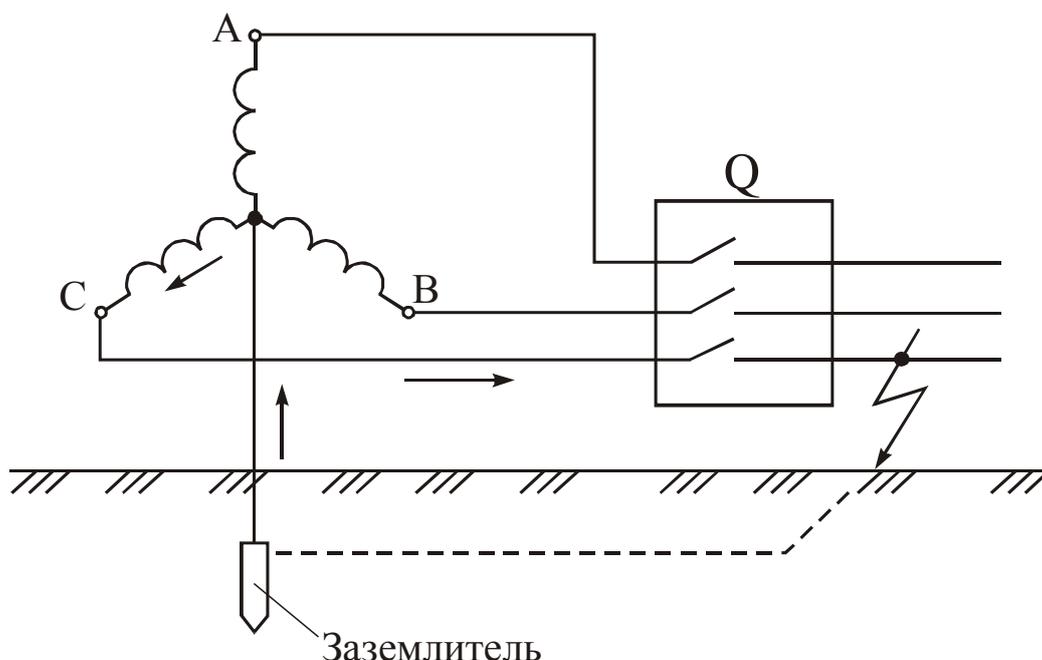


Рисунок 4.5 – Трехфазная сеть с эффективно-заземленной нейтралью

3. Значительный ток однофазного КЗ, который при большом количестве заземленных нейтралей трансформаторов, а также в сетях с автотрансформаторами может превышать токи трехфазного КЗ. Для уменьшения токов однофазного КЗ применяют частичное разземление нейтралей трансформаторов (в основном в сетях 110–220 кВ).

Сети с глухозаземленными нейтралью

Такие сети применяются на напряжение до 1 кВ для одновременного питания трехфазных и однофазных нагрузок, включаемых на фазные напряжения (рис. 4.6). В них нейтраль трансформатора или генератора присоединяется к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление (например, через трансформатор тока). Для фиксации фазного напряжения, при наличии однофазных нагрузок, применяют нулевой проводник, связанный с нейтралью трансформатора (генератора). Этот проводник служит для выполнения также и функции зануления, т.е. к нему преднамеренно присоединяют металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением. При наличии зануления пробой

изоляции на корпус вызовет однофазное КЗ и срабатывание защиты с отключением установки от сети. При отсутствии зануления корпуса (второй двигатель на рис. 4.6) повреждение изоляции вызовет опасный потенциал на корпусе. Целость нулевого проводника нужно контролировать, так как его случайный разрыв может вызвать перекос напряжений по фазам (снижение его на загруженных фазах и повышение на незагруженных). Может быть принято при необходимости раздельное выполнение нулевого защитного и нулевого рабочего проводников.

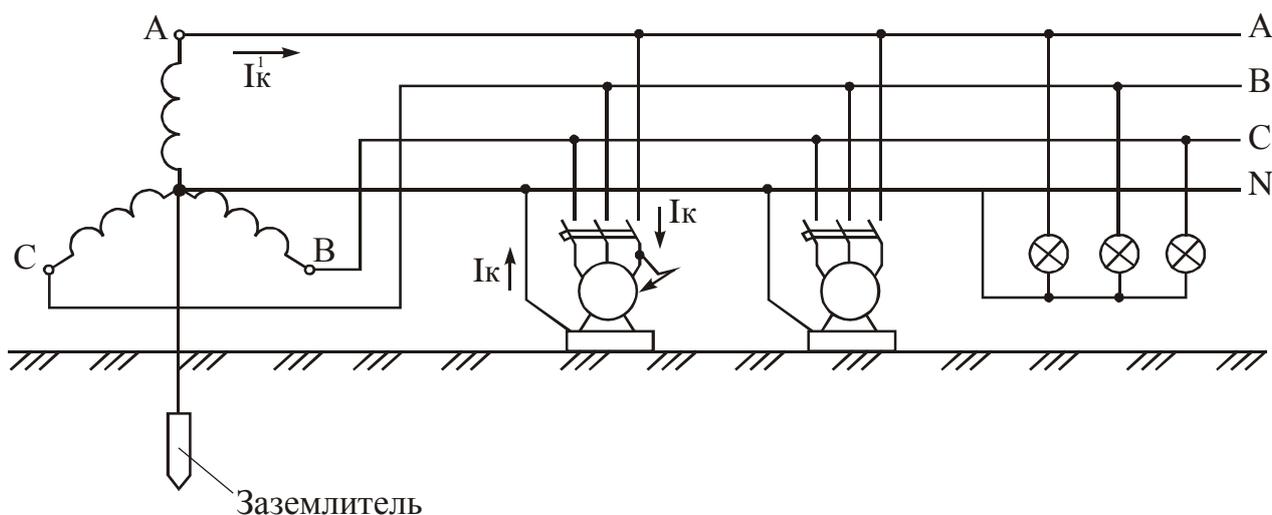


Рисунок 4.6 – Трехфазная сеть с глухозаземленной нейтралью

Указания к выполнению работы

Экспериментальная часть работы производится на модели трехфазной системы (рис. 4.7). Напряжение питания стенда 220 В при частоте 50 Гц, напряжение на модели 100 В. Емкости C_A , C_B , C_C , представляющие собой емкости проводов линии электропередачи, подключают к соответствующим фазам и изменяют в диапазоне 0,5–7,5 мкФ. Для компенсации емкостного тока предусмотрена катушка, которую включают между нейтралью трансформатора TV и землей. Катушка имеет отпайки, выведенные на клеммную колодку, позволяющие менять индуктивность от 0,34 до 5,4 мГн, согласно таблице 4.4. Для выполнения необходимых измерений на стенде установлены вольтметры и амперметры.

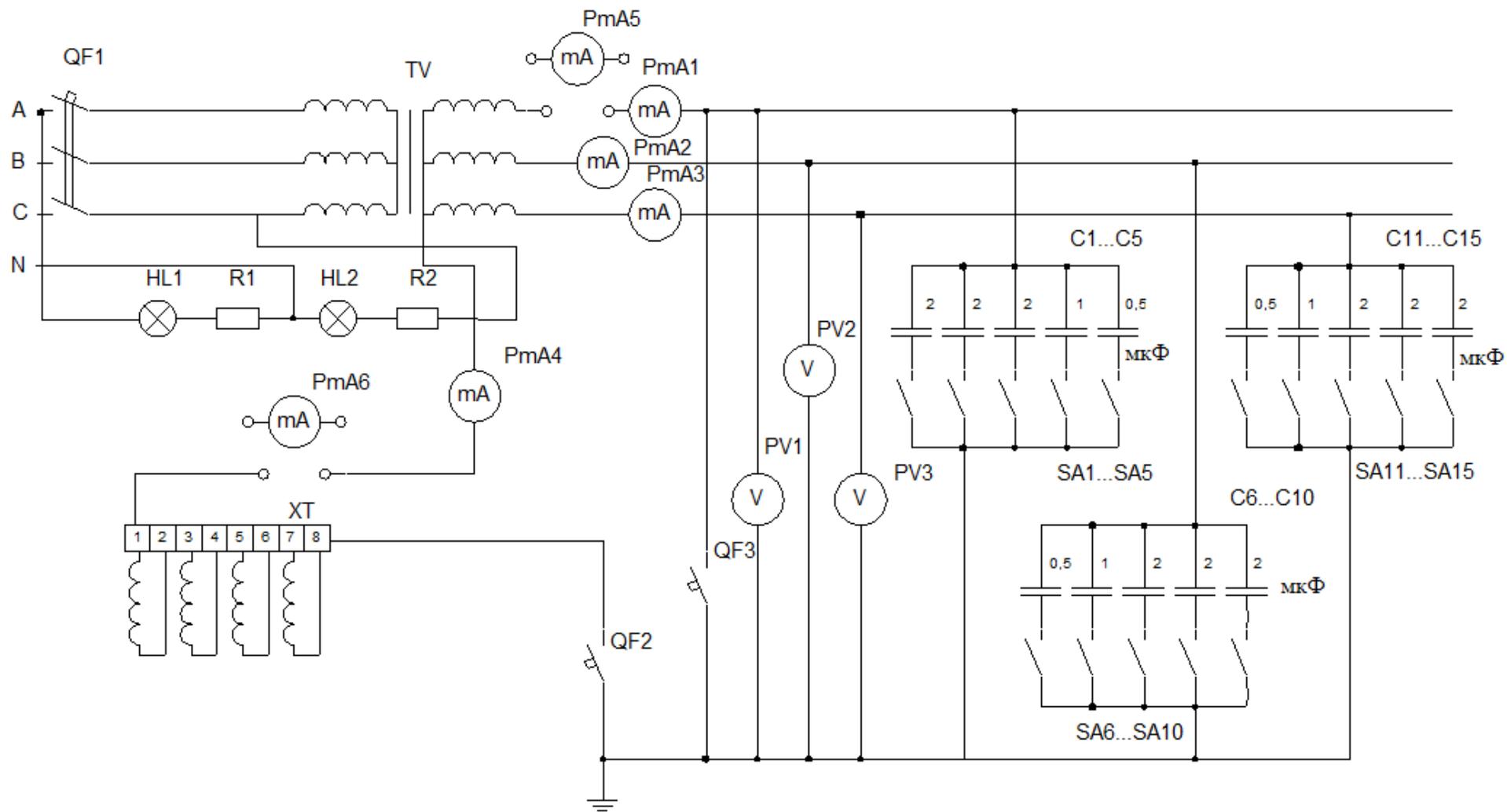


Рисунок 4.7 – Принципиальная схема лабораторной установки

Включение и отключение наборных емкостей С1–С15 и подключение переносных миллиамперметров ртА1 и ртА5, во избежание подгорания контактов, производить только при снятом напряжении со стенда.

1. Собрать схему сети с изолированной нейтралью в соответствии с рисунком 4.7. Автоматический выключатель нейтрали QF2 установить в положение «отключено».

2. Измерить токи и напряжения фаз в нормальном (симметричном) режиме трехфазной модели при емкостях $C_A=C_B=C_C=0,5-7,5$ мкФ. Результаты измерений занести в таблицу 4.6.

3. Включением автоматического выключателя QF3 смоделировать замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью фазы «А» при симметричных емкостях фаз сети, указанных преподавателем. Переключения QF3 выполнять при отключенном питании стенда. Результаты измерений занести в таблицу 4.7.

4. Рассчитать токи однофазного замыкания в сети с изолированной нейтралью при заданных значениях фазных емкостей и сравнить с данными измерений. По результатам опыта построить векторную диаграмму токов и напряжений при замыкании на землю фазы «А».

5. При симметричных емкостях фаз сети ($C_A = C_B = C_C$) включить в нейтраль трансформатора «дугогасящий реактор», создать аварийный режим замыкания фазы А на землю включением автоматического выключателя QF3 и измерить ток замыкания на землю и ток в нейтрали при различных значениях ее индуктивности.

Данные измерений занести в таблицу 4.8. По результатам измерений построить зависимость $I_3 = f(K_L)$

Таблица 4.7 – Данные измерений и расчетов при замыкании в сети с изолированной нейтралью

Но- мер п/п	C_A , мкФ	C_B , мкФ	C_C , мкФ	U_A , В	U_B , В	U_C , В	I_3 , мА	
							Изме- рение	Расчет

Таблица 4.8 – Данные измерений и расчетов при замыкании в сети с компенсированной нейтралью

C_Φ , мкФ	L_N , мГн								
	I_N , мА								
	I_3 , мА								
	K_L								

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

1. Цель работы.
2. Схемы сетей с различным режимом работы нейтрали.
3. Схему лабораторного стенда.
4. Таблицы с результатами измерений.
5. Векторные диаграммы токов и напряжений.
6. Зависимость $I_3 = f(K_L)$.
7. Выводы.

Контрольные вопросы

1. Что такое нейтраль электроустановки?
2. Преимущества и недостатки применяемых в настоящее время режимов работы нейтралей электрических сетей.
3. Область применения различных режимов работы нейтралей.
4. Как влияет дугогасительный реактор на величину тока замыкания на землю?
5. Что такое недокомпенсация, точная настройка, перекомпенсация?

Тесты для самопроверки к главе 4

1. Преимуществом сетей с глухим заземлением нейтрали является:

- 1) малые токи однофазного короткого замыкания;
- 2) отсутствие повышения напряжения в неповрежденных фазах при однофазном коротком замыкании;
- 3) возможность работы сети с замкнутой на землю фазой;
- 4) через место повреждения протекают емкостные токи нормального режима работы сети.

2. Преимуществом сетей с изолированными нейтралью является:

- 1) малые токи однофазного замыкания на землю;
- 2) отсутствие повышения напряжения в неповрежденных фазах при однофазном замыкании;
- 3) возможность работы сети с замкнутой на землю фазой;
- 4) через место повреждения протекают емкостные токи нормального режима работы сети.

3. Ударный ток короткого замыкания – это:

- 1) мгновенное значение периодической составляющей тока короткого замыкания;
- 2) максимальное мгновенное значение полного тока короткого замыкания.
- 3) затухающий периодический ток;
- 4) периодическая составляющая тока короткого замыкания;
- 5) действующее значение периодического тока короткого замыкания.

4. В индуктивной цепи ударный ток короткого замыкания наступает через (с):

- 1) 1;
- 2) 0,1;
- 3) 2;
- 4) 0,01;
- 5) 0,02.

5. В формуле определения однофазного тока короткого замыкания

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_T}{3} + Z_\Pi}.$$

Z_Π – это:

- 1) полное сопротивление цепи;
- 2) приведённое сопротивление сети к базисному напряжению;
- 3) сопротивление петли «фаза – ноль»;
- 4) погонное сопротивление провода ВЛ;
- 5) постоянная составляющая сопротивления участка цепи от шин ТП до точки КЗ.

6. При замыкании на землю какой-либо из фаз трёхфазной сети с изолированной нейтралью напряжения двух неповреждённых фаз:

- 1) уменьшаются в $\sqrt{3}$;
- 2) увеличиваются в $\sqrt{3}$;
- 3) уменьшаются в $\sqrt{2}$;
- 4) увеличиваются в $\sqrt{2}$.
- 5) остаются без изменения.

7. Ударный коэффициент K_u зависит от постоянной времени T_a короткозамкнутой цепи следующим образом:

- 1) $K_u = 1 + e^{-0,01/T_a}$;
- 2) $K_u = 1 + e^{-10/T_a}$;
- 3) $K_u = 1 + e^{-1/T_a}$;
- 4) $K_u = 1 + e^{-0,05 T_a}$.

8. Для проверки высоковольтных аппаратов подстанций на термическую и динамическую устойчивость необходимо знать:

- 1) наименьшее возможное значение тока КЗ;
- 2) наибольшее возможное значение тока КЗ;
- 3) усредненное значение тока трехфазного КЗ;
- 4) усредненное значение тока двухфазного КЗ;
- 5) усредненное значение тока однофазного КЗ.

9. Преимущества сетей с нейтралью, заземленной через катушку индуктивности (компенсированные сети), состоят в том, что при замыкании фазы на землю:

- 1) треугольник линейных напряжений не искажается;
- 2) через место повреждения текут небольшие токи;
- 3) уменьшается вероятность возникновения перемежающихся дуг;
- 4) в неповрежденных фазах напряжения не изменяются.

10. Данные, необходимые для расчета активного сопротивления линии в относительных единицах при базисных условиях (S_6, U_6):

- 1) $P_{л.}$;
- 2) $r_{0л.}$;
- 3) $U_{н.}$;
- 4) $l_{л.}$;
- 5) $\cos\varphi$.

11. Значение сопротивления трансформатора в относительных единицах при базисных условиях $S_6 = 100$ МВА

$$U_6 = U_{\text{ср ном}} \cdot S_{\text{нт}} = 100 \text{ кВА} : U_{\text{к}} = 4,5 \%$$

- 1) 0,3;
- 2) 45;
- 3) 4,5;
- 4) 0,67.

12. Ток однофазного замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью:

- 1) в 3 раза больше, чем емкостный ток фазы в нормальном режиме;
- 2) равен току предшествующего режима;
- 3) больше тока трехфазного короткого замыкания в $\sqrt{3}$ раз;
- 4) в 2 раза меньше емкостного тока фазы нормального режима.

13. При замыкании на землю в сети с компенсированной нейтралью напряжение неповрежденных фаз относительно земли:

- 1) увеличивается в $\sqrt{3}$ раз по сравнению с нормальным режимом;
- 2) уменьшается в $\sqrt{3}$ раз по сравнению с нормальным режимом;
- 3) остается неизменным;
- 4) зависит от номинального напряжения сети.

14. Допустимая длительность работы сети с изолированной нейтралью при замыкании фазы на землю:

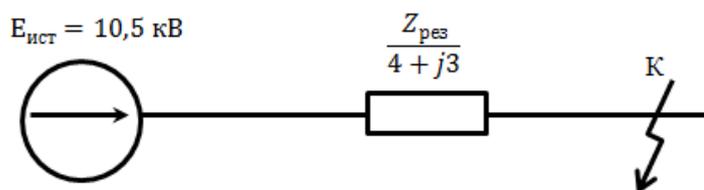
- 1) не должна превышать 2 ч;
- 2) такой режим недопустим;
- 3) только на время производства переключений;
- 4) не ограничивается.

15. Для проверки устройств релейной защиты на чувствительность срабатывания необходимо знать:

- 1) наименьшее возможное значение тока КЗ;
- 2) наибольшее возможное значение тока КЗ;
- 3) усредненное значение тока трехфазного КЗ;
- 4) усредненное значение тока двухфазного КЗ.

16. Ток трехфазного короткого замыкания для условий, приведенных на рисунке, равен:

- 1) 2 кА;
- 2) 1,2 кА;
- 3) 3,45 кА;
- 4) 3 кА.



17. Для определения сопротивления петли «фаза-ноль» проводов СИП необходимы данные:

- 1) сопротивление постоянному току фазного провода (Ом/км);

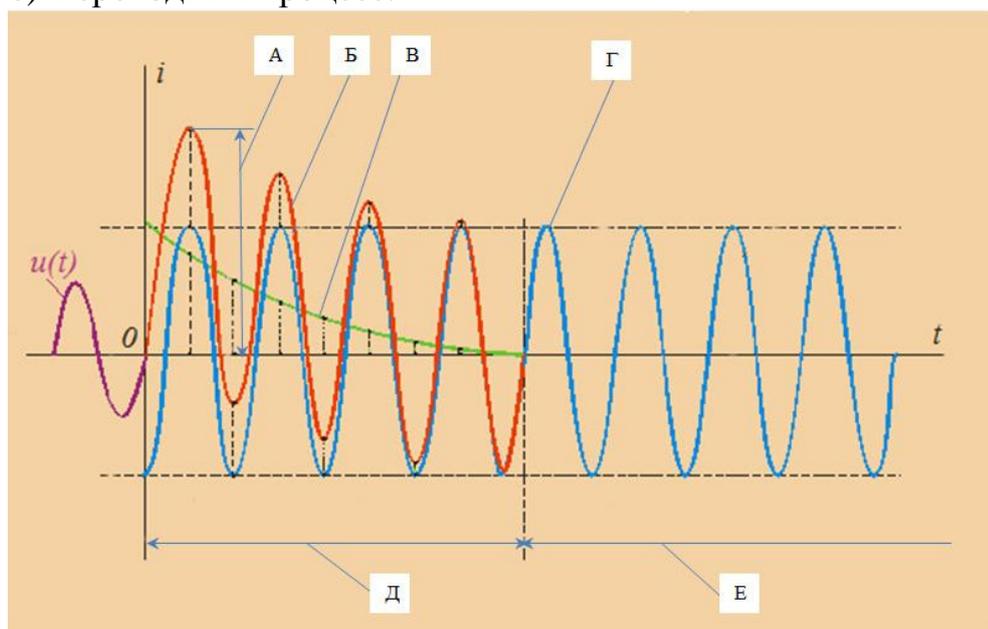
- 2) сопротивление постоянному току нулевого провода (Ом/км);
- 3) мощность, передаваемая по проводу (кВА);
- 4) напряжение источника (кВ);
- 5) индуктивное сопротивление нулевого провода (Ом/км);
- 6) индуктивное сопротивление фазного провода (Ом/км);
- 7) длина провода (км).

18. Токи короткого замыкания рассчитываются методами:

- 1) разворачивания сети;
- 2) составления матрицы напряжений;
- 3) именованных единиц;
- 4) относительных единиц.

19. Соответствие режимных параметров цепи к позициям на рисунке:

- 1) периодическая составляющая тока КЗ;
- 2) апериодическая составляющая тока КЗ;
- 3) полный ток КЗ;
- 4) ударный ток КЗ;
- 5) установившийся режим;
- 6) переходный процесс.



20. Последовательность переходного процесса в цепи, питаемой от шин бесконечной мощности:

- 1) с течением времени апериодическая слагающая тока затухает;
- 2) сопротивление короткозамкнутой цепи уменьшается;
- 3) наступает режим установившегося КЗ;
- 4) возрастает периодическая слагающая тока, возникает апериодическая слагающая тока;
- 5) возникает КЗ.

21. Установите соответствие вида короткого замыкания вероятности его возникновения:

Вид КЗ	Вероятность возникновения, %
1) однофазное;	а) 5;
2) двухфазное;	б) 10;
3) двухфазное на землю;	в) 65;
4) трехфазное	г) 20;
	д) 35

22. Установите соответствие формул при расчете токов КЗ методом:

1) относительных единиц;	а) $I_{кзб} = \frac{U_б}{\sqrt{3} \cdot Z_{рез}}$;
2) именованных единиц	б) $I_{кз} = \frac{1}{Z_{рез}} \cdot I_б$;
	в) $I_{кз} = \frac{I_б}{Z_{рез}} \cdot U_б$

23. Установите последовательность:

Порядок расчета тока короткого замыкания:

- 1) составляется электрическая схема замещения;
- 2) составляется расчетная схема;
- 3) определяются параметры схемы замещения;
- 4) схема замещения методом преобразования приводится к схеме, в которой точка КЗ связана с источником одним результирующим сопротивлением;
- 5) по закону Ома определяется ток короткого замыкания.

24. Дополните:

Электрической схемой замещения называется схема, соответствующая по своим параметрам расчетной схеме, но в которой все _____ связи заменены электрическими.

25. Дополните:

Короткое замыкание в электроустановке, при котором одна из ее фаз находится в условиях, отличных от условий других фаз, называется _____ коротким замыканием.

26. Дополните:

При симметричном коротком замыкании все три фазы оказываются в _____ условиях

27. Дополните:

Величина тока однофазного замыкания на землю зависит от режима работы _____ электрической сети.

28. Дополните:

Источником бесконечной мощности называется такой источник, на зажимах которого в нормальном режиме и при КЗ сохраняется симметричная и неизменная по величине трехфазная система _____ .

29. Дополните:

Вынужденная составляющая тока КЗ имеет _____ характер с частотой, равной частоте напряжения источника.

30. Дополните:

Свободная составляющая тока КЗ имеет _____ характер изменения.

5 ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ И ЗАЩИТА ОТ НИХ

Под перенапряжениями понимаются опасные для изоляции электроустановок повышения напряжения. Перенапряжения, возникающие в электроустановках, можно разделить на два класса.

Внутренние, или коммутационные, перенапряжения, связанные с нормальным режимом работы электроустановки. Коммутационные перенапряжения возникают при коммутациях цепей в нормальных эксплуатационных условиях, а также при ликвидации аварийных режимов и повреждений в электрической системе.

Внешние, или атмосферные, перенапряжения, связанные с воздействием на электроустановку молнии или наведенных ею волн перенапряжений.

Грозовые перенапряжения возникают при прямом ударе молнии в электроустановку (перенапряжения прямого попадания), а также при ударе молнии в землю или в предметы и объекты, находящиеся вблизи электроустановки (индуктированные перенапряжения).

Надежная работа электроустановок обеспечивается только, если прочность их изоляции превышает возможные максимальные уровни напряжений на изоляции в длительных рабочих режимах и при перенапряжениях. Прочность изоляции характеризуется величинами пробивного напряжения при воздействии на изоляцию напряжений промышленной частоты и импульсных напряжений.

Уровень внутренних перенапряжений может быть снижен путем надлежащего выбора режима заземления нейтралей, применением в выключателях сопротивлений, шунтирующих контактов. Для сельских электрических сетей напряжением до 110 кВ при правильно выбранной изоляции электроустановок коммутационные перенапряжения не представляют существенной опасности.

От грозových перенапряжений, а также от маловероятных, максимально возможных внутренних перенапряжений все электроустановки должны иметь специальную защиту.

Лабораторная работа № 5.1

Изучение устройства защитных искровых промежутков, разрядников и ОПН

Ц е л ь р а б о т ы: изучить конструкции, принцип действия и назначение искровых промежутков, разрядников и нелинейных ограничителей перенапряжений.

Общие сведения

Защитные искровые промежутки, трубчатые и вентильные разрядники и нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) предназначены для защиты электроустановок от перенапряжений. Принцип действия их состоит в том, что они предотвращают появление на электроустановке импульсов перенапряжений, опасных для ее изоляции, не препятствуют работе электроустановки при рабочем напряжении.

Простейшим защитным устройством является **искровой промежуток**, включенный параллельно изоляционной конструкции. Для предупреждения пробоя изоляции вольт-секундная характеристика защитного искрового промежутка должна лежать ниже вольт-секундной характеристики защищаемой изоляции.

Конструктивно защитные промежутки выполняются в виде строжневых электродов (рогов). Один из электродов промежутка присоединяют к фазному проводу, а другой заземляют. При набегании импульса напряжения происходит пробой защитного промежутка. Вслед за импульсным током через защитный промежуток по ионизированному пути течет ток, обусловленный напряжением промышленной частоты, – *сопровождающий* ток. При работе электроустановки в сети с заземленной нейтралью, или если пробой промежутка произошел в двух или трех фазах, дуга сопровождающего тока может не погаснуть и пробой переходит в устойчивое короткое замыкание. Поэтому для повышения надежности электроснабжения защитные искровые промежутки применяют в сочетании с автоматическим повторным включением (АПВ) линий.

В установках до 35 кВ защитные промежутки имеют небольшую длину для избежания случайного их замыкания, например птицами в заземляющих спусках защитных промежутков создаются дополнительные искровые промежутки.

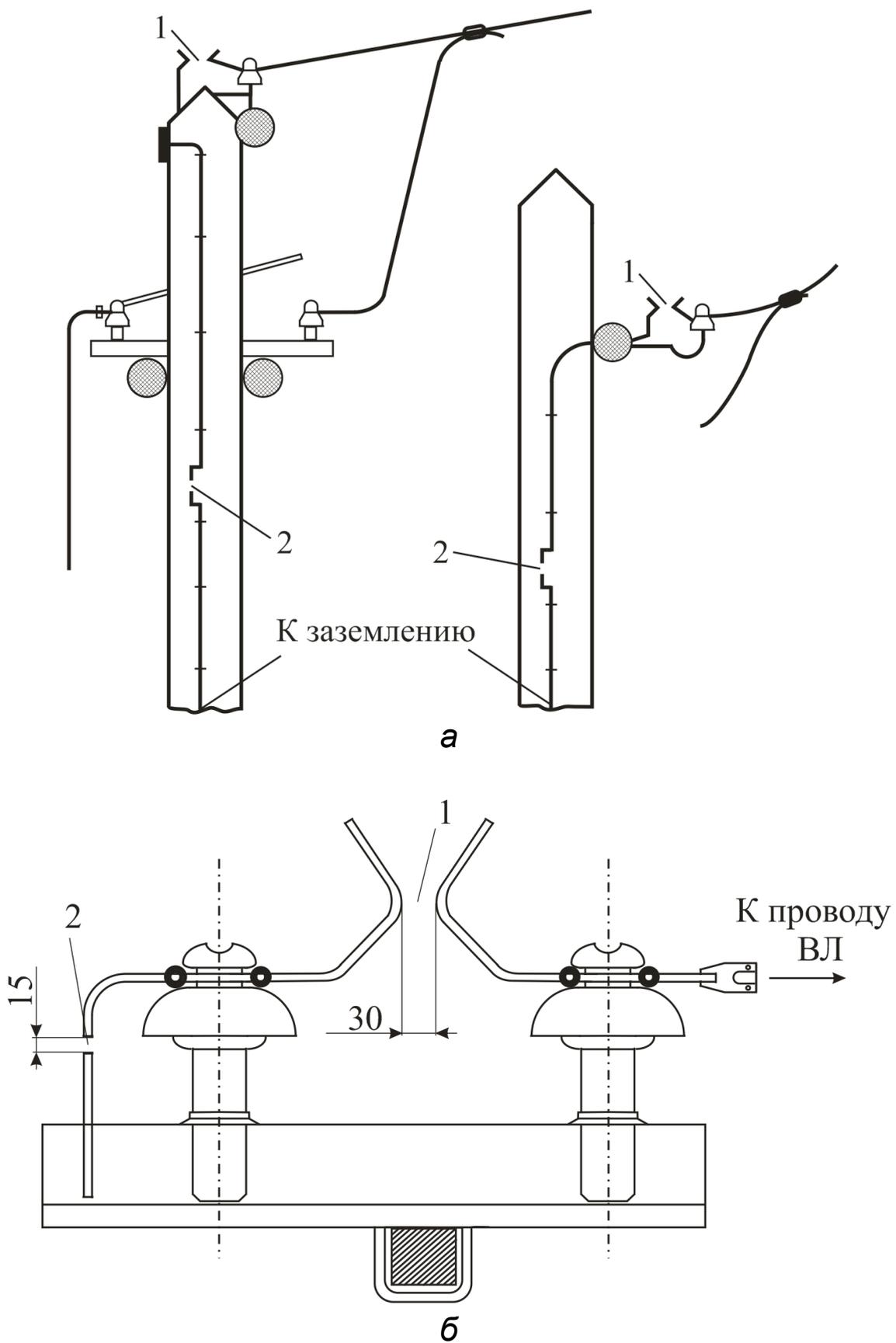


Рисунок 5.1 – Установка роговых искровых промежутков:
 а – на штыках и крюках опор воздушных линий;
 б – на траверсах железобетонных и деревянных опор;
 1 – основной искровой промежуток; 2 – дополнительный

На рисунке 5.1, а показана установка рогообразных искровых промежутков на опорах воздушных линий напряжением 10 кВ. Основной промежуток 1 имеет расстояние 30–60 мм, а дополнительный промежуток 2 выполнен на спуске 10–15 мм. Искровой промежуток, показанный на рисунке 5.1,б, устанавливается на траверсе железобетонных и одностоечных деревянных опор воздушных линий, а также на подстанциях. Он монтируется на шейках штыревых опорных изоляторов.

Защитный промежуток не обеспечивает надежную работу грозозащиты, так как он не гасит электрической дуги сопровождающего тока. Защитные аппараты, обеспечивающие не только защиту изоляции от перенапряжений, но и гашение дуги сопровождающего тока в течение времени, меньшего, чем время действия релейной защиты, получили название защитных разрядников. Имеются два различных способа гашения дуги: в трубчатых разрядниках гашение происходит в результате интенсивного продольного дутья, в вентильных разрядниках – благодаря снижению значения сопровождающего тока с помощью сопротивления, включенного последовательно с искровым промежутком.

Основу трубчатого разрядника составляет трубка из газогенерирующего материала 1 (рис. 5.2). Один конец трубки закрывается металлической крышкой, на которой укреплен внутренний электрод 2. На открытом конце трубки расположен другой электрод в виде кольца 3. Промежуток ИП1 между стержневым и кольцевым электродами называется внутренним или дугогасящим промежутком. Трубка отделяется от провода фазы внешним искровым промежутком ИП2, иначе газогенерирующий материал трубки постоянно разлагался бы под действием токов утечки.

При пробое наружного и внутреннего промежутков трубчатого разрядника фазный провод соединяется через разрядник с заземлением, и таким образом волна перенапряжения отводится в землю. Электрическая дуга сопровождающего тока разлагает стенки трубки, обеспечивая интенсивное газообразование, создающее в трубке высокое давление. Под действием этого давления горячие газы устремляются к выхлопному отверстию, создают продольное дутье, в результате чего дуга гасится при первом же прохождении тока через нулевое значение. Срабатывание разрядника сопровождается выхлопом раскаленных газов и звуком, напоминающим выстрел.

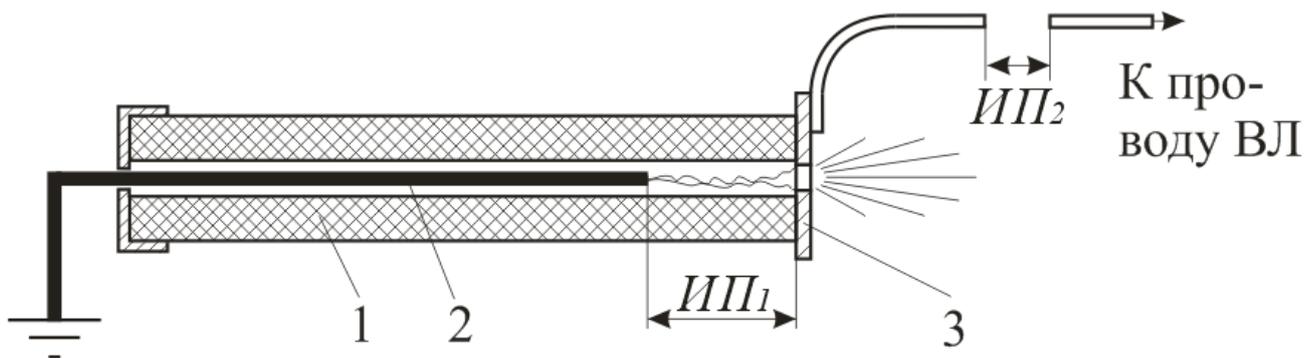


Рисунок 5.2 – Устройство трубчатого разрядника

В качестве газогенерирующего материала в трубчатых разрядниках используют фибробакелит или винипласт.

В зависимости от этого выпускают разрядники серии РТФ или РТВ. В маркировке трубчатых разрядников указывают номинальные напряжения и пределы отключаемых токов. Например, марка РТВ 10/0,5-4 означает: разрядник трубчатый винипластовый на напряжение 10 кВ с пределами отключаемых токов 0,5–4 кА.

Так как работа трубчатых разрядников сопровождается выхлопом сильно ионизированных газов, расположение их на опоре должно быть таким, чтобы выхлопные газы не вызывали междуфазных перекрытий или перекрытий на землю. Для этого в зону выхлопа не должны попадать токоведущие части других фаз.

Наличие зоны выхлопа не позволяет использовать трубчатые разрядники для защиты оборудования на подстанциях. Основное их применение – это защита линейных подходов к подстанциям, электрооборудования маломощных подстанций 6–10 кВ и участков пересечения линий разного номинального напряжения.

При изучении конструкции фибровых разрядников следует обратить внимание на выполнение трубки разрядника. Для создания необходимой механической прочности дугогасительной трубки сверху ее обматывают слоем бакелизированной бумаги и затем подвергают термической обработке.

Разрядники сверху покрывают слоем изолирующего лака, чтобы увеличить электрическую прочность по поверхности трубки. Трубки винипластовых разрядников сверху не обрабатывают.

Вентильные разрядники до недавнего времени являлись основным средством защиты от перенапряжений станций и подстанций. Основными элементами вентильных разрядников являются многократные искровые промежутки и номинальные рабочие сопротивления, выполненные в виде дисков или столбиков из вилита. Основу вилита составляют зерна карборунда SiC. На поверхности карборунда имеется запорный слой толщиной порядка 100 мкм из окиси кремния SiO₂, сопротивление которого нелинейно зависит от напряженности электрического поля. При малых напряженностях поля (при небольших напряжениях на резисторе) удельное сопротивление слоя составляет 10⁴–10⁶ Ом·м, и практически все напряжение ложится на него, так как удельное сопротивление самого карборунда значительно меньше – около 10⁻² Ом·м. При повышении напряженности поля сопротивление запорного слоя резко падает и значение сопротивления нелинейного резистора начинает определяться собственно карборундом. Поэтому вилит обладает свойством резко менять свое сопротивление в зависимости от напряжения, обеспечивая пропускание очень больших токов при высоких напряжениях и очень малых при пониженном, это свойство материала называют вентильным. Отсюда и название аппарата: вентильный разрядник.

Волна перенапряжения в вентильных разрядниках гасится совместным действием искровых промежутков и вилитовых дисков: искровые промежутки пробиваются, сопротивление дисков уменьшается, и ток разряда отводится в землю.

Наибольшее напряжение промышленной частоты на разряднике, при котором надежно обрывается сопровождающий ток, называется *напряжением гашения*.

Комплект искровых промежутков и вилитовых дисков помещается в герметизированный фарфоровый чехол. Герметизация необходима для предохранения вилита от действия влаги и для обеспечения стабильности разрядных характеристик искровых промежутков.

Наша промышленность выпускает вентильные разрядники следующих типов: РВС – стационарные, РВМ – для защиты вращающихся машин, РВМГ – с магнитным гашением дуги, РВО – облегченной конструкции, РС – для защиты электроустановок сельскохозяйственного назначения.

Для сельских станций и подстанций применяют разрядники типов РВО на токи до 10 А и РС на токи до 30 А, РН – низкого напряжения для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования напряжением 0,4 кВ.

Основной недостаток вентильных разрядников связан с тем, что резисторы на основе карборунда обладают сравнительно невысокой нелинейностью.

Разрядники в качестве средств защиты от перенапряжений на вновь проектируемых подстанциях 110 кВ и выше, согласно [25], не применяются.

Выпускаемые в настоящее время нашей промышленностью и за рубежом резисторы на основе окиси цинка обладают значительно большей нелинейностью, чем резисторы на основе карборунда. Это позволило создать новый тип защитного аппарата – **нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН)**. Преимуществами ОПН являются возможность глубокого ограничения перенапряжений, в том числе междуфазных; малые габариты, позволяющие использовать их в качестве опорных изоляционных колонн.

Ограничители комплектуются в виде параллельно соединенных колонок из дисков. Торцы дисков металлизированы и обеспечивают контакт между дисками. В соответствии с пропускной способностью число параллельных колонок резисторов в ОПН варьируется в зависимости от напряжения. Под рабочим напряжением через ОПН протекает ток величиной доли миллиампер, ток носит емкостный характер. Повышение напряжения при появлении импульса перенапряжения вызывает снижения активного сопротивления резисторов ОПН. Ток через ОПН возрастает до сотен ампер при появлении коммутационных перенапряжений и до нескольких килоампер при воздействии грозовых перенапряжений. После прохождения волны перенапряжения к ОПН вновь прикладывается рабочее напряжение, и он переходит в непроводящее состояние. Полупроводниковый характер проводимости ОПН обеспечивает практически мгновенный (<1нс) переход из «закрытого» состояния в «открытое», что выгодно отличает их от вентильных разрядников с искровым промежутком, обладающих временем действия до нескольких микросекунд. Коэффициент нелинейности резисторов ОПН в области ограничения коммутационных перенапряжений имеет

значение 0,03–0,05. При ограничении грозových перенапряжений коэффициент нелинейности возрастает до 0,07–0,1. Такая высокая нелинейность позволяет исключить искровой промежуток и подключать резистор ОПН непосредственно к сети. Однако при постоянном подключении ОПН под напряжение возникает необходимость в обеспечении тепловой устойчивости его резистора при рабочих напряжениях, при сравнительно длительных повышениях напряжения частотой 50 Гц и при установившихся перенапряжениях.

Применительно к ОПН отсутствует понятие напряжения гашения. Однако длительное воздействие резонансных перенапряжений, связанных с прохождением через ОПН больших токов, может нарушить тепловую устойчивость аппарата и привести к аварии. В связи с этим для ОПН установлены допустимые длительности приложения повышенных напряжений, которые должны быть скоординированы с действием релейных защит.

Применение ОПН позволяет глубоко ограничивать также и междофазные перенапряжения. В настоящее время нашей промышленностью выпускаются ОПН практически на все классы напряжения, начиная с напряжения 0,5 кВ, для установки со стороны обмотки низкого напряжения на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ.

У ОПН нормируются следующие параметры:

1. Длительно допустимое наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{длит}}$, которое неограниченно долго может быть приложено между выводами ОПН. Ток, протекающий через ОПН при воздействии этого напряжения, не более 1 мА.

2. Наибольшее допустимое напряжение $U_{\text{доп.наиб}}$ промышленной частоты, которое ОПН должен выдержать в течение определенного времени. По стандарту МЭК ОПН должен выдерживать это напряжение в течение 10 с после предварительного нагрева до 60 °С и воздействия энергетическим импульсом, соответствующим удельной энергоемкости данного типа ограничителя.

3. Временно допустимое повышение напряжения $U_{\text{т}}$ промышленной частоты. Значение этого напряжения зависит от времени воздействия и, как правило, приводится в паспортных данных ОПН.

4. Энергоемкость ОПН – его способность поглощать энергию нормированных коммутационных перенапряжений, которая характеризуется удельной энергоемкостью.

Для нормальной работы ОПН необходимо, чтобы описанные выше параметры соответствовали параметрам сети, в которой предполагается его установка.

Таблица 5.1 – Электрические параметры ОПН (ОПН/TEL)

Параметр	Тип ОПН			
	ОПН-6	ОПН-10	ОПН-35	ОПН-110
Класс напряжения сети, кВ	6	10	35	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	6,0–6,9	10,5–12,0	40,5	73,0–84,0
Пропускная способность, не менее, А	250		550	

Указания к выполнению работы

1. Записать технические данные выключателя, помещенные на табличке.

2. Разобрать устройство и конструкцию искровых промежутков, выполненных в виде рогов. Ознакомиться с правилами их установки на опорах воздушных линий.

3. Разобрать конструкцию трубчатых разрядников на 10 кВ типов РТФ и РТВ. Ознакомиться с правилами подключения разрядников.

4. Рассмотреть конструкцию вентильного разрядника. Ознакомиться с принципом его работы и способом установки.

5. Рассмотреть конструкцию ОПН. Ознакомиться с принципом его работы и способом установки.

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

1. Цель работы.

2. Схему включения искрового промежутка.

3. Эскиз трубчатого разрядника.

4. Эскиз единичного искрового промежутка, вентильного разрядника.

5. Паспортные данные всех разрядников и ОПН, установленных в лаборатории.

Контрольные вопросы

1. Каково назначение разрядников и защитных искровых промежутков?

2. Какой ток называется сопровождающим током?

3. Чем определяются защитные свойства защитных искровых промежутков и разрядников?

4. Каков принцип гашения дуги в трубчатых разрядниках?

5. Для чего необходим внешний искровой промежуток при установке трубчатых разрядников?

6. Принцип работы и устройства вентильных разрядников.

7. Какие марки разрядников применяются для защиты сельских электроустановок?

8. Каково назначение нелинейного сопротивления в вентильном разряднике?

9. Разрешается ли располагать в зоне выхлопа трубчатых разрядников какие-либо элементы электроустановок?

10. Каково основное преимущество ОПН перед вентильными разрядниками?

11. Почему при реконструкции и проектировании новых подстанций вентильные разрядники необходимо заменять ОПН?

Тесты для самопроверки к главе 5

1. Перенапряжения, возникающие в электроустановках делятся:

- 1) на внутренние;
- 2) внешние;
- 3) атмосферные;
- 4) коммутационные;
- 5) электрические;
- 6) механические;
- 7) токовые.

2. Дополните:

Внутренние перенапряжения – это перенапряжения, вызываемые процессами _____ .

3. Дополните:

Внешние перенапряжения – это перенапряжения, вызываемые явлениями возникновения _____ .

4. Защита электроустановок от наведенных волн перенапряжений осуществляется:

- 1) тросовыми молниеотводами;
- 2) стержневыми молниеотводами;
- 3) трубчатыми разрядниками;
- 4) вентильными разрядниками;
- 5) ОПН.

5. Молниеотвод состоит:

- 1) из молниеприемника;
- 2) токоотвода;
- 3) заземлителя;
- 4) изолирующей штанги;
- 5) приводного механизма.

6. Дополните:

Вслед за импульсным током через защитный промежуток по ионизированному пути устремляется _____ ток.

7. В трубчатых разрядниках гашение дуги происходит в результате:

- 1) включения активного сопротивления;
- 2) интенсивного продольного дутья газами;
- 3) разложения масла и образования газового пузыря в зоне горения дуги;
- 4) включения индуктивного сопротивления.

8. В вентильных разрядниках гашение дуги происходит в результате:

- 1) снижения значения сопровождающего тока с помощью сопротивления, включенного последовательно с искровым промежутком;
- 2) воздушного дутья в область горения дуги;
- 3) разложения масла;
- 4) горения дуги в вакууме.

9. Дополните:

Свойство материала резко менять свое сопротивление в зависимости от величины приложенного напряжения, обеспечивая пропускание очень больших токов при высоких напряжениях и весьма малых при пониженных, называется _____ .

10. Длина внешнего искрового промежутка трубчатого разрядника выбирается:

- 1) по условиям защиты изоляции и может регулироваться в определенных пределах;
- 2) по условиям защиты изоляции и регулированию не подлежит;
- 3) по марке разрядника;
- 4) по отключающей способности разрядника.

11. Длина внутреннего искрового промежутка трубчатого разрядника устанавливается в соответствии с дугогасящими свойствами разрядника:

- 1) регулированию не подлежит;
- 2) регулируется в зависимости от протекающего через разрядник тока;
- 3) регулируется в зависимости от номинального напряжения сети;
- 4) зависит от завода-изготовителя.

12. ОПН отличаются от вентильных разрядников:

- 1) отсутствием искровых промежутков;
- 2) большей нелинейностью характеристики резистора;
- 3) наличием дугогасительной камеры;
- 4) отсутствием заземления.

13. Разрядники защищают электроустановки от перенапряжений:

- 1) коммутационных (внутренних);
- 2) атмосферных (внешних);
- 3) механических (внутренних и внешних);
- 4) дуговых.

14. Гашение дуги в трубчатых разрядниках осуществляется за счет:

- 1) деления дуги на ряд коротких дуг;
- 2) затягивания дуги в узкую щель;
- 3) масла;
- 4) газогенерирования;
- 5) магнитного поля.

15. Защита электрооборудования подстанций от прямых ударов молнии осуществляется:

- 1) трубчатым разрядником;
- 2) молниеотводом;
- 3) громоотводом;
- 4) вентильным разрядником;
- 5) искровыми промежутками.

16. Расшифруйте аббревиатуру ОПН:

- 1) однофазный потребитель наружный;
- 2) определитель полярности напряжения;
- 3) ограничитель постоянного напряжения;
- 4) ограничитель перенапряжения нелинейный;
- 5) определитель перенапряжения наружный.

17. Искровые (защитные) промежутки применяются:

- 1) для защиты электрооборудования при перегреве токами нагрузки;
- 2) защиты электрооборудования при коротких замыканиях;
- 3) защиты электрооборудования при перенапряжениях;
- 4) защиты электрооборудования при пожаре;
- 5) для работы электрооборудования в нормальном режиме.

18. Основным элементом вентильного разрядника является:

- 1) многократный искровой промежуток и соединённый с ним последовательно нелинейный резистор;
- 2) многократный искровой промежуток и соединённая с ним параллельно катушка индуктивности;
- 3) дугогасительная камера;
- 4) вентиль;
- 5) магнитная ловушка.

19. Вентильный разрядник предназначен для защиты:

- 1) линий электропередачи от токов короткого замыкания;
- 2) изоляции электрооборудования станций и подстанций от перегрузок;
- 3) изоляции электрооборудования станций и подстанций от перенапряжений;
- 4) трансформатора от коротких замыканий.

20. Напряжение гашения разрядника – это:

- 1) наибольшее напряжение промышленной частоты;
- 2) наименьшее импульсное напряжение;
- 3) наибольшее импульсное напряжение;
- 4) наименьшее напряжение промышленной частоты;
- 5) минимальное напряжение сетевого напряжения в момент перехода импульса через нулевую точку.

21. Разрядники выполняют функцию:

- 1) защитную;
- 2) коммутационную;
- 3) сигнальную;
- 4) связи;
- 5) информационную.

22. Расшифруйте аббревиатуру РТВ-35:

- 1) разрядник трубчатый, винипластовый, на 35 кВ;
- 2) разрядник вентильный, на 35 кВ;
- 3) разрядник трубчатый, внутренней установки, рабочее напряжение 35 кВ;
- 4) разъединитель, тропического исполнения для напряжения 35 кВ;
- 5) разрядник вентильный с тепловым гашением дуги, на напряжение 35 кВ.

23. Для повышения надежности электроснабжения защитные искровые промежутки необходимо устанавливать на тех участках сети, которые оборудованы:

- 1) автоматикой ввода резервного питания (АВР);
- 2) устройствами автоматического повторного включения (АПВ);
- 3) реклоузерами;
- 4) вентильными разрядниками.

24. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода представляет собой:

- 1) конус;
- 2) прямоугольник;
- 3) трапецию;
- 4) квадрат.

25. Укажите последовательность расчета защиты подстанций от прямых ударов молнии:

- 1) составить план расположения оборудования подстанции;
- 2) определить наиболее возвышающиеся объекты на территории подстанции, требующие защиты от прямых ударов молнии;
- 3) наметить места установки молниеотводов;
- 4) по эмпирическим формулам из справочника определить зону защиты молниеотводов, не имеющую провалов;
- 5) предварительно задаться высотой молниеотводов;
- 6) построить сечения зон защиты молниеотводов на рассматриваемой высоте расположения оборудования.

26. Защита электроустановок от прямых ударов молнии осуществляется:

- 1) тросовыми молниеотводами;
- 2) стержневыми молниеотводами;
- 3) трубчатыми разрядниками;
- 4) вентильными разрядниками;
- 5) ОПН.

27. Стойкость изоляции к воздействию атмосферных перенапряжений определяется испытанием:

- 1) выпрямленным напряжением;
- 2) постоянным напряжением;
- 3) переменным напряжением 50 Гц;
- 4) импульсным напряжением.

28. Молниезащита подстанции 10/0,4 кВ от перенапряжений выполняется установкой:

- 1) зануления;
- 2) ОПН;
- 3) вентильных разрядников;
- 4) газовых разрядников.

29. Разрядники защищают трансформаторную подстанцию ТП 10/0,4 кВ:

- 1) от коммутационных перенапряжений;
- 2) атмосферных перенапряжений;
- 3) перенапряжений от гололеда;
- 4) пусковых перенапряжений.

30. Установите соответствие между элементами электроустановки и их назначением:

Элемент	Назначение
1) вентильный разрядник;	а) защита оборудования от наведенных перенапряжений; б) создание видимого разрыва; в) защита от прямых попаданий молнии; г) отключение электрооборудования
2) разъединитель;	
3) тросовый молниеотвод;	
4) ОПН	

6 ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ АППАРАТУРА

Высоковольтные коммутационные аппараты предназначены для выполнения оперативных, т.е. эксплуатационных, включений или отключений электрических цепей напряжением выше 1000 В. В зависимости от величины тока нагрузки и условий работы они делятся на три основные группы:

- аппараты, предназначенные для оперативных переключений цепей без тока нагрузки или при очень малых токах нагрузки (разъединители);

- аппараты, служащие для разрыва тока нагрузки, не превышающего нормальных значений (выключатели нагрузки);

- аппараты, разрывающие любые токи нагрузки, в том числе и токи короткого замыкания (выключатели).

Аппараты каждой группы имеют различную контактную систему, приспособленную для длительной нормальной работы в данных условиях. Коммутационные аппараты оборудуют приводными устройствами, позволяющими осуществлять их ручное, дистанционное или автоматическое управление.

В коммутационных аппаратах необходимо не только разомкнуть контакты, но и погасить возникающую между ними дугу. *Электрическая дуга возникает при размыкании и замыкании электрической цепи.* Для ее появления достаточно, чтобы напряжение на контактах было порядка 10–20 В, а ток в цепи – не меньше 0,1. Дуга возникает как в установках напряжением до 1000 В, так и выше. Даже при включении и отключении небольших электрических установок: электроплиток, лампочек и т.д. – можно наблюдать электрическую искру, которая является электрической дугой с малым током.

При небольших напряжениях и токах дуга горит неустойчиво, быстро гаснет и не представляет опасности для аппаратуры и токоведущих частей. Но в силовых цепях дуга представляет собой грозную опасность. Температура внутри дуги достигает 18 тыс. °К и может расплавить контакты и токоведущие части. При горении дуги (если не приняты необходимые меры для ее гашения) расплавляются фарфоровые изоляторы и испаряются медные ножи разъединителей. При напряжениях 110 кВ и выше дуга может иметь длину несколько метров, а так как она беспрерывно меняет направление в воздухе, то часто служит причиной возникновения коротких замыканий. Поэтому

в установках низкого и высокого напряжения дугу необходимо погасить как можно быстрее.

Процессы горения и гашения дуги при постоянном и переменном токах различны. При постоянном токе дуга после завершения переходного процесса горит стабильно. При переменном токе ток в дуге каждый полупериод проходит через нуль, в эти моменты дуга гаснет самопроизвольно, а затем снова может загореться, если не принять достаточные меры для деионизации промежутка между контактами. После погасания дуги в дуговом промежутке интенсивно идет процесс деионизации и проводимость его резко падает. Если теперь восстанавливающееся напряжение источника переменного тока сможет пробить деионизированный промежуток, дуга снова загорится на очередную половину периода, если же электрическая прочность на промежутке возрастает быстрее, чем напряжение, то дуга больше не загорится. Таким образом, задача гашения дуги сводится к созданию таких условий, чтобы электрическая прочность промежутка между контактами была больше напряжения между ними.

В отключающих аппаратах до 1000 В используются следующие способы гашения дуги:

1. *Деление длинной дуги на ряд коротких.* Это наиболее распространенный способ гашения в сетях до 1000 В. Если дугу разбить на ряд коротких дуг, то на каждой части раздробленной дуги будут свои катоды и аноды, около которых существуют области пониженной проводимости, и восстанавливающегося напряжения будет недостаточно, чтобы пробить несколько дуговых промежутков. Дуга погаснет после перехода тока через нуль.

2. *Удлинение дуги при быстром расхождении контактов.* Чем длиннее дуга, тем лучше условия ее охлаждения и тем большее напряжение необходимо для ее существования, однако это малоэффективный способ, практически не применяется.

3. *Охлаждение дуги в узкой щели.* Если дугу затянуть в узкое пространство с холодными, не проводящими ток стенками, то происходит охлаждение дуги и диффузия заряженных частиц в окружающую среду, что способствует ее быстрому гашению.

4. *Движение дуги в магнитном поле.* Дуга представляет собой проводник с током. Если дугу поместить в магнитное поле, то на нее будет действовать электромагнитная сила. В зависимости от направления магнитных силовых линий дуге

можно придать вращательное или поступательное движение. Быстрое перемещение дуги способствует ее охлаждению и деионизации.

В отключающих аппаратах выше 1000 В используются следующие способы гашения дуги:

Третий и четвертый способы гашения, рассмотренные для электроустановок до 1000 В, применяются также и в высоковольтных аппаратах.

5. *Гашение дуги в масле.* Дуга, возникающая между контактами в масле, интенсивно разлагает и испаряет масло под действием высокой температуры. В результате вокруг дуги образуется газовый пузырь, состоящий в основном из водорода (70–80 %), который способствует быстрому гашению дуги. Кроме этого, в быстрообразующемся пузыре создается повышенное давление, и в нем непрерывно происходит движение газов и паров масла, что также вызывает быструю деионизацию дугового промежутка.

6. *Гашение дуги в вакууме.* В этих выключателях дуга гаснет сразу же после первого прохождения тока через нуль, так как разреженный до такой степени газ обладает высокой электрической прочностью.

7. *Гашение дуги в газах высокого давления.* Если дугу обдувать сжатым газом, то будет происходить ее интенсивное охлаждение. Дутье способствует проникновению газовых частиц в ствол дуги. Все это приводит к ее быстрому гашению.

Этот принцип используется в воздушных выключателях, (дуга гасится струей сжатого воздуха) и в элегазовых выключателях. В элегазовых выключателях используется искусственный инертный электрический газ (SF_6), который обладает лучшими дугогасящими свойствами и большей электрической прочностью не только по сравнению с воздухом, но и водородом.

Этот же принцип гашения дуги используется в автогазовых выключателях (выключатели нагрузки) и в трубчатых разрядниках. Здесь газ образуется за счет разложения при интенсивном нагревании дугой твердого, специально применяемого для этих целей материала.

Лабораторная работа № 6.1

Малообъемные масляные выключатели

Ц е л ь р а б о т ы: изучение конструкции и принципа действия малообъемных масляных выключателей.

Общие сведения

Малообъемные масляные выключатели (горшковые) получили широкое распространение в закрытых и открытых распределительных устройствах всех напряжений. Масло в этих выключателях в основном служит дугогасящей средой и только частично изоляцией между разомкнутыми контактами. Изоляция токоведущих частей друг от друга и от заземленных конструкций осуществляется фарфором или другими твердыми изолирующими материалами. Контакты выключателей для внутренней установки находятся в стальном бачке (горшке), отсюда сохранилось название выключателей «горшковые».

Маломасляные выключатели напряжением 35 кВ и выше имеют фарфоровый корпус. Самое широкое применение имеют выключатели 6–10 кВ подвесного типа (рис. 6.1, а, б).

В этих выключателях корпус крепится на фарфоровых изоляторах к общей раме для всех трех полюсов. В каждом полюсе предусмотрен один разрыв контактов в дугогасительной камере.

По типу, показанному на рисунке 6.1,а, ранее изготавливались (сняты с производства, но в эксплуатации еще имеются) выключатели ВМГ-10 (выключатель масляный горшковый), по типу б этого же рисунка изготавливаются выключатели ВПМ-10 (подвесной масляный). По конструктивной схеме, приведенной на рисунке 6.1, в, изготавливаются выключатели серии ВМП (выключатель маломасляный подвесной). При больших номинальных токах обойтись одной парой контактов (которые исполняют роль рабочих и дугогасительных) трудно, поэтому предусматривают рабочие контакты снаружи выключателя, а дугогасительные – внутри металлического бачка. При больших отключаемых токах на каждый полюс имеются два дугогасительных разрыва (рис. 6.1, г). По такой схеме выполняются выключатели серий МГГ и МГ (генераторные) на напряжение до 20 кВ включительно.

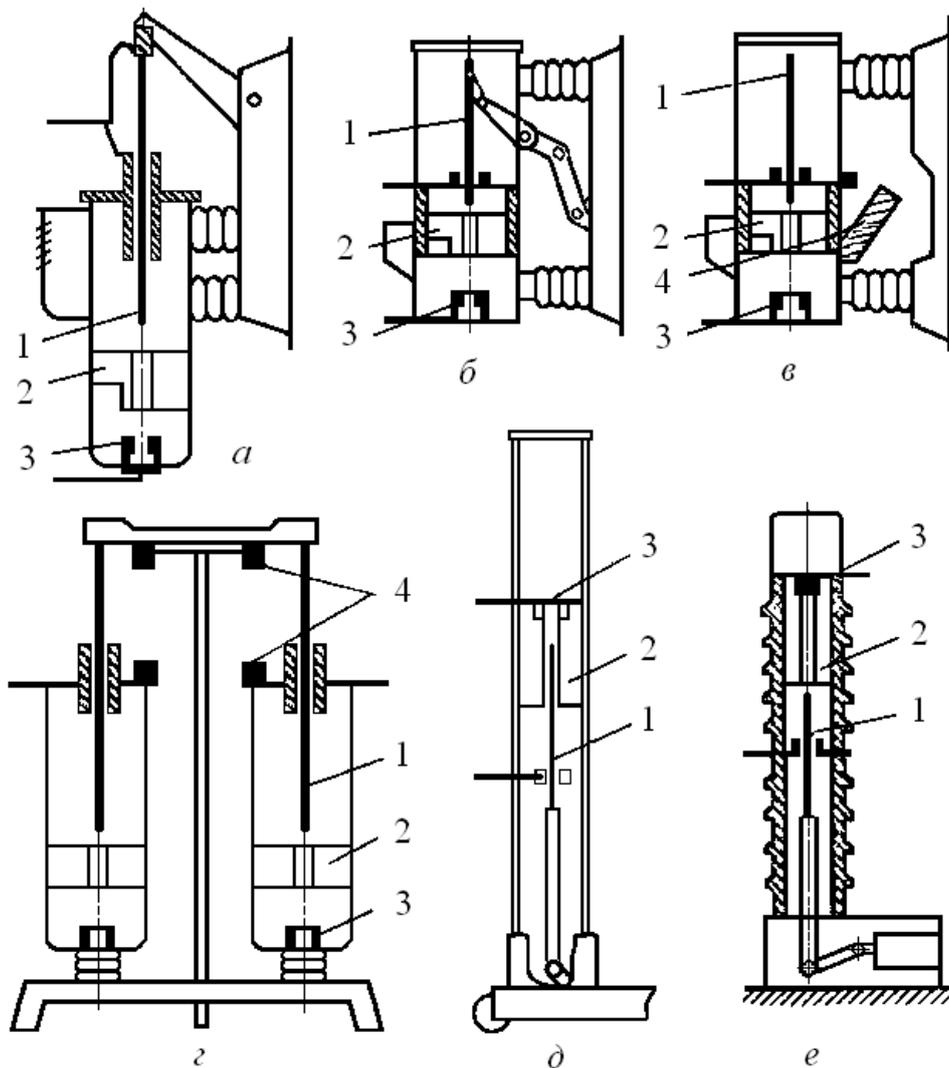


Рисунок 6.1 – Конструктивные схемы маломасляных выключателей:

1 – дугогасительные контакты; 2 – дугогасительная камера; 3 – неподвижные контакты; 4 – рабочие контакты

На рисунке 6.2 показан полюс выключателя серии ВМП-10, который представляет собой влагостойкий изоляционный цилиндр 5. На верхнем фланце изоляционного цилиндра укреплен корпус из алюминиевого сплава, внутри которого расположены: приводной выпрямляющий механизм, подвижный контактный стержень, роликовое токосъемное устройство и маслоотделитель. Нижний фланец закрывается крышкой, внутри которой вмонтирован розеточный контакт, а снаружи – пробка для спуска масла. Внутри цилиндра над розеточным контактом имеется гасительная камера, собранная из изоляционных пластин с фигурными отверстиями. Набором пластин создаются три поперечных канала и масляные карманы. Во включен-

ном положении контактный стержень находится в розеточном контакте (рис. 6.2, б).

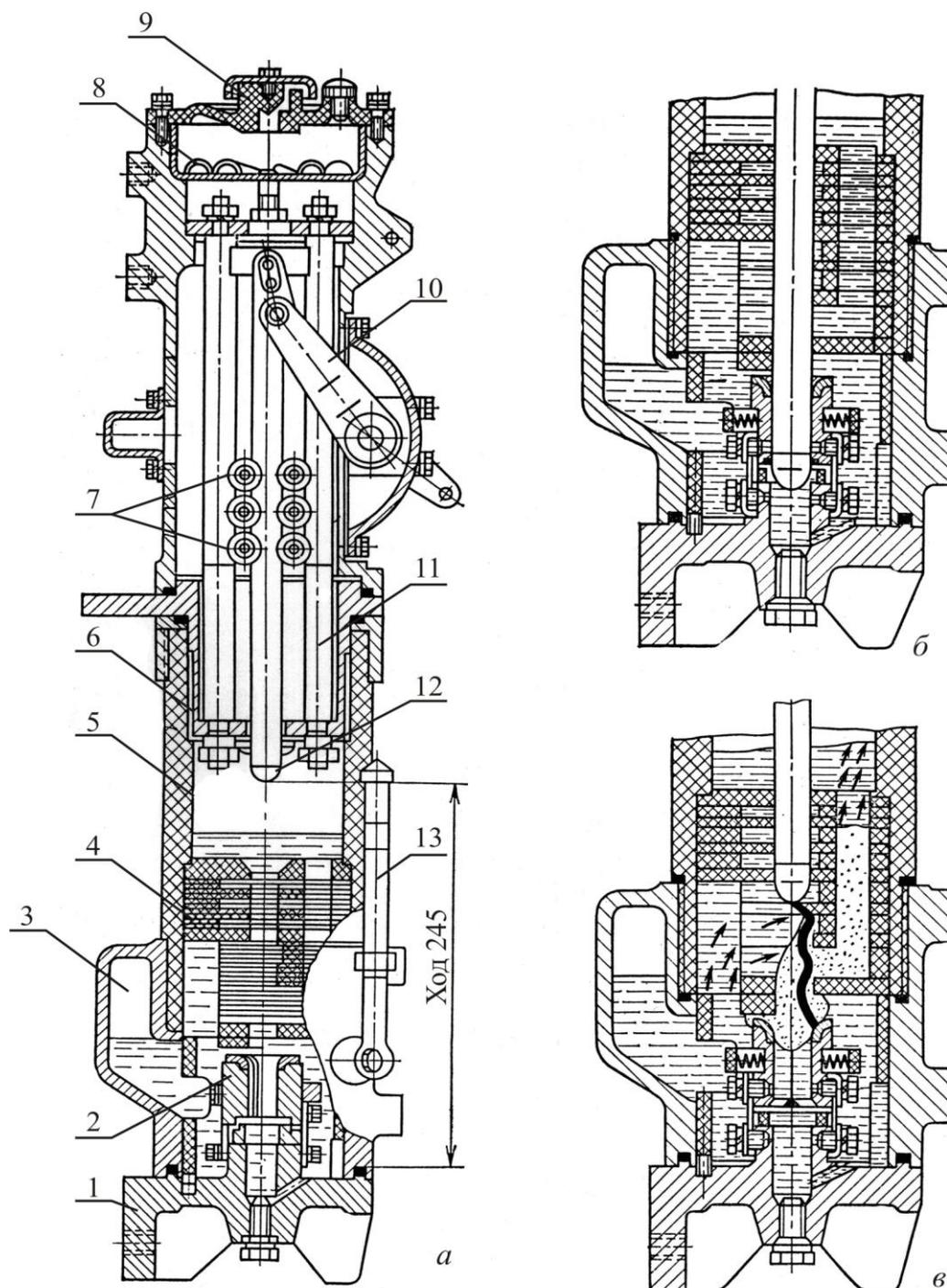


Рисунок 6.2 – Разрез полюса выключателя ВМП-10:
 а – положение «отключено»; б – положение «включено»; в – процесс отключения; 1 – нижний вывод и крышка выключателя; 2 – неподвижный контакт; 3 – воздушная подушка; 4 – гасительная камера; 5 – изоляционный цилиндр; 6 – верхний вывод; 7 – роликовый токосъемный контакт; 8 – маслоотделяющее устройство; 9 – крышка; 10 – приводной механизм; 11 – направляющий стержень; 12 – подвижный контакт; 13 – маслоуказатель

При отключении привод освобождает отключающую пружину, находящуюся в раме выключателя, и под действием ее силы вал выключателя поворачивается, движение передается изоляционной тяге, а от нее приводному механизму 10 и контактному стержню, который движется вверх. При размыкании контактов возникает дуга, испаряющая и разлагающая масло. В первые моменты контактный стержень закрывает поперечные каналы дугогасительной камеры, поэтому давление резко возрастает, часть масла заполняет буферный объем, сжимая в нем воздух. Как только стержень открывает первый поперечный канал, создается поперечное дутье газами и парами масла. При переходе тока через нуль давление в газопаровом пузыре снижается, и сжатый воздух буферного объема, действуя подобно поршню, нагнетает масло в область дуги (рис. 6.2, в).

При отключении больших токов образуется энергичное поперечное дутье, и дуга гаснет в нижней части камеры. При отключении малых токов дуга тянется за стержнем и в верхней части камеры испаряется масло в карманах, создавая встречно-радиальное дутье, а затем при выходе стержня из камеры – продольное дутье.

После гашения дуги пары и газы попадают в верхнюю часть корпуса, где пары масла конденсируются, а газ выходит наружу через отверстие в крышке. Контроль за уровнем масла в цилиндре производится по маслоуказателю. Качество масла должно отвечать обычным требованиям к изоляционному маслу. Если масло будет сильно загрязнено, а каналы камеры обуглены, то станет возможным перекрытие между контактами в отключенном положении выключателя.

Специально для КРУ выдвижного исполнения разработаны и изготавливаются колонковые маломасляные выключатели серии ВК по схеме рисунка 6.1, д.

Для установок 35 кВ и выше корпус колонковых выключателей фарфоровый, заполненный маслом (рис. 6.1, е). В выключателях 35, 110 кВ предусмотрен один разрыв на фазу, при больших напряжениях – два и более разрывов.

Выключатели серии ВМП широко применяются в закрытых и комплектных распределительных устройствах 6–10 кВ. Выключатели для КРУ имеют встроенный пружинный или электромагнитный привод (типы ВМПП и ВМПЭ). Выключатели этих серий рассчитаны на номинальные токи 630–3150 А и токи отключения 20 и 31,5 кА.

Количество масла в выключателях на токи 630–1600 А составляет 5,5 кг, в выключателях на 3150 А – 8 кг.

Маломасляные выключатели колонкового типа ВК-10 с пружинным приводом и ВКЭ-10 с электромагнитным приводом предназначены для применения в КРУ внутренней и наружной установки.

Выключатели масляные колонковые серии ВМК, ВМУЭ применяются в установках 35 кВ.

В установках 110 и 220 кВ находят применение выключатели серии ВМТ (рис. 6.3, а). Три полюса выключателя ВМТ-110 установлены на общем сварном основании 4 и управляются пружинным приводом. Полюс выключателя представляет собой маслонаполненную колонну, состоящую из опорного изолятора 2, дугогасительного устройства 3, механизма управления 5 и электроподогревательных устройств.

Дугогасительное устройство (модуль) состоит из токоотвода 1 (рис. 6.3, б), связанного через токосъемные устройства с подвижным контактом 2, дугогасительной камеры 3 встречно-поперечного дутья, неподвижного контакта 5. Все эти элементы расположены в полем фарфоровом изоляторе 4, заполненном трансформаторным маслом и закрытом сверху колпаком 6. Колпак снабжен манометром для контроля избыточного давления в дугогасительном устройстве, устройством для заполнения сжатым газом, выпускным автоматическим клапаном, указателем уровня масла 8. В процессе гашения дуги уровень масла поднимается, занимая частично буферный объем 7. Внутри опорного изолятора 2 (см. рис. 6.3, а) размещены изоляционные тяги, связывающие подвижный контакт с механизмом управления.

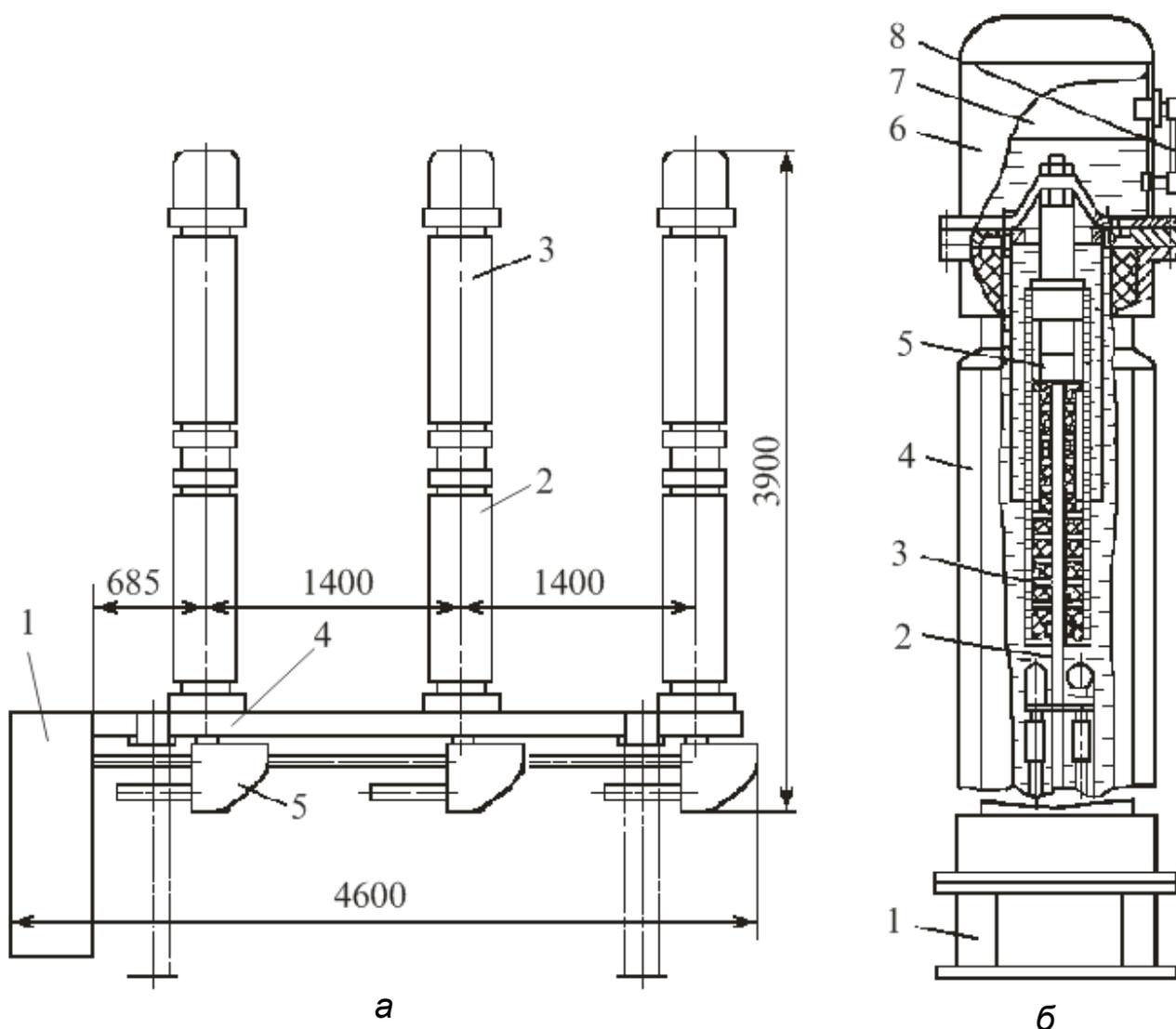


Рисунок 6.3 – Выключатель маломасляный ВМТ-110:
а – общий вид: 1 – пружинный привод; 2 – опорный изолятор;
 3 – дугогасительное устройство; 4 – основание выключателя;
 5 – механизм управления; **б – дугогасительный модуль:**
 1 – токоотвод; 2 – подвижной контакт; 3 – дугогасительная камера;
 4 – полый фарфоровый изолятор; 5 – неподвижный контакт;
 6 – колпак; 7 – буферный объем; 8 – указатель уровня масла

Маслонаполненные колонны герметизированы и находятся под избыточным давлением газа (азота или воздуха). Избыточное давление поддерживает высокую электрическую прочность межконтактного промежутка, повышает износостойкость контактов, обеспечивает надежное отключение как токов КЗ, так и емкостных токов ненагруженных линий электропередачи. Избыточное давление создается сжатым газом, который подается от баллонов или компрессора, перед вводом выключателя

в эксплуатацию и сохраняется без пополнения до очередной ревизии.

Конструкция маломасляных выключателей 35 кВ и выше продолжает совершенствоваться с целью увеличения номинальных токов и отключающей способности. В мировой практике маломасляные выключатели изготавливаются на напряжения до 420 кВ.

Достоинства маломасляных выключателей: небольшое количество масла; относительно малая масса; более удобный, чем у баковых выключателей, доступ к дугогасительным контактам; возможность создания серии выключателей на разные напряжения с применением унифицированных узлов.

Недостатки маломасляных выключателей: взрыво- и пожароопасность, хотя и значительно меньшая, чем у баковых выключателей; невозможность осуществления быстросействующего АПВ; необходимость периодического контроля, доливки, относительно частой замены масла в дугогасительных бачках; трудность установки встроенных трансформаторов тока; относительно малая отключающая способность.

Область применения маломасляных выключателей – закрытые распределительные устройства электростанций и подстанций 6, 10, 20, 35 и 110 кВ, комплектные распределительные устройства 6, 10 и 35 кВ и открытые распределительные устройства 35, 110 и 220 кВ.

Указания к выполнению работы

1. Записать технические данные выключателя, помещенные на табличке.

2. Разобрать полюс выключателя ВМП и ознакомиться с устройством его основных узлов.

3. Найти каналы поперечного дутья и карманы и установить путь газового дутья.

4. Ознакомиться с устройством и работой розеточного контакта выключателя.

5. Проследить путь тока через выключатель от ввода до вывода.

6. Изучить конструкцию выключателей ВМТ-110.

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

1. Цель работы.
2. Характеристику выключателя.
3. Разрез фазы выключателя серии ВМП-10 с обозначением основных конструктивных элементов.
4. Разрез фазы выключателя ВМТ-110.

Контрольные вопросы

1. Принцип работы выключателя.
2. Какие типы масляных выключателей вам известны?
3. Из каких основных узлов состоит масляный малообъемный выключатель?
4. Как устроена дугогасительная камера выключателя?
5. Каково назначение воздушной подушки в выключателе ВМП?
6. Как устроен розеточный контакт выключателя?
7. Каковы особенности конструкции выключателя ВМТ?
8. Назовите достоинства и недостатки малообъемных масляных выключателей.

Лабораторная работа № 6.2

Выключатели нагрузки

Ц е л ь р а б о т ы: изучение назначения, устройства, области применения и характеристик выключателей нагрузки.

О б щ и е с в е д е н и я

В сельских электрических сетях 10 кВ часто возникает необходимость отключения и включения токов нагрузки в нормальном режиме. Такая операция разъединителями не производится, так как они не имеют устройств для гашения возникающей дуги. Простейшим коммутационным аппаратом, позволяющим отключать и включать токи нагрузки в нормальном режиме, является автогазовый выключатель нагрузки ВНР (рис. 6.4, а). Автогазовые выключатели могут включать и отключать только токи номинального режима (токи нагрузки), поэтому иначе их называют выключателями нагрузки.

Выключатель нагрузки напоминает по своей конструкции обычный разъединитель, снабженный дугогасительной камерой с вкладышами из органического стекла. В автогазовых выключателях для гашения дуги используется газ, выделяющийся из твердого газогенерирующего материала дугогасительной камеры.

На рисунке 6.4 показаны общий вид (а) и разрез полюса выключателя (б). При изучении конструкции выключателя необходимо обратить внимание на выполнение его контактной системы. Выключатель имеет две пары контактов на фазу: главные и дугогасительные. Главные контакты находятся в воздухе и при отключении размыкаются первыми.

На опорном изоляторе с неподвижным главным контактом 3 укреплен простейшая дугогасительная камера 2 с газогенерирующими вкладышами 7 из органического стекла (рис. 6.4, б). К главному подвижному контакту-ножу 5 присоединена скоба с дугогасительным контактом 4, который во включенном положении находится внутри камеры между контактами 6. При отключении под действием пружины привода движение от вала 1 передается главным контакт-ножам 5, которые размыкаются в воздухе первыми, но дуги не образуется, так как весь ток проходит по дугогасительным контактам. При дальнейшем движении ножа 5 размыкаются дугогасительные контакты, возникшая дуга воз-

действует на вкладыши, из которых выделяется газ. Давление в камере повышается, а при выходе дугогасительного ножа из камеры создается выхлоп газа и дуга гаснет. При включении сначала замыкаются дугогасительные контакты, затем – главные. Без ревизии допустимое количество циклов ВО: 30 – при номинальном токе 630 А и $\cos\varphi \geq 0,7$; 10 – при номинальном токе 630 А и $\cos\varphi \geq 0,3$; 20 – при 5 % номинального тока и $\cos\varphi \geq 0,7$; 10 – при отключении зарядного тока кабеля 10 А и более.

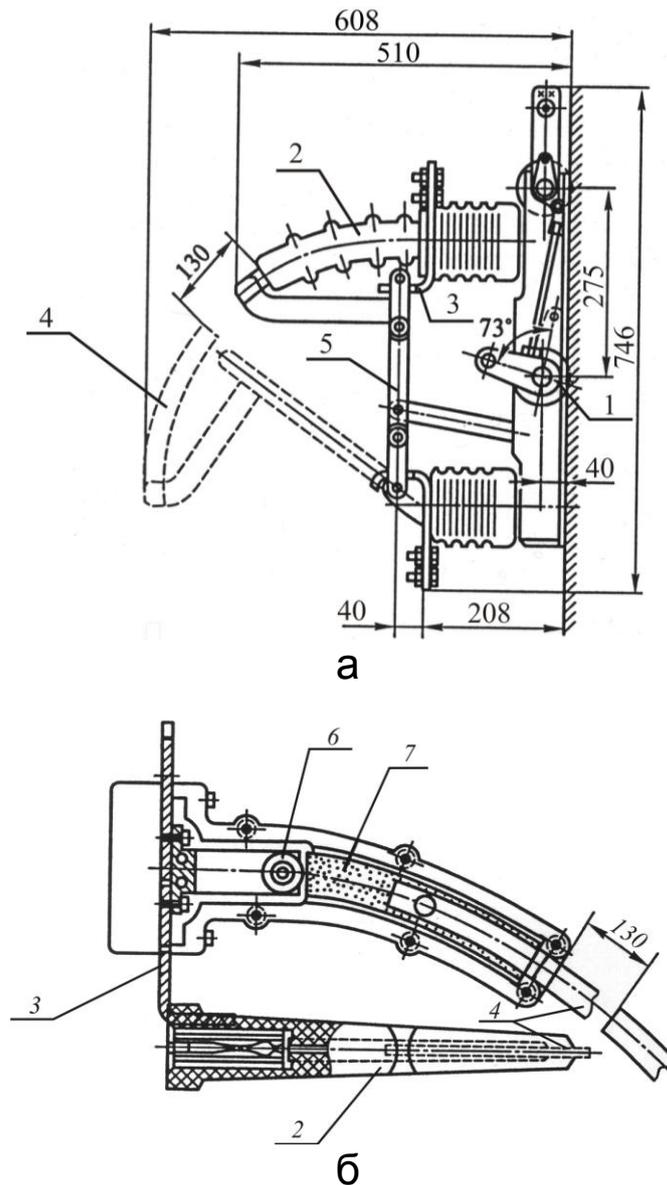


Рисунок 6.4 – Выключатель нагрузки ВНР:
 а – общий вид; б – дугогасительная камера; 1 – вал привода;
 2 – дугогасительная камера; 3 – главный неподвижный контакт;
 4 – подвижный дугогасительный контакт; 5 – главный подвижный
 контакт-нож; 6 – неподвижный дугогасительный контакт;
 7 – газогенерирующие вкладыши

Выключатели нагрузки не отключают токи короткого замыкания, так как в этом случае гашение электрической дуги затруднено (его дугогасительная камера не способна справиться с гашением дуги тока короткого замыкания). Поэтому в установках, где применяются выключатели нагрузки, последовательно с ними, для защиты от токов короткого замыкания, устанавливаются высоковольтные предохранители.

Указания к выполнению работы

1. По справочным данным на щитке выключателя ознакомиться с характеристиками выключателя нагрузки.
2. Рассмотреть устройство выключателей нагрузки без предохранителей и в комплекте с предохранителями.
3. Ознакомиться с работой привода, проведя ручное включение и отключение выключателя.
4. Разобрать дугогасительную камеру выключателя, ознакомиться с ее устройством.
5. Проследить работу основных и дугогасительных контактов.

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

1. Цель работы.
2. Характеристику выключателя.
3. Эскиз выключателя нагрузки с обозначением основных элементов.
4. Эскиз дугогасительной камеры выключателя.

Контрольные вопросы

1. Для чего предназначен выключатель нагрузки?
2. Принцип гашения дуги в выключателях нагрузки.
3. Можно ли выключателем нагрузки отключать участки с коротким замыканием?
4. Нужно ли последовательно с выключателем нагрузки устанавливать разъединители для создания видимого разрыва цепи?
5. Сколько пар контактов на фазу имеет выключатель нагрузки?

Лабораторная работа № 6.3

Изучение устройства разъединителей, короткозамыкателей, отделителей и приводов к ним

Цель работы: изучить конструкции, области применения и назначение разъединителей, отделителей, короткозамыкателей и приводов к ним.

Общие сведения

Разъединители предназначены для включения и отключения электрических цепей напряжением выше 1000 В без нагрузки и для создания в них видимого разрыва.

Разъединители не имеют специальных дугогасящих устройств и поэтому ими нельзя разрывать цепи, в которых может возникнуть электрическая дуга. В отдельных случаях разрешают отключать разъединителем электрические цепи при протекании в них небольших токов, значение и характер которых регламентированы Правилами технической эксплуатации.

Разъединители выпускаются для внутренней (РВ) и наружной (РН) установки.

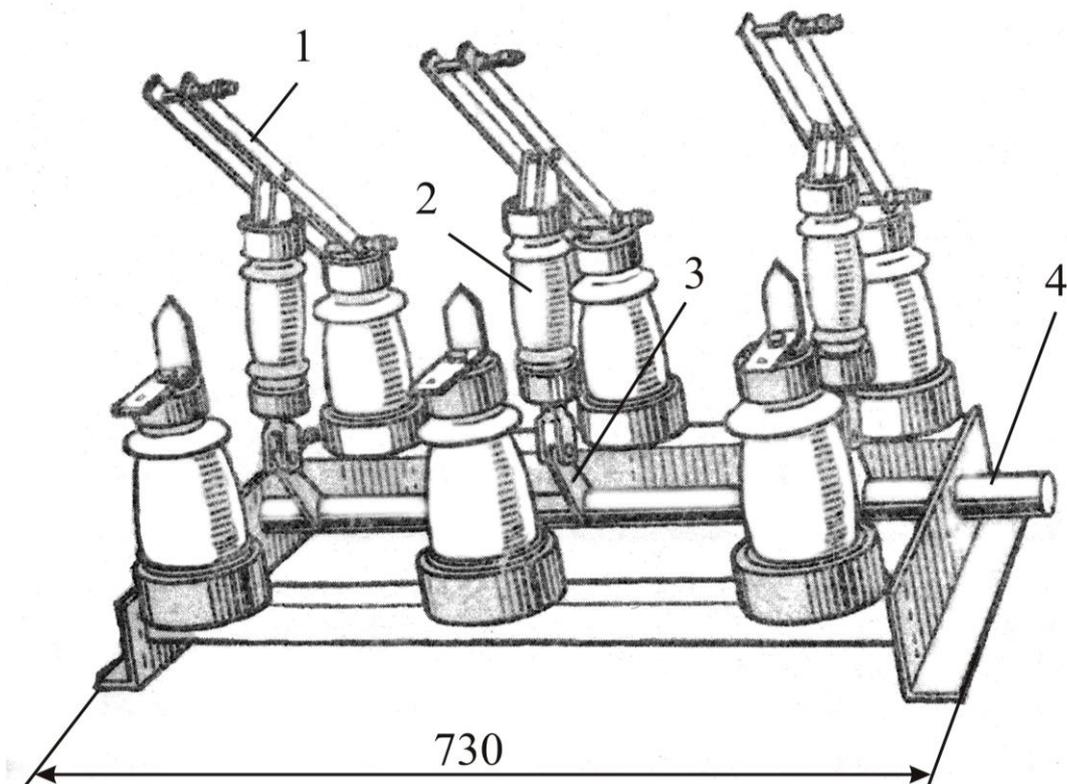


Рисунок 6.5 – Разъединитель типа РВ-10/400:
1 – ножи; 2 – изоляторы; 3 – рычаг; 4 – приводной вал

На рисунке 6.5 показан трехполюсный разъединитель типа РВ на напряжение 10 кВ и ток 400 А с вертикальными рубящими ножами.

Для наружной установки преимущественное распространение получили вместо разъединителей рубящего типа (большие габариты при отключенном положении ножа) разъединители горизонтально-поворотного типа. Широкое распространение этих разъединителей объясняется значительно меньшими габаритами и более простым механизмом управления. В этих разъединителях главные ножи перемещаются в горизонтальной плоскости. В настоящее время идет замена горизонтально-поворотных разъединителей типов РЛНД, РНД и РДЗ на разъединители серии РГ.

На рисунке 6.6 показан разъединитель серии РГ на напряжение 35 кВ и ток 2000 А.

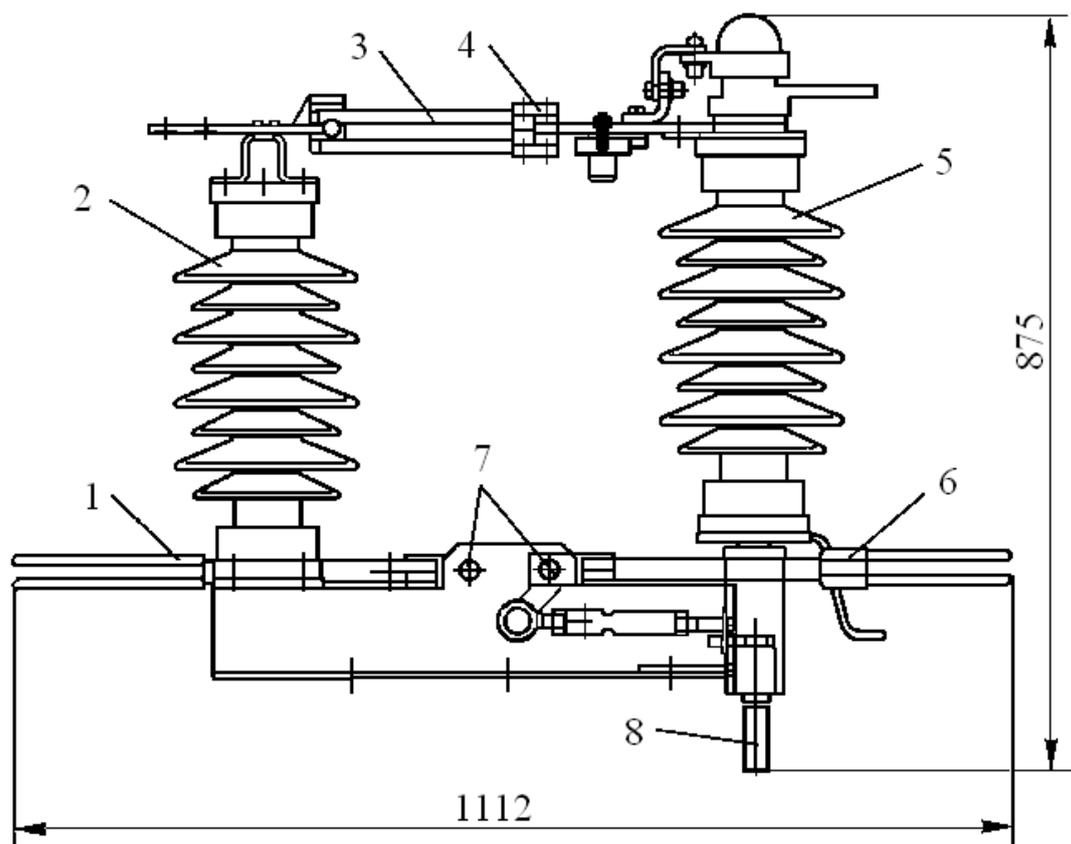


Рисунок 6.6 – Разъединитель РГ-35/2000:

- 1 – заземлитель; 2 – неподвижная колонка; 3 – полунож двухполосный;
4 – разъемный контакт; 5 – подвижная колонка; 6 – заземлитель;
7 – валы ножей заземлителей; 8 – тяга к приводу

На несущей раме закрепляются неподвижная 2 и подвижная 5 колонки, на которых крепятся полунож двухполосный 3 с разъемным контактом 4 и полунож однополосный.

При отключении усилие от привода передается тягой 8; колонка 5, вращаясь, передает движение полуножам, при повороте которых размыкается контакт 4. Разъединитель может иметь один или два заземлителя 1, 6, управляемых приводом через валы 7. Поверхности разъемного контакта покрыты серебром. Изоляторы выполнены из высокопрочного фарфора. Выводные контакты скользящего типа более долговечны, чем гибкие связи (в сериях РНД, РЛНД). Достоинством разъединителей серии РГ является также их работоспособность при гололеде до 20 мм.

Расшифровка разъединителей следующая: Р – разъединитель; В – внутренней, Н – наружной установки; Д – двухколонковый; 3 – с заземляющими ножами (цифра после буквы 3 указывает на количество заземляющих ножей). Цифры после тире – номинальное напряжение (в числителе) и номинальный ток (в знаменателе).

В настоящее время в эксплуатации имеется большое количество подстанций напряжением 35–220 кВ, выполненных по упрощенной схеме – без выключателей со стороны высокого напряжения с целью снижения стоимости сооружения подстанции. Вместо выключателей на таких подстанциях на высокой стороне установлены *короткозамыкатели и отделители*.

Короткозамыкатель (КЗ) представляет собой однополюсный или трехполюсный разъединитель (в зависимости от системы заземления нейтрали сети), снабженный приводом для автоматического включения и предназначенный для соединений провода (проводов) трехфазной системы с землей по ручной команде или от релейной защиты.

Отделитель (ОД) представляет собой обычный трехполюсный разъединитель, снабженный приводом для автоматического управления и способный по команде совершать операции отключения и включения участков цепи, предварительно отключенных выключателями.

Рассмотрим назначение КЗ и ОД на примере рисунка 6.7.

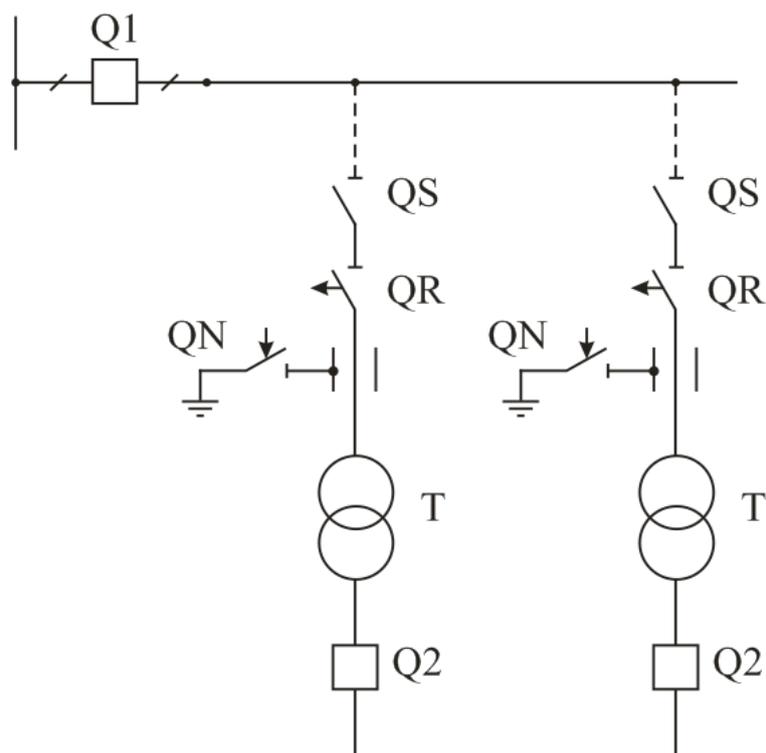


Рисунок 6.7 – Схема подстанции без выключателей на высоком напряжении

При повреждении в одном из трансформаторов или на его выводах релейная защита линии $W1$ не чувствительна к таким повреждениям. Для усиления импульса для релейной защиты в сети с помощью КЗ создается искусственное короткое замыкание. Короткозамыкатель QN автоматически включается и создает короткое замыкание на стороне высшего напряжения подстанции (двухфазное при напряжении 35 кВ и однофазное на землю при напряжении 110 и 220 кВ), вследствие чего срабатывает защита и отключается выключатель $Q1$ головного участка питающей линии. В бестоковую паузу отделитель QR автоматически отключает поврежденный трансформатор, создавая видимый разрыв электрической цепи, после чего происходит автоматическое повторное включение выключателя $Q1$ головного участка, и неповрежденная остальная часть электрической сети включается в нормальную работу. Отделителями можно выполнять те же операции, что и разъединителями. Короткозамыкатели отключаются, а отделители включаются вручную при снятом напряжении. В схемах управления короткозамыкателями и отделителями имеется специальная блокировка, запрещающая от-

ключение отделителя при протекании по нему тока короткого замыкания.

В эксплуатации наблюдаются случаи отказа в работе отделителей и короткозамыкателей, особенно в неблагоприятных погодных условиях. Кроме того, необходимы четкая последовательность и согласованность в работе отделителя и выключателя на головной подстанции, срабатывание отделителя до отключения выключателя приводит к серьезной аварии в распределительном устройстве, поэтому в настоящее время при реконструкции существующих подстанций и проектировании новых такие схемы, согласно [5], не применяются.

Указания к выполнению работы

1. Рассмотреть устройство разъединителя РВ-10/400, пользуясь рисунком 6.5. Обратит внимание на линейные контакты: давление на них, оказываемое пластинчатыми фигурными пружинами, можно регулировать. Найти опорные изоляторы, вал с приводными рычагами, заземляющие ножи.

Изучить управление токоведущими подвижными контактами и заземляющими ножами с помощью ручного привода ПР-2.

Записать паспортные данные разъединителя в таблицу отчета.

2. Ознакомиться с устройством разъединителя РНД-10/400 с горизонтальным расположением ножей, применяемым для подключения мачтовых и комплектных потребительских подстанций к линии напряжением 10 кВ, а также для секционирования ВЛ напряжением 10 кВ. Найти его элементы: металлическую раму, на которой установлены шесть неподвижных опорных изоляторов и три подвижных пластины с контактными ламелями; заземляющие ножи; вал привода и тяги.

3. Рассмотреть устройство разъединителя РГ-35/2000, используемого в открытых распределительных устройствах подстанций напряжением 35/10 и 110/35/10 кВ.

4. Изучить особенности конструкций отделителей и короткозамыкателей.

5. Изучить схему подстанции без выключателей на высоком напряжении (с отделителями и короткозамыкателями).

Оформление отчета

1. Дать описание конструкции разъединителя, короткозамыкателя и отделителя.
2. Эскизы разъединителя, короткозамыкателя и отделителя.
3. Записать технические характеристики разъединителей РВ-10/400; РГ-35/2000: номинальные значения напряжения, кВ, тока, кА; максимальный ток электродинамической стойкости, кА; ток термической стойкости, кА/с; тип привода; область применения.
4. Выводы.

Контрольные вопросы

1. Для чего нужны разъединители? Как их обозначают на схемах?
2. Почему разъединителями нельзя отключать токи нагрузки и короткого замыкания?
3. Где применяют разъединители типов РВ, РНД, РГ? Что показывает их буквенное обозначение?
4. Как управляют разъединителем?
5. Как устроена блокировка основных и заземляющих ножей?
6. Каковы преимущества разъединителей типа РГ?
7. Чем отличаются выключатели нагрузки от разъединителей?
8. На какие значения напряжения и тока рассчитаны разъединители?
9. Какие операции допускается производить разъединителями под напряжением?
10. Каково назначение короткозамыкателей и отделителей?
11. Какова последовательность работы короткозамыкателя, отделителя, выключателя головной подстанции?
12. Достоинства и недостатки схем подстанций с короткозамыкателями и отделителями. Почему для вновь проектируемых подстанций такие схемы применять не рекомендуется?

Лабораторная работа № 6.4

Измерительные трансформаторы тока

Ц е л ь р а б о т ы: изучить назначение, области применения и конструкции трансформаторов тока (ТТ). Исследовать характеристики и режим работы трансформаторов тока.

Общие сведения

Трансформаторы тока предназначены для подключения измерительных приборов и устройств релейной защиты, они изолируют приборы от напряжения установки и преобразуют токи до значений, удобных для непосредственного измерения с помощью стандартных приборов или подключения стандартных реле. ТТ изготавливаются на номинальный вторичный ток 5 А (реже 1 А).

В установках выше 1000 В вторичные обмотки ТТ заземляют, чтобы при пробое изоляции между первичной и вторичной обмотками предотвратить появление высокого потенциала во вторичных цепях.

Характерной величиной измерительного ТТ является его номинальный коэффициент трансформации

$$K_{\text{ном}} = \frac{I_{1\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}}. \quad (6.1)$$

Работа трансформатора тока иллюстрируется схемой замещения (рис. 6.8), из которой видно, что первичный ток разветвляется по двум цепям. Основная его часть замыкается через сопротивление нагрузки, Z'_H , а другая часть I_0 – через сопротивление намагничивания Z_0 .

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_0 + \dot{I}'_2, \quad (6.2)$$

$$\dot{U}_1 = \dot{U}'_2 + \dot{I}'_2 Z'_2 + \dot{I}_1 Z_1, \quad (6.3)$$

где $\dot{I}'_2 = I_2 \frac{\omega_2}{\omega_1}$ – вторичный ток, А;

$\dot{U}'_2 = U_2 \frac{\omega_2}{\omega_1}$ – вторичное напряжение, приведенное к числу витков первичной обмотки.

Таким образом, между токами в первичной и вторичной обмотках, равно как и между первичным и вторичным напряжениями, нет строгой пропорциональной зависимости.

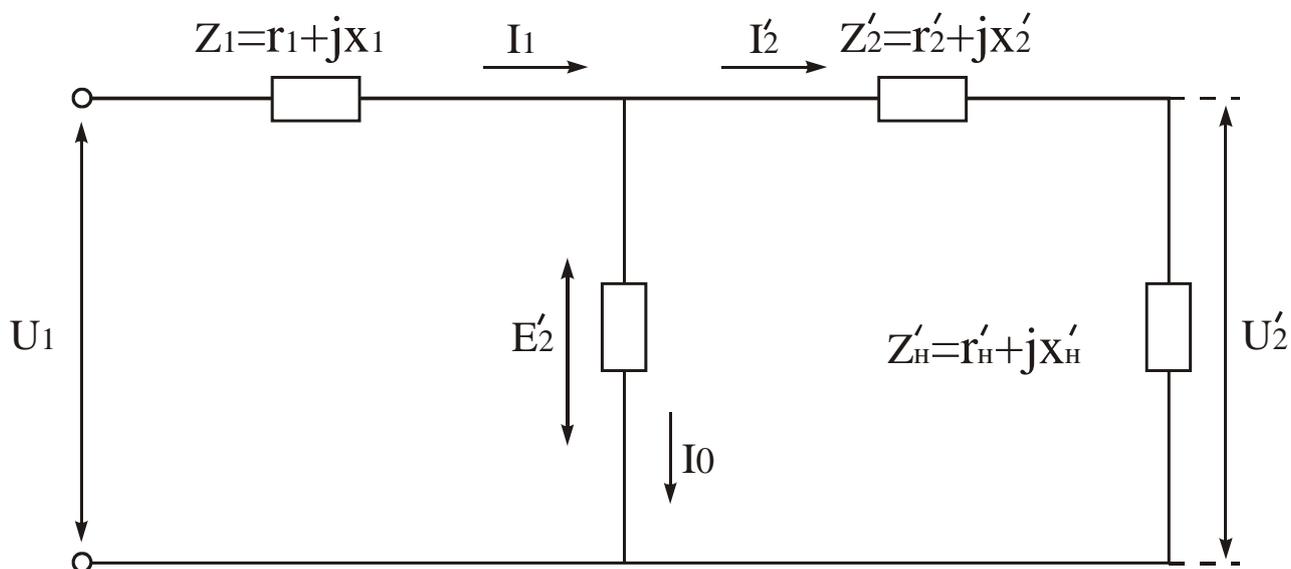


Рисунок 6.8 – Схема замещения трансформатора

Строгая пропорциональность между вторичным и первичным токами соблюдается только для идеального трансформатора, у которого ток намагничивания I_0 равен нулю

$$I_1 = I'_2 = I_2 \frac{\omega_2}{\omega_1}, \quad (6.4)$$

откуда

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{\omega_2}{\omega_1}. \quad (6.5)$$

Чтобы ток намагничивания реального трансформатора был мал, необходимо возможно меньшее сопротивление его вторичной цепи, т.е. трансформатор тока должен работать в режиме, близком к короткому замыканию. Обычно суммарное сопротивление внешней вторичной цепи трансформатора тока не превосходит 0,8–2 Ом. Первичная обмотка ТТ состоит из нескольких витков (часто одного) достаточно большого сечения и, следовательно, также обладает ничтожно малым сопротивлением. В результате сопротивление ТТ получается ничтожным по сравнению с сопротивлениями других элементов силовой цепи и не влияет на величину первичного тока.

Трансформаторы тока вносят в измерения погрешность по току ΔI % и угловую погрешность δ .

$$\Delta I \% = \frac{K_1 I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100 \% . \quad (6.6)$$

Угловая погрешность δ характеризует угол сдвига фаз между первичным током и повернутым на 180° током вторичной обмотки. Погрешность по току следует учитывать для всех приборов и реле, а угловую – для приборов ваттметрового типа.

Трансформатор тока должен обеспечить требуемую точность измерения, т.е. его погрешности не должны выходить за пределы допустимых для данного класса точности величин. Для ТТ установлены пять классов точности: 0,2; 0,5; 1; 3; 10. За обозначение класса точности принята величина наибольшей допустимой токовой погрешности в процентах при токе $(100+120)$ % номинального. Трансформаторы тока класса 0,2 применяются в качестве образцовых, а также для специальных лабораторных измерений, где необходима высокая точность; 0,5 – для питания приборов денежного расчета (счетчиков); 1, 3, 10 или Р для питания щитовых приборов или реле. Каждому классу точности соответствует определенная вторичная нагрузка при номинальном коэффициенте мощности, равном 0,8.

По конструкции различают две основные группы измерительных трансформаторов тока: **одновитковые** и **многовитковые**.

Одновитковые трансформаторы наиболее просты в изготовлении. Применение получили три характерные конструкции одновитковых трансформаторов: *стержневые*, *шинные* и *встроенные*.

Стержневые ТТ изготавливают для напряжений до 35 кВ и номинальных первичных токов от 400 до 1500 А. Разновидностью стержневых ТТ являются трансформаторы типа ТПОЛ – 10 (Т – трансформатор тока, П – проходной, О – одновитковый, Л – с литой изоляцией) на напряжение 10 кВ. Первичная обмотка этого трансформатора выполняется в виде прямолинейного стержня с зажимами на концах. На стержень поверх изоляции надеты два кольцевых магнитопровода с вторичными обмотками. Магнитопроводы вместе с вторичными обмотками залиты эпоксидным компаундом и образуют монолитный блок в виде проходного изолятора. Блок снабжен фланцем с отверстиями для болтов для крепления трансформатора.

Шинные ТТ изготавливают для напряжений до 20 кВ и номинальных первичных токов до 18 кА. Эти трансформаторы не имеют первичных обмоток. Вместо них при монтаже ТТ через центральное отверстие в его изоляторе пропускают шину, которая и выполняет роль первичной обмотки. Использование шины в качестве первичной обмотки уменьшает число контактных соединений и уменьшает монтажные работы. Шинные трансформаторы тока маркируются в обозначении буквой «Ш», например, ТШЛП-10 (Т – трансформатор; Ш – шинный; Л – с литой изоляцией; П – для плоских шин; сравни ТПШЛ – здесь П – проходной).

Встроенные ТТ предназначены для установки на вводах 35 кВ и выше масляных баковых выключателей и силовых трансформаторов.

Многовитковые ТТ изготавливают для всей шкалы номинальных напряжений и для номинальных первичных токов до 1000–1600 А, т.е. применительно к условиям, когда необходимая степень точности не может быть обеспечена при одном первичном витке. Для напряжений 6–10 кВ изготавливают катушечные и петлевые трансформаторы тока. В лаборатории установлен петлевой трансформатор тока типа ТПЛ-10.

Для напряжений 35–220 кВ изготавливают ТТ наружной установки типа ТФН (ТТ с фарфоровой изоляцией наружной установки). Для напряжений 330, 500, 750 и 1150 кВ изготавливают каскадные трансформаторы. В лаборатории установлен многовитковый трансформатор типа ТФН-35М на 35 кВ модернизированный.

В электрических установках сельской электрификации широкое применение в сетях до 1000 В нашли катушечные трансформаторы тока типов ТК и ТКМ, в установках 6–10 кВ типов ТКЛ, ТПЛ, ТПЛМ, ТВЛМ, в сетях 35 кВ – типов ТПОЛ, ТФН, ТФНД (Ф – фарфоровая изоляция, Н – наружной установки, Д – с сердечником для дифференциальной защиты).

Концы первичных и вторичных обмоток ТТ имеют заводскую маркировку. Концы первичной обмотки обозначаются буквами Л1 и Л2, концы вторичной обмотки – буквами И1 и И2.

При эксплуатации ТТ следует помнить, что работа его с разомкнутой вторичной обмоткой недопустима, так как в этом случае исчезает размагничивающее действие потока, созданного током вторичной обмотки. Магнитопровод насыщается,

что обуславливает наведение на вторичной обмотке несинусоидальной ЭДС, амплитуда которой может достигать десятков киловольт. Такой режим опасен для изоляции и для обслуживающего персонала, кроме того, насыщение сердечника может быть необратимым. Поэтому при необходимости замены измерительного прибора или реле вторичная обмотка предварительно замыкается накоротко.

ТТ выпускаются только в однофазном исполнении для раздельного включения в каждую фазу. В зависимости от назначения измерений в трехфазной сети применяют один, два или три ТТ. Схемы соединения трансформаторов, применяемые для включения измерительных приборов, приведены на рисунке 6.9.

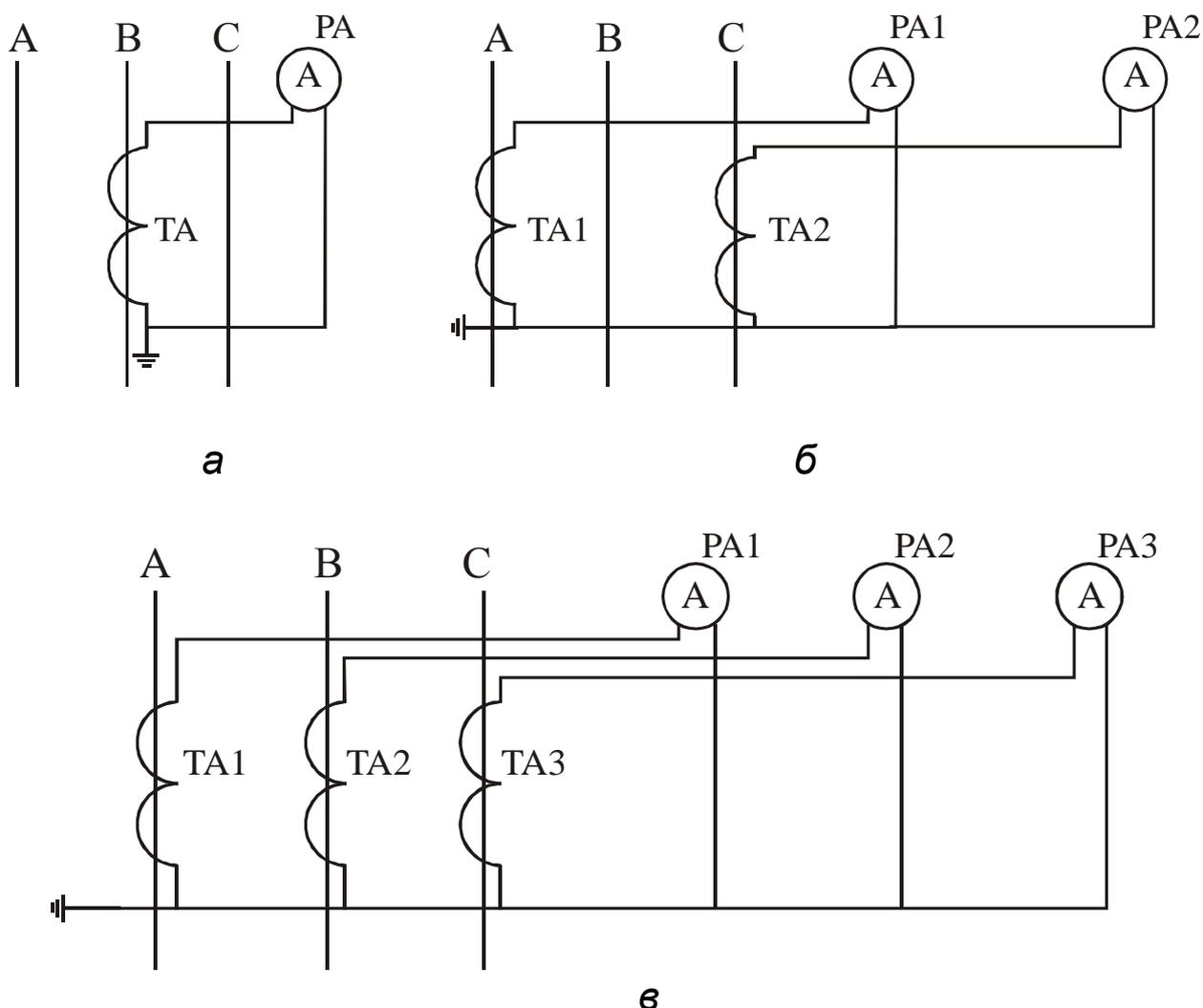


Рисунок 6.9 – Схемы соединения ТТ и измерительных приборов: а – включение приборов в одну фазу; б – включение приборов в неполную звезду; в – включение приборов в полную звезду

Итак, ТТ характеризуются следующими особенностями:

- режим работы ТТ близок к КЗ, так как сопротивление нагрузки, подключенной ко вторичной обмотке, мало;
- значение первичного тока не зависит от сопротивления нагрузки вторичной цепи, а определяется только параметрами первичной цепи;
- режим холостого хода ТТ, т.е. разрыв его вторичной цепи, является аварийным, так как он сопровождается резким возрастанием ЭДС E'_2 , что опасно для обслуживающего персонала, вызывает сильный нагрев трансформатора и может привести к его повреждению.

Указания к выполнению работы

1. Изучить конструкции ТТ на различные уровни напряжения по плакатам, имеющимся в лаборатории, ознакомиться с конструкцией и внешним видом ТТ, установленных в лаборатории, изучить материалы [15, с. 387–396].

2. Проверить полярность выводов первичной и вторичной обмоток.

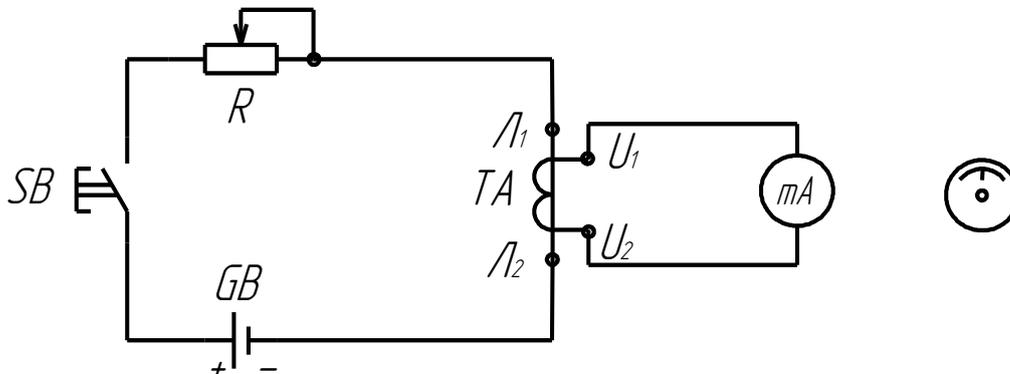


Рисунок 6.10 – Схема испытания трансформаторов тока при проверке полярности выводов

Проверка однополярности выводов первичной и вторичной обмоток ТТ производится по схеме рисунка 6.10. В схеме испытаний используются: аккумулятор или сухая батарея на напряжение 6 В, магнитоэлектрический поляризованный прибор, направление отклонения подвижной системы которого зависит от направления тока в его обмотке (миллиамперметр с двусторонней шкалой), и кнопка SB.

Зная, что положительному направлению тока в первичной цепи (от зажима L_1 к зажиму L_2) соответствует направление тока во вторичной обмотке от конца (зажим I_2) к началу (зажим I_1), можно по направлению отклонения стрелки прибора определить однополярные выводы обмоток ТТ. Направление отклонения стрелки прибора фиксируется в момент замыкания кнопки, когда вследствие переходного процесса во вторичной цепи трансформатора тока по правилу Ленца индуцируется ток. Например, если в момент замыкания рубильника стрелка прибора при указанной полярности источника и прибора отклонится вправо (момент положительный), направление тока в обмотке прибора будет слева направо, а во вторичной обмотке трансформатора, наоборот, справа налево. Таким образом, правый зажим прибора укажет конец вторичной обмотки I_2 , а левый – ее начало I_1 . При размыкании рубильника стрелка прибора при тех же условиях отклонится влево, так как направление индуцированного тока изменится на противоположное.

Произвести проверку полярности выводов всех ТТ, установленных на стенде.

3. Снять вольтамперные характеристики ТТ (характеристики намагничивания).

Для снятия вольтамперной характеристики необходимо собрать схему (рис. 6.11).

Вольтамперная характеристика (характеристика намагничивания) трансформатора представляет собой зависимость напряжения на зажимах вторичной обмотки U_2 от тока намагничивания $I_{\text{нам}}$ при разомкнутой вторичной цепи ($Z_{\text{н}} = \infty$). Вольтамперные характеристики $U_2 = f(I_{\text{нам}})$ позволяют:

- судить об исправности ТТ (в частности, может быть выявлено витковое замыкание, при наличии которого кривая располагается ниже типовой и имеет неправильную форму);

- судить о работе ТТ при совместном использовании их в схемах дифференциальных защит, так как при почти совпадающих характеристиках (однотипных ТТ) токи небаланса будут малы и наоборот;

- определить с достаточной для практик точностью погрешность ТТ.

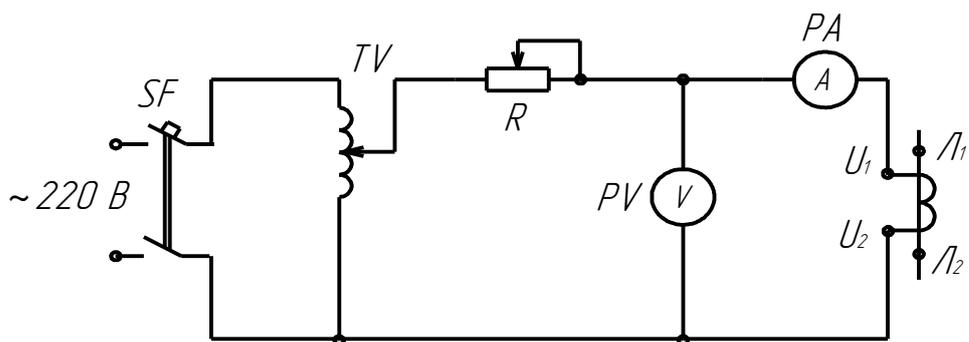


Рисунок 6.11 – Схема испытания трансформаторов тока при снятии характеристики намагничивания

Снять характеристики намагничивания $U_2 = f(I_{\text{нам}})$ для всех трансформаторов тока, установленных на стенде. Для получения характеристик произвести измерения при шести-восьми значениях тока. Напряжение и ток увеличивать до насыщения магнитопровода, когда небольшое повышение напряжения вызывает резкое увеличение тока.

Результаты измерений записать в таблицу 6.1. Построить кривые намагничивания для всех трансформаторов, построение выполнить в одном масштабе для всех кривых.

Сделать вывод об исправности и однотипности трансформаторов тока.

Таблица 6.1 – Результаты измерения характеристики намагничивания трансформатора

Параметр	Номер трансформатора тока на стенде		
	1	2	3
U_2 , В			
$I_{\text{нам}}$, А			

4. Определить коэффициенты трансформации ТТ, используя ТА1 в качестве образцового. Собрать схему (рис. 6.12). Измерения производить при четырех-пяти различных значениях тока. Результаты испытаний занести в таблицу 6.2.

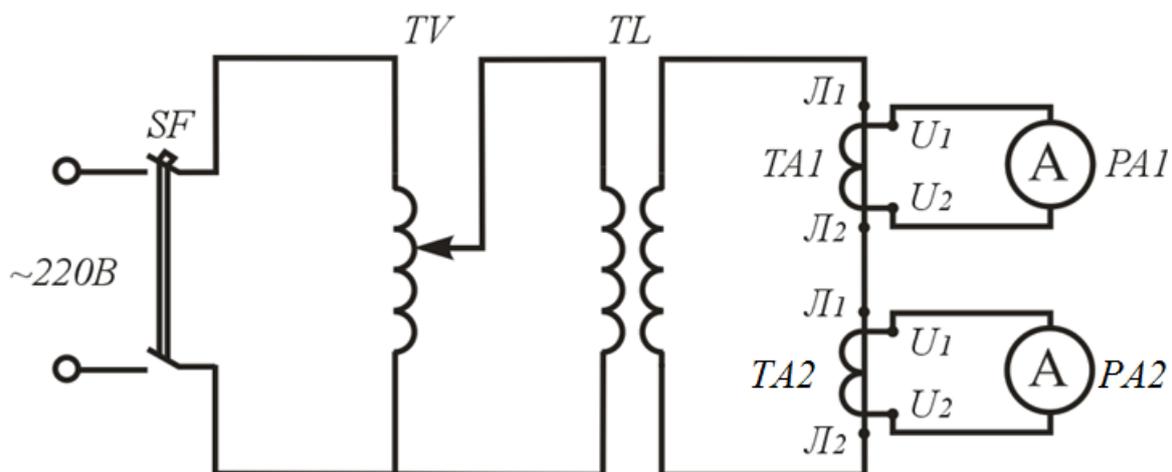


Рисунок 6.12 – Схема для определения коэффициента трансформации трансформатора тока

Таблица 6.2 – Результаты измерений для определения коэффициента трансформации трансформаторов тока

Номер трансформатора тока на стенде №=				
Но- мер п/п	I_{20} (образцо- вый)	$I_{2и}$ (испытуе- мый)	$I_1 = K_{I0} \cdot I_{20}$	$K_{Iи} = I_1 / I_{2и}$
1				
2				
3				
4				

По формуле (6.1) рассчитать коэффициенты трансформации каждого трансформатора. Объяснить несовпадение результатов расчетных значений коэффициентов трансформации при различных значениях токов нагрузки.

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

1. Цель работы.
2. Паспортные данные трансформаторов тока, установленных в лаборатории (на стенде).
3. Схемы включения трансформаторов тока.
4. Схемы для испытания трансформаторов тока.
5. Результаты измерений.
6. Анализ результатов измерений.

Контрольные вопросы

1. Каковы особенности конструкций трансформаторов тока?
2. В каком режиме работает трансформатор тока?
3. Какие погрешности вносят трансформаторы тока в измерения?
4. Что такое класс точности трансформатора тока? Какие классы точности вы знаете?
5. Для чего заземляют вторичные обмотки трансформатора тока?
6. Почему нельзя допускать работу трансформатора тока в режиме холостого хода?
7. С какой целью снимаются вольт-амперные характеристики трансформаторов тока?
8. Какие схемы соединения трансформаторов тока вы знаете?
9. На какие первичные и вторичные токи выпускаются трансформаторы тока?
10. Как определить расчетную длину проводов, соединяющих приборы с трансформаторами тока при различных схемах соединения трансформаторов?

Лабораторная работа № 6.5

Измерительные трансформаторы напряжения

Ц е л ь р а б о т ы: изучить назначение, области применения и конструкции трансформаторов напряжения (ТН); способы контроля изоляции в сетях с изолированной нейтралью.

Общие сведения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Схема включения однофазного трансформатора напряжения показана на рисунке 6.13, первичная обмотка включена на напряжение сети, а ко вторичной обмотке подключены параллельно катушки измерительных приборов. Для безопасности обслуживания один вывод вторичной обмотки заземлен. Трансформатор напряжения, в отличие от трансформатора тока, работает в режиме, близком к холостому ходу, так как сопротивление параллельных катушек приборов и реле большое.

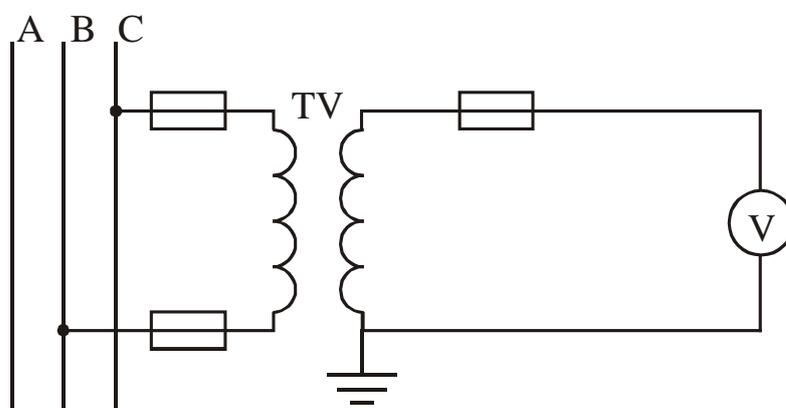


Рисунок 6.13 – Схема включения однофазного трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения вносят в измерения погрешность по напряжению

$$\Delta U\% = \frac{K_U \cdot U_2 - U_1}{U_2} \cdot 100, \quad (6.7)$$

угловую погрешность δ . Так же как и в трансформаторах тока, вектор вторичного напряжения сдвинут относительно вектора

первичного напряжения не точно на угол 180° . Это и определяет угловую погрешность.

Для трансформаторов напряжения установлены четыре класса точности: 0,2; 0,5; 1 и 3. За обозначение класса точности принята величина наибольшей допустимой погрешности по напряжению в процентах. Погрешность зависит от конструкции магнитопровода, магнитной проницаемости стали и от $\cos\varphi$ вторичной нагрузки. В конструкции трансформаторов напряжения предусматривается компенсация погрешности по напряжению путем некоторого уменьшения числа витков первичной обмотки, а также компенсация угловой погрешности за счет специальных компенсирующих обмоток.

Суммарное потребление обмоток измерительных приборов и реле, подключенных ко вторичной обмотке трансформатора напряжения, не должно превышать номинальную мощность трансформатора напряжения, так как это приводит к увеличению погрешностей.

В зависимости от назначения могут применяться трансформаторы напряжения с различными схемами соединения обмоток. Для измерения трех междуфазных напряжений можно использовать два однофазных двухобмоточных трансформатора НОМ, НОС, НОЛ, соединенных по схеме открытого треугольника (рис. 6.14), а также трехфазный двухобмоточный трансформатор НТМК, обмотки которого соединены в звезду (рис. 6.15). Для измерения напряжения относительно земли могут применяться три однофазных трансформатора, соединенных по схеме Y_0/Y_0 (рис. 6.16), или трехфазный трехобмоточный трансформатор НТМИ (рис. 6.17). В последнем случае обмотка, соединенная в звезду, используется для присоединения измерительных приборов, а к обмотке, соединенной в разомкнутый треугольник, присоединяется реле защиты от замыканий на землю. Таким же образом в трехфазную группу соединяются однофазные трехобмоточные трансформаторы типа ЗНОМ и каскадные трансформаторы НКФ. Для возможности замера напряжения фаз относительно земли нулевую точку звезды первичных обмоток заземляют.

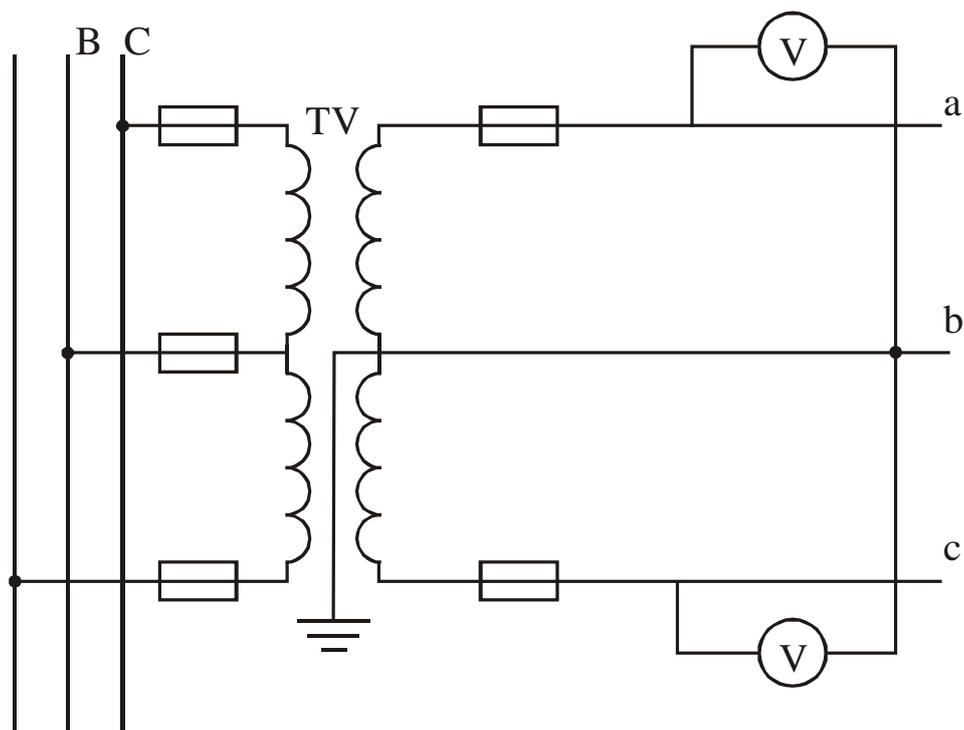


Рисунок 6.14 – Схема включения однофазных трансформаторов напряжения в «открытый треугольник»

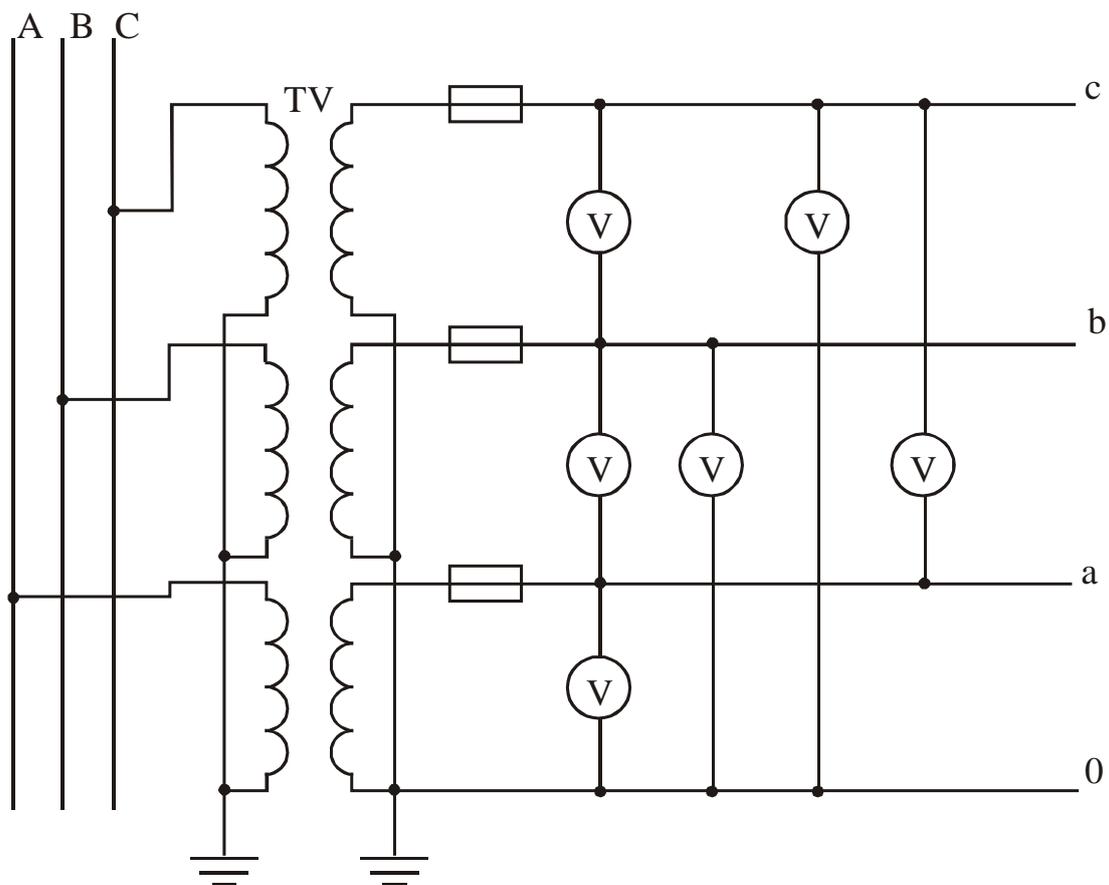


Рисунок 6.15 – Схема включения однофазных трансформаторов напряжения по схеме «звезда-звезда»

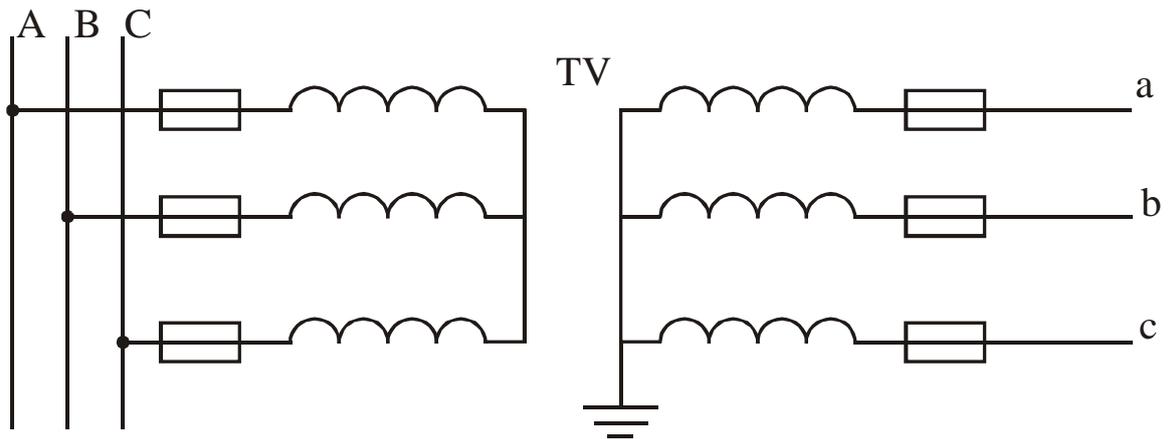


Рисунок 6.16 – Схема включения трехфазных трансформаторов напряжения по схеме «звезда–звезда»

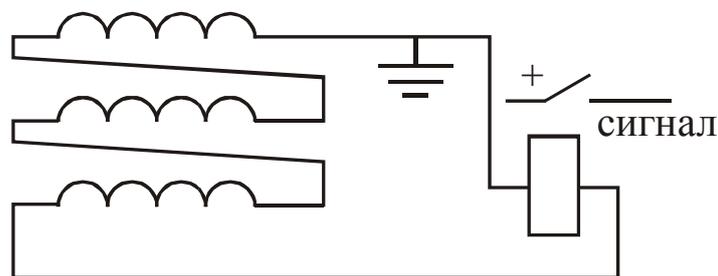
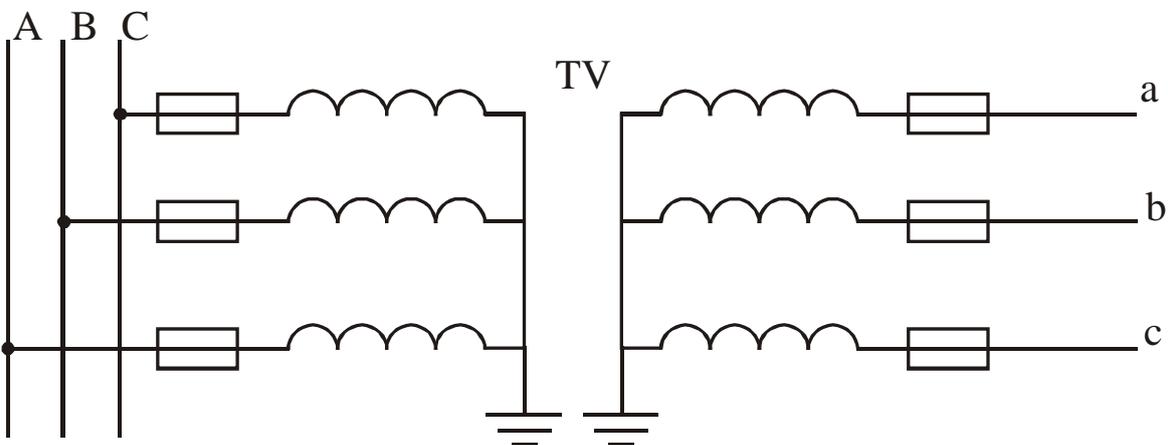


Рисунок 6.17 – Схема включения трехфазного трансформатора напряжения НТМИ

Следует отличать однофазные двухобмоточные трансформаторы НОМ-6, НОМ-10, НОМ-15, НОМ-35 от однофазных трехобмоточных ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-35 (рис. 6.18).

Двухобмоточные трансформаторы (рис. 6.18, а) имеют два ввода ВН и два ввода НН, их можно соединить по схемам открытого треугольника, звезды, треугольника. У трехобмоточных трансформаторов (рис. 6.18, б) один конец обмотки ВН заземлен, единственный ввод ВН расположен на крышке, а вводы НН – на боковой стенке бака. Обмотка ВН рассчитана на фазное напряжение, основная обмотка НН – на $100/\sqrt{3}$ В, дополнительная обмотка – на $100/3$ В. Такие трансформаторы называются заземляемыми и соединяются по схеме, показанной на рисунке 6.17.

Конструктивно трансформатор напряжения во многом похож на силовой трансформатор небольшой мощности для той же ступени напряжения. Однако в виду малой мощности для трансформаторов напряжения никаких специальных мер для охлаждения, в отличие от силовых трансформаторов, не применяется. По числу фаз различают однофазные и трехфазные трансформаторы напряжения, а по роду изоляции – сухие и масляные. Трехфазные трансформаторы напряжения применяются до напряжения 18 кВ, однофазные трансформаторы напряжения с масляной изоляцией применяются на напряжение 6–1150 кВ в закрытых и открытых распределительных устройствах. В этих трансформаторах обмотки и магнитопровод залиты маслом, которое служит для изоляции и охлаждения.

Буквы в обозначении типа трансформатора напряжения расшифровываются:

Н – трансформатор напряжения, О – однофазный, Т – трехфазный, С – сухой, М – масляный, К – для КРУ с компенсирующей обмоткой или при напряжении 110 кВ и выше – каскадный, З – с одним заземленным выводом высокого напряжения, И – для контроля изоляции, Ф – в фарфоровой крышке, Д – для подключения делителей напряжения, Е – емкостный, Л – с литой изоляцией.

Обмотки сухих трансформаторов выполняют эмалированным, лакированным проводом. Изоляцией между обмотками служит электрокартон. Такие трансформаторы выпускаются на напряжение не выше 6 кВ типов НОС-0,5; НОСК-6; НТС-0,5. Масляные трансформаторы напряжения НОМ-10 и НТМК (трехстержневые), НТМИ-10 (пятистержневые) используют в высоковольтных установках напряжением 6 и 10 кВ.

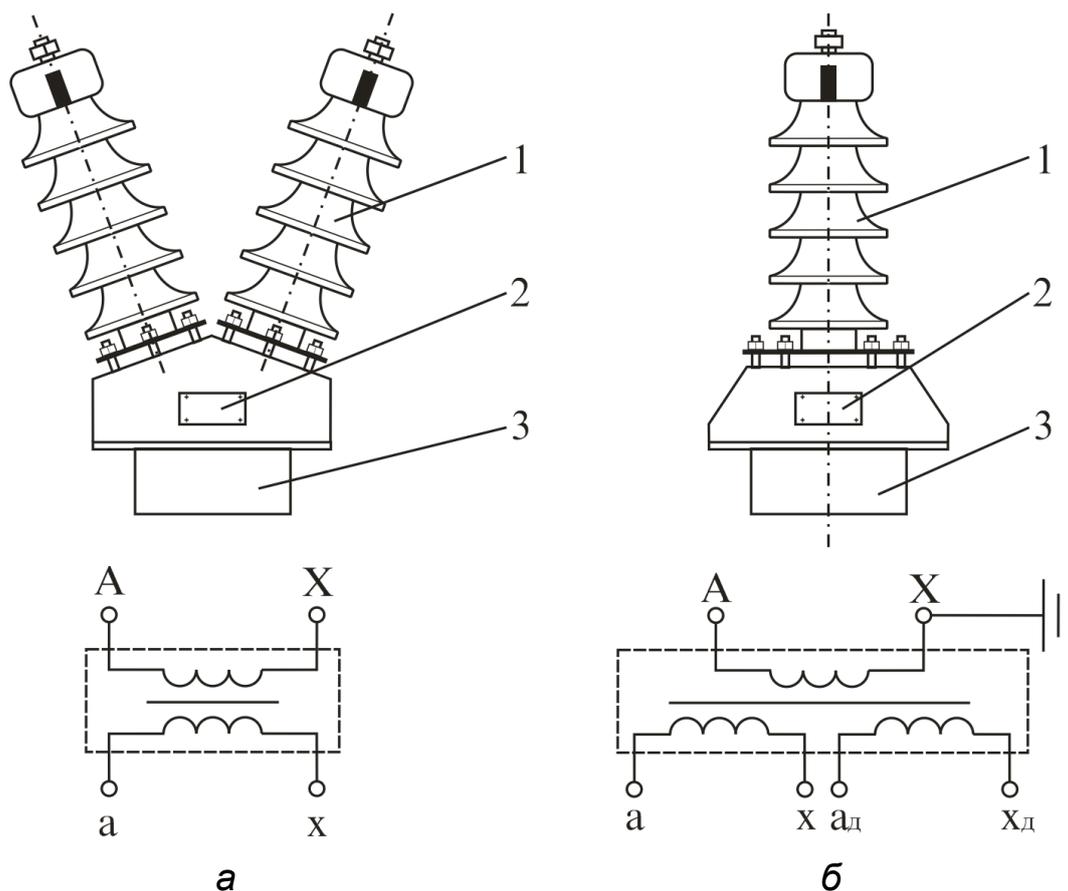


Рисунок 6.18 – Трансформаторы напряжения однофазные масляные: а – типа НОМ-35; б – типа ЗНОМ-35; 1 – ввод высокого напряжения; 2 – коробка вводов НН; 3 – бак

В установках 110 кВ и выше применяются трансформаторы напряжения каскадного типа НКФ. Они состоят из нескольких ступеней (каскадов), изолированных друг от друга. Число ступеней определяется номинальным напряжением из расчета приблизительно 50 кВ на каждую ступень. Трансформаторы каскадного типа имеют меньшую массу и стоимость из-за облегчения изоляции за счет равномерного распределения обмотки высокого напряжения по нескольким магнитопроводам.

Чем выше напряжение, тем сложнее конструкция и дороже трансформатор напряжения, поэтому в установках 500 кВ и выше применяются трансформаторные устройства, присоединенные к конденсаторам высокочастотной связи ВС (рис. 6.20) с помощью конденсатора отбора мощности СВ. Напряжение снимается с СВ (10–15 кВ), подается на трансформатор TV, чтобы вторичное напряжение TV не зависело от нагрузки, в

цепь включен реактор LR. Такое устройство получило название емкостного делителя напряжения (НДЕ).

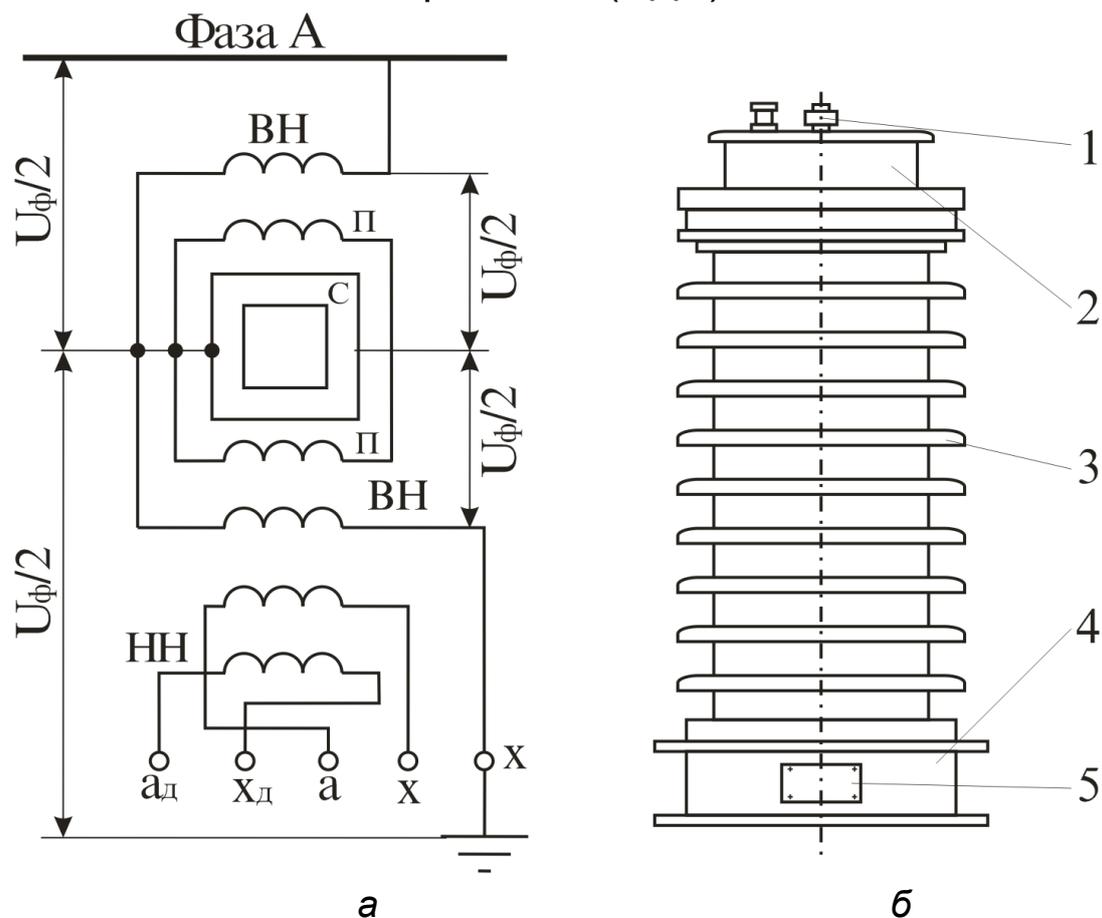


Рисунок 6.19 – Трансформатор напряжения НКФ-110:
 а – схема; б – конструкция: 1 – ввод высокого напряжения;
 2 – маслорасширитель; 3 – фарфоровая рубашка; 4 – основание;
 5 – коробка вводов НН

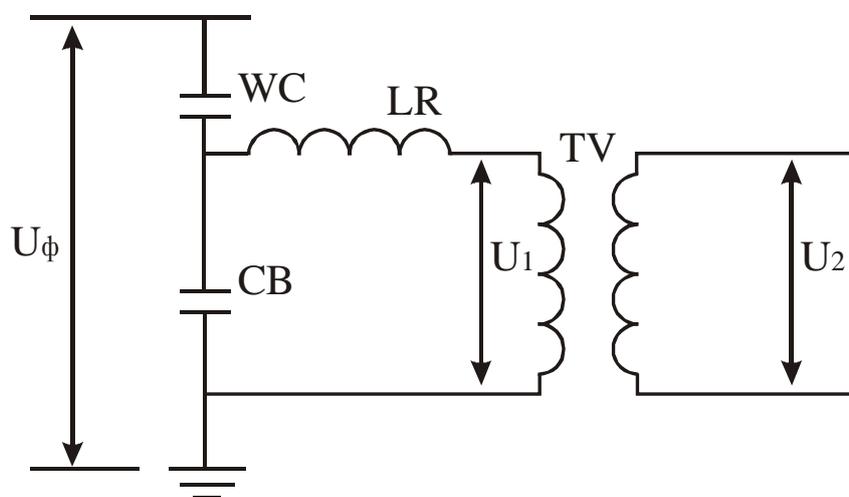


Рисунок 6.20 – Схема емкостного делителя напряжения

В трехфазной системе измерению подлежат: а) линейные напряжения; б) напряжения проводов относительно земли; в) напряжения нулевой последовательности, появляющиеся при замыкании на землю.

В сетях с незаземленными нейтралями (сети 6–35 кВ) измерение напряжения фаз относительно земли необходимо для контроля за состоянием изоляции. При замыкании одной из фаз на землю стрелка вольтметра этой фазы станет на нулевую отметку, а вольтметры двух других фаз вместо фазных будут показывать линейные напряжения.

Для сигнализации появления замыкания на землю в сети используют однофазные трансформаторы напряжения с дополнительными вторичными обмотками, которые соединяют по схеме открытого треугольника (схема включения как для трехфазного трансформатора напряжения, приведенная на рис. 6.17). При однофазном замыкании в сети у зажимов разомкнутого треугольника появляется напряжение, соответствующее тройному напряжению нулевой последовательности.

Возможность использования трехфазного трансформатора напряжения для контроля изоляции зависит от выполнения его магнитопровода. Трехфазный трансформатор напряжения с трехстержневым магнитопроводом нельзя использовать для измерения напряжения фаз относительно земли. Для этого необходимо было бы заземлить нулевую точку звезды первичной обмотки. Тогда при замыкании одной из фаз в стержнях магнитопровода появились бы магнитные потоки нулевой последовательности, равные по величине и совпадающие по фазе. Эти потоки замыкались бы по случайным путям с большим магнитным сопротивлением. В результате токи намагничивания резко бы возросли, что привело бы к увеличению погрешностей, а главное – к опасному перегреву обмоток. Поэтому для контроля изоляции применяют трехфазные пятистержневые трансформаторы напряжения НТМИ (рис. 6.17), потоки нулевой последовательности в которых замыкаются по крайним стержням магнитопровода и не вызывают чрезмерного перегрева трансформатора напряжения.

В сельских электроустановках наиболее часто применяют трехобмоточный пятистержневой трансформатор НТМИ-10, ко-

торый используют для питания точных приборов, а также контроля изоляции цепи 10 кВ.

Анализ опыта эксплуатации измерительных трансформаторов напряжения типа ЗНОМ и НТМИ в сетях с изолированной нейтралью показывает [9], что примерно 30 % общего числа их повреждений связано с возникновением феррорезонансных перенапряжений. Возможность повреждения из-за феррорезонансных перенапряжений при однофазных замыканиях на землю, а также при феррорезонансных колебаниях по другим причинам фактически является изначально заложенным конструктивным недостатком указанных типов трансформаторов. В настоящее время разработаны и выпускаются *антирезонансные* трансформаторы напряжения НАМИ (рис. 6.21).

Трансформаторы серии НАМИ содержат в одном баке два трансформатора – прямой (он же и обратной) и нулевой последовательностей. Трансформатор прямой последовательности трехфазный, трехстержневой, без боковых ярм. Его первичные обмотки соединены в звезду с изолированной от земли нейтралью. Между этой нейтралью и землей включена первичная обмотка однофазного трансформатора нулевой последовательности. Схема соединения основной вторичной обмотки повторяет схему первичной обмотки. Дополнительная вторичная обмотка « $3U_0$ » расположена на стержне трансформатора нулевой последовательности. На трех стержнях первого трансформатора помещается компенсационная обмотка, соединенная в замкнутый треугольник без внешних выводов.

Трансформаторы напряжения защищают от коротких замыканий во вторичных цепях установкой плавких предохранителей на стороне низшего напряжения. Для защиты электроустановок от повреждений последовательно с трансформаторами напряжения со стороны обмотки высокого напряжения также устанавливают предохранители до напряжения 35 кВ включительно.

Для более высоких напряжений плавкие предохранители с необходимой отключающей способностью отсутствуют. При этих напряжениях ограничиваются установкой на стороне высшего напряжения разъединителей.

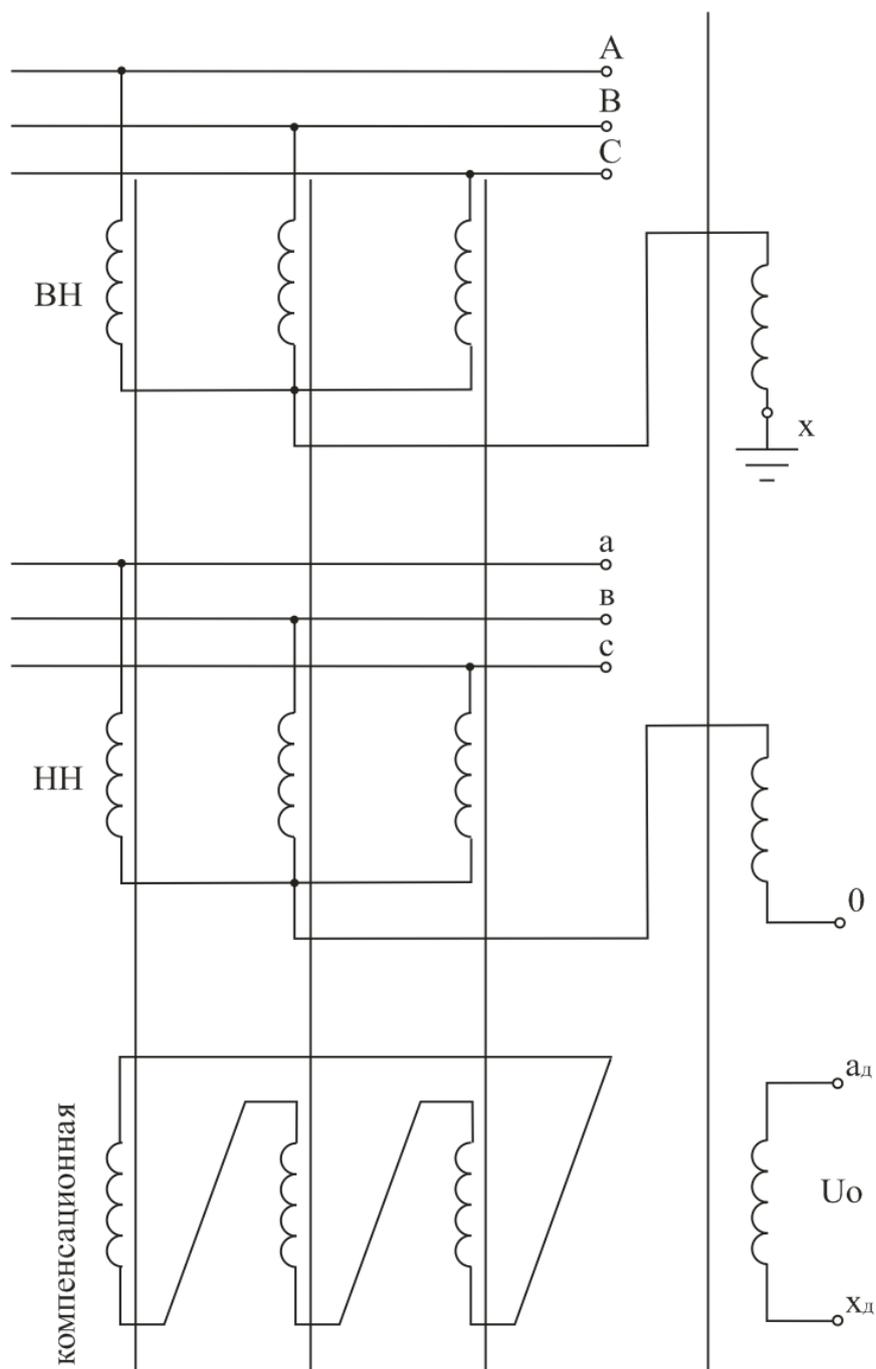


Рисунок 6.21 – Схема соединения обмоток антирезонансного трансформатора напряжения НАМИ-6-10-35 кВ

При выборе трансформаторов напряжения следует помнить, что для учета электроэнергии в сетях классов напряжений до 35 кВ необходимо применять незаземляемые однофазные трансформаторы, которые не подвержены резонансным явлениям. Если перед ТН, кроме учета электроэнергии, также ставится задача контроля изоляции сети, необходима установка антирезонансных ТН [26].

Указания к выполнению работы

1. Ознакомиться с конструкцией трансформаторов напряжения НОМ, ЗНОМ, НТМ, НТМИ, НАМИ, НКФ, НДЕ.
2. Записать паспортные данные трансформаторов напряжения, установленные в лаборатории.
3. Изучить возможные схемы соединения трансформаторов напряжения.
4. Начертить векторную диаграмму напряжений при замыкании фазы сети на землю в сети с изолированной нейтралью.

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

1. Цель работы.
2. Паспортные данные трансформаторов напряжения, установленных в лаборатории.
3. Схемы включения трансформаторов напряжения.
4. Схемы для испытания трансформаторов напряжения.
5. Векторную диаграмму напряжений при замыкании одной фазы в сетях с изолированными нейтралью.

Контрольные вопросы

1. Каковы особенности конструкции трансформаторов напряжения?
2. Что называется классом точности трансформатора напряжения?
3. В каком режиме работает трансформатор напряжения?
4. От чего зависят погрешности трансформатора напряжения?
5. Почему нельзя применять для контроля изоляции трехфазный трехстержневой трансформатор напряжения?
6. В чем разница в показаниях вольтметров в схеме контроля изоляции при замыкании на землю в сети с изолированной нейтралью?
7. Почему необходимо заземлять нейтраль первичной обмотки трансформатора напряжения в схеме контроля изоляции?
8. В чем состоит конструктивная разница трансформаторов напряжения типов НАМИ и НТМИ?

Тесты для самопроверки к главе 6

1. Дополните:

Задача гашения дуги сводится к созданию условий, чтобы электрическая прочность промежутка между контактами стала _____ напряжения между ними.

2. В отключающих аппаратах до 1000 В используются следующие способы гашения дуги:

- 1) деление длинной дуги на ряд коротких дуг;
- 2) удлинение дуги при быстром расхождении контактов;
- 3) охлаждение дуги в узкой щели;
- 4) гашение дуги в вакууме;
- 5) гашение дуги в масле.

3. Дополните:

В вакуумных выключателях, так как разреженный газ обладает высокой электрической прочностью, дуга гаснет сразу же после первого прохождения тока через _____

4. Для силовых выключателей наиболее тяжелой и ответственной операцией является:

- 1) отключение токов КЗ;
- 2) включение на существующее короткое замыкание;
- 3) отключение токов холостого хода электроустановки;
- 4) отключение номинальных токов.

5. В зависимости от дугогасительной среды выключатели делятся:

- 1) на масляные;
- 2) вакуумные;
- 3) воздушные;
- 4) элегазовые;
- 5) быстродействующие;
- 6) трубчатые;
- 7) фибровые.

6. В установках ниже 1000 В для гашения дуги не используется:

- 1) автодутье;
- 2) охлаждение дуги в узких щелях;
- 3) гашение дуги высоким давлением;
- 4) деление дуги на ряд коротких дуг;
- 5) гашение дуги в вакууме.

7. При производстве оперативных переключений разъединителями, установленными в линии, должно выполняться условие:

- 1) обязательное наложение переносного заземления;
- 2) отсутствие в цепи токов нагрузки;
- 3) отсутствие в цепи токов короткого замыкания;
- 4) отключение выключателя линии на питающей подстанции.

8. В малообъемных масляных выключателях масло предназначено:

- 1) для гашения дуги и частично для изоляции токоведущих частей друг от друга;
- 2) смешивания масла с воздухом при гашении дуги;
- 3) охлаждения выключателя;
- 4) заполнения маслом амортизационной камеры выключателя.

9. Расшифруйте аббревиатуру КРУ:

- 1) комплектное распределительное устройство;
- 2) комплексные разрядные установки;
- 3) комплекс ремонтных устройств;
- 4) компенсационный регулятор, унифицированный;
- 5) комплексное распределительное устройство.

10. Выключатели нагрузки предназначены:

- 1) для отключения токов нагрузки в нормальном режиме;
- 2) отключения токов трехфазного короткого замыкания;
- 3) отключения токов перегрузки;
- 4) отключения токов однофазного замыкания.

11. Особенности конструкции и назначения измерительного трансформатора напряжения НТМИ являются:

- 1) пятистержневой трехфазный трансформатор напряжения для контроля изоляции;
- 2) трехстержневой измерительный трехфазный трансформатор;
- 3) трехобмоточный трансформатор имитационный;
- 4) трансформатор напряжения с искровым промежутком;
- 5) трехфазный трансформатор напряжения для исследований.

12. Трансформатор тока работает в режиме:

- 1) близком к режиму холостого хода;
- 2) понижения напряжения в сети переменного тока;
- 3) близком к режиму короткого замыкания;
- 4) в режиме перенапряжения;
- 5) преобразования напряжения постоянного тока в напряжение переменного тока.

13. Трансформатор напряжения работает в режиме:

- 1) близком к режиму холостого хода;
- 2) понижения тока в сети;

- 3) близком к режиму короткого замыкания;
- 4) в режиме перенапряжения;
- 5) преобразования напряжения постоянного тока в напряжение переменного тока.

14. Коэффициент трансформации трансформатора напряжения определяется по выражению:

- 1) $k = \frac{U_1}{U_2} = \frac{I_1}{I_2}$;
- 2) $k = \frac{U_1}{U_2} = \frac{w_2}{w_1}$;
- 3) $k = \frac{U_1}{U_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{w_1}{w_2}$;
- 4) $k = \frac{U_2}{U_1} = \frac{I_2}{I_1}$;
- 5) $k = U_1 \cdot U_2$;
- 6) $k = I_1 \cdot U_2$.

15. Токоограничивающим предохранителем называется предохранитель, у которого:

- 1) плавкая вставка имеет повышенное сопротивление;
- 2) имеется дополнительный, последовательно включенный резистор;
- 3) время плавления вставки меньше времени, за которое ток КЗ достигает ударного значения;
- 4) последовательно с предохранителем включен токоограничивающий реактор.

16. Расшифруйте аббревиатуру ПВТ-35:

- 1) предохранитель выхлопной для защиты трансформатора на 35 кВ;
- 2) проходной встроенный трансформатор тока на напряжение 35 кВ;
- 3) предохранитель высоковольтный тропического исполнения на напряжение 35 кВ;
- 4) потребитель высоковольтный технический на напряжение 35 кВ;
- 5) предохранитель встроенный тропического исполнения на ток 35А.

17. Короткозамыкатели предназначены:

- 1) для заземления оборудования выводимого в ремонт;
- 2) создания искусственного короткого замыкания в сети;
- 3) снижения потенциала электрооборудования;
- 4) защиты электроустановок от перенапряжений;
- 5) заземления нейтрали сети.

18. Отделители предназначены:

- 1) для создания видимого разрыва;
- 2) отключения поврежденного трансформатора в бестоковую паузу (после отключения линии головным выключателем);
- 3) отключения токов холостого хода трансформаторов;

- 4) отделения электроустановок друг от друга;
- 5) вывода в ремонт разъединителя.

19. Расшифруйте аббревиатуру ТВЛМ-10:

- 1) трансформатор внутренней установки линейный, с малыми потерями на напряжение 10 кВ;
- 2) трансформатор встроенный линейный, модернизированный на напряжение 10 кВ;
- 3) трансформатор внутренней установки литой, модернизированный на напряжение 10 кВ;
- 4) трансформатор, встроенный с литой изоляцией на 10 кВ;
- 5) трансформатор тока встроенный с литой изоляцией на 10 кВ.

20. Расшифруйте аббревиатуру НТМ-10:

- 1) трансформатор наружный масляный на напряжение 10 кВ;
- 2) тиристор наружный масляный на напряжение 10 кВ;
- 3) трансформатор напряжения трехфазный масляный на напряжение 10 кВ;
- 4) трансформатор трехфазный наружный масляный на 10 кВ;
- 5) трансформатор напряжения масляный на напряжение 10 кВ.

21. Разъединители не выбираются:

- 1) по напряжению;
- 2) току;
- 3) электродинамической устойчивости;
- 4) термической устойчивости;
- 5) отключающей способности.

22. Особенности конструкции и назначения измерительного трансформатора напряжения НАМИ:

- 1) пятистержневой трехфазный антирезонансный трансформатор напряжения для контроля изоляции;
- 2) трехстержневой измерительный трехфазный автотрансформатор;
- 3) трехобмоточный антирезонансный трансформатор имитационный;
- 4) трансформатор напряжения с искровым промежутком аварийный;
- 5) трехфазный автотрансформатор напряжения для исследований.

23. Разъединители предназначены:

- 1) для включения и отключения сетей под нагрузкой;
- 2) защиты сетей от перегрузки;
- 3) защиты сетей от коротких замыканий;
- 4) создания видимого разрыва.

24. Основной недостаток вакуумных выключателей:

- 1) большая длительность отключения;
- 2) генерация перенапряжений из-за быстрого погасания дуги;
- 3) взрывоопасность;
- 4) ограниченная коммутационная способность;
- 5) невысокая электродинамическая устойчивость.

25. Преимуществом разъединителей типа РГ является:

- 1) более устойчивы к атмосферным воздействиям (например, гололед);
- 2) контакты имеют больший срок службы;
- 3) более дешевы по сравнению с РНД и РЛНД;
- 4) отключают токи нагрузки.

26. Последовательно с выключателем нагрузки устанавливаются:

- 1) разъединители;
- 2) отделители;
- 3) короткозамыкатели;
- 4) разрядники;
- 5) предохранители.

27. В масляных выключателях возникающая при размыкании контактов электрическая дуга приводит к интенсивному:

- 1) возгоранию масла;
- 2) загрязнению масла;
- 3) испарению масла;
- 4) смешиванию масла с воздухом.

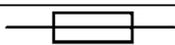
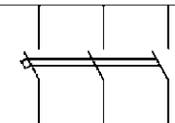
28. Ток короткого замыкания можно отключить:

- 1) рубильником;
- 2) разъединителем;
- 3) выключателем нагрузки;
- 4) масляным выключателем.

29. Основным параметром, влияющим на погрешность работы трансформатора тока, является:

- 1) номинальный ток;
- 2) номинальное напряжение;
- 3) класс точности;
- 4) коэффициент трансформации.

30. Соответствие между условными обозначениями и названиями элементов

Условное обозначение элемента	Название элемента
1. 	А. Катушка магнитного пускателя, реле
2. 	Б. Предохранитель
3. 	В. Устройство защитного отключения
	Г. Автоматический выключатель

31. Автоматические выключатели применяют в электроустановках:

- 1) до 1 кВ;
- 2) до 6 кВ;
- 3) до 10 кВ;
- 4) до 0,38 кВ.

32. Выключатели выбирают:

- 1) по номинальным параметрам;
- 2) термической и электродинамической стойкости;
- 3) нагрузке вторичных цепей;
- 4) коммутационной способности;
- 5) характеристике токоограничения;
- 6) потерям напряжения.

33. Масляные выключатели подразделяются:

- 1) на баковые;
- 2) синхронизированные;
- 3) малообъемные;
- 4) комбинированные.

34. Взрыво- и пожароопасность является недостатком выключателей:

- 1) всех типов;
- 2) масляных;
- 3) вакуумных;
- 4) элегазовых.

35. Выключатели нагрузки предназначены:

- 1) для коммутации номинальных токов электроустановки;
- 2) отключения токов КЗ;
- 3) коммутации токов в режимах холостого хода;
- 4) коммутации токов при перегрузках электрооборудования.

36. Разъединители предназначены:

- 1) для создания видимого разрыва при ремонте электрооборудования;
- 2) коммутации любых токов;
- 3) автоматического отключения нагрузки;
- 4) перевода сети с одного класса напряжения на другой.

37. Разъединители выбирают:

- 1) по номинальным параметрам;
- 2) нагрузке вторичных цепей;
- 3) электродинамической и термической стойкости;
- 4) характеристике токоограничения.

38. Измерительные трансформаторы тока предназначены:

- 1) для измерения первичных токов;
- 2) измерения вторичных токов;
- 3) преобразования первичных токов во вторичные токи, удобные для проведения измерений;
- 4) уменьшения потерь энергии в сети.

39. Измерительные трансформаторы тока выбирают:

- 1) по номинальным параметрам;
- 2) коммутационной способности;
- 3) термической и электродинамической стойкости;
- 4) характеристике токоограничения;
- 5) нагрузке вторичных цепей.

40. Расшифруйте аббревиатуру ВМП-10:

- 1) выключатель масляный подвесной;
- 2) выключатель масляный подстанционный;
- 3) выключатель магнитный порошковый;
- 4) выключатель с малообъемным приводом.

41. Достоинства маломасляных выключателей:

- 1) небольшое количество масла;
- 2) относительно малая масса;
- 3) удобный доступ к дугогасительным контактам;
- 4) взрыво- и пожаробезопасность;
- 5) большая отключающая способность.

42. Недостатки вакуумных выключателей:

- 1) высокая стоимость по сравнению с маломасляными выключателями;
- 2) небольшие номинальные токи и токи отключения;
- 3) возможность коммутационных перенапряжений;
- 4) взрыво- и пожароопасность.

43. Недостатки воздушных выключателей:

- 1) необходимость наличия компрессорной установки;
- 2) высокая отключающая способность;
- 3) относительно высокая стоимость;
- 4) трудность установки встроенных трансформаторов тока.

44. Элегаз (электротехнический газ) по сравнению с воздухом обладает следующими преимуществами:

- 1) электрическая прочность в 2,5 раза выше;
- 2) номинальный ток отключения камеры продольного дутья с элегазом в 5 раз выше;
- 3) инертный газ, слабо разлагается дугой;
- 4) имеет высокую температуру сжижения.

45. Измерительные трансформаторы напряжения предназначены:

- 1) для измерения первичных напряжений;
- 2) измерения вторичных напряжений;
- 3) преобразования первичных напряжений во вторичные токи, удобные для проведения измерений;
- 4) уменьшения потерь энергии в сети;
- 5) увеличения пропускной способности сети.

46. Дополните:

Разъединители не имеют специальных дугогасящих устройств и поэтому цепи, в которых может возникнуть электрическая дуга, ими разрывать _____ .

47. Разъединители подразделяются:

- 1) внутренней установки;
- 2) наружной установки;
- 3) кольцевые;
- 4) контактные;
- 5) симметричные.

48. Дополните:

Короткозамыкатель представляет собой однополюсный или трехполюсный _____, снабженный приводом для автоматического включения и предназначенный для соединений провода (проводов) трехфазной системы с землей по ручной команде или от релейной защиты.

49. Дополните:

Отделитель представляет собой обычный трехполюсный _____, снабженный приводом для автоматического управления и способный по команде совершать операции отключения и включения участков цепи, предварительно отключенных выключателями.

50. Укажите соответствие на электрических схемах буквенных и графических обозначений:

1. W;							
2. FU;	А	Б	В	Г	Д	Е	Ж
3. QS;							
4. Q;							
5. QN;							
6. QR							

51. Дополните:

Отделителями можно выполнять _____ операции, что и разъединителями.

52. Предохранители характеризуются:

- 1) номинальным током плавкой вставки;
- 2) количеством срабатываний;
- 3) номинальным напряжением;
- 4) классом точности.

53. Измерительные трансформаторы тока изготавливаются на вторичные токи:

- 1) 5 А;
- 2) 1 А;
- 3) 10 А;
- 4) 100 А.

54. Измерительные трансформаторы напряжения изготавливаются на вторичные напряжения:

- 1) 100 В;
- 2) 100/3 В;
- 3) $100/\sqrt{3}$ В;
- 4) 220 В.

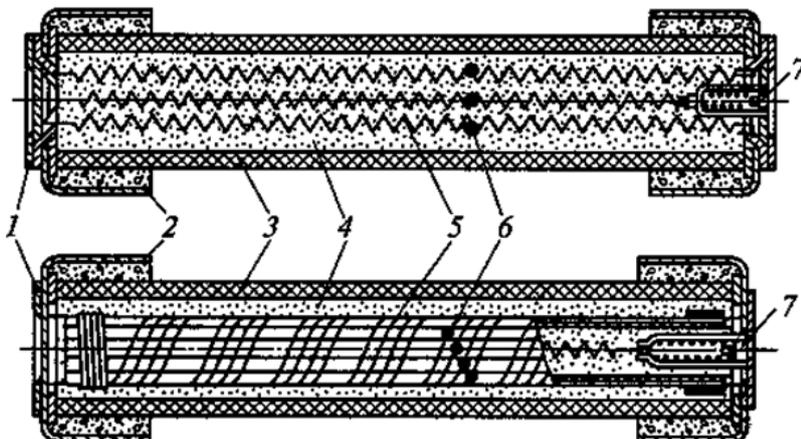
55. Для измерительных трансформаторов тока установлены классы точности:

- 1) 1;
- 2) 3;
- 3) 10;
- 4) 0,5;
- 5) 0,2;
- 6) 6.

56. Для измерительных трансформаторов напряжения установлены классы точности:

- 1) 1;
- 2) 3;
- 3) 0,5;
- 4) 0,2.
- 5) 6.
- 6) 10.

57. Установите соответствие элемента номеру позиции на рисунке предохранителя марки ПК:



- а) торцевая крышка;
- б) латунный колпачок;
- в) фарфоровая трубка;
- г) кварцевый песок;
- д) плавкая вставка;
- е) шарики из олова;
- ж) указатель срабатывания;
- з) уровнемер.

58. Дополните:

За обозначение класса точности измерительного трансформатора тока принята величина _____ допустимой токовой погрешности в процентах.

59. Одновитковые трансформаторы тока делятся:

- 1) на стержневые;
- 2) шинные;
- 3) встроенные;
- 4) кольцевые.

60. Для контроля изоляции сетей с изолированными нейтралями используются измерительные трансформаторы напряжения:

- 1) трехфазные трехстержневые;
- 2) трехфазные пятистержневые;
- 3) однофазные;
- 4) двухфазные.

61. Трансформаторы напряжения защищают от коротких замыканий во вторичных цепях установкой на стороне низшего напряжения:

- 1) плавких предохранителей;
- 2) автоматических выключателей;
- 3) выключателей нагрузки;
- 4) релейной защиты.

62. Вторичную нагрузку трансформаторов напряжения определяют по формуле:

1) $S_2 = \sqrt{(\sum P_{\text{приб}})^2 + (\sum Q_{\text{приб}})^2}$;	2) $S_2 = \sqrt{(\sum P_{\text{приб}})^2 - (\sum Q_{\text{приб}})^2}$;
3) $S_2 = \sqrt{(\sum P_{\text{приб}})^2}$;	4) $S_2 = \sqrt{(\sum Q_{\text{приб}})^2}$

63. Установите соответствие кодового обозначения элемента на электрической схеме его названию:

Название элемента	Код на схеме
1) силовой трансформатор;	а) ТА;
2) трансформатор напряжения;	б) Т;
3) ОПН;	в) TV;
4) трансформатор тока;	г) QC;
5) выключатель;	д) Q;
6) автоматический выключатель	е) QF;
	ж) F;
	з) RU

64. Установите соответствие кодового обозначения элемента на электрической схеме его названию:

Название элемента	Код на схеме
1) выключатель нагрузки;	а) RU;
2) линия электропередачи;	б) QW;
3) отделитель;	в) QN;
4) трансформатор тока;	г) QC;
5) короткозамыкатель;	д) QR;
6) разъединитель	е) QS;
	ж) W;
	з) ТА

65. Дополните:

За обозначение класса точности измерительного трансформатора напряжения принята величина _____ допустимой погрешности по напряжению в процентах.

7 СЕЛЬСКИЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

В настоящее время основная часть сельскохозяйственных потребителей получает питание от объединенных энергосистем по сетям, которые предназначены также для питания промышленных предприятий, городов и электрифицированного транспорта. Непосредственными источниками питания сельских потребителей в этом случае являются подстанции, которые делятся на *районные трансформаторные подстанции* (РТП) и потребительские *трансформаторные подстанции* (ТП).

Назначение РТП – преобразовывать электроэнергию с напряжения 35–110 кВ на напряжение 10–35 кВ с целью более экономичного ее распределения в районе и передачи по воздушным линиям к потребительским ТП 6-35/0,4 кВ.

Назначение ТП – преобразовывать электроэнергию с напряжения 6–35 кВ на 0,4 кВ с целью распределения ее на территории населенного пункта или другого потребителя и передачи воздушными или кабельными линиями непосредственным потребителям: двигателям, нагревательным и осветительным приборам и т.п.

По способу присоединения к линиям все понижающие подстанции делятся:

- на *тупиковые или ответвительные*, присоединяемые к концу линии (рис. 7.1, а – тупиковые); или присоединяемые глухой отпайкой к одной или двум проходящим линиям (рис. 7.1, б – ответвительные);
- *проходные*, которые включаются в рассечку одной или двух линий (рис. 7.1, в);
- *узловые или опорные*, имеющие не менее двух питающих и несколько отходящих линий (рис. 7.1, г).

Если через шины проходных и узловых подстанций имеются перетоки энергии в оба направления, то такие подстанции называются *транзитными*.

Главной схемой электрических соединений подстанции называется совокупность основного оборудования: трансформаторов, сборных шин, коммутационной и другой аппаратуры первичной цепи – со всеми выполненными между ними соединениями и линиями. Ее изображают на чертеже в одно-

линейном исполнении с элементами, находящимися, как правило, в отключенном состоянии. Все элементы изображают условными символами в соответствии с единой системой конструкторской документации ЕСКД и ГОСТ.

Любая понижающая подстанция (рис. 7.1) содержит следующие основные части: распределительное устройство высшего напряжения (РУВН), один или два (иногда более двух) трансформатора, распределительное устройство низкого напряжения (РУНН).

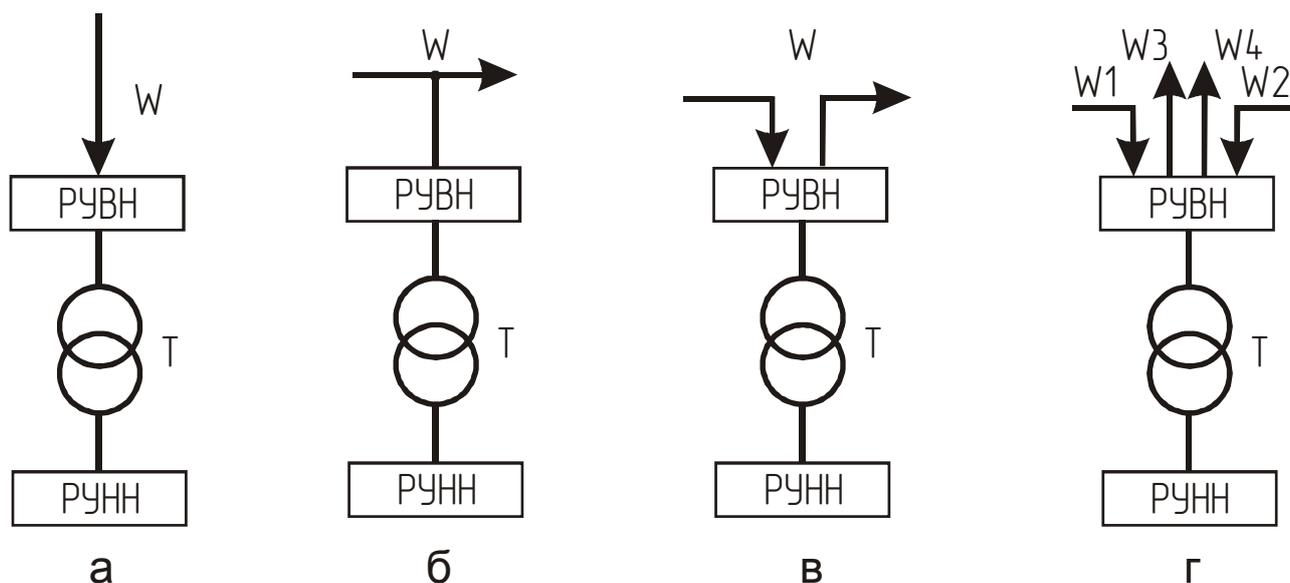


Рисунок 7.1 – Типы понижающих подстанций:
 а – тупиковая; б – ответвительная; в – проходная;
 г – узловая, или опорная

Кроме этих основных частей, на подстанции имеются: система собственных нужд, устройства управления, сигнализации и блокировки, заземляющее устройство, вспомогательное оборудование и сооружения.

Распределительным устройством (РУ) трансформаторной подстанции называется совокупность электроустановок, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, состоящая из несущих конструкций, шин, аппаратов для коммутации, управления, измерений, защиты и автоматики, а также вспомогательных элементов.

РУ делятся на открытые (ОРУ), размещенные на открытом воздухе, и закрытые (ЗРУ), расположенные в зданиях.

Закрытые РУ применяют при напряжении до 20 кВ, а в случае загрязненной атмосферы, ограниченной площади или тяжелых климатических условий Крайнего Севера их применяют и при напряжении 35–220 кВ.

В настоящее время РУ чаще всего выполняются на основе унифицированных, поставляемых комплектно блоков. Такие РУ называются *комплектными распределительными устройствами (КРУ)*.

КРУ – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами. Шкафы КРУ изготавливаются на заводах и с полностью собранным и готовым к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом. В качестве изоляции между токоведущими частями в КРУ могут быть использованы воздух, масло, твердая изоляция, инертные газы. КРУ с масляной и газовой изоляцией могут изготавливаться на напряжения до 500 кВ. В КРУ могут применяться обычные аппараты или специально предназначенные для них, могут сочетаться и те и другие. Например, для КРУ 6–10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей – втычные контакты.

Нашей промышленностью выпускаются КРУ 3–35 кВ с воздушной изоляцией и КРУЭ 110–220 кВ с элегазовой изоляцией.

Шкафы КРУ перегородками делятся на отсеки: выключателя на выдвижной тележке; сборных шин; линейного ввода; релейного шкафа. Конструкция шкафов КРУ предусматривает возможность установки тележек с выключателем, трансформатором напряжения или с разъединяющими контактами с перемычкой в рабочем, контрольном положении и выкатывание из шкафа для ревизии и ремонта. Шкафы КРУ имеют блокировочные устройства, не позволяющие вкатывать или выкатывать те-

лежку при включенном положении выключателя, а также включать заземляющий разъединитель при рабочем положении тележки и вкатывать тележку при включенном заземляющем разъединителе.

Изготовители КРУ в каталогах приводят сетку типовых схем шкафов, ориентируясь на которую при проектировании подбирают типы шкафов и комплектуют распределительное устройство конкретной электроустановки.

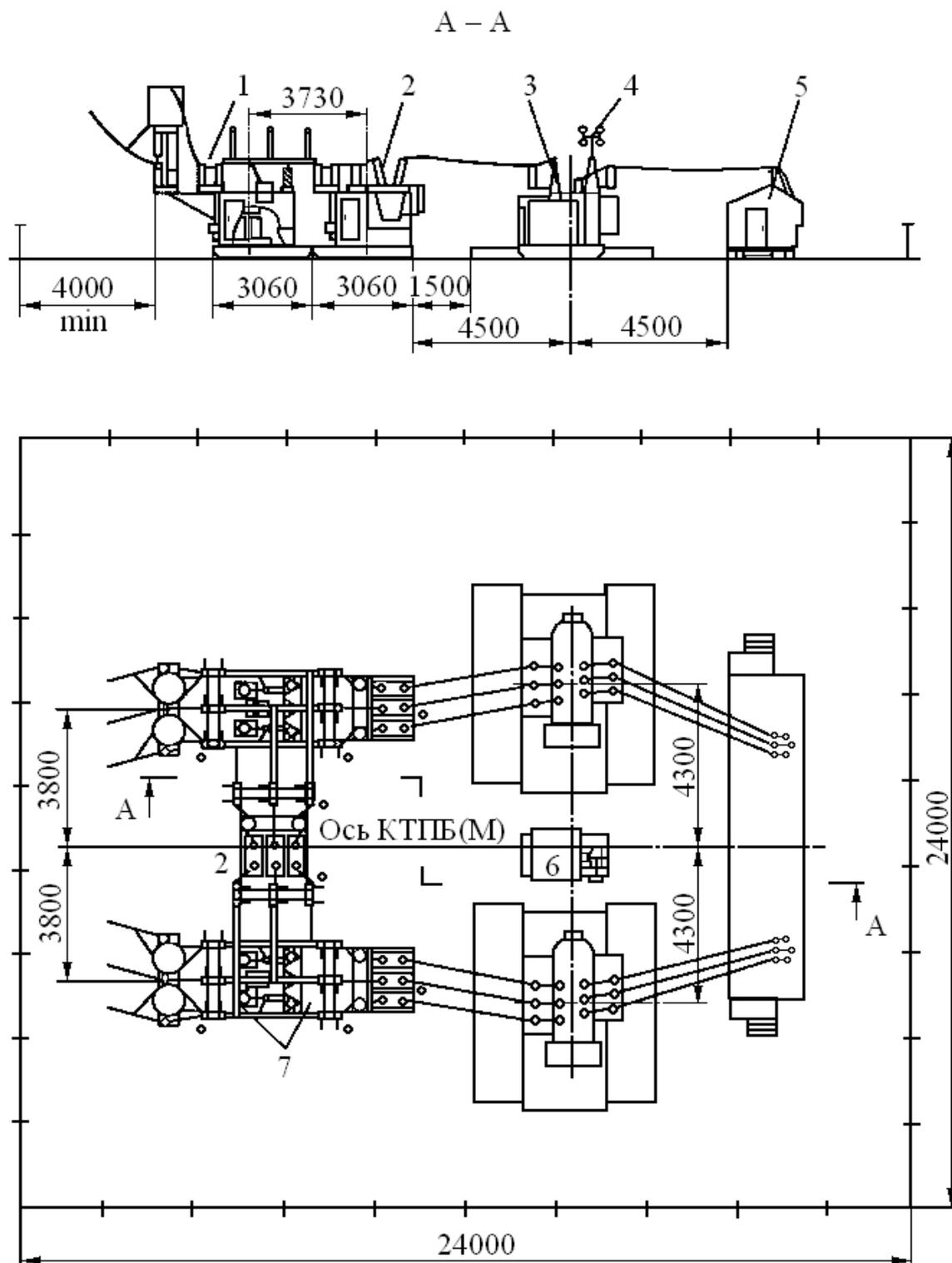
КРУ изготавливаются для установки внутри закрытого РУ. Для открытой установки вне помещения предназначены специальные КРУ наружной установки (КРУН). Шкафы КРУН применяются на *комплектных трансформаторных подстанциях* (КТП) и в открытых РУ.

КТП изготавливаются на заводах и крупноблочными узлами доставляются на место монтажа. На подстанциях применяются КТП наружной установки с высшим напряжением 35 и 110 кВ.

Самарским заводом «Электроцит» выпускаются комплектные трансформаторные подстанции из блоков заводского изготовления КТПБ(М) [10]. На рисунке 7.2 представлена комплектная подстанция 35/10 кВ с двумя трансформаторами, выполненная по типовой схеме мостика с выключателями на стороне 35 кВ. На стороне 10 кВ применена схема с одной секционированной системой шин.

Главными достоинствами КТП и КРУ являются: сокращение объемов и сроков проектирования, строительно-монтажных работ, экономия трудовых затрат, увеличение надежности работы и безопасности обслуживания вследствие высокого качества монтажа и конструкции, удобство и быстрота расширения или реконструкции. В связи с применением в сельском хозяйстве КТП далее все вопросы будут рассматриваться применительно к этому типу подстанций.

Сельские трансформаторные подстанции, как правило, располагают в центре нагрузок, а с целью большей надежности электроснабжения потребителей их сооружают двухтрансформаторными (см. раздел 10) и с резервным питанием от соседней подстанции. В настоящее время часть РТП и подавляющее число ТП являются однострансформаторными.



*Рисунок 7.2 – Комплектная трансформаторная подстанция 35/10 кВ с двумя трансформаторами:
 1 – блок ввода линии и трансформатор напряжения; 2 – блок выключателя; 3 – блок силового трансформатора; 4 – установка осветительная; 5 – КРУН 10 кВ; 6 – шкаф высокочастотной связи; 7 – жесткая ошиновка ОРУ 35 кВ*

Тупиковые и ответвительные однострансформаторные подстанции на стороне 35–110 кВ выполняются по схеме блока трансформатор-линия без коммутационной аппаратуры со стороны высокого напряжения или с одним разъединителем, если защита линии со стороны питающего конца имеет достаточную чувствительность к повреждениям в трансформаторе. При кабельном вводе в трансформатор разъединители не устанавливаются.

При недостаточной чувствительности защиты питающей линии к повреждениям в трансформаторе на тупиковых и ответвительных подстанциях на напряжении 35–110 кВ ранее широко применялись схемы с отделителями и короткозамыкателями с высокой стороны трансформатора, такие схемы имеются в эксплуатации, но к применению на вновь проектируемых подстанциях не рекомендуются [23, 27]. Работа этой схемы рассмотрена в главе 6 (см. рис. 6.7). На вновь проектируемых подстанциях вместо отделителей и короткозамыкателей устанавливаются силовые выключатели.

При необходимости секционирования линий, при мощности трансформаторов до 63 МВ·А включительно и напряжении 35–110 кВ применяются *проходные подстанции, главные схемы которых выполнены по схеме мостика*.

Схема такой подстанции приведена на рисунке 7.3.

Ремонтная перемычка с разъединителями QS9, QS10 нормально отключена одним из этих разъединителей, например QS9.

Выключатель Q3 в мостике включен, что обеспечивает транзит мощности по линиям W1 и W2. Если необходимо исключить параллельную работу линий W1, W2 с точки зрения ограничения токов КЗ, выключатель Q3 отключен. При аварии в трансформаторе Т1 отключаются выключатель со стороны 6 (10) кВ и выключатели Q1 и Q3. После отключения разъединителя QS3 включаются Q1 и Q3, и транзит восстанавливается. Для ремонта Q1 включают ремонтную перемычку (разъединитель QS9), отключают Q1 и разъединители QS1 и QS2. Если в этом режиме произойдет авария в Т2, то отключаются Q2 и Q3 и оба трансформатора остаются без питания.

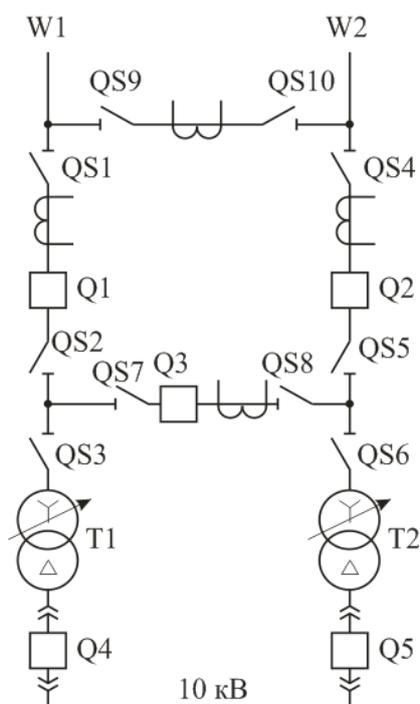


Рисунок 7.3 – Схема мостика

Необходимо отключить QS6 и включить Q3 и Q2, тогда T1 подключается к обеим линиям. Этот недостаток можно устранить, если мостик и ремонтную перемычку поменять местами. В этом случае при повреждении в трансформаторе отключается один выключатель на стороне ВН трансформатора, выключатель в мостике остается включенным, значит, транзит мощности по W1, W2 сохраняется.

Потребительские ТП 10/0,4 кВ по конструкции могут быть комплектные наружной установки и закрытого типа (кирпичные, блочные, панельные).

В системах электроснабжения сельского хозяйства применяются следующие типы комплектных ТП 10/0,4 кВ:

- 1 – столбовые трансформаторные подстанции (СТП) одностолбовые мощностью от 25 до 100 кВ·А;
- 2 – СТП двухстолбовые мощностью 160–250 кВ·А;
- 3 – КТП шкафного типа мощностью 25–250 кВ·А;
- 4 – КТП киоскового типа с трансформаторами мощностью 100–630 кВ·А;
- 5 – закрытые трансформаторные подстанции (ЗТП) с трансформаторами мощностью 160–4000 кВ·А.

Первые четыре типа ТП выполняются тупиковыми однотрансформаторными станциями практически с единой схемой

электрических соединений. Силовой трансформатор типа ТМ присоединяется к ВЛ 10 кВ через разъединитель типа РЛНД-1-10 и предохранитель типа ПКТ, а к шинам 0,4 кВ через рубильник. На отходящих линиях устанавливаются автоматические воздушные выключатели и защитные приставки, обеспечивающие максимальную токовую защиту и защиту от однофазных КЗ, или плавкие предохранители.

Для защиты электрооборудования от атмосферных перенапряжений устанавливаются нелинейные ограничители перенапряжений ОПН-10 УХЛ1 и ОПН-0,4 УХЛ1.

В цепи уличного освещения для автоматического управления устанавливается фотореле.

Учет расхода электроэнергии на вводе 0,4 кВ осуществляется трехфазным счетчиком типа СЕ303-S31 производства компании «Энергомера» или другим современным микропроцессорным трехфазным счетчиком электроэнергии, включенным через трансформаторы тока типа ТОП-0,66 или ТШП-0,66.

Столбовые ТП 10/0,4 кВ предназначены для электроснабжения потребителей сельского хозяйства небольшой мощности. Их достоинства следующие: простота конструкции, удобство эксплуатации, надежная работа оборудования, более низкая стоимость по сравнению с другими конструкциями ТП 10/0,4 кВ. Конструктивно СТП выполнены на одностоечной или двухстоечной железобетонной опоре ВЛ 10 кВ.

Оборудование КТП шкафного типа устанавливается единым блоком на стойках на высоте 1,8 м от земли.

Для повышения удобства и безопасности обслуживания, снижения эксплуатационных издержек разработаны киосковые однострансформаторные КТП 10/0,4 кВ тупикового и проходного типа мощностью 100–630 кВ·А. Оборудование размещается в металлическом корпусе, состоящем из отсеков низкого (0,4 кВ), высокого (10 кВ) напряжения, находящихся по разные стороны КТП. КТП устанавливается на четырех железобетонных стойках на высоте 0,7 м от земли.

ЗТП 10/0,4 кВ применяют для электроснабжения наиболее ответственных и крупных потребителей сельского хозяйства. Чаще всего на них устанавливается два трансформатора, и они имеют развитые РУ 10 и 0,4 кВ. Большое распространение в настоящее время получили блочные КТП в бетонной оболочке (БКТПБ), представляющие собой один, два или более модулей с полностью смонтированными в пределах одного блока электрическими соединениями главных цепей.

Лабораторная работа № 7.1

Изучение конструкции и схем соединения комплектных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ

Цель работы: изучить конструкции, схемы соединения и подключения комплектных трансформаторных подстанций.

Общие сведения

КТП 10/0,4 кВ представляют собой однострансформаторные подстанции наружной установки, предназначены для применения в районах с умеренным климатом (от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$).

Комплектные трансформаторные подстанции выпускаются:

- по способу подключения к ЛЭП: тупиковыми (КТПТ) или проходными (КТПП);
- виду ввода: с воздушным вводом или с кабельным вводом.

Рассмотрим схемы комплектных трансформаторных подстанций типа КТП и КТПР мощностью 25–250 кВ·А напряжением 10(6) кВ, выпускаемых Минским электротехническим заводом.

Общий вид КТП и КТПР мощностью 25–250 кВ·А приведен на рисунке 7.4.

КТП подключается к сети через разъединитель, который поставляется комплектно. На отходящих фидерах установлены стационарные автоматы (в КТП) и рубильники с дугогасящими камерами (в КТПР).

Количество отходящих линий и их токи могут быть изменены заводом-изготовителем по желанию заказчика. Принципиальная электрическая схема КТП приведена на рисунке 7.5.

Принципиальная электрическая схема КТПР приведена на рисунке 7.6.

Подстанция получает питание по линии напряжением 10(6) кВ. Напряжение к силовому трансформатору Т подводится через разъединитель QS1 и предохранители FU1–FU3, защищающие силовой трансформатор от многофазных КЗ, от выводов его вторичной обмотки через рубильник QS2 и трансформаторы тока ТА1–ТА3 – к шинам напряжением 0,4 кВ, далее через автоматические выключатели QF1–QF4 к линиям №1–4. На линиях №1–3 напряжением 0,38 кВ установлены

максимальные реле тока КА1–КА3 для защиты отходящих линий от однофазных коротких замыканий.

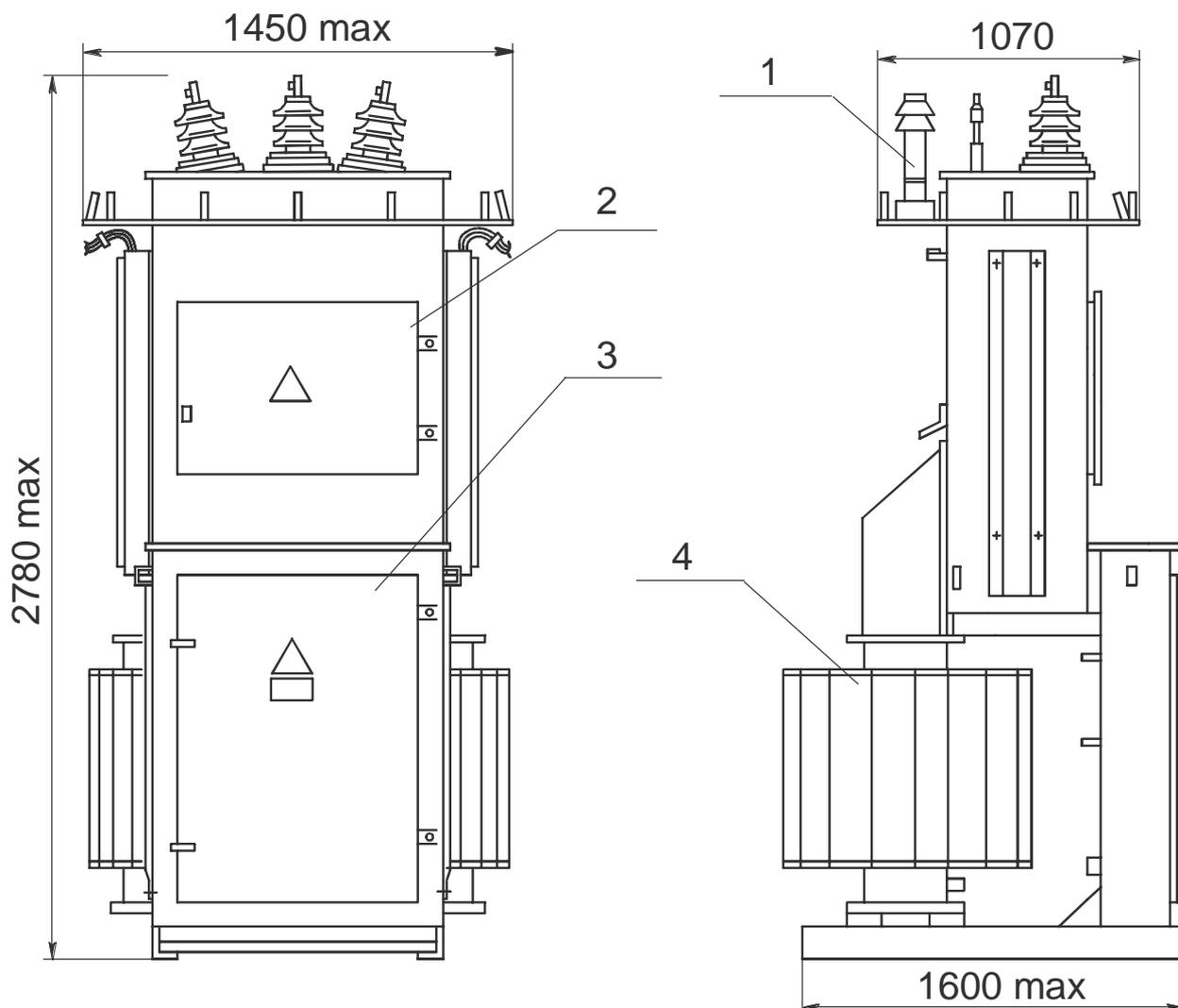


Рисунок 7.4 – Общий вид KTP и KTPR мощностью 25–250 кВ·А:
1 – ограничитель перенапряжений ОПН; 2 – шкаф РУВН;
3 – шкаф РУНН; 4 – трансформатор

К приборам уличного освещения питание поступает через предохранители FU4–FU6 и магнитный пускатель KM1, к которому подключаются фонарные проводники линий электропередачи. Для организации уличного освещения должен быть предусмотрен фонарный проводник – это пятый провод, например: СИП 3×50+1×70+1×16. Уличное освещение имеет два режима работы: автоматический (основной рабочий режим) и ручной (ремонтный режим), выбор режимов осуществляется переключателем SA1. Автоматическое включение и отключение линии уличного освещения осуществляется посредством фотореле KV1

с фоторезистором BL1 в зависимости от освещенности в течение суток.

Защита от многофазных КЗ и перегрузки отходящих линий осуществляется автоматическими выключателями QF1–QF4.

Учет расхода активной электроэнергии выполняется счетчиком РІ1, токовые обмотки которого питаются от трансформаторов тока ТА1–ТА3, для поддержания нормальной температуры воздуха вблизи счетчика в зимних условиях служат резисторы R1–R3, включаемые переключателем SF2.

Контроль наличия напряжения и освещение шкафа РУНН осуществляется лампой EL1, включаемой автоматическим выключателем SF1.

Таблица 7.1 – Технические характеристики КТП и КТПР мощностью 25–250 кВ·А

Тип	На стороне ВН		На стороне НН				
	Напряжение, кВ	Номинальный ток, А					
		плавкой вставки предохранителя	линии № 1	линии № 2	линии № 3	линии № 4	линии наружного освещения
КТП-25 КТПР-25	10	5	31,5	31,5	–	–	16
КТП-40 КТПР-40	10	0 8		63			
КТП-63 КТПР-63	10	6 10	40		80	–	
КТП-100 КТПР-100	10	0 16		80			
КТП-160 КТПР-160	10	20	80		160	100	
КТП-250 КТПР-250	10	31,5		250			
	10	31,5					

Для защиты от перенапряжения на линиях напряжением 10 кВ устанавливают ограничители перенапряжения нелинейные – ОПН-10 RU1–RU3, а на линиях напряжением 0,38 кВ – ограничители перенапряжения нелинейные – ОПН-0,4 RU4–RU6.

Комплектные трансформаторные подстанции киоскового типа применяются в основном для электроснабжения промышленных объектов и отдельных населенных пунктов. КТП киоскового типа выполняются одно- или двухтрансформаторными, наружной установки.

Параметры комплектных трансформаторных подстанций киоскового типа мощностью 63–400 кВ·А приведены в таблице 7.2.

Общий вид КТППАС (КТП проходного типа с автоматическими выключателями стационарного типа) мощностью 63–400 кВ·А приведен на рисунке 7.7. Где 1, 2 – башни ввода ВН № 2 и № 1 соответственно (только для КТП с воздушным вводом); 3, 4 – шкафы ВН №1 и № 2 соответственно; 5 – шкаф трансформаторного ввода; 6 – шкаф трансформатора и РУНН; 7 – отсек трансформатора; 8 – шкаф выводов НН (только для КТП с воздушными выводами НН); 9 – отсек РУНН; 10 – кабели 0,4 кВ.

Конструктивно КТПТАС (КТП тупикового типа с автоматическими выключателями стационарного типа) отличается от КТППАС отсутствием одной башни ввода ВН и более простой принципиальной схемой, поэтому рассмотрим принципиальную схему КТППАС (рис. 7.8).

Условное обозначение КТП киоскового типа:



Высоковольтный ввод в КТП киоскового типа 10(6) кВ выполняется кабельным или воздушным. Выводы отходящих линий 0,4 кВ кабельные и воздушные или только кабельные.

На отходящих фидерах 0,4 кВ устанавливаются автоматические выключатели стационарного или выдвигного исполнения.

Конструктивно КТП выполняются в шкафном исполнении, основные составные части соединяются болтовыми соединениями. Конструкция КТП предусматривает ее установку на фундаменте, а также на бетонных блоках высотой 600 мм.

КТП с воздушным вводом подключается к ЛЭП 10(6) кВ через разъединители QS1 и QS2 (рис. 7.8), которые поставляются комплектно с подстанцией и устанавливаются на ближайших опорах. Патроны высоковольтных предохранителей FU1–FU3 установлены внутри шкафа ВН КТП.

Таблица 7.2 – Технические параметры комплектных трансформаторных подстанций киоскового типа мощностью 63–400 кВ·А

Наименование параметра		Значение параметра				
Тип трансформатора		ТМГ				
Номинальная мощность трансформатора, кВА		63	100	160	250	400
Схема и группа соединения обмоток трансформатора		Y/Y _H -0			Y/Y _H -0 Y/Z _H -11	
Номинальный ток предохранителя на стороне ВН, А		10,0	16,0	20,0	31,5	50,0
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ		0,4				
Номинальные токи отходящих линий, А	№ 1	25	40	80	100	
	№ 2	25	40	80	100	160
	№ 3	63	100	160	200	
	№ 4	40	80	100	160	200
	№ 5	40				
	№ 6	63				
	Уличное освещение	16; 25				

КТП обеспечивает учет активной электрической энергии счетчиком Р11, подключенным через трансформаторы тока ТА1–ТА3. Законом-изготовителем предусматривается возмож-

ность установки любого счетчика по требованию заказчика (совмещенного, электронного, для систем АИИСКУЭ и т.д.).

Для создания нормальных условий эксплуатации КТП схемой предусмотрено внутреннее освещение лампами EL1–EL6 и обогрев аппаратуры нагревательными элементами EK1–EK4. Лампы освещения располагаются в шкафах подстанции и включаются переключателями SA1–SA5, их питание осуществляется от понижающего трансформатора T2 с напряжением во вторичной цепи 42 В. Цепи освещения подстанции защищены от КЗ предохранителем FU7, также в цепи предусмотрено гнездо для подключения переносного освещения. Питание на T2 подается через автоматический выключатель SF1. Включение электронагревателей шкафов может производиться вручную переключателем SA9 или автоматически при помощи теплового датчика BK1 и промежуточного реле KL2. Подогрев счетчика электрической энергии PI1 в холодное время года осуществляется резисторами R1–R3, включается вручную переключателем SA7.

В КТП имеется фидер уличного освещения, включаемый магнитным пускателем KM1 и защищаемый предохранителями FU4–FU6, оснащенный устройством ручного и автоматического включения и отключения при помощи переключателя SA8. В автоматическом режиме катушка магнитного пускателя получает питание через фотореле, которое состоит из фотосопротивления BL1 и реле напряжения KV1.

Схема КТП предусматривает контроль тока амперметром PA1, установленным в цепи счетчика электрической энергии и напряжения на стороне 0,4 кВ. С помощью вольтметра PV1, подключенного через переключатель SA6, можно измерить линейные напряжения на шинах 0,4 кВ.

В КТП предусматриваются следующие виды защит:

- от атмосферных перенапряжений (при наличии воздушных линий) ограничители перенапряжения RU1–RU3 на стороне ВН и RU4–RU6 на стороне НН;

- от междупазных коротких замыканий на шинах ВН трансформатора T1 предохранителями FU1–FU3;

- от перегрузки силового трансформатора с помощью теплового реле KK1, включенного через трансформаторы тока ТА4, ТА5. При перегрузке трансформатора замыкающий контакт теплового реле KK1 замыкает цепь питания катушки промежуточного реле KL2, замыкающие контакты KL2 замыкают цепи питания независимых расцепителей автоматических вы-

ключателей QF1–QF6, SF2, которые отключают автоматические выключатели QF1–QF6 отходящих линий и автоматический выключатель SF2 цепи обогрева шкафов;

- от перегрузки и коротких замыканий на отходящих линиях 0,4 кВ автоматическими выключателями QF1–QF6, имеющими тепловые и электромагнитные расцепители;

- от коротких замыканий цепей обогрева, цепей освещения КТП автоматическими выключателями SF1, SF2;

- КТП имеет полный комплект электрических и механических блокировок, обеспечивающих безопасную работу обслуживающего персонала.

Для предотвращения отключения рубильника QS4 под нагрузкой предусмотрена блокировка, которая работает следующим образом. При открывании панели закрывающей РУ 0,38 кВ размыкающие контакты выключателя блокировки SQ1 замыкаются и реле KL1 срабатывает, отключая автоматические выключатели QF1–QF6 линий № 1–6 и SF2 цепей обогрева оборудования КТП. Одновременно замыкающим контактом SQ1 размыкается цепь обмотки магнитного пускателя КМ и отключается линия уличного освещения (положение контактов выключателя SQ1 на рисунке 7.7 показано при открытой панели, закрывающей РУ 0,38 кВ).

Предусмотрены также механические блокировки, не допускающие открывания двери вводного устройства высшего напряжения при отключенных заземляющих ножах разъединителя, а также отключения заземляющих ножей разъединителя при открытой двери вводного устройства 10 кВ. Блок-замок двери вводного устройства 10 кВ и блок-замок привода заземляющих ножей имеют одинаковый секрет. К ним имеется один ключ. Во включенном положении разъединителя ключ с привода заземляющих ножей снять невозможно. После отключения главных и включения заземляющих ножей разъединителя ключ свободно снимается с привода заземляющих ножей и им можно открыть дверь устройства ввода 10 кВ.

В отличие от схемы, приведенной на рисунке 7.8, подстанции киоскового типа могут иметь следующие особенности:

1. В КТППАС с кабельным вводом отсутствуют QS1, QS2, RU1–RU3, SQ3, SQ4.

2. В КТППАС с кабельными выводами отсутствуют КА1–КА4, RU4–RU6.

3. Линии № 3 и 4 – только с кабельными выводами.

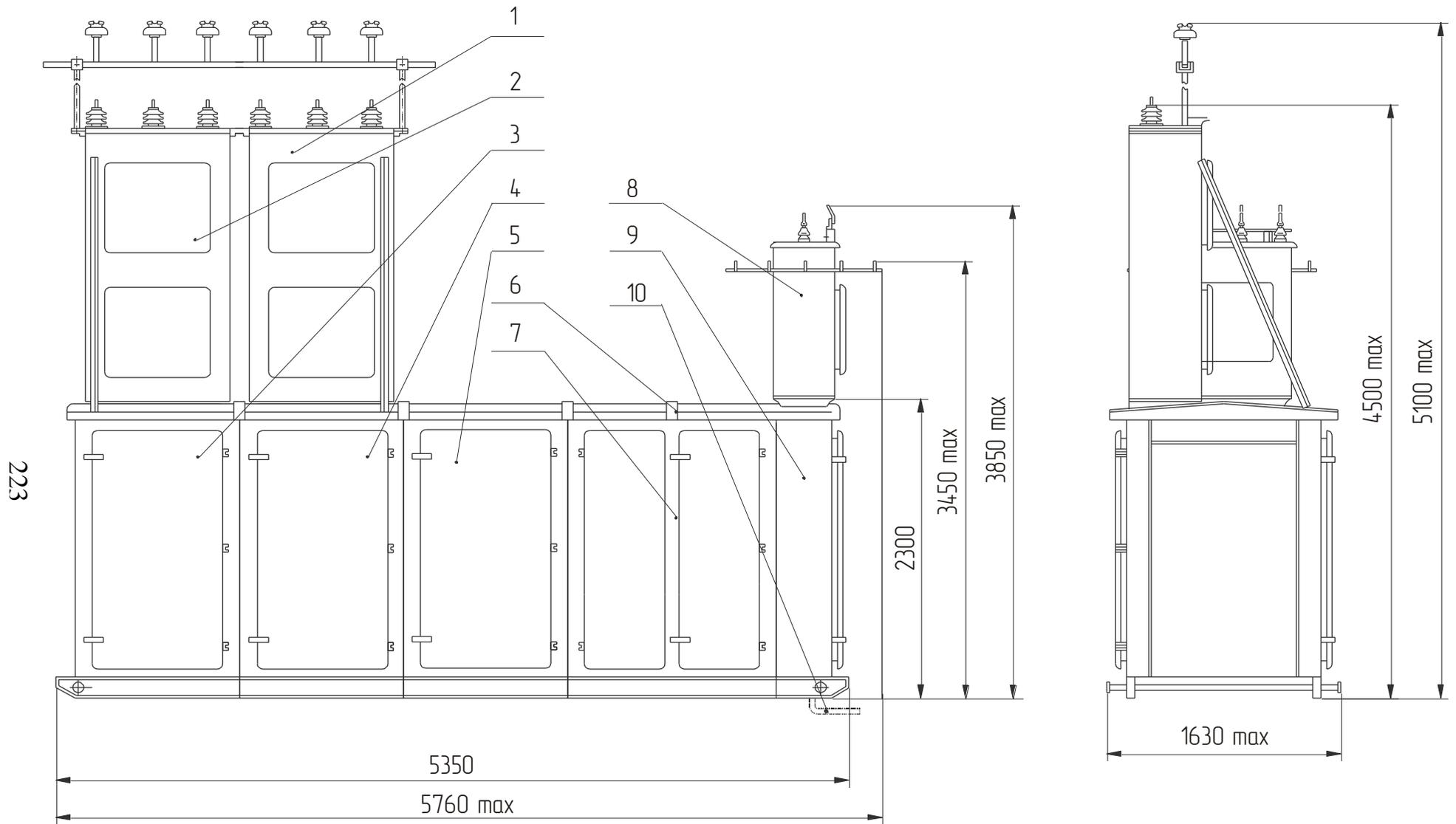


Рисунок 7.7 – КТП 63–400 кВ·А проходного типа с воздушным (кабельным) вводом ВН и воздушно-кабельными выводами НН

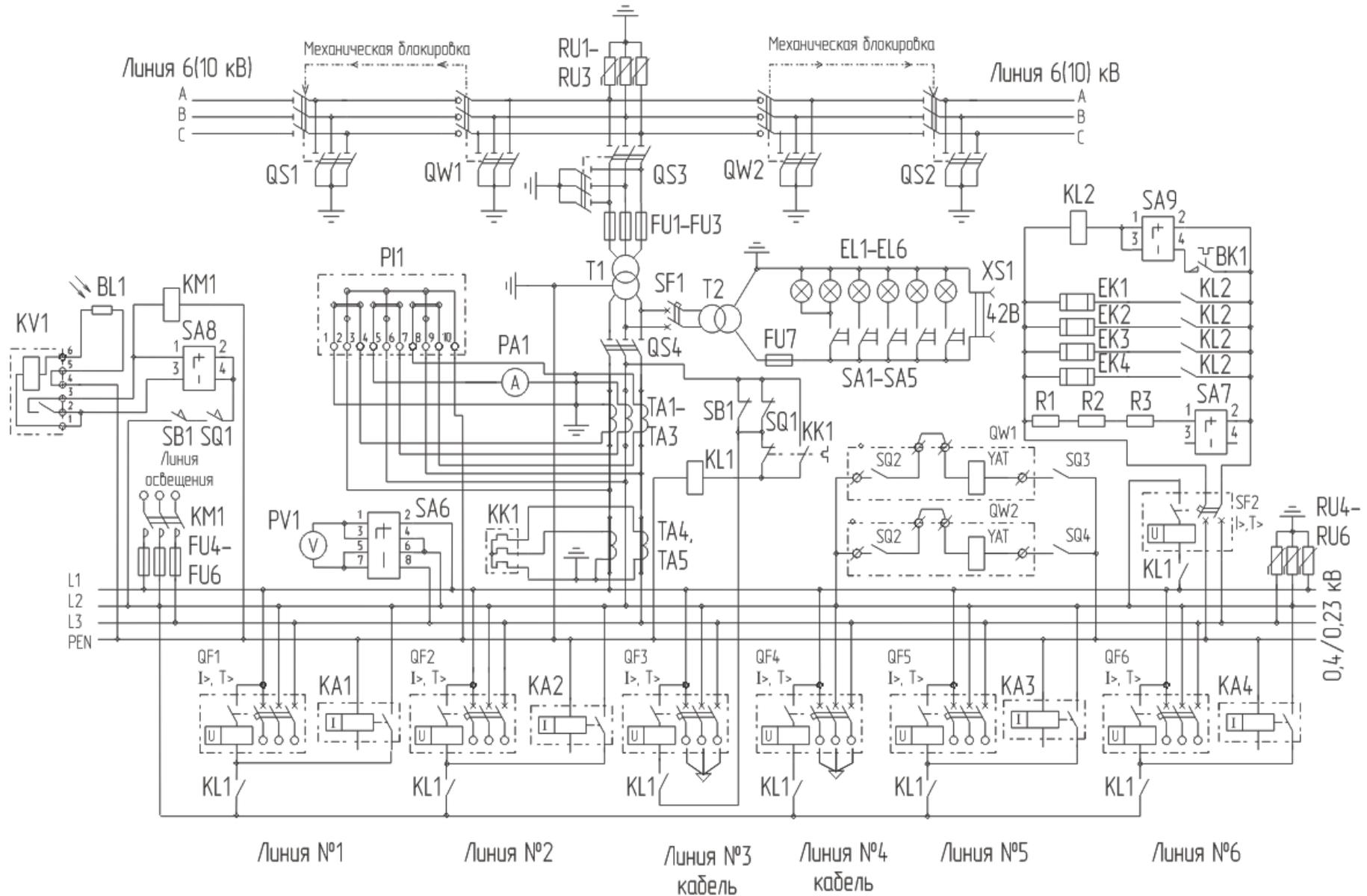


Рисунок 7.8 – Схема принципиальная электрическая КТППАС мощностью 63–400 кВ·А

4. Цепи с QS2, YAT, SQ3, SQ4 выполняются только для КТППАС с воздушным вводом, с выключателями нагрузки имеющими электромагнит отключения.

5. В КТППАС мощностью 63-250 кВ·А отсутствует светильник EL1.

6. Штатная защита от перегрузки устанавливается только в КТППАС 400 кВ·А (в КТППАС остальных мощностей по заказу).

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

1. Цель работы.
2. Схему электрических соединений КТП шкафного типа.
3. Перечень оборудования (спецификации) к схемам, приведенным на рисунках 7.5, 7.6 и 7.8.

Контрольные вопросы

1. Из каких основных частей состоит КТП?
2. Расскажите, как подводится высокое напряжение к подстанции.
3. Какое оборудование установлено в шкафу распределительного устройства низкого напряжения?
4. Как устанавливается и крепится комплектная трансформаторная подстанция?
5. Как осуществляется защита от перегрузок на подстанциях?
6. Какие виды защит установлены на рассмотренной подстанции киоскового типа?
7. В чем основное отличие КТП от КТПР?
8. В каких случаях может произойти отключение автоматического выключателя от срабатывания независимого расцепителя?
9. Как устроена система автоматического управления уличным освещением?
10. Поясните назначение элементов FU, QS, TA, KA, RU, SA, BL, KV.

Лабораторная работа № 7.2

Столбовые трансформаторные подстанции

Ц е л ь р а б о т ы: изучить конструкции, схемы соединения и подключения столбовых трансформаторных подстанций.

Общие сведения

Столбовые трансформаторные подстанции типа СТП представляют собой однострансформаторные подстанции наружной установки.

СТП мощностью 25–100 кВ·А монтируют на одной железобетонной опоре воздушной линии. Как правило, данная опора является концевой опорой ВЛ 10(6) кВ. СТП мощностью 160–250 кВ·А монтируют на П-образной железобетонной опоре. Подстанции в большинстве случаев выполняют тупиковыми.

На рисунке 7.9 показан общий вид СТП 10/0,4 кВ мощностью 25–100 кВ·А. Все оборудование размещено на железобетонной опоре.

Трансформатор 3 установлен на площадке, закрепленной на опоре, изоляторы ВН трансформатора должны находиться на высоте не менее 4,5 м. СТП подключается к ЛЭП посредством разъединителя, который устанавливается на ближайшей опоре. Напряжение к трансформатору от разъединителя подается через предохранители 2. Для защиты от перенапряжений устанавливаются ограничители перенапряжения нелинейные 1.

РУНН 0,4 кВ 4 представляет собой металлический шкаф с установленной внутри аппаратурой. Ввод в шкаф от трансформатора и выводы к линиям 380/220 В выполнены в трубах.

СТП мощностью более 100 кВ·А выполняются с площадкой для обслуживания силового трансформатора. Для подъема на площадку обслуживания служит складная металлическая лестница, которая (в сложенном виде) так же, как дверцы шкафа и привод разъединителя, запирается на замок.

Заводы-изготовители по желанию заказчика могут изменять количество отходящих линий НН и их токи, также СТП по желанию заказчика могут быть укомплектованы любым типом силового трансформатора.

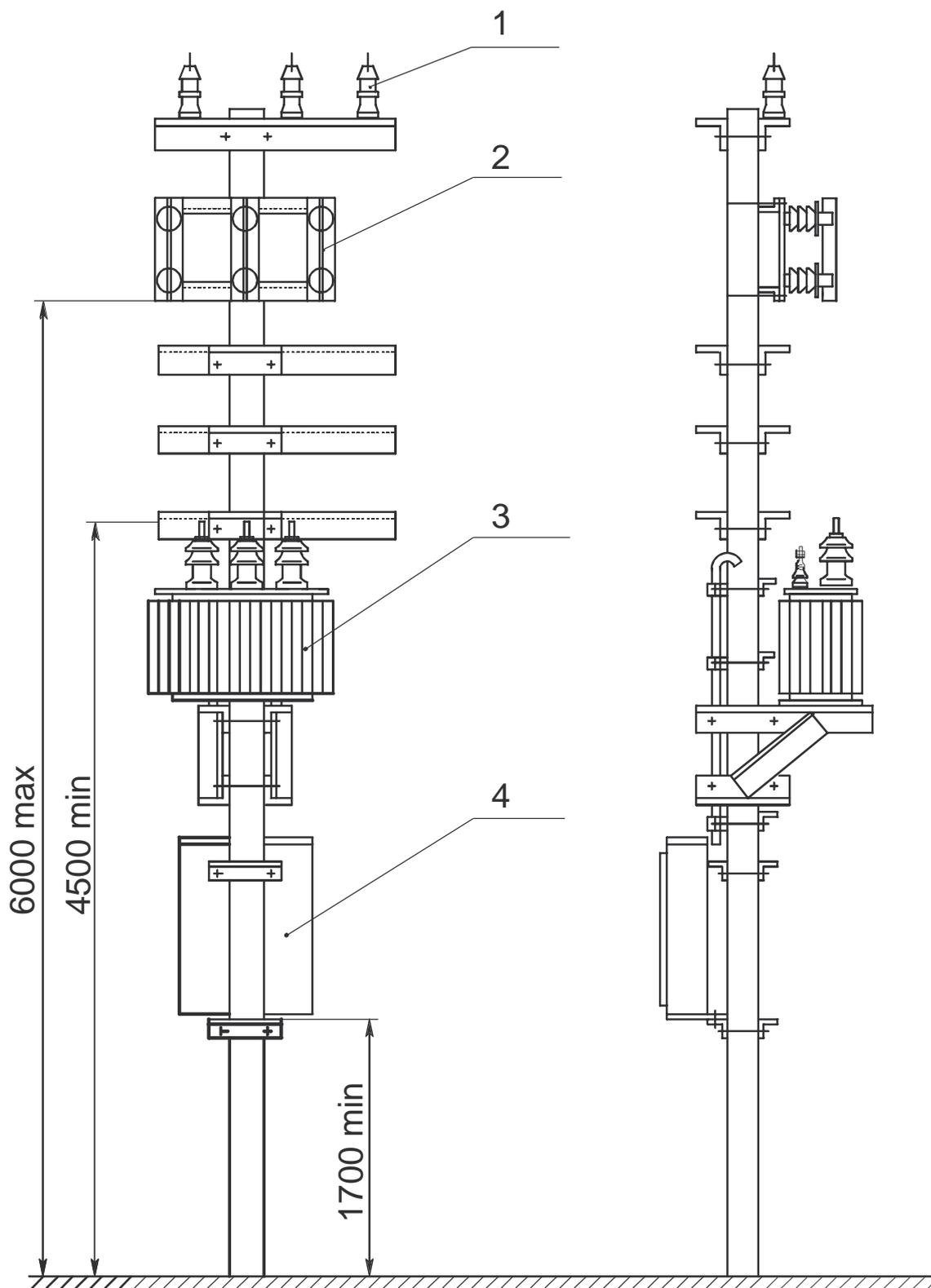


Рисунок 7.9 – СТП 10/0,4 кВ мощностью 25–100 кВ·А

Принципиальная электрическая схема СТП 160, 250 кВ·А аналогична схеме КТПР и представлена на рисунке 7.10.

Технические характеристики СТП 10/0,4 кВ приведены в таблицах 7.3, 7.4.

Таблица 7.3 – Технические характеристики СТП 10/0,4 кВ мощностью 25–100 кВ·А

Параметр		Значение параметра			
Номинальная мощность трансформатора, кВ·А		25	40	63	100
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ		10 (6)			
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ		0,4			
Номинальный ток отходящих линий, А	№ 1	31,5		40	
	№ 2	31,5	63	100	
	№ 3	–	40	80	
	уличного освещения	16			
Схема и группа соединения обмоток трансформатора		Y/Yн-0			

Таблица 7.4 – Технические характеристики СТП 10/0,4 кВ мощностью 160, 250 кВ·А

Параметр		Значение параметра			
Тип трансформатора		ТМГ			
Схема и группа соединения обмоток		Y/Yн-0 или Δ/Yн-11			
Номинальная мощность трансформатора, кВ·А		160		250	
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ		6	10	6	10
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ		0,4			
Номинальный ток трансформатора на стороне ВН, А		15,4	9,25	24,8	14,45
Номинальный ток плавкой вставки предохранителя ВН, А		31,5	20	40	31,5
Номинальный ток трансформатора на стороне НН, А		231,0		361,0	
Номинальный ток отходящих линий, А	№ 1	400			
	№ 2	200			
	№ 3	160			
	уличного освещения	16 (25)			

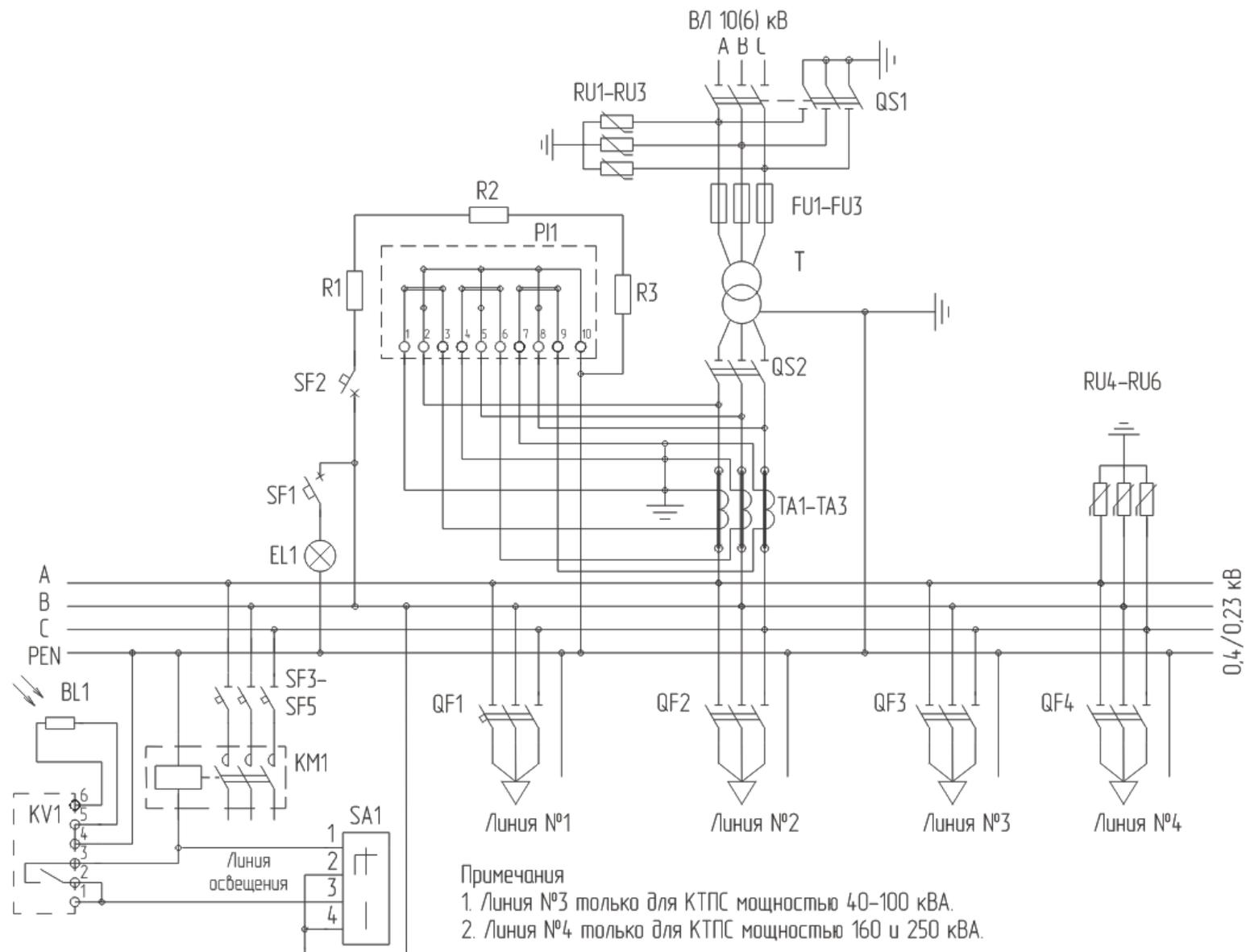
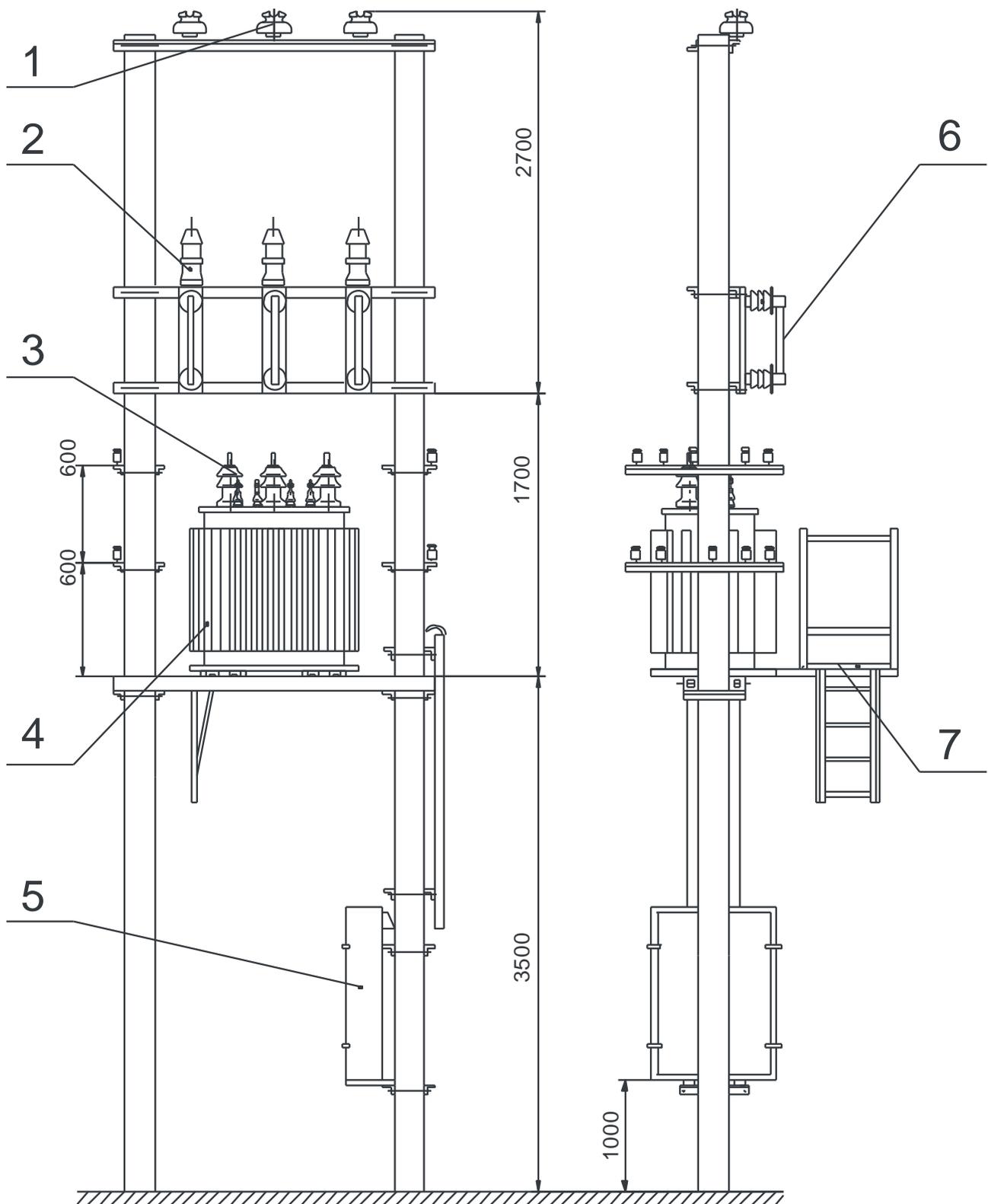


Рисунок 7.10 – Принципиальная электрическая схема СТП 10/0,4 кВ мощностью 25–100 кВ·А



**Рисунок 7.11 – Общий вид СТП 10/0,4 кВ
мощностью 160, 250 кВ·А:**

**1 – штыревой изолятор; 2 – ограничитель перенапряжения
нелинейный; 3 – проходные изоляторы 10(6) кВ трансформатора;
4 – силовой трансформатор; 5 – шкаф РУНН; 6 – высоковольтный
предохранитель; 7 – площадка обслуживания**

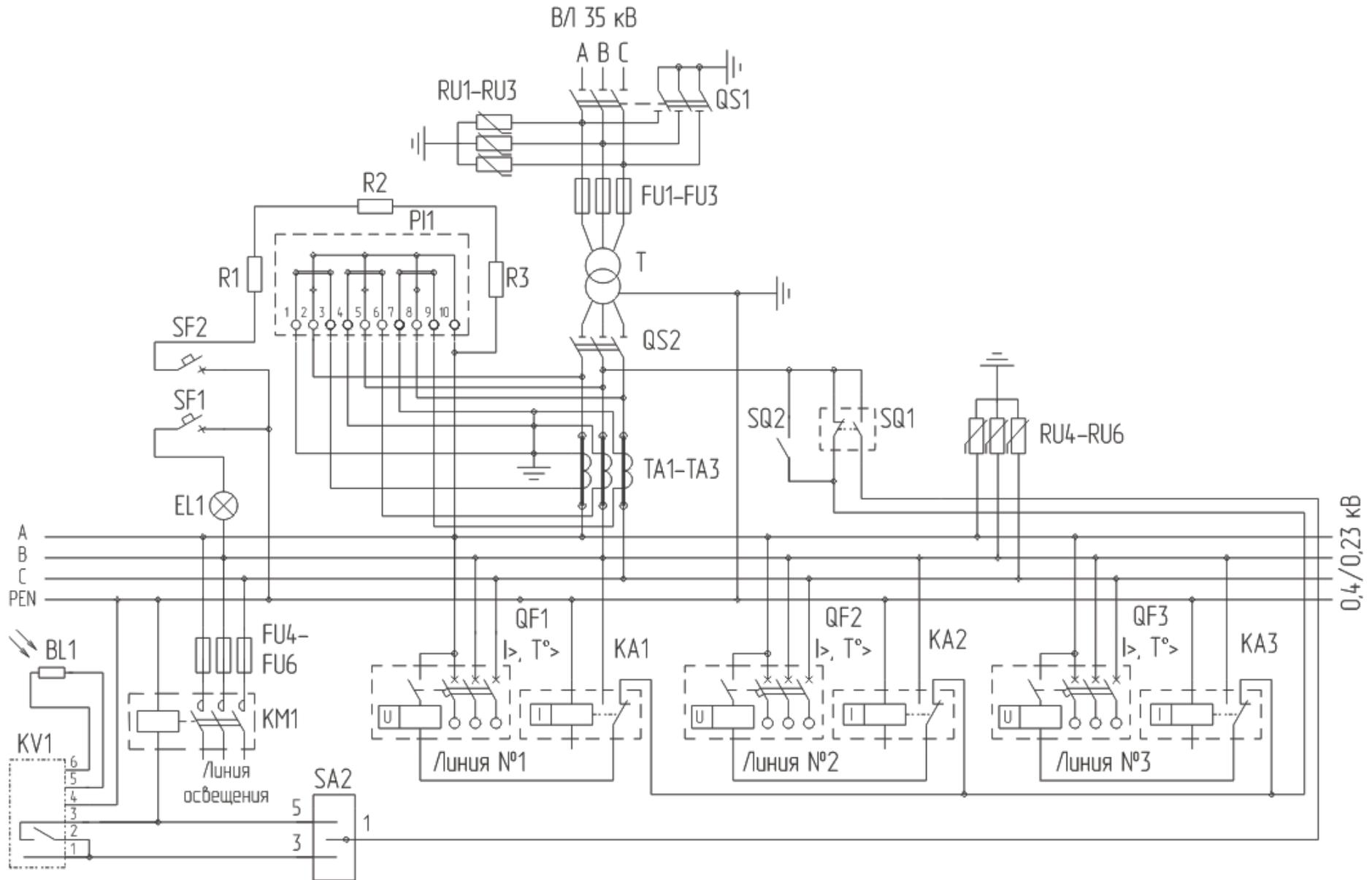


Рисунок 7.12 – Принципиальная электрическая схема СТП 100 кВ·А напряжением 35/0,4 кВ

При расположении населенных пунктов или других объектов вблизи ВЛ 35 кВ и при значительном удалении их от подстанций 35/10 кВ электроснабжение потребителей целесообразно осуществлять от подстанций 35/0,4 кВ. В этом случае нет необходимости сооружать ВЛ 10 кВ, что компенсирует разницу в стоимости между ТП 35/0,4 кВ и ТП 10/0,4 кВ. Схемы электрических соединений подстанций 35/0,4 и 10/0,4 кВ отличаются одна от другой только номинальным напряжением аппаратов, устанавливаемых на стороне высшего напряжения; на стороне 0,4 кВ аппаратура одна и та же. Электрическая схема СТП 35/0,4 кВ приведена на рисунке 7.12.

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

1. Цель работы.
2. Схему электрических соединений СТП 10/0,4 или 35/0,4 кВ.
3. Перечень оборудования (спецификации) к схемам, приведенным на рисунках 7.10 и 7.12.
4. Внешний вид подстанции.

Контрольные вопросы

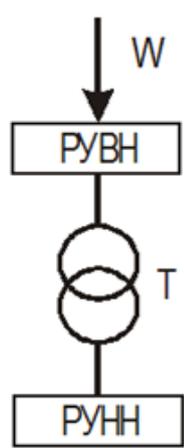
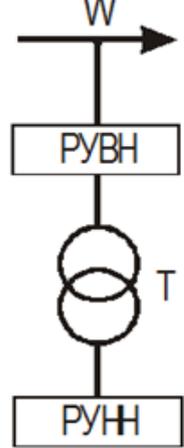
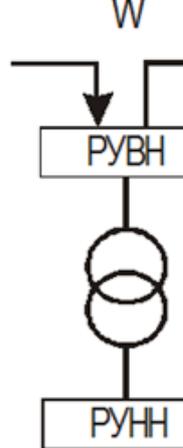
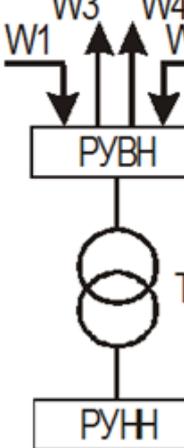
1. Из каких основных частей состоит СТП?
2. Трансформаторы какой мощности устанавливаются на подстанциях СТП?
3. На какой высоте устанавливают силовой трансформатор на столбовой трансформаторной подстанции?
4. Какое оборудование для защиты трансформатора применено на подстанции?
5. Какие аппараты и приборы размещены в низковольтном шкафу подстанции (РУНН)?
6. Какими блокировочными устройствами снабжена столбовая подстанция?
7. Расскажите, как подводится высокое напряжение к подстанции.
8. Какие виды защит установлены на рассмотренной подстанции?
9. Какие операции допускается выполнять разъединителем QS1?

Тесты для самопроверки к главе 7

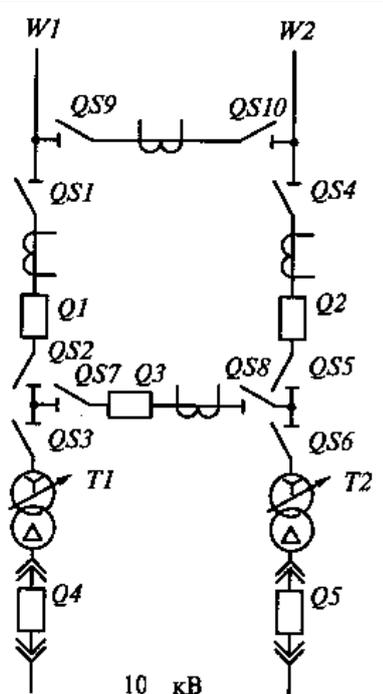
1. Дополните:

Источниками питания сельских потребителей являются подстанции, которые делятся на районные трансформаторные подстанции (РТП) и _____ (ТП).

2. Установите соответствие схемы понижающей трансформаторной подстанции ее названию:

Схема подстанции				Название
1	2	3	4	
				а) проходная; б) тупиковая; в) кольцевая; г) ответвительная; д) узловая (опорная); е) магистральная

3. Укажите последовательность действий с коммутационными аппаратами транзитной подстанции при аварии трансформатора Т1:

Схема подстанции	Последовательность коммутаций
 <p style="text-align: center;">10 кВ</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) отключить выключатели Q1, Q3, Q4; 2) отключить разъединитель QS3; 3) включить выключатели Q1 и Q3; 4) включить разъединители QS9 и QS10; 5) отключить разъединители QS9 и QS10

4. Автоматический выключатель защищает линию 0,4 кВ от однофазных коротких замыканий, если коэффициент чувствительности К_ч:

- 1) больше или равен 3;
- 2) меньше или равен 3;
- 3) больше или равен 1,5;
- 4) меньше или равен 1,5;
- 5) защищает при любом коэффициенте чувствительности.

5. В соответствии с технической политикой МРСК для сельского электроснабжения в настоящее время допускается применять ТП 10/0,4 кВ типа:

- 1) киосковые;
- 2) мачтовые;
- 3) столбовые;
- 4) закрытые;
- 5) открытые.

6. Укажите последовательность действий с коммутационными аппаратами транзитной подстанции для вывода в ремонт выключателя Q1:

Схема подстанции	Последовательность коммутаций
	<ol style="list-style-type: none"> 1) отключить выключатель Q1; 2) отключить разъединители QS1 и QS2; 3) включить выключатель Q3; 4) включить ремонтную перемычку (разъединители QS9 и QS10); 5) отключить ремонтную перемычку (разъединители QS9 и QS10)

7. Во вводное устройство КТП входят:

- 1) силовые предохранители;
- 2) проходные изоляторы;
- 3) разъединитель.

8. Классы номинальных мощностей (кВ·А) сельских трансформаторных подстанций:

- 1) 20; 63; 100; 150; 200; 450; 620; 700;

- 2) 16; 25; 60; 120; 250; 450; 600; 750;
- 3) 16; 25; 40; 63; 100; 160; 250; 400; 630;
- 4) 25; 43; 60; 100; 140; 200; 450; 600;
- 5) 23; 40; 63; 140; 160; 250; 400; 630.

9. Защита отходящих линий 0,4 кВ от токов коротких замыканий на КТП осуществляется:

- 1) рубильниками;
- 2) магнитными пускателями;
- 3) автоматическими выключателями;
- 4) разрядниками;
- 5) тепловыми реле.

10. КТП предназначена:

- 1) для производства и распределения электрической энергии;
- 2) распределения электрической энергии;
- 3) приёма электрической энергии;
- 4) приёма, преобразования и распределения электрической энергии;
- 5) производства и преобразования электрической энергии.

11. Фотореле в комплектной трансформаторной подстанции предназначено:

- 1) для защиты от перенапряжений;
- 2) сигнализации о повреждении в трансформаторе;
- 3) управления уличным освещением;
- 4) защиты от коротких замыканий;
- 5) управления коэффициентом трансформации трансформатора.

12. Трансформатор со схемой соединения «звезда–зигзаг» применяется:

- 1) для уменьшения токов однофазного короткого замыкания;
- 2) уменьшения потерь напряжения;
- 3) уменьшения потерь энергии;
- 4) снижения перенапряжений;
- 5) увеличения токов однофазного короткого замыкания.

13. Приборы учета электроэнергии устанавливаются в КТП:

- 1) в каждой отходящей линии 0,4 кВ;
- 2) на вводе 10 кВ;
- 3) на выводах трансформатора на напряжении 0,4 кВ;
- 4) на вводе 10 кВ и в каждой отходящей линии 0,4 кВ.

14. Расшифруйте аббревиатуру ПКУ:

- 1) переключатель комплексный унифицированный;
- 2) предохранитель кварцевый усиленный;
- 3) пункт коммерческого учета;
- 4) пункт компенсационный усиленный.

15. Шкафы КРУ перегородками делятся на отсеки:

- 1) выключателя на выдвижной тележке;
- 2) сборных шин;
- 3) линейного ввода;
- 4) релейного шкафа;
- 5) предохранителей;
- 6) трансформаторов тока.

16. Дополните:

Шкафы КРУ имеют блокировочные устройства, не позволяющие вкатывать или выкатывать тележку при _____ положении выключателя.

17. Расшифруйте аббревиатуру КРУН:

- 1) комплексное распределительное устройство наружное;
- 2) комплектное распределительное устройство напряжений;
- 3) комплектное распределительное устройство наружной установки;
- 4) комплекс распределительных устройств номинальный.

18. В КТП предусматриваются виды защит:

- 1) от атмосферных перенапряжений на стороне ВН и на стороне НН;
- 2) коротких замыканий трансформатора предохранителями;
- 3) перегрузки силового трансформатора с помощью теплового реле, включенного через трансформаторы тока;
- 4) токов несимметрии с помощью переключателей нагрузки.

19. Дополните:

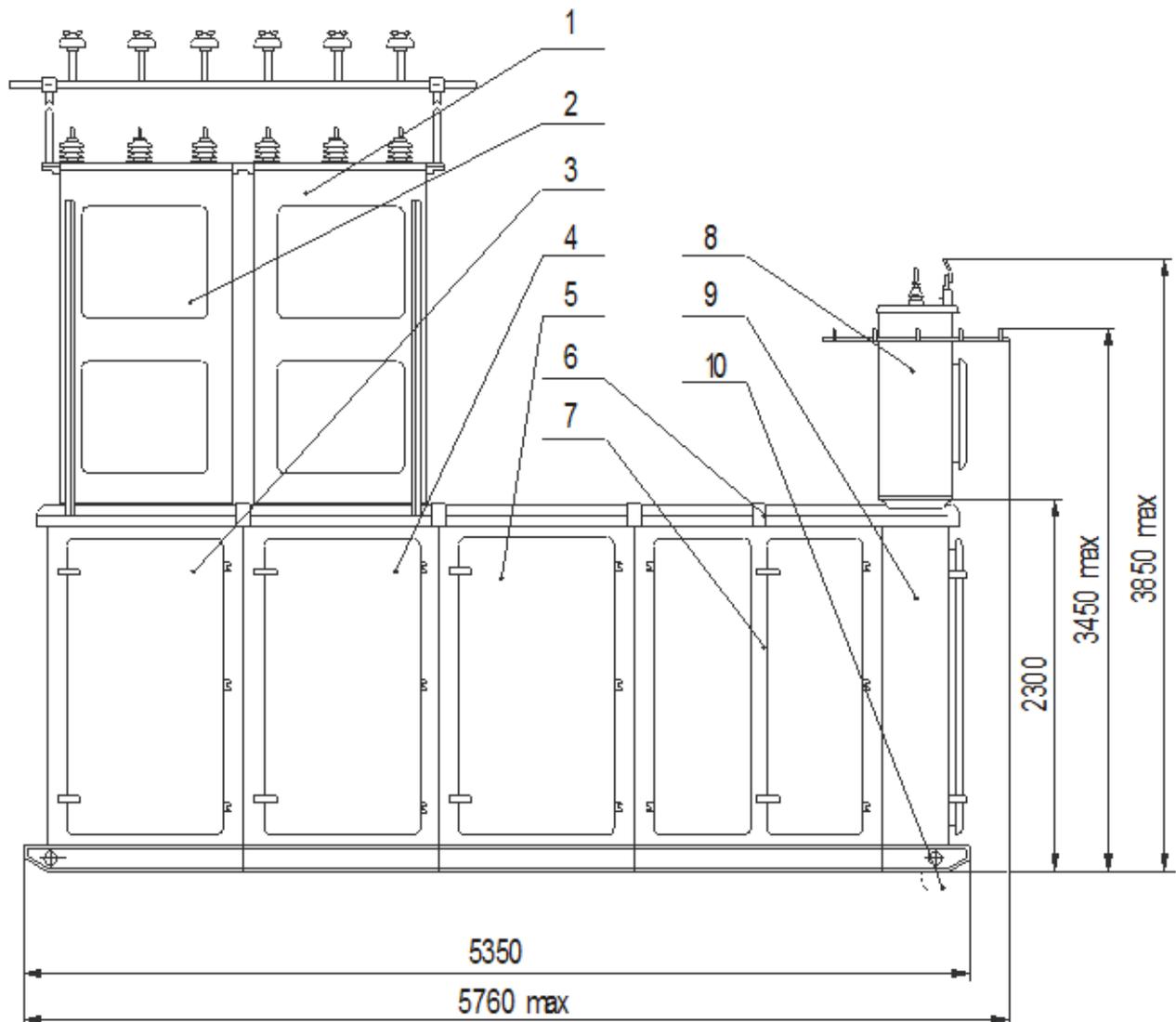
При расположении населенных пунктов или других объектов вблизи ВЛ 35 кВ и при значительном удалении их от подстанций 35/10 кВ электроснабжение потребителей целесообразно осуществлять от подстанций напряжением _____ кВ.

20. Механические блокировки в КТП киоскового типа установлены с целью не допустить:

- 1) открывания двери вводного устройства высшего напряжения при отключенных заземляющих ножах разъединителя;
- 2) отключения заземляющих ножей разъединителя при открытой двери вводного устройства 10 кВ;
- 3) отключения токов короткого замыкания;
- 4) включения подстанции на устойчивое короткое замыкание в линии.

21. Установите соответствие позиций на рисунке внешнего вида КТП 63–400 кВ·А проходного типа с воздушным (кабельным) вводом ВН и воздушно-кабельными выводами НН их наименованиям:

Позиция	Наименование
1, 2;	а) башни ввода ВН № 2 и № 1 для КТП с воздушным вводом;
3, 4;	б) шкафы ВН № 1 и № 2;
5;	в) шкаф трансформаторного ввода;
6;	г) шкаф трансформатора и РУНН;
7;	д) отсек трансформатора;
8;	е) шкаф выводов НН (для КТП с воздушными выводами);
9;	з) кабели 0,4 кВ;
10	ж) отсек РУНН; и) шкаф разрядников; к) шкаф предохранителей



8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ

Релейной защитой называются устройства, реагирующие на возникновение в электрической установке аварий или ненормальных режимов. Она выполняется на основе специальных автоматических устройств, называемых реле, которые приходят в действие (срабатывают) при определенном значении воздействующих на них входных величин. Под релейным действием понимается скачкообразное изменение состояния управляемой цепи (например, ее замыкание или размыкание) при заданных значениях величин, характеризующих определенное отклонение режима контролируемого объекта.

Основные требования к релейной защите

1. Селективность (избирательность) действия. Релейная защита должна подавать сигнал на отключение только поврежденного участка, т.е. действовать избирательно.
2. Быстродействие. Релейная защита должна как можно быстрее реагировать на появившееся в сети или электроустановке повреждение и быстро подавать сигнал на отключение, так как время отключения электроустановки складывается из времени действия релейной защиты и полного времени отключения выключателя.
3. Чувствительность. Под чувствительностью релейной защиты понимается ее способность реагировать на возможные повреждения при минимальном значении величины, на которую она настраивается (например, при минимальном значении тока короткого замыкания).
4. Надежность. Под надежностью понимается свойство релейной защиты безотказно выполнять заданные функции в пределах установленной для нее зоны действия. Релейная защита не должна работать неправильно в режимах, при которых ее работа не предусматривается.

В устройствах релейной защиты и автоматики применяются электрические, механические и тепловые реле.

Механические реле реагируют на неэлектрические величины: давление, скорость истечения жидкости или газа, частоту вращения, уровень жидкости и т.п.

Тепловые реле реагируют на количество выделенного тепла или изменение температуры.

Электрические реле реагируют на электрические величины: ток, напряжение, мощность, частоту, сопротивление, угол между током и напряжением или двумя токами, или двумя напряжениями.

Наибольшее распространение в релейной защите получили электрические реле, которые выполняются главным образом на электромагнитном и индукционном принципах. Все более широкое распространение получают поляризованные и магнитоэлектрические реле, включаемые в цепи переменного тока через выпрямители, а также полупроводниковые реле на электронной элементной базе.

Все электрические реле делятся по назначению на три группы:

- основные реле, непосредственно реагирующие на изменение контролируемых величин (ток, напряжение, мощность, частота, сопротивление и т.д.);

- вспомогательные реле, управляемые другими реле и выполняющие функции введения выдержки времени, размножения контактов, передачи команд от одних реле к другим, воздействия на выключатели, сигналы и т.п. (реле времени, промежуточные);

- сигнальные (указательные) реле, фиксирующие действие защиты и управляющие звуковыми и световыми сигналами.

Все электрические реле имеют воспринимающий орган, который непосредственно воспринимает изменения электрических величин, подведенных к реле (катушка), и производит соответствующие им изменения в других органах или частях реле, и исполнительный орган (контакты), который, воздействуя на внешние цепи, производит отключение выключателей, подачу предупредительных сигналов или запуск других реле.

В зависимости от электрической величины, на которую реагирует воспринимающий орган, электрические реле бывают: тока, напряжения, мощности, сопротивления и частоты, а по характеру изменения воздействующей величины делятся на реле максимальные и реле минимальные.

Максимальные реле срабатывают, когда значение воздействующей величины превосходит заданную, а минимальные –

когда значение воздействующей величины снижается ниже заданной.

По способу включения воспринимающего органа различаются реле *первичные*, у которых воспринимающий орган включается непосредственно в цепь защищаемого элемента, и *вторичные*, у которых воспринимающий орган включается через измерительные трансформаторы тока и напряжения.

По способу воздействия исполнительного органа различаются *реле прямого действия*, у которых исполнительный орган отключает выключатель путем механического воздействия (реле максимального тока типа РТМ и РТВ и реле минимального напряжения типа РНМ и РНВ), и *реле косвенного действия*, исполнительный орган которых воздействует на катушку отключения (включения) выключателя с помощью оперативного тока.

Практическое применение получили следующие три группы реле:

1) первичные реле прямого действия – это максимальные реле тока, минимального напряжения и электротепловые реле. Первичные реле прямого действия встраиваются непосредственно в выключатели и магнитные пускатели;

2) вторичные реле прямого действия – это максимальные реле тока и напряжения, действующие мгновенно и с выдержкой времени, которые встраиваются в приводы выключателей;

3) вторичные реле косвенного действия – это основная и наиболее многочисленная группа реле всех типов.

Все реле характеризуются следующими основными параметрами:

параметр срабатывания – это значение влияющего параметра (тока, напряжения и т.д.), при котором реле срабатывает. Заданное пороговое (граничное) значение воздействующей величины, при котором реле должно сработать, называется *уставкой*, а положение указателя на шкале реле, соответствующее этому значению, называется *уставкой по шкале*;

параметр возврата – это значение влияющего параметра, при котором реле возвращается в исходное положение.

Коэффициент возврата K_B – отношение параметра возврата к параметру срабатывания.

Для максимальных реле $K_B < 1$, для минимальных $K_B > 1$.

Погрешность срабатывания – отклонение параметра срабатывания реле от уставки, выраженное в процентах, например

$$I\% = \frac{I_{с.р.} - I_y}{I} \cdot 100, \quad (8.1)$$

где $I_{с.р.}$ – ток срабатывания реле при данной уставке;

I_y – уставка тока срабатывания.

Принцип действия электромагнитных реле основан на взаимодействии магнитного поля обтекаемой током обмотки с ферромагнитным якорем.

Реле могут работать на постоянном и переменном оперативном токе.

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

В качестве источников постоянного оперативного тока на подстанциях используются аккумуляторные батареи, которые являются независимым и наиболее надежным источником питания оперативных цепей. Однако это дорогостоящее устройство, требующее наличия специального отапливаемого помещения с вентиляцией, квалифицированного обслуживающего персонала, зарядного и подзарядного агрегатов и т.п. Поэтому аккумуляторные батареи используются только на электростанциях и крупных подстанциях при напряжении 110 кВ и выше.

В сельских электрических сетях чаще всего применяется переменный оперативный ток. Источниками переменного оперативного тока могут служить:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- трансформаторы собственных нужд подстанций;
- специальные блоки питания, преобразующие переменный ток в постоянный;
- предварительно заряженные конденсаторы.

Лабораторная работа № 8.1

Изучение и испытание электромагнитных реле тока, напряжения, промежуточных и указательных реле

Ц е л ь р а б о т ы: изучение принципа действия, конструкции и проведение испытаний электромагнитных реле тока типа РТ-40, напряжения типа РН-50, промежуточных реле типа РП-26, указательных реле типа РУ-81.

Электромагнитные реле переменного тока типа РТ-40 и напряжения типа РН-50

Схема реле типа РТ-40 представлена на рисунке 8.1. Реле состоит из следующих основных частей (деталей): электромагнита 1 с обмоткой 10, состоящей из двух катушек, расположенных на верхнем и нижнем стержнях электромагнита; якоря 2, жестко укрепленного на оси 9; подвижных контактных мостиков 5, укрепленных на якоре с помощью изоляционной колодки; спиральной противодействующей пружины 8, связанной внутренним концом с осью якоря, а внешним концом – с указателем уставки 7; неподвижных контактов 4. Перестановкой перемычек на выведенных концах катушек обмотки 10 можно осуществить параллельное и последовательное соединение катушек реле и, соответственно, изменить значение уставок в 2 раза.

При прохождении по обмоткам электромагнита тока магнитный поток, создаваемый этим током, намагничивает подвижный якорь, и он притягивается к сердечнику, в результате чего поворачивается контактный мостик 5 и соприкасается с неподвижными контактами 4, цепь замыкается. Электромагнитный момент зависит от числа витков обмотки, значения тока в обмотке и угла поворота якоря, а усилие от пружины – от начальной затяжки пружины, угла и поворота якоря. Уставки срабатывания токовых реле РТ-40 регулируются изменением натяжения пружины с помощью поводка 7 и изменением соединения катушек обмотки реле (последовательно или параллельно), что изменяет пределы шкалы в 2 раза. Коэффициент возврата у максимальных реле не менее 0,8, у минимальных – не более 1,2.

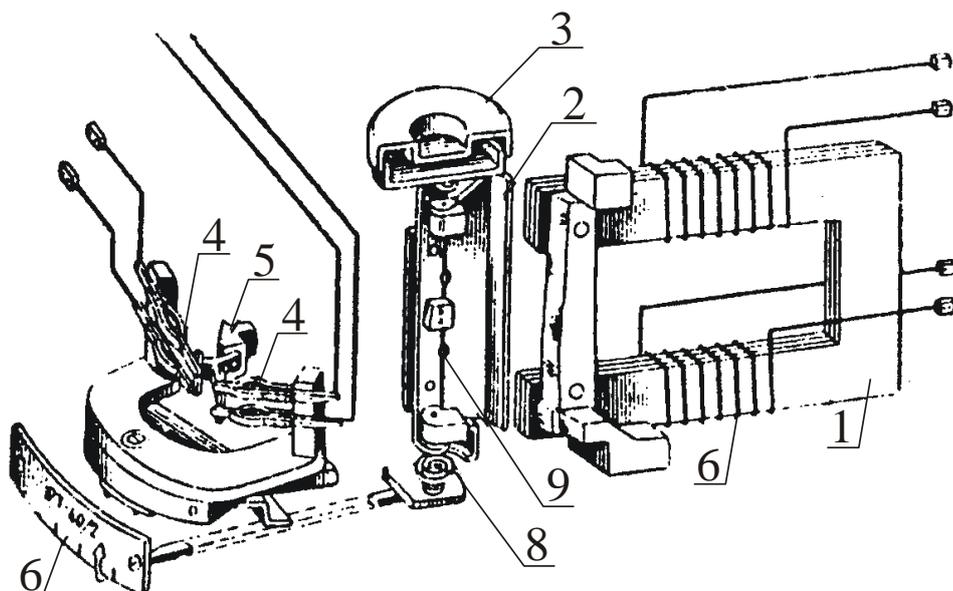


Рисунок 8.1 – Электромагнитное токовое реле РТ-40

Погрешность тока срабатывания не превышает $\pm 5\%$. Для гашения вибрации контактов реле тока РТ-40 имеют механическое устройство – гаситель вибрации 3, представляющий собой цилиндр и заполненный песком, который поглощает энергию удара якоря об упоры.

Реле РТ-40 является максимальным и используется в схемах РЗА в качестве органа, реагирующего на повышение тока в контролируемой цепи. Реле выпускают девяти типов исполнений с различными диапазонами уставок, от 0,05 до 200 А. Потребляемая мощность от 0,2 до 8 ВА.

Реле напряжения переменного тока типов РН-53 и РН-54 выполнены конструктивно аналогично реле РТ-40. Отличием являются отсутствие гасителя вибрации и иная схема включения обмоток. У этих реле, которые постоянно находятся под напряжением, для снижения вибрации подвижной системы обмотка реле, состоящая из двух последовательно соединенных катушек с большим числом витков, включена в сеть переменного тока не непосредственно, а через выпрямительный мост и добавочные резисторы (см. схему внутренних соединений на этикетке реле). У реле два диапазона уставок. В диапазоне меньших уставок обмотка реле подключается к контролируемой цепи через один резистор, в диапазоне больших уставок – через два последовательно соединенных резистора.

Максимальные реле напряжения типа РН-53, применяемые в схемах РЗА, имеют коэффициент возврата не ниже 0,8, а минимальные реле напряжения типа РН-54 – не выше 1,25. Напряжением срабатывания минимального реле называется напряжение, при котором происходит отпускание реле и замыкание размыкающих контактов; напряжением возврата – напряжение, при котором якорь реле притягивается к сердечнику, и замыкающие контакты замыкаются.

Кроме рассмотренных, выпускаются реле напряжения постоянного тока типа РН-51 и специальные реле переменного тока типа РН-58 с повышенным коэффициентом возврата 0,95.

Промежуточные реле (РП)

Основным назначением РП является разгрузка контактов основного реле при необходимости замыкания или размыкания цепей такой мощности, на которую контакты основного реле не рассчитаны; размножение контактов основного реле в тех случаях, когда при срабатывании последнего требуется одновременно замкнуть или разомкнуть несколько цепей (например, одновременное отключение от защиты нескольких выключателей).

Промежуточные реле выполняются на электромагнитном принципе и могут работать на оперативном постоянном и переменном токе. В зависимости от назначения промежуточные реле выпускаются с обмотками напряжения или обмотками тока или теми и другими одновременно. Реле постоянного тока изготавливаются на напряжения 24, 48, 110 и 220 В, а переменного тока – на 127, 220 и 380 В.

Промежуточные реле типов РП-23 и РП-24 выполняются для работы на постоянном токе, а РП-25 и РП-26 – на переменном токе. Для предотвращения вибрации подвижной системы реле РП-25 и РП-26 имеют короткозамкнутый виток на сердечнике электромагнита.

Реле РП бывают быстродействующие (0,011–0,6 с) и с замедлением при срабатывании (до 0,25 с) или при возврате (до 1,4 с). Последнее достигается установкой на сердечнике медных демпфирующих шайб (реле РП-252), демпфирующих обмоток (РП-253), а также при помощи контура RC , подключаемого параллельно обмотке реле.

Указания к выполнению работы

1. Записать основные технические (паспортные) данные используемых в работе реле приборов и аппаратуры управления.

2. Изучить принцип действия и конструкцию представленных на стенде реле. Выяснить принципиальные отличия реле тока и напряжения, способы регулирования уставок.

3. Ознакомиться со схемами внутренних соединений и нарисовать их в тетради для лабораторных работ.

4. Измерить токи и напряжения срабатывания и возврата реле на разных уставках на шкале. Определить коэффициенты возврата и погрешность срабатывания реле.

Собрать схему рисунка 8.2. Измерить токи срабатывания и возврата реле на разных уставках по шкале. Для этого плавно увеличивайте ток в обмотке реле до загорания сигнальной лампы (ток срабатывания реле), а затем уменьшайте ток до погасания лампы (ток возврата реле). В таблицу 8.1 запишите результаты трехкратных измерений для максимальной, минимальной и промежуточной уставок. Определите средние значения тока срабатывания и возврата и по ним подсчитайте коэффициенты возврата, оцените погрешности срабатывания реле

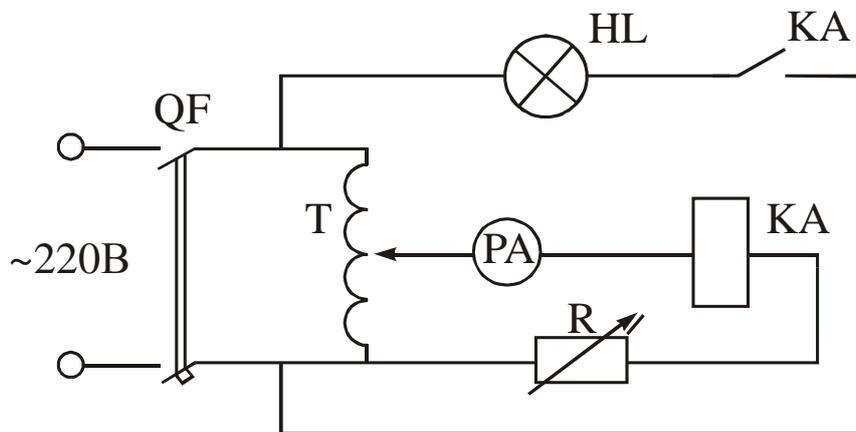


Рисунок 8.2 – Схема испытаний реле тока РТ-40

Таблица 8.1 – Результаты испытания реле тока РТ-40

$I_{уст}, A$	$I_{ср}, A$	$I_{вр}, A$	K_B	Соединение обмоток

Собрать схему для испытаний реле минимального напряжения типа РН-54 (рис. 8.3).

Измерить напряжения срабатывания и возврата реле на разных уставках по шкале. Плавно увеличивайте напряжение до погасания сигнальной лампы (напряжение возврата реле), а затем снижайте до загорания лампы (напряжение срабатывания реле). Запишите результаты измерений для трех уставок реле в таблицу 8.2. Оцените погрешность срабатывания и коэффициенты возврата.

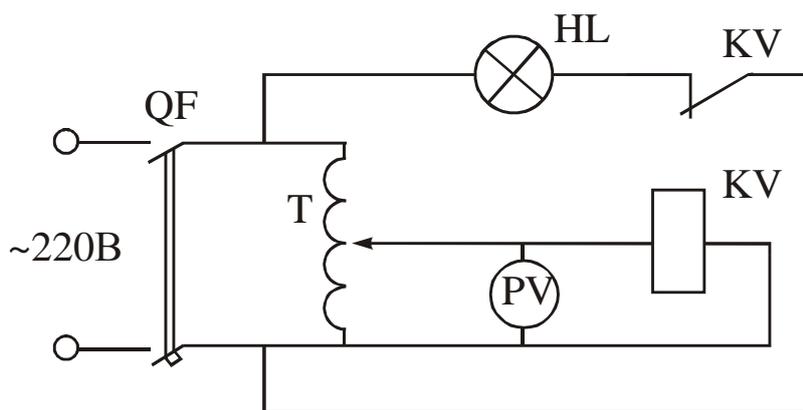


Рисунок 8.3 – Схема испытаний реле напряжения

Таблица 8.2 – Результаты испытания реле напряжения

$U_{уст}, В$	$U_{с.р.}, В$	$U_{в.р.}, В$	K_B

Собрать схему для испытания промежуточных реле типа РП-25 (рис. 8.4).

Определить напряжение и ток срабатывания РП (плавно увеличивая напряжение ЛАТРОм) по показаниям приборов. Результаты записать в таблицу 8.3.

Таблица 8.3 – Результаты испытания промежуточного реле

$U_{с.р.}, В$	$I_{с.р.}, А$	$S_{ср.}, ВА$	$U_{возвр.}, В$	K_B

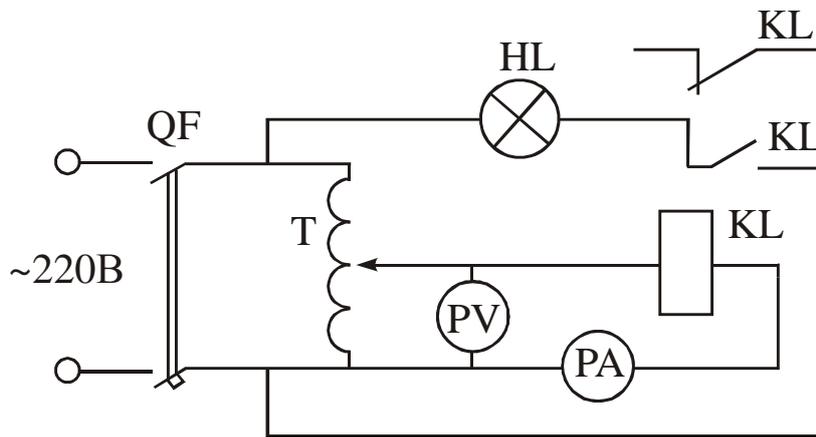


Рисунок 8.4 – Схема испытаний промежуточных реле

Собрать схему для испытания указательных реле типа РУ-21 (схема аналогична рис. 8.4). Замерить ток и напряжение срабатывания реле РУ-21. Результаты записать в таблицу 8.4.

Таблица 8.4 – Результаты испытания указательного реле

$U_{\text{ср}}, \text{В}$	$I_{\text{ср}}, \text{А}$	$S_{\text{ср}} = U \cdot I, \text{В} \cdot \text{А}$

5. Сделать выводы по работе.

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

1. Цель работы.
2. Характеристику используемых в работе реле.
3. Схемы испытания реле.
4. Таблицы с результатами испытаний.
5. Выводы по работе.

Контрольные вопросы

1. Как регулируются ток и напряжение срабатывания у реле типов РТ-40 и РН-50?
2. Почему для максимальных реле коэффициент возврата меньше единицы, а для минимальных реле больше единицы?

3. Какие электромагнитные реле относятся к категории вспомогательных реле?
4. Каковы конструктивные особенности рассмотренных реле?
5. Что такое оперативный ток?
6. Назовите главное требование к источникам оперативного тока.
7. Что является источником постоянного оперативного тока на подстанциях?
8. Что является источником переменного оперативного тока на подстанциях?
9. Преимущества и недостатки источников постоянного оперативного тока.
10. Преимущества и недостатки источников переменного оперативного тока.
11. Какие реле называются реле прямого действия?
12. Какие реле называются реле косвенного действия?
13. Где применяются реле прямого и косвенного действия?
14. Преимущества и недостатки первичных и вторичных реле.
15. Назовите области применения первичных и вторичных реле в сельских электрических сетях.

Лабораторная работа № 8.2

Изучение и испытание токовых реле типа РТ-80 и реле времени типа ЭВ-200

Ц е л ь р а б о т ы: изучить принцип действия, конструкцию и провести испытания реле серии РТ-80 и реле времени ЭВ-200.

О б щ и е с в е д е н и я

Токовые реле типа РТ-80 и РТ-90

Реле типов РТ-80 и РТ-90 по принципу действия являются комбинированными и состоят из двух элементов (индукционного с вращающимся диском и электромагнитного с притягивающимся якорем), имеющих общий магнитопровод. Конструктивное выполнение реле РТ-80 показано на рисунке 8.5, а.

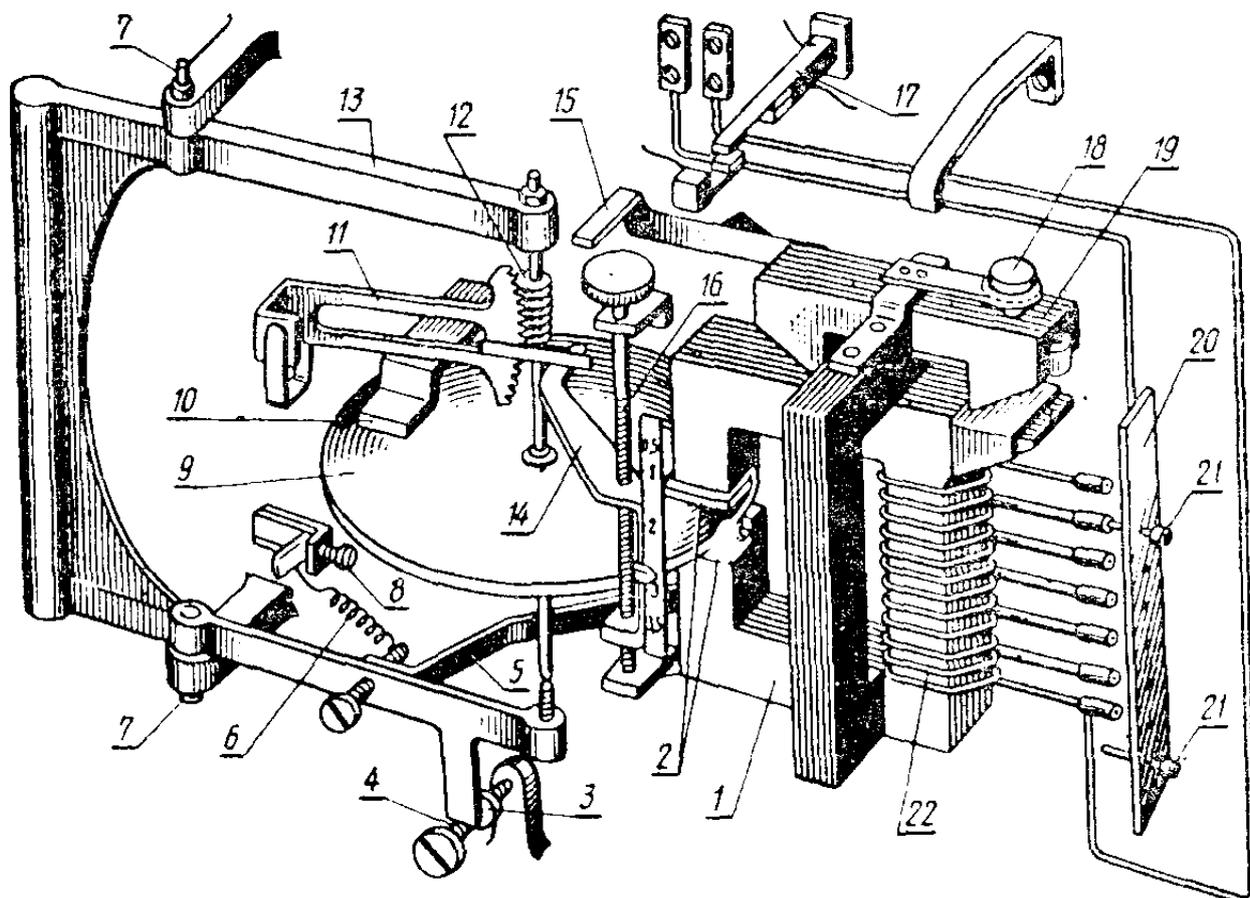
Индукционный элемент состоит из электромагнита 1; подвижной рамки 13; алюминиевого диска 9, укрепленного вместе с червяком 12 на оси, стальной скобы 5, укрепленной на рамке; зубчатого сектора (сегмента) 11; тормозного постоянного магнита 10; винта регулировки уставки выдержки времени 16 с движком шкалы уставок времени 14; пружины 6, удерживающей рамку в начальном положении; винтов 4 и 8 для регулирования угла поворота рамки.

Электромагнитный элемент, представляющий собой токовое реле мгновенного действия, состоит из стального якоря 19 с укрепленным на нем коромыслом 15 для поворота якоря; регулировочного винта отсечки 18 со шкалой.

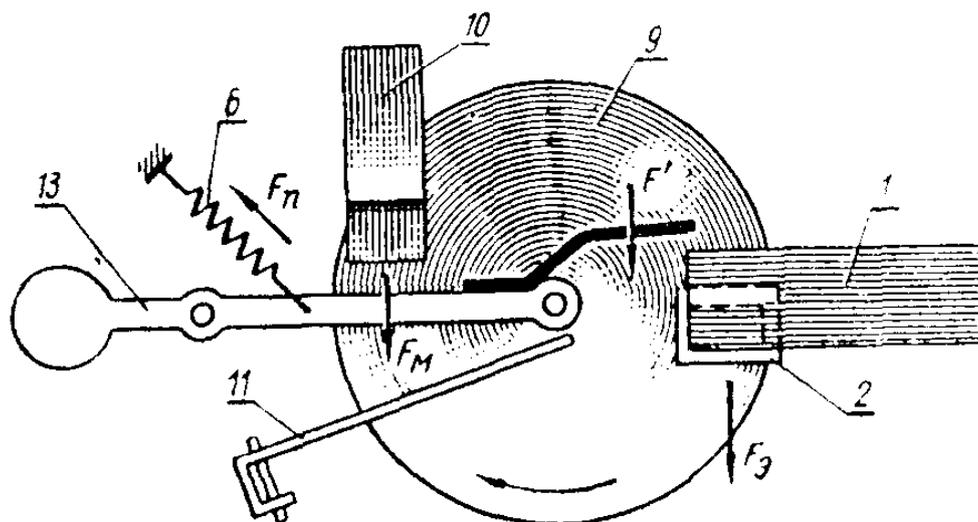
Кроме того, общими для обоих элементов являются: обмотка 22 с ответвлениями, выведенными на контактную колодку 20 с двумя контактными винтами 21; контакты реле 17 и механический указатель (флажок) срабатывания, который на рисунке 8.5, а не показан.

При прохождении тока по обмотке реле в зазоре между полюсами создаются магнитные потоки, сдвинутые в пространстве и по фазе (за счет наличия на части полюса короткозамкнутого витка), которые пронизывают находящийся в зазоре диск и создают на нем вращающийся момент (рис. 8.5, б). При токе, равном 20–30 % тока срабатывания, диск начинает вращаться и вращать укрепленный на его оси червяк 12. Но так как

рамка 13 оттянута пружиной в крайнее положение, то червяк не входит в зацепление с зубчатым сектором.



а



б

Рисунок 8.5 – Реле серии РТ-80

При определенном значении тока в реле суммарная сила, действующая на диск и через него на рамку, превысит силу пружины 6. В этот момент рамка с диском повернется, и червяк войдет в зацепление с зубчатым сектором, который начинает подниматься.

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

По истечении некоторого времени сектор упирается своим рычагом в коромысло якоря, поворачивая его. Правый конец якоря при этом опускается и притягивается к магнитопроводу, а своим левым концом замыкает (или размыкает) контакты реле.

Скорость вращения диска зависит от протекающего по обмотке тока, то есть реле имеет зависимость от тока характеристику времени срабатывания. При увеличении тока в обмотке реле до 6–8-кратного значения от тока срабатывания реле наступает насыщение стали электромагнита, вследствие чего при дальнейшем увеличении тока магнитный поток остается почти неизменным, и реле работает с одним и тем же временем. При этом зависимая часть характеристики переходит в независимую.

Если к обмотке реле подвести сразу большой ток, достаточный для притягивания 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 при больших токах. Поэтому электромагнитный элемент называется отсечкой.

Ток срабатывания отсечки регулируется путем изменения числа витков обмотки (одновременно с индукционным элементом) и, кроме того, с помощью регулировочного винта 18.

Реле типа РТ-90 имеет характеристику времени срабатывания, мало зависящую от тока, ее независимая часть начинается примерно при 3–4-кратном токе срабатывания.

Реле типов РТ-85, РТ-86 и РТ-95 имеют контакты специальной усиленной конструкции и предназначены для выполнения защиты на оперативном переменном токе. Контакты этих реле рассчитаны на шунтирование и дешунтирование цепи отключающей катушки с сопротивлением до 4,5 Ом при токе до 150 А.

Уставку кратности отсечки, нанесенную на регулировочном винте, изменяющем зазор между якорем и электромагнитом, регулируют в пределах от 2 до 8

$$K_{\text{отс}} = \frac{I_{\text{с.отс}}}{I_y}. \quad (8.2)$$

Уставку выдержки времени t_y , отсчитываемую по независимой части характеристики реле, наносят на шкале времени и регулируют винтом 16, изменяющем величину перемещения сегмента с рычагом, вызывающим замыкание (или размыкание) контактов реле.

Выдержка времени реле зависит от трех факторов: от уставки выдержки времени, уставки тока и силы тока, действительно протекающего в обмотке реле. На табличке реле нанесены две крайние характеристики, соответствующие минимальной и максимальной уставкам выдержки времени.

Коэффициент возврата реле (для элемента с выдержкой времени) не менее 0,8.

Благодаря универсальности реле серии РТ-80, включающего в себя мгновенное токовое реле, реле с выдержкой времени, не требующего промежуточных реле для усиления контактов, оно очень широко применяется в схемах защит систем сельского электроснабжения.

Реле времени типа ЭВ-200

Реле времени предназначены для замедления действия релейной защиты, т.е. для создания выдержки времени. В нашей стране получили широкое распространение и изготавливаются промышленностью реле времени с часовыми механизмами для работы на постоянном (реле серии ЭВ-100) и переменном (реле серии ЭВ-200) оперативном токе.

Основными элементами этих реле являются электромагнит и специальный часовой механизм, с помощью которого создается требуемая выдержка времени. Устройство реле времени типов ЭВ-100 и ЭВ-200 показано на рисунке 8.6. При отсутствии тока в обмотке катушки 1 якорь 3 под действием возвратной пружины 4 поднимает заводной рычаг 9 часового механизма вверх до упора. При этом зубчатый сектор 10 покачивает шестерню 11 и устанавливает подвижный контакт 12 в

начальное положение, одновременно растягивается рабочая пружина 15-часового механизма.

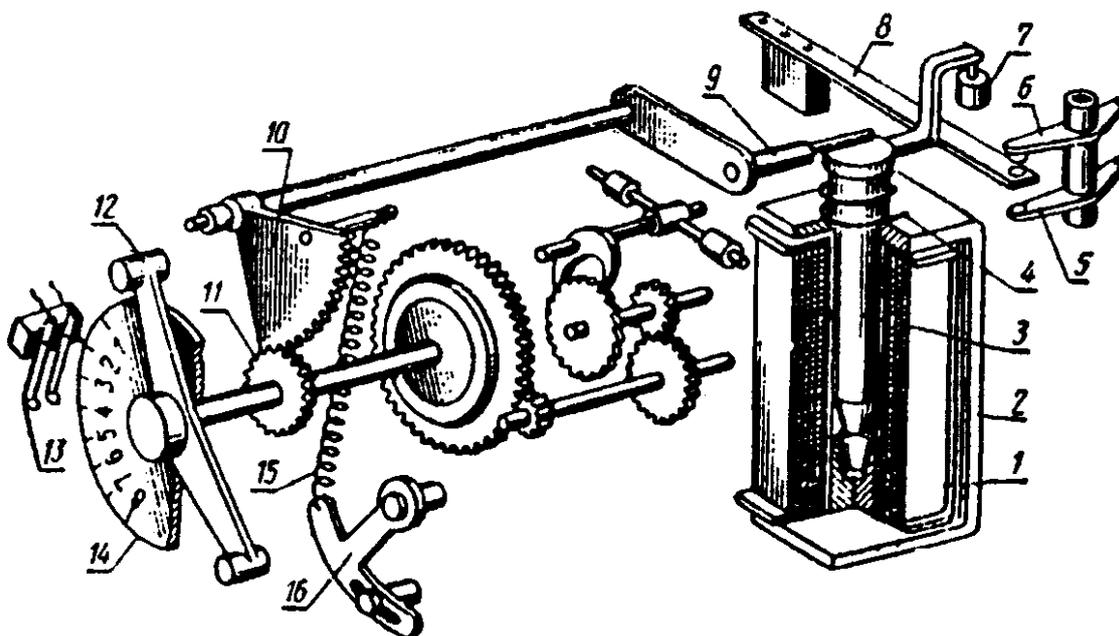


Рисунок 8.6 – Устройство реле времени типов ЭВ-100 и ЭВ-200

При прохождении тока в обмотке якорь 3 втягивается, освобождает рычаг 9, и под действием рабочей пружины 15 выходной вал часового механизма вместе с подвижным контактом 12 начинает поворачиваться до замыкания неподвижного контакта 13. Последним производится изменение уставки выдержки времени с закреплением его на шкале на разном расстоянии от подвижного контакта. Реле имеют также проскальзывающие контакты 5, 6 и замыкающиеся мгновенно.

Реле серии ЭВ-200 используют в схемах релейной защиты и автоматики на переменном оперативном токе для создания выдержки времени при срабатывании (ЭВ-217, ЭВ-227, ЭВ-237, ЭВ-247) или при возврате из-за исчезновения напряжения в контролируемой цепи (ЭВ-215...ЭВ-245).

Реле этой серии отличаются от реле серии ЭВ-100 только конструкцией электромагнита, который набирается из листовой стали, и тем, что на его полюсах размещаются короткозамкнутые витки для предотвращения вибрации.

Указания к выполнению работы

1. Записать основные технические (паспортные) данные используемых в работе реле, приборов и аппаратуры управления.

2. Изучить принцип действия и конструкцию реле РТ-83 и реле времени ЭВ-237, представленных на стенде. Изучить принцип действия и устройство реле тока типа РТ-83, обратив внимание на магнитную систему, короткозамкнутые витки, диск, подвижную рамку, зубчатый сегмент, якорь электромагнита мгновенного действия, контакты реле устройства для регулировки времени действия и тока срабатывания, винт регулировки отсечки.

Ознакомиться с принципом действия и конструкцией реле типа ЭВ-237.

3. Ознакомиться со схемами внутренних соединений реле.

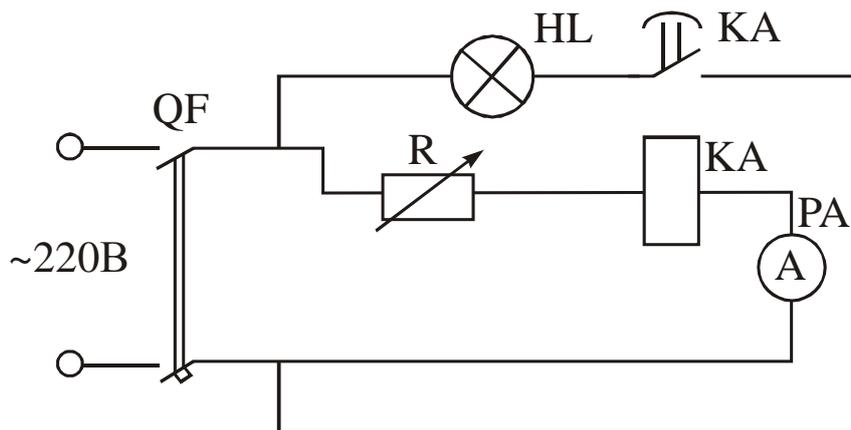
4. Проверить шкалу токов срабатывания индукционного элемента реле типа РТ-83 и шкалу кратностей отсечки реле, снять временные характеристики реле – время срабатывания реле в функции от тока в обмотке реле при заданной уставке выдержки времени и неизменной уставке тока.

Для элемента с выдержкой времени собрать схему испытания реле РТ-80 (рис. 8.7, а). Проконтролировать токи срабатывания и возврата индукционного реле на всех уставках. Определить коэффициенты возврата. На одной из уставок проверить ток начала работы реле (поставить уставку тока при плавном увеличении тока от нуля, определить ток, при котором срабатывает реле, когда червяк входит в зацепление с зубчатым сегментом). Результаты измерений записать в таблицу 8.5.

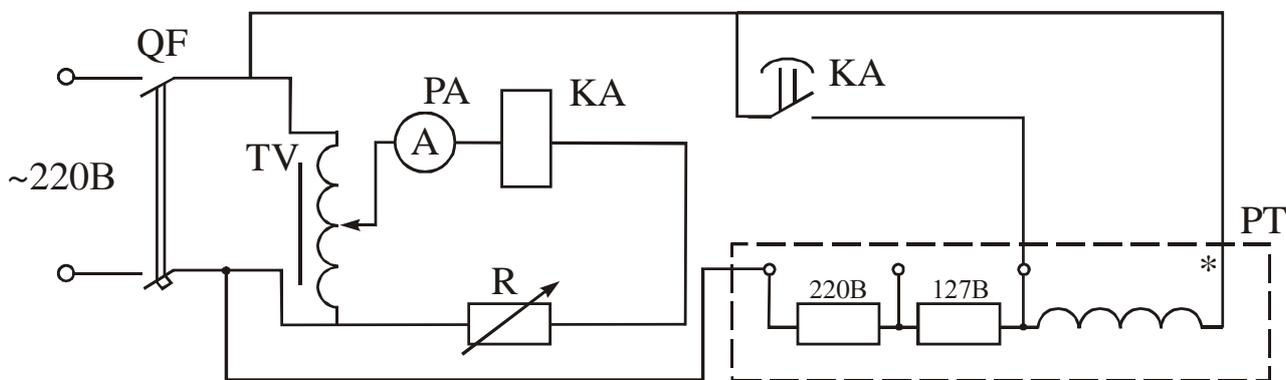
Собрать схему рисунка 8.7, б. При минимальной уставке снять характеристику зависимости времени срабатывания от тока реле, снять 5–6 точек (после каждого срабатывания поднимать блинкер, на отсечке поставить максимальную уставку). Результаты измерений записать в таблицу 8.6.

Собрать схему рисунка 8.7, в. Установить максимальное время уставки. Проверить ток срабатывания электромагнитного элемента.

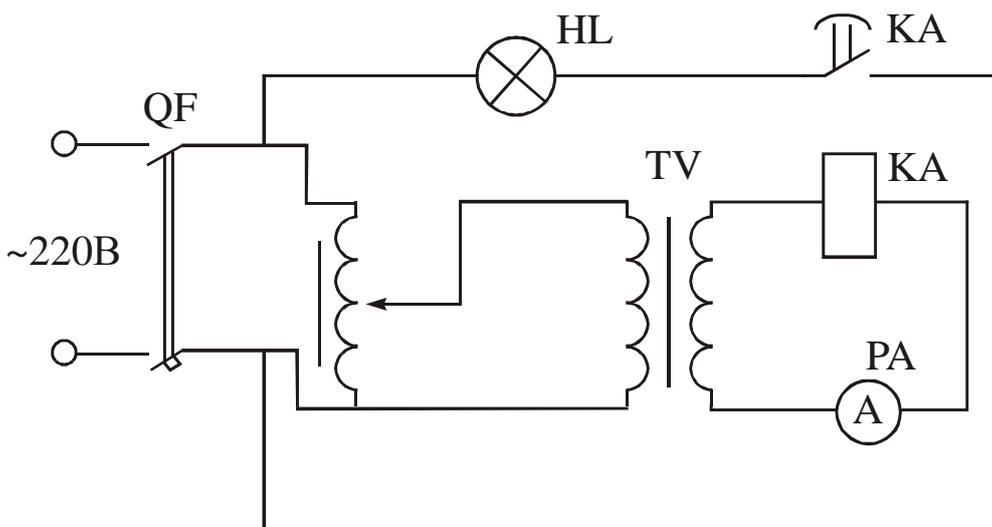
Результаты измерений записать в таблицу 8.7.



a



б



в

Рисунок 8.7 – Схемы для испытания реле РТ-83

Таблица 8.5 – Проверка шкалы токов срабатывания и возврата индукционного элемента

Уставка на реле					
Ток срабатывания реле					
Ток возврата					
Коэффициент возврата					

Таблица 8.6 – Временные характеристики реле РТ-83

Ток в обмотке I_p, A	$1,5 I_y$	$2 I_y$	$3 I_y$	$4 I_y$	$5 I_y$
t_y, C					

Таблица 8.7 – Проверка токов срабатывания отсечки при $I_{y \min} = \text{---} A, t_y = \text{---} c$

Кратность отсечки, о.е.				
Ток срабатывания отсечки, A				

5. Провести испытания реле времени ЭВ-237. Определить напряжение срабатывания и проверить шкалу уставок выдержки времени.

Собрать схему испытания реле времени ЭВ-237 (рис. 8.8).

Определить напряжение срабатывания реле, т.е. минимальное напряжение, при котором якорь реле четко до упора втягивается в катушку (напряжение срабатывания определяется при подаче на обмотку реле напряжения толчком); плавно уменьшая напряжение, определить значение напряжения возврата реле. Полученное значение напряжения срабатывания не должно превышать $0,7 \cdot U_{\text{НОМ}}$. Напряжение возврата должно быть не менее $0,05 U_{\text{НОМ}}$.

Проверить время срабатывания на наибольшей, наименьшей и рабочей (заданной преподавателем) уставках по шкале при номинальном напряжении на обмотке. На каждой уставке следует производить не менее пяти измерений, полученные результаты испытаний записать в таблицу 8.8. Подсчитать абсолютные значения разброса и отклонения от уставки, сравнить полученные результаты с техническими данными в справочной литературе.

Разброс точек срабатывания определяется

$$t\% = \frac{t_{cp} - t_y}{t_y} \cdot 100\%. \quad (8.3)$$

Сделайте вывод по работе, проанализируйте результаты испытаний реле РТ-80 и РВ-237. Сделайте выводы о влиянии регулирования отдельных уставок на другие параметры реле.

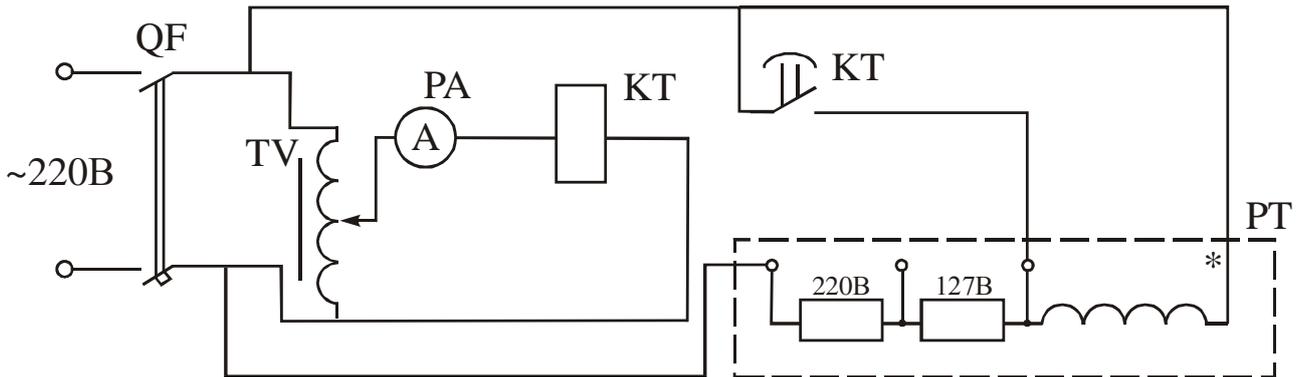


Рисунок 8.8 – Схема испытаний реле времени

Таблица 8.8 – Результаты испытания реле времени

Уставка по шкале	Измерения						Расчеты	
	t ₁ , с	t ₂ , с	t ₃ , с	t ₄ , с	t ₅ , с	t _{cp} , с	Разброс, с	Отклонение от уставки
Максимальная								
Минимальная								
Рабочая								

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

1. Цель работы.
2. Характеристику используемых в работе реле.
3. Схемы испытания реле.
4. Таблицы с результатами испытаний.
5. Выводы по работе.

Контрольные вопросы

1. Поясните принцип действия индукционных реле.
2. Назовите основные элементы реле тока типа РТ-80.
3. Что такое независимая, ограниченно зависимая и зависимая характеристика реле?
4. Объясните, как получается ограниченно зависимая характеристика реле РТ-80.
5. Объясните действие токовой отсечки в реле РТ-80.
6. Как регулируются параметры срабатывания реле РТ-80 в зависимой и независимой частях характеристик?
7. Как производится изменение тока срабатывания токовой отсечки реле?
8. В чем отличие реле РТ-81...РТ83 от РТ-85...РТ-86?
9. Назовите основные элементы реле времени.
10. Как производится регулирование выдержки времени у реле типа ЭВ-200?
11. В чем состоит конструктивное отличие реле типов ЭВ-100 и ЭВ-200?
12. На каком оперативном токе работают реле времени типов ЭВ-100 и ЭВ-200?

Лабораторная работа № 8.3

Максимальные токовые защиты и токовые отсечки на постоянном оперативном токе

Ц е л ь р а б о т ы: изучить назначение и принцип работы максимальных токовых защит (МТЗ) и токовых отсечек (ТО), методы расчета основных параметров защиты.

О б щ и е с в е д е н и я

Принцип действия токовых защит

Одним из наиболее характерных признаков возникновения короткого замыкания (КЗ), а также других нарушений нормального режима работы электроустановок является резкое увеличение тока, который становится значительно больше тока нагрузки. Этот признак используется для выполнения защит, называемых *токовыми*.

Токовые защиты подразделяются на *максимальные токовые защиты (МТЗ)* и *токовые отсечки (ТО)*, основное различие между этими защитами заключается в способе обеспечения селективности.

Селективность действия МТЗ достигается с помощью выдержки времени, а селективность действия ТО обеспечивается соответствующим выбором тока срабатывания.

Защита сетей с помощью максимальной токовой защиты

МТЗ является основным видом защиты для сетей с односторонним питанием (радиальных), а в сетях более сложной конфигурации она используется как вспомогательная (резервная).

Структурная схема МТЗ приведена на рисунке 8.9.

МТЗ устанавливается в начале каждой линии со стороны источника питания. К токовому реле МТЗ через трансформатор тока ТА подводится ток, проходящий по защищаемому элементу. При нормальных значениях тока нагрузки защита не действует, но когда ток увеличивается и достигает заранее установленного значения, защита сработает и отключит выключатель Q. При КЗ в точке K_1 ток КЗ проходит по всем участкам сети от источника питания до места повреждения, в результате чего

приходят в действие все защиты (1,2,3), но по условиям селективности должна сработать защита МТЗ₃. Значение тока, при котором происходит срабатывание защиты, называется *током срабатывания защиты*. Время срабатывания защиты от момента возникновения сверхтока до воздействия на выключатель называется *выдержкой времени*. В схеме (рис. 8.9) наименьшую выдержку времени (t_3) должна иметь защита МТЗ₃, большую (t_2) имеет защита МТЗ₂ и еще большую (t_1) – защита МТЗ₁. При такой настройке выдержки времени электросети при возникновении КЗ в точке К₁ запустятся все защиты, но первой сработает защита МТЗ₃ и отключит выключатель Q₃. После этого прохождение тока КЗ прекратится и защиты МТЗ₁ и МТЗ₂ вернуться в исходное положение, не успев подействовать на отключение из-за установленной на них выдержки времени.

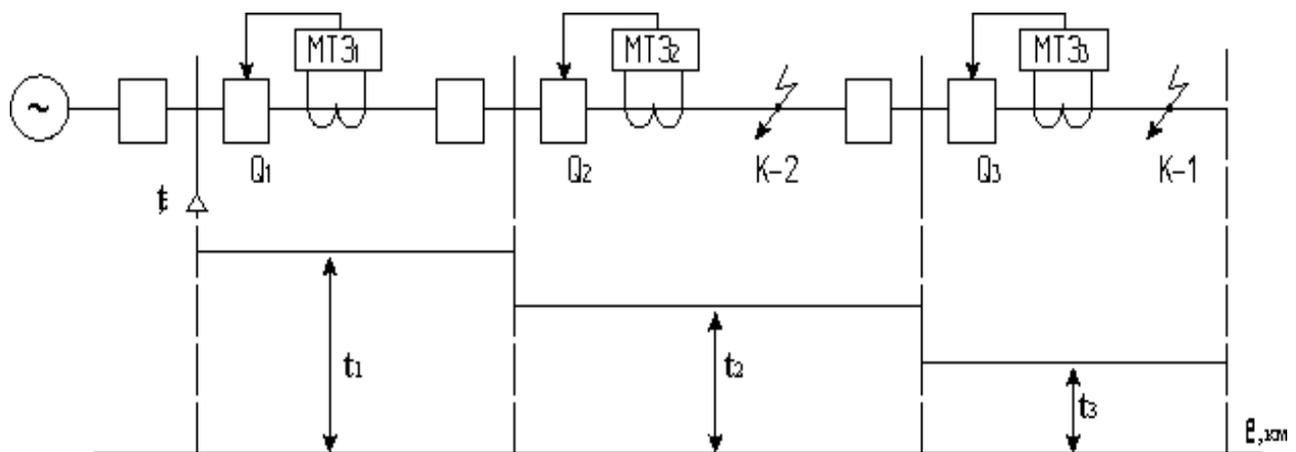


Рисунок 8.9 – Схема размещения МТЗ в радиальной сети с односторонним питанием

В результате ликвидации аварии будет отключен только поврежденный участок, а неповрежденные участки останутся в работе. МТЗ широко применяются для защиты от КЗ линий, трансформаторов, двигателей.

Схема выполнения МТЗ с выдержкой времени осуществляется обычно с использованием токовых реле типа РТ-40 в качестве пускового органа, а реле времени – в качестве органа выдержки времени (рис. 8.10, а). В реле типа РТ-80 и РТВ оба органа объединены в одно реле (рис. 8.10, б).

Схемы включения пусковых органов МТЗ с трансформаторами тока рассмотрены в лабораторной работе № 8.4 (вместо приборов включаются токовые катушки реле).

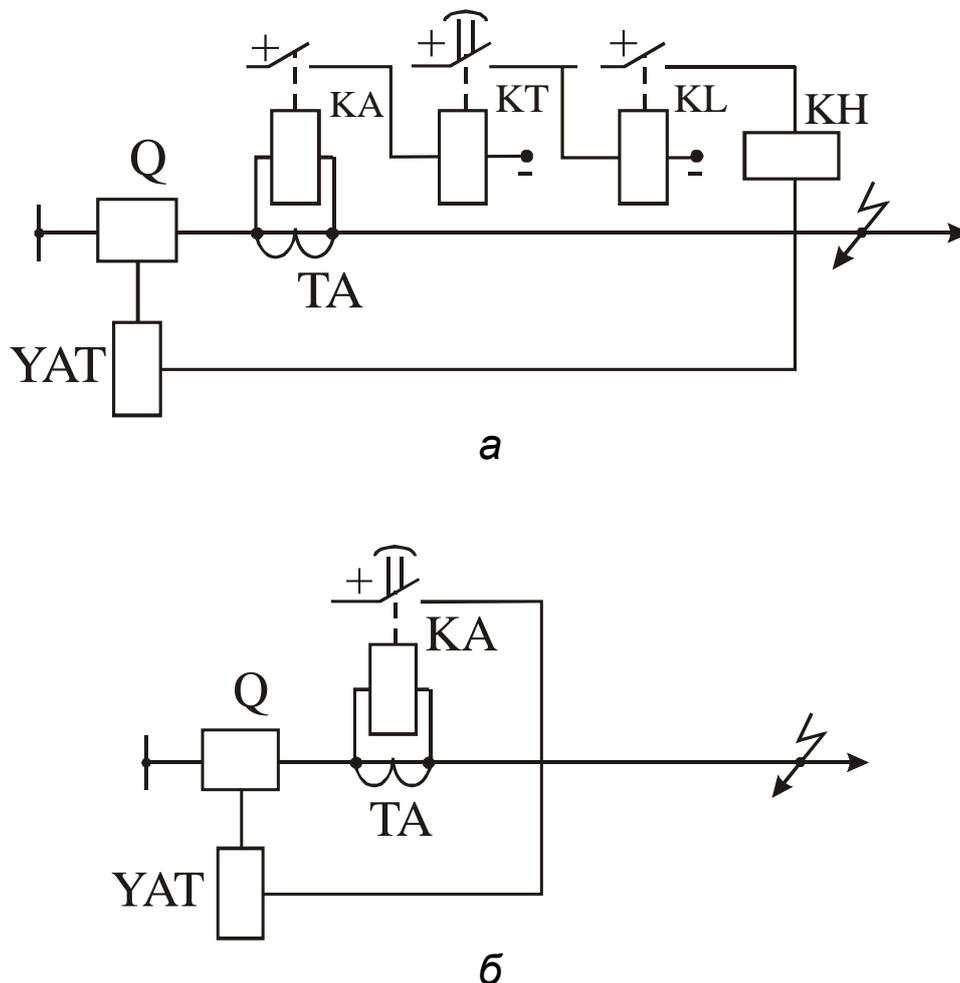


Рисунок 8.10 – Схемы выполнения МТЗ:

а – на базе реле типа РТ-40; б – на базе реле типа РТ-80 или РТВ

Наиболее распространенными схемами максимальной токовой защиты для сетей с изолированной нейтралью являются схемы МТЗ, выполненные с помощью реле тока прямого действия РТВ, которые встраиваются непосредственно в приводы выключателя.

Защита такого типа широко применяется в сетях до 35 кВ включительно на выключателях, оборудованных ручными, грузовыми и пружинными автоматическими приводами с встроенными реле.

В сельских электрических сетях могут использоваться схемы МТЗ с независимой характеристикой времени срабаты-

вания на оперативном постоянном и переменном токе, включающие в себя два пусковых токовых реле мгновенного действия типа РТ-40, одно реле времени и одно указательное реле. В схеме на переменном оперативном токе, кроме указанных реле, используются также два промежуточных реле типа РП-341, имеющие мощные переключающие контакты для включения отключающих катушек.

В сетях с изолированными нейтралью (сети напряжением 10 и 35 кВ) применяются двухфазные схемы максимальной токовой защиты с зависимой характеристикой времени срабатывания на постоянном оперативном токе с использованием реле типа РТ-81...РТ-83, а в схеме на переменном оперативном токе – с реле типа РТ-85 или РТ-86 с мощными переключающими контактами для дешунтирования катушек отключения выключателей.

Максимальные токовые защиты обладают относительной селективностью и могут приходить в действие при внешних КЗ, резервируя предыдущие защиты. Поэтому для каждой защиты выявляют основную зону действия и зону резервирования. Работа МТЗ в радиальной сети с односторонним питанием показана на рисунке 8.9. Например, для МТЗ второго участка линии (основная зона защиты от Q_2 до Q_3) короткие замыкания на участке 1 (точка K_1) входят в зону ее резервирования.

Защита сетей с помощью токовых отсечек

Отсечка является разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на *отсечки мгновенного действия* и *отсечки с выдержкой времени* (0,3–0,6 с).

В отличие от МТЗ селективность действия токовой отсечки достигается не выдержкой времени, а ограничением зоны ее действия так, чтобы отсечка не работала при КЗ на смежных участках сети. Для этого ток срабатывания отсечки отстраивается от тока при КЗ в конце защищаемой линии или в другой определенной точке, где отсечка не должна действовать.

Характер изменения тока КЗ при удалении места КЗ от источника питания показан на рисунке 8.11. Ток срабатывания отсечки мгновенного действия выбирается так, чтобы она не ра-

ботала при повреждениях на смежной линии или в трансформаторе питаемой подстанции. Для этого ток срабатывания должен быть больше максимального значения тока при КЗ на шинах предыдущей подстанции, то есть в точке 5 (рис. 8.11).

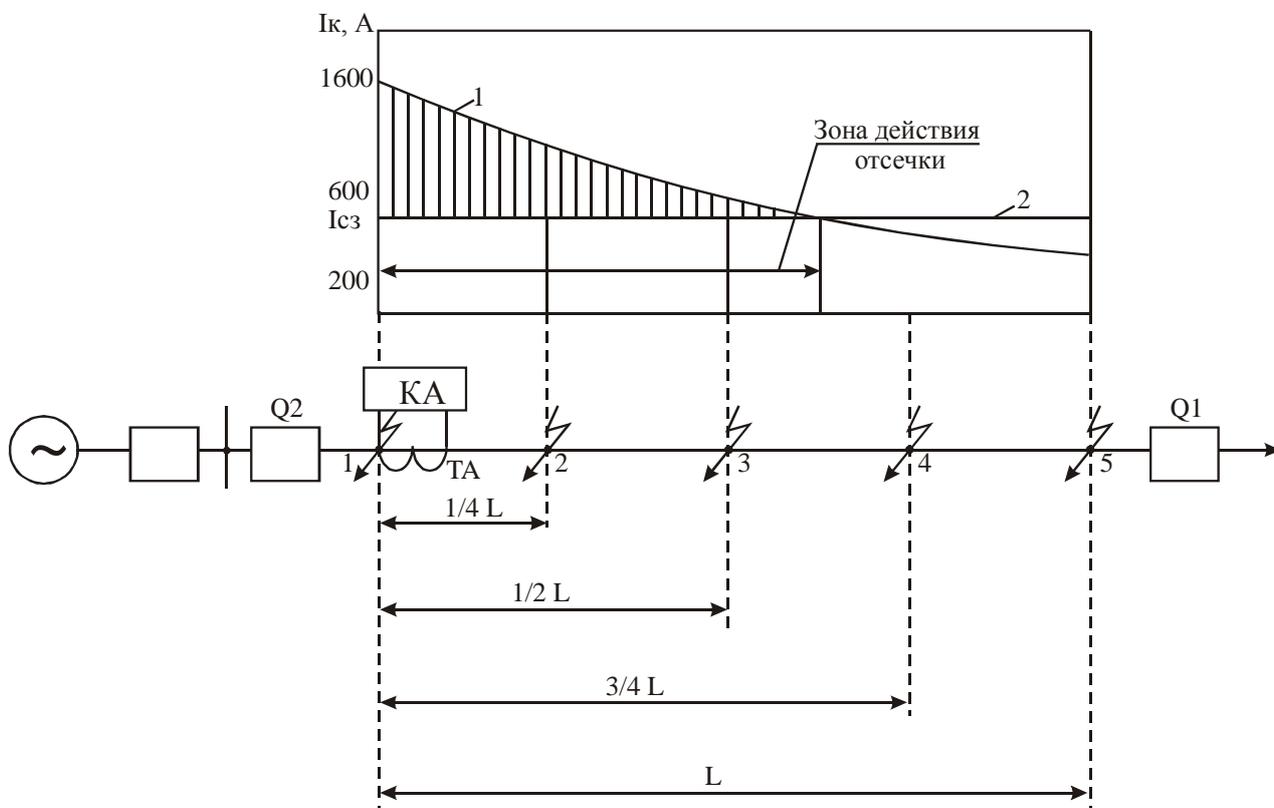


Рисунок 8.11 – К понятию работы токовой отсечки

Зона действия отсечки определяется графически. Сначала определяются токи КЗ, проходящие по защищаемой линии при КЗ в начале и конце линии и на расстояниях $1/4$, $1/2$ и $3/4$ длины линии от начала. Затем строится кривая изменения тока КЗ в зависимости от удаленности места КЗ от источника питания (кривая 1). Определяется ток срабатывания отсечки и на чертеже проводится прямая тока срабатывания 2. Точка пересечения прямой 2 с кривой 1 определяет зону действия отсечки. Токовая отсечка действует в зоне, где ток КЗ превышает ток срабатывания.

Токовая отсечка без выдержки времени имеет один орган – токовый пусковой (например, реле тока РТ-40, рис. 8.10, а).

В отдельных случаях отсечка может защищать всю линию, например, когда к линии подключен один трансформатор. Ток срабатывания отсечки выбирается так, чтобы она не действо-

вала при повреждениях на линиях низшего напряжения за трансформатором, то есть отстраивается от тока КЗ на шинах низшего напряжения. В этом случае мгновенная отсечка будет надежно защищать всю линию, шины высшего напряжения подстанции и часть обмотки трансформатора.

В ряде случаев применяется сочетание отсечки мгновенного действия с отсечкой, имеющей небольшую выдержку времени и с максимальной токовой защитой. При таком сочетании защита имеет три ступени и, соответственно, трехступенчатую характеристику времени срабатывания.

При сочетании отсечек с МТЗ с зависимой характеристикой времени срабатывания установки дополнительных реле не требуется, так как реле типа РТ-80 имеют встроенный электромагнитный элемент отсечки.

Защита радиальных линий напряжением 10 кВ и силовых трансформаторов

На линиях напряжением 10 кВ с изолированной нейтралью используют релейную защиту от многофазных замыканий и однофазных замыканий на землю. Токовая защита линий с односторонним питанием от многофазных замыканий двухступенчатая: первая ступень – максимальная токовая отсечка без выдержки времени, вторая – максимальная токовая защита с выдержкой времени.

В сельских сетях напряжением 10 кВ широко применяют устройства максимальной токовой защиты, выполненные на реле прямого действия типа РТВ или косвенного действия типа РТ-85. Токовую отсечку обеспечивает реле типа РТМ или РТ-85 (электромагнитный элемент). При выборе типа реле учитывают простоту и экономичность схемы, селективность действия, надежность, чувствительность.

Самая простая схема защиты – на реле типов РТВ и РТМ, но она наименее чувствительна. Бóльшую чувствительность к повреждениям имеет система защиты, выполненная на реле РТ-85, самую высокую – на реле РТ-40.

Схема защиты на реле РТ-85 (рис. 8.12) – двухфазная двухрелейная; дешунтирование электромагнита отключения уменьшает вторичную нагрузку ТТ в нормальном режиме и по-

вышает чувствительность. В этом режиме работы ток протекает через вторичную обмотку ТТ, обмотку реле и размыкающие контакты. При аварийном режиме ток во вторичной обмотке ТТ увеличивается, и при превышении тока уставки I_y реле срабатывает, замыкает свой замыкающий контакт, а затем размыкает размыкающий. Контакты переключаются без обрыва цепи. При коротком замыкании в первичной цепи ток во вторичной может достигать значения 150 А, поэтому реле РТ-85 имеет мощные переключающие контакты.

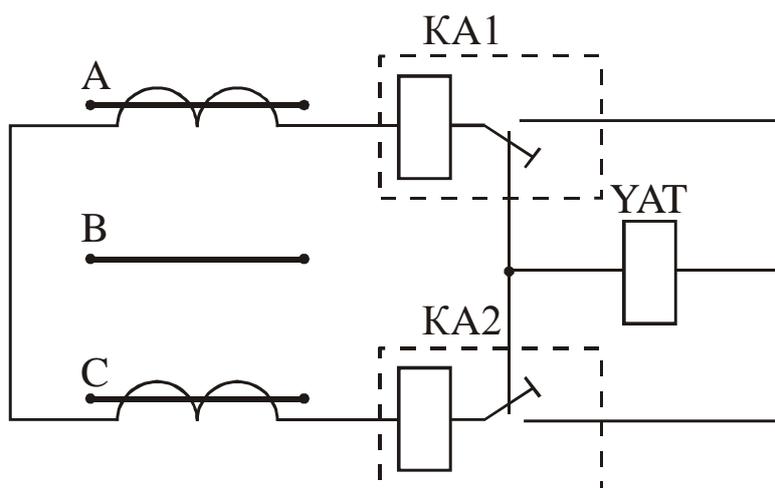


Рисунок 8.12 – Схема защиты линии на базе реле РТ-85

Расчет параметров срабатывания МТЗ

Основные параметры МТЗ

Ток срабатывания пусковых токовых реле выбирается таким, чтобы выполнить следующие условия:

а) защита не должна приходить в действие при прохождении по защищаемому элементу максимального тока нагрузки;

б) защита должна надежно действовать при КЗ на защищаемом участке и иметь коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) не менее 1,5;

в) защита, как правило, должна действовать и при КЗ на смежном (резервируемом) участке, и иметь коэффициент чувствительности в конце этого участка не менее 1,2.

Ток срабатывания МТЗ определяют из условия

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{н}} - K_{\text{сзп}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{р max}}, \quad (8.4)$$

где K_n – коэффициент надежности отстройки, учитывающий погрешности реле (для реле РТ-40 и РТ-80 $K_n = 1,2$);

$K_{сзп}$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока нагрузки в результате самозапуска электродвигателей ($K_{сзп} = 1,2–1,3$ для линий 10 кВ);

K_B – коэффициент возврата реле (для реле РТ-40 и РТ-80 $K_B = 0,8–0,85$);

$I_{p \max}$ – максимальный ток защищаемого элемента.

Для обеспечения селективного действия последовательно установленных защит требуется, чтобы ток срабатывания каждой последующей защиты увеличивался по мере приближения к источнику. Для рассматриваемой схемы рисунка 8.9

$$I_{сзIII} > I_{сзII} > I_{сзI},$$

то есть

$$I_{сз(n)} > I_{сз(n-1)}. \quad (8.5)$$

Для участков линий с учетом тока нагрузки (рабочего тока)

$$I_{сз(n)} = K_{нс} [I_{сз(n-1)} + (I_{p(n)} - I_{p(n-1)})], \quad (8.6)$$

где $K_{нс}$ – коэффициент надежности согласования смежных защит (для реле РТ-40 $K_{нс} = 1,2$; для РТ-80 $K_{нс} = 1,3$);

$I_{p(n)}$, $I_{p(n-1)}$ – рабочие токи нагрузки нормального режима предыдущего и последующего участков линии соответственно.

Для защит, установленных на пунктах автоматического секционирования и резервирования, допускается принимать

$$I_{сз(n)} = 1,1 \cdot I_{сз(n-1)}. \quad (8.7)$$

Ток срабатывания реле определяют

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} - K_{сх}^{(3)}}{K_{тт}}, \quad (8.8)$$

где $K_{сх}^{(3)}$ – коэффициент схемы при симметричном режиме, равный 1 при соединении трансформаторов тока в полную и неполную звезду; при включении реле на разность токов двух фаз А и С $K_{сх}^{(3)} = \sqrt{3}$; $K_{сх}^{(2)}(AC) = 2$; $K_{сх}^{(2)}(AB, BC) = 1$;

$K_{тт}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Ток уставки реле

$$I_y \geq I_{c.p.} \quad (8.9)$$

Чувствительность МТЗ оценивают по коэффициенту чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{k \min}}{I_{c3}}, \quad (8.10)$$

где $I_{k \min} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k \max} = 0,87 \cdot I_{k \max}$;

$I_{k \min}$ – минимальное значение тока КЗ (в конце защищаемого участка или в конце зоны резервирования) при двухфазном КЗ $I_{k \max}$ определяется по приборам при имитации КЗ;

I_{c3} – уточненное (с учетом выбранной уставки реле) значение тока срабатывания защиты

$$I_{c3} = \frac{I_y \cdot K_{\text{пт}}}{K_{\text{сх}}^{(3)}}. \quad (8.11)$$

Для основной зоны нормируемое значение $K_{\text{ч доп}} \geq 1,5$, для зоны резервирования $K_{\text{ч доп}} \geq 1,2$. Если по расчету $K_{\text{ч}} < K_{\text{ч доп}}$, то необходимо повысить чувствительность, изменив схему МТЗ, или заменить ее на более совершенную защиту, или уменьшить основную зону защиты за счет установки на линии секционирующего выключателя с защитой.

Максимальное значение тока срабатывания защиты можно определить из условий обеспечения нормируемой чувствительности

$$I_{c3} = \frac{I_{k \min}}{K_{\text{ч доп}}}. \quad (8.12)$$

Выдержка времени МТЗ, согласно ступенчатому принципу, определяется

$$t_{c3n} = t_{n-1 \max} + \Delta t, \quad (8.13)$$

при этом выдержку времени каждой последующей защиты увеличивают на Δt по сравнению с предыдущей.

Степень селективности Δt складывается из времени отключения выключателя предыдущей $n-1$ защиты $t_{\text{в}} = 0,15-0,3$ с,

положительной погрешности в выдержке времени этой защиты $t_{вр(+)}$, отрицательной погрешности $t_{вр(-)}$, погрешности из-за инерции индукционного элемента $t_{ин}$ (для РТ-80), времени запаса

$$\Delta t = t_{в} + t_{вр(+)} + t_{вр(-)} + t_{ин} + t_{зап}. \quad (8.14)$$

Для МТЗ, выполненной на базе реле типа РТ-40 и РТ-80, $\Delta t = 0,5-0,6$ с.

Ток срабатывания токовой отсечки выбирают больше максимального тока короткого замыкания $I_{кmax}^{(3)}$ в месте установки предыдущей защиты, то есть

$$I_{сотс} \geq K_{н} \cdot I_{кmax}^{(3)}, \quad (8.15)$$

где $K_{н}$ – коэффициент надежности отстройки, равный 1,5 для реле РТ-80.

Кроме того, отсечку отстраивают от бросков намагничивающих токов потребительских трансформаторов 10/0,4 кВ $\Sigma I_{нм}$, появляющихся при срабатывании АПВ линии

$$I_{сотс} \geq (4...5) \sum_1^n I_{нм} \geq (4...5) \frac{\sum_1^n S_{уст}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}. \quad (8.16)$$

Для линии 10 кВ

$$I_{сотс} \geq 0,25 \sum_1^n S_{уст}, \quad (8.17)$$

где $\sum_1^n S_{уст}$ – суммарная установленная мощность трансформаторов 10/0,4 кВ, подключенных к защищаемому участку, кВ·А.

Селективная токовая отсечка на сельских ВЛ 10 кВ очень часто не удовлетворяет требуемой чувствительности, так как ближайшая предыдущая защита (это плавкие предохранители на ТП 10/0,4 кВ), которая обычно находится недалеко от начала линии, и поэтому ток срабатывания отсечки оказывается больше минимального или даже максимального тока трехфазного КЗ в месте установки защиты.

В этом случае применяют неселективную токовую отсечку, которая может срабатывать при КЗ в трансформаторах 10/0,4 кВ, когда должна действовать защита предохранителями, то есть

неселективно. Такая неселективная отсечка применяется совместно с МТЗ и АПВ, которые исправляют неселективность ее действия, то есть при КЗ в зоне совместного действия отсечки и предыдущей МТЗ раньше срабатывает отсечка, затем АПВ включает линию снова (одновременно блокируется отсечка), и если КЗ устойчиво, то поврежденный трансформатор или смежный участок линии отключается предыдущей защитой.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки определяется как

$$K_{\text{чотс}} = \frac{I_{\text{кmin}}}{I_{\text{с отс}}}, \quad (8.18)$$

где $I_{\text{к min}}$ – ток КЗ в месте установки отсечки (точка 1, рис. 8.11). Коэффициент чувствительности отсечки должен быть не ниже 2.

Примеры расчета защиты линии с реле РТ-85

Расчет системы защиты линий, выполненной на реле РТ-85, разберем на конкретном примере.

Пример 8.1

В устройство защиты воздушной линии входят реле РТ-85, включенные через трансформаторы тока на фазные токи по схеме неполной звезды (см. рис. 8.12). В начале линии напряжением 10 кВ ток КЗ $I_{\text{к1}} = 2000$ А, в конце линии $I_{\text{к2}} = 400$ А. Максимальный рабочий ток $I_{\text{р.макс}} = 101$ А. Суммарная мощность трансформаторов на линии $S_{\text{уст}\Sigma} = 2200$ кВ·А. Определить ток уставки МТЗ (индукционной части реле) и МТО (электромагнитной части реле).

Решение:

1. Рассчитываем МТЗ – индукционную часть реле. Ток срабатывания защиты с учетом максимальных значений рабочего тока (см. формулу (8.4))

$$I_{\text{ср.31}} \geq 1,2 \cdot 1,2 / 0,85 \cdot 101 = 171 \text{ А.}$$

Чтобы обеспечить достаточную чувствительность защиты, ток ее срабатывания должен быть (по формуле (8.12))

$$I_{\text{ср.32}} \leq 400 \cdot 0,87 / 1,5 = 232 \text{ А.}$$

В данном случае минимальным током КЗ является ток двухфазного короткого замыкания в конце линии. Принимаем ток срабатывания защиты ($I_{\text{ср.з1}} \leq I_{\text{ср.з}} \leq I_{\text{ср.з2}}$) 200 А.

Ток срабатывания реле (см. формулу (8.8))

$$I_{\text{ср.р}} = 200 \cdot 1/20 = 10 \text{ А.}$$

Здесь коэффициент трансформации трансформатора тока выбран по значению $I_{\text{р.макс}} = 105 \text{ А}$

$$K_{\text{ТТ}} = 105/5 \approx 20.$$

Итак, ток уставки реле РТ-85 $I_{\text{у}} = 10 \text{ А}$.

2. Определяем параметры ТО – электромагнитной части реле. Ток срабатывания отсечки:

- с учетом тока КЗ в конце линии (формула (8.15))

$$I_{\text{ср.отс1}} \geq 1,5 \cdot 400 = 600 \text{ А};$$

- с учетом бросков тока намагничивания потребительских ТП (формула (8.17))

$$I_{\text{ср.отс2}} \geq 0,25 \cdot 2200 = 550 \text{ А.}$$

Из условий $I_{\text{ср.отс}} \geq I_{\text{ср.отс1}}$; $I_{\text{ср.отс}} \geq I_{\text{ср.отс2}}$ принимаем $I_{\text{ср.отс}} = 600 \text{ А}$.

Ток срабатывания реле токовой отсечки (по условию (8.8))

$$I_{\text{ср.отс}} \leq 600 \cdot 1/20 = 30 \text{ А.}$$

Для настройки реле РТ-85 по токовой отсечке определяем кратность тока срабатывания:

$$I_{\text{ср.о}} / I_{\text{ср.р}} = 30/10 = 3.$$

Релейная защита силовых трансформаторов от токов КЗ аналогична защите линий. В схеме защиты трансформаторов от перегрузок обычно используют реле РТ-40. Рассмотрим на примере, как рассчитывают его параметры.

Пример 8.2

Номинальная мощность силового трансформатора напряжением 35/10 кВ $S_{\text{ном}} = 2500 \text{ кВ}\cdot\text{А}$; коэффициент трансформации ТТ $200/5 = 40$. Коэффициент надежности реле РТ-40 $K_{\text{н}} = 1,05$, коэффициент возврата $K_{\text{в}} = 0,8-0,9$. Определить ток уставки реле.

Решение. Номинальный ток силового трансформатора на стороне низшего напряжения

$$I_{\text{ном.т}} = 2500 / (1,73 \cdot 10) = 144,5 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле по формулам (8.5 и 8.8)

$$1,05 \cdot 144,5 / (0,8 \cdot 40) = 4,74.$$

Из условия $I_y \approx I_{\text{ср.р}}$ принимаем стандартное значение тока уставки $I_y = 5 \text{ А}$.

Указания к выполнению работы

1. Записать основные технические (паспортные) данные реле, приборов и аппаратов управления, используемых при исследовании.

2. Изучить принципиальные схемы МТЗ (с реле РТ-40 и РТ-85) и ТО. Ознакомиться со схемой (рис. 8.13) электрических соединений подстанций, размещенных последовательно в электросети, и изучить принцип действия максимальной токовой защиты и токовой отсечки для этой схемы. По исходным данным, заданным преподавателем (табл. 8.9 и 8.10), определить параметры защиты: ток срабатывания и время срабатывания, подобрать уставки реле, входящих в состав защит, используя выражения (8.4)–(8.18), и результаты расчетов записать в таблицу 8.11.

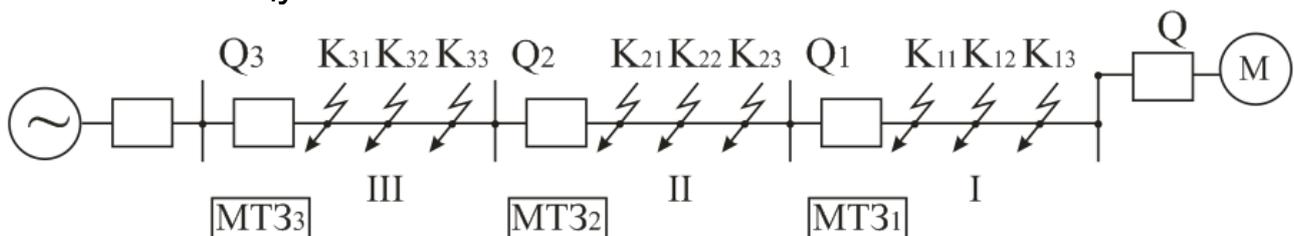


Рисунок 8.13 – Схема для изучения МТЗ и токовой отсечки

Таблица 8.9 – Исходные данные по токовой нагрузке участков линии

Номер участка линии	I	II	III
Ток нагрузки, А			

Таблица 8.10 – Значение токов КЗ в точках линии

Номер точки	K_{11}	K_{12}	K_{13}	K_{21}	K_{22}	K_{23}	K_{31}	K_{32}	K_{33}
Ток КЗ, $I_{к\max}, A$									
Участок линии	I			II			III		

Таблица 8.11 – Результаты расчетов параметров МТЗ и токовой отсечки

МТЗ с выдержкой времени						Отсечка		
Токи срабатывания и уставки реле, А			Время срабатывания реле и уставки реле, с			Токи срабатывания и уставки реле, А		
I_{cp1}/I_y	I_{cp2}/I_y	I_{cp3}/I_y	t_{cp1}/t_y	t_{cp2}/t_y	t_{cp3}/t_y	I_{cp}/I_y	I_{cp}/I_y	I_{cp}/I_y

При расчетах параметров МТЗ и отсечки принять: $K_{сх} = 1$; $K_{тт} = 1$.

Изучить комплект защиты типа КЗ-12 УХЛ4 (МТЗ и отсечка) для распределительных сетей 10–35 кВ на базе реле тока типа РТ-40 и реле времени ЭВ-100.

3. Определить коэффициенты чувствительности защит по выражениям (8.10) и (8.18), расчеты сравнить с допустимыми (нормированными) значениями. Результаты представить в таблице 8.12. Учесть, что коэффициент чувствительности отсечки, в отличие от $K_{ч}$ МТЗ, проверяют не по току КЗ в конце защищаемой зоны, а в месте установки отсечки.

4. Собрать схему рисунка 8.14, проверить взаимодействие элементов схемы постоянным током: замыкая контакты токовых реле, убедиться в том, что начинает работать реле времени, замыкая контакты реле времени, убедиться, что срабатывает промежуточное реле и загорается сигнальная лампочка.

Таблица 8.12 – Определение коэффициента чувствительности

Номер участка	Расчетная точка КЗ	$I_{к\min}, A$	Коэффициент чувствительности, $K_{ч}$	
			МТЗ	ТО
I				
II				
III				

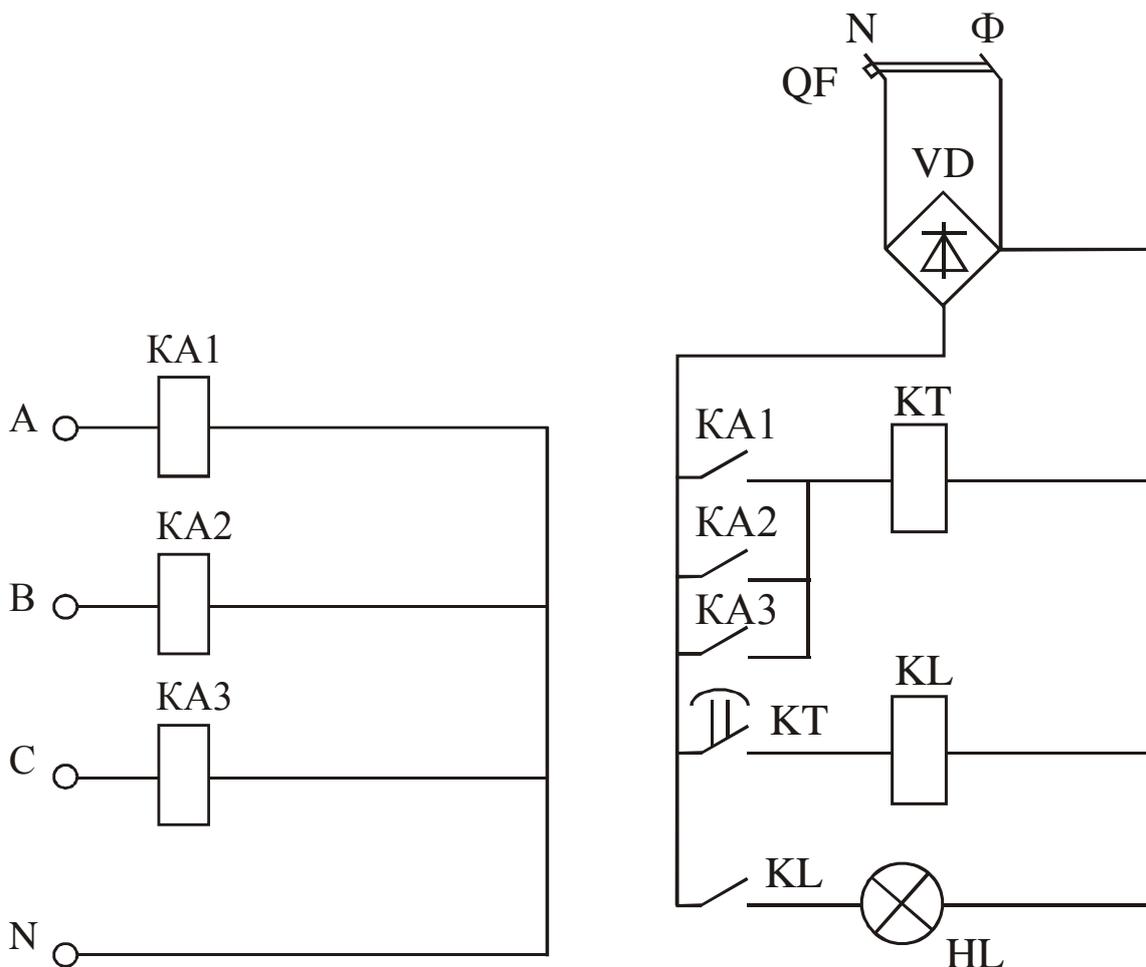


Рисунок 8.14 – Схема максимальной токовой защиты с реле РТ-40 на постоянном оперативном токе

5. Освоить приемы настройки реле для работы в режиме МТЗ и ТО. Опробовать каждую защиту при коротких замыканиях в основной зоне и зоне резервирования.

6. Построить карту согласования (селективности) максимальных токовых защит.

Для построения карты селективности (в основном для защит с разнотипными характеристиками), в которой по оси абсцисс откладывают первичный ток КЗ в разных точках сети, а по оси ординат – время срабатывания защит, необходимо знать также и токи срабатывания каждой из защит. Наиболее просто согласуются защиты с независимыми характеристиками с использованием пускового реле РТ-40 и реле времени ЭВ-200, (рис. 8.9), где каждая последующая защита имеет выдержку времени больше предыдущей.

При согласовании защит с зависимыми характеристиками (с реле РТ-80) необходимо помнить, что время срабатывания защиты каждого участка уменьшается по мере приближения точки КЗ от конца участка к месту установки защиты, то есть с увеличением тока КЗ. Когда применяются однотипные реле, характеристики согласуют при максимальном токе в зоне совместного действия защит. Например, время действия защиты III с защитой II согласуют при токе трехфазного КЗ в месте установки защиты II в точке K_{33} , а время действия защиты II с защитой I – при токе КЗ в месте установки защиты I в точке K_{23} .

Согласование характеристик желательно делать так, чтобы при КЗ в конце зоны, защищаемой данным реле, входящим в МТЗ, оно работало бы в зависимой части характеристики. Это дает возможность снизить выдержку времени работы защиты при КЗ в начале зоны (для защиты II в точке K_{21}).

В случае, когда в месте согласования последующие защиты имеют зависимую часть характеристики, время срабатывания защит по мере приближения к источнику получается меньше, чем при защитах с независимыми выдержками. Это является достоинством защит с зависимыми характеристиками. Недостаток – некоторое увеличение выдержки времени при ее срабатывании в конце резервной зоны.

На карте селективности, для защит с разнотипными характеристиками, границами каждой характеристики являются точки, соответствующие значениям токов срабатывания защиты $I_{сз}$ и максимального тока КЗ в месте установки защиты $I_{к max}$.

7. Сделать выводы по работе.

О ф о р м л е н и е о т ч е т а

Отчет должен содержать:

1. Цель работы.
2. Характеристику используемых в работе реле.
3. Результаты расчета защиты.
4. Схему испытания защиты.
5. Таблицы с результатами испытаний.
6. Выводы по работе.

Контрольные вопросы

1. Принцип действия МТЗ.
2. Принцип действия токовой отсечки.
3. Способы обеспечения селективности МТЗ и токовой отсечки.
4. Что такое ток срабатывания защиты и выдержка времени защиты?
5. Нарисуйте схему МТЗ на постоянном оперативном токе с независимой выдержкой времени.
6. Нарисуйте схему МТЗ на переменном оперативном токе с зависимой характеристикой.
7. Нарисуйте схему токовой отсечки мгновенного действия.
8. Нарисуйте схему МТЗ на переменном оперативном токе.
9. Как осуществляется защита радиальных линий и силовых трансформаторов в сельских электрических сетях?
10. Для чего предназначены размыкающие контакты в схеме МТЗ с дешунтированием катушки отключения?
11. В чем состоит принципиальная разница схем МТЗ для сетей с глухозаземленными и изолированными нейтральными?

Лабораторная работа № 8.4

Исследование различных схем включения трансформаторов тока для релейной защиты

Ц е л ь р а б о т ы: научиться исследовать и оценивать токораспределение в схемах соединения трансформаторов тока и реле при различных видах коротких замыканий в первичной сети.

Общие сведения

При выполнении релейной защиты в сельских электрических сетях чаще всего применяются следующие схемы соединения трансформаторов тока (ТА) и реле тока (КА):

1. Схема полной звезды с тремя или четырьмя (в зависимости от наличия или отсутствия в нулевом проводе) реле.
2. Схема неполной звезды с двумя или тремя реле.
3. Схема включения реле на разность токов двух фаз.

Выбор той или иной схемы зависит от назначения защиты, требуемой ее чувствительности, видов повреждений, на которые защита должна реагировать.

Токи, протекающие во вторичных обмотках трансформаторов тока (ТТ), отличаются от первичных токов на коэффициент трансформации K_I (см. лаб. работу № 8.2).

Схемы соединения ТТ и реле характеризуются коэффициентом схемы $K_{сх}$, который определяется отношением тока в реле I_p к вторичному току ТТ I_2 и показывает, во сколько раз ток в реле защиты больше, чем вторичный ток ТТ

$$K_{сх} = \frac{I_p}{I_2}. \quad (8.19)$$

Коэффициент схемы учитывается при расчете уставок и чувствительности защиты, его значения зависят от принятой схемы защиты и могут принимать значения 1, $\sqrt{3}$ или 2.

Рассмотрим области применения, достоинства и недостатки различных схем соединения ТТ и реле.

Схема полной звезды. Трехфазная схема с соединением ТТ и реле в полную звезду (рис. 8.15) реагирует на все виды коротких замыканий (КЗ) и поэтому применяется в сетях с глухим заземлением нейтрали (сети 0,38 и 110 кВ и выше).

Вторичные обмотки ТТ соединяются последовательно с реле, т.е. обтекаются одним и тем же током, поэтому схема полной звезды имеет $K_{сх} = 1$ при всех видах КЗ.

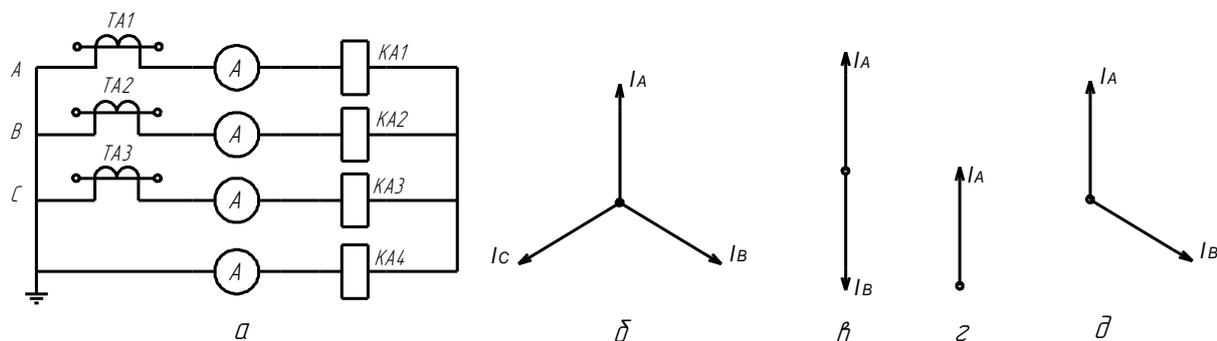


Рисунок 8.15 – Схема полной звезды (а) и векторные диаграммы при коротких замыканиях (б–д):

б – трехфазное; в – двухфазное (AB); г – однофазное (AN); д – двухфазное на землю (ABN)

По нулевому проводу протекает ток, равный геометрической сумме токов трех фаз

$$\dot{I}_O = \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C,$$

который даже при симметричном КЗ может отличаться от 0 из-за неидентичности характеристик и погрешностей ТТ. Этот ток называют током небаланса.

Обычно четвертое реле устанавливается в нулевой провод, соединяющий концы вторичных обмоток ТТ с реле, для выполнения защиты нулевой последовательности.

Схема неполной звезды. Двухфазная двух- или трехрелейная схема соединения ТТ и реле в неполную звезду (рис. 8.16) не имеет в фазе В ТТ, поэтому не может защищать электроустановку от однофазного КЗ этой фазы, в связи с этим такие схемы можно использовать только в сетях с изолированными нейтральными, где однофазное замыкание на землю сразу защитой не отключается. Схема применяется в сельских электрических сетях 10 и 35 кВ. Она проще полной звезды и имеет $K_{сх} = 1$. Третье реле устанавливается только тогда, когда схема защищает силовой трансформатор с соединением обмоток Y/Δ или Δ/Y.

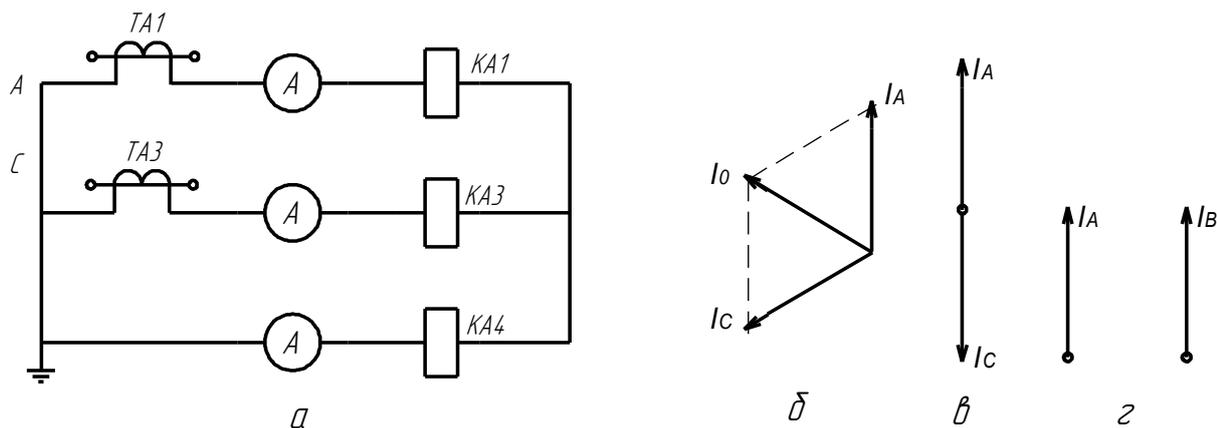


Рисунок 8.16 – Схема неполной звезды (а) и векторные диаграммы (б–г) при различных видах КЗ

Схема включения на разность токов двух фаз. Схема включения реле на разность токов двух фаз (рис. 8.17) применяется в системах с изолированной нейтралью для уменьшения количества вторичного реле.

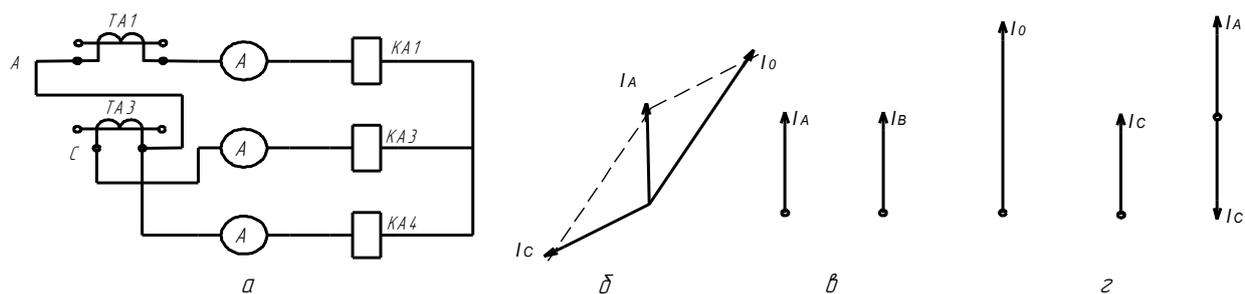


Рисунок 8.17 – Схема включения реле на разность токов двух фаз (а) и векторные диаграммы (б–г) при различных видах КЗ

Эта схема отличается от рассмотренных ранее схем неодинаковой чувствительностью к различным видам КЗ из-за того, что $K_{сх}$ зависит от режима первичной цепи.

При симметричном режиме (нормальный режим работы сети или трехфазное короткое замыкание) $K_{сх}^{(3)} = \sqrt{3}$. При двухфазном коротком замыкании $K_{сх}$ зависит от того, в каких фазах оно произошло: при КЗ между фазами А и В или В и С $K_{сх} = 1$, а между фазами А и С $K_{сх} = 2$.

Указания к выполнению работы

Модель сети переменного тока выполнена на стенде, получающем питание от трехфазной сети 380 В. Для получения первичных токов в фазах линии порядка 10 А установлены понижающие трансформаторы ТV. В первичной сети всех линий в качестве нагрузки установлены реостаты R. Для определения токов линии в первичную сеть включены амперметры PA1–PA3.

Во всех опытах показания этих амперметров устанавливаются реостатами и не должны превышать 10 А. Включение автоматов QS1, QS2 производится только после разрешения преподавателя.

На лабораторном стенде вместо реле к ТТ подключаются амперметры, которые показывают значение токов в цепях схемы.

При проведении опытов схема собирается при отключенном напряжении, вместо реле подключаются амперметры, в конце линии создается соответствующее короткое замыкание включением переключателей SA, SB, SC, SN. Студенты собирают только вторичную цепь, т.е. соответствующим образом подключают вторичные обмотки ТТ и амперметры. Все измерения заносятся в таблицы, здесь же в правой части строится векторная диаграмма токов, соответствующая виду КЗ.

1. Собрать схему полной звезды (рис. 8.18). Режим различных видов КЗ имитировать включением соответствующих выключателей в конце линии. Переключение выключателей S_A , S_B , S_C , S_N производить при отключенном питании (SF1, SF2). Записать значения токов в линии и реле в таблицу 8.13.

2. Собрать схему неполной звезды (рис. 8.19). Выполнить измерения токов, как и при выполнении пункта 1. Записать результаты испытаний в таблицу 8.14.

3. Собрать схему включения ТТ на разность токов двух фаз (рис. 8.20). Выполнить измерения токов, как и при выполнении пунктов 1 и 2. Записать результаты испытаний в таблицу 8.15.

4. Для всех схем определить значение коэффициента схемы $K_{сх}$, соответствующего каждому виду КЗ.

Например, если при испытаниях схемы по рисунку 8.20 показания приборов оказались:

- при трехфазном КЗ (замкнуты все включатели) $I_A = 4,1 \text{ A}$, $I_C = 4,1 \text{ A}$, $I_{CA} = 7 \text{ A}$;

- при двухфазном КЗ между фазами АС (замкнуты рубильники в фазах А и С) $I_A = 4,3 \text{ A}$; $I_C = 4,3 \text{ A}$; $I_{CA} = 8,6 \text{ A}$;

- при двухфазном КЗ в фазах АВ (замкнуты рубильники в фазах А и В) $I_A = 4,3 \text{ A}$; $I_C = 0 \text{ A}$; $I_{CA} = 4,3 \text{ A}$,
то векторные диаграммы примут вид, представленный на рисунке 8. 21.

Значения коэффициентов схемы будут соответственно равны:

$$K_{CX}^{(3)} = \frac{7}{4,1} \approx \sqrt{3};$$

$$K_{CX_{AC}}^{(2)} = \frac{8,6}{4,3} = 2;$$

$$K_{CX_{AB}}^{(2)} = \frac{4,3}{4,3} = 1.$$

Как следует из полученных диаграмм, чувствительность схемы значительно меняется в зависимости от вида КЗ.

5. Сделать вывод о целесообразности использования рассмотренных схем в комплектах защит от междуфазных КЗ и от замыканий на землю.

Таблица 8.13 – Результаты исследования схемы полной звезды

Вид короткого замыкания	Показания амперметров в цепях, А								K_{CX}	Векторная диаграмма
	первичных				вторичных					
	I_A	I_B	I_C	I_N	I_A	I_B	I_C	I_N		
Трёхфазное ABC										
Двухфазное АВ										
Однофазное AN										
Двухфазное на землю (ноль) ABN										

Таблица 8.14 – Результаты исследования схемы неполной звезды

Вид короткого замыкания	Показания амперметров в цепях, А								K _{сх}	Векторная диаграмма
	первичных				вторичных					
	I _A	I _B	I _C	I _N	I _A	I _B	I _C	I _N		
Трёхфазное ABC										
Двухфазное AB										
AC										
Двухфазное на землю (ноль)										
ABN										
ACN										
Однофазное										
BN										
AN										

Таблица 8.15 – Результаты исследования схемы включения ТТ на разность токов двух фаз

Вид короткого замыкания	Показания амперметров в цепях, А								K _{сх}	Векторная диаграмма
	первичных				вторичных					
	I _A	I _B	I _C	I _N	I _A	I _B	I _C	I _N		
Трёхфазное ABC										
Двухфазное										
AB										
AC										
Двухфазное на землю (ноль)										
ABN										
ACN										
Однофазное										
BN										
CN										

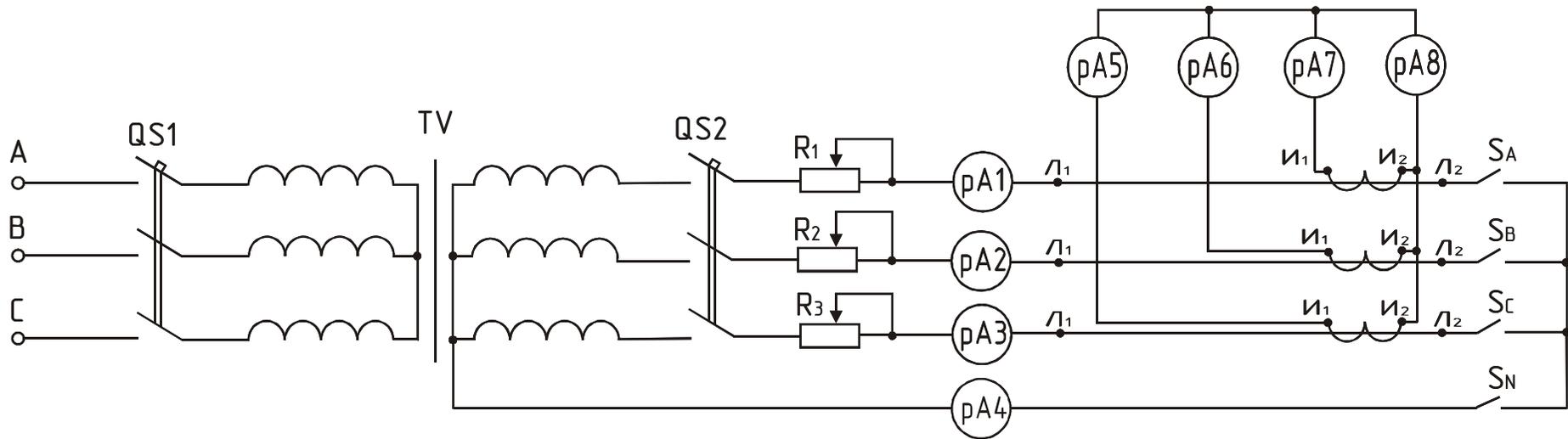


Рисунок 8.18 – Соединение трансформаторов тока и обмоток реле по схеме полной звезды

282

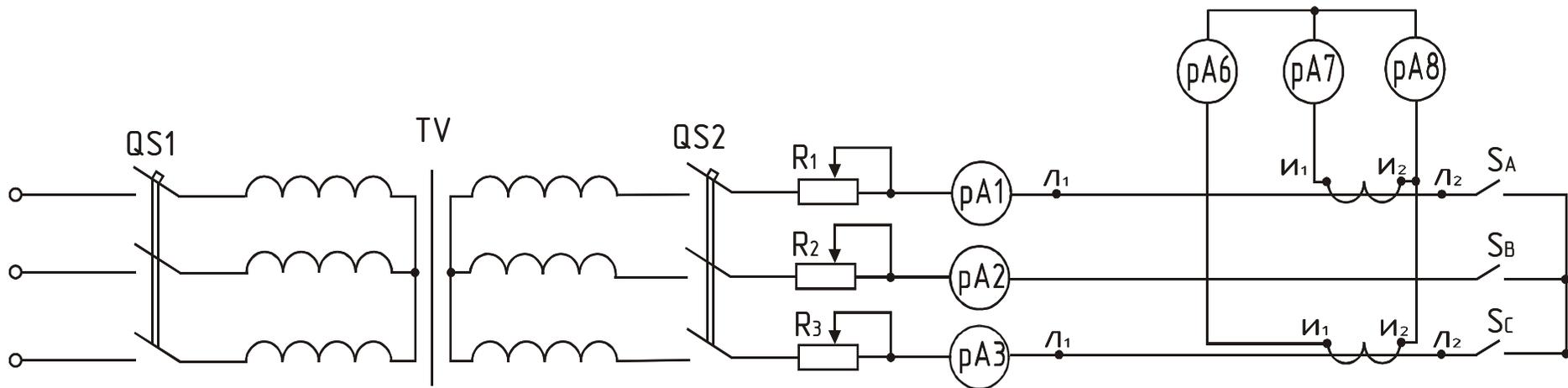


Рисунок 8.19 – Схема соединения трансформаторов тока и обмоток реле по схеме неполной звезды

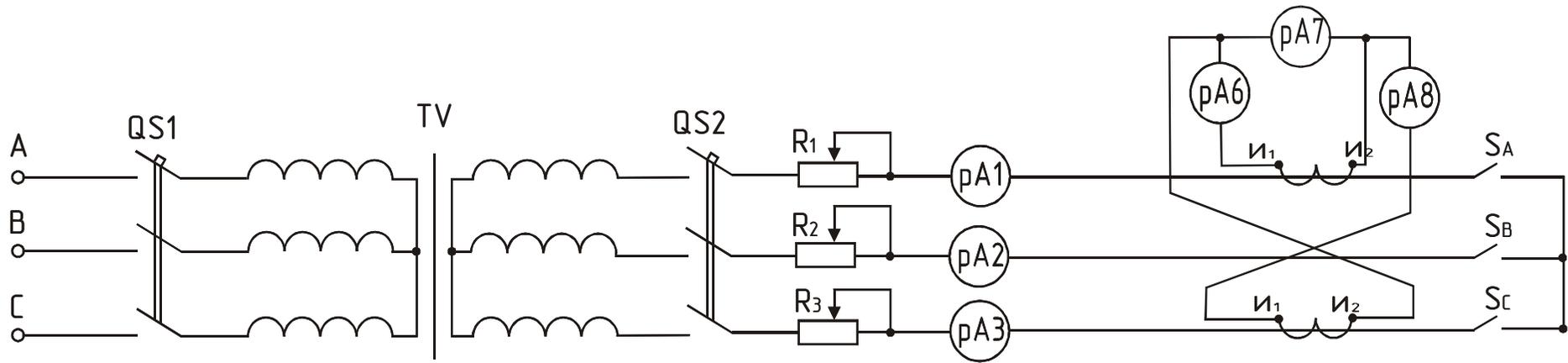


Рисунок 8.20 – Схема включения реле на разность токов двух фаз

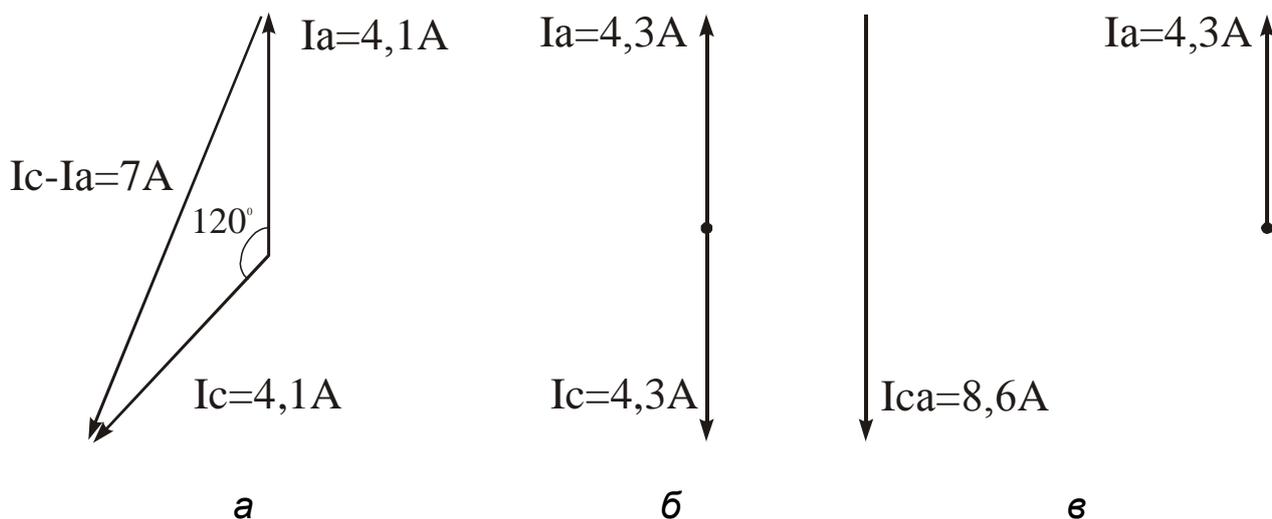


Рисунок 8.21 – Векторные диаграммы токов при испытании схемы включения реле на разность токов двух фаз:
 а – при трехфазном КЗ; б – при двухфазном КЗ АС; в – то же, АВ

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

1. Цель работы.
2. Характеристику используемых в работе ТТ.
3. Схемы соединения трансформаторов тока.
4. Таблицы с результатами испытаний.
5. Векторные диаграммы токов при разных схемах соединения измерительных трансформаторов тока.
6. Выводы по работе.

Контрольные вопросы

1. В каком режиме работает трансформатор тока?
2. Что влияет на его погрешности и, следовательно, на класс точности?
3. На какие параметры ТТ влияет возрастание вторичной нагрузки и до каких пределов можно ее увеличивать?
4. Для какой цели заземляют вторичные обмотки? Чем опасен их разрыв?
5. Где применяют схему полной звезды? Каковы ее достоинства и недостатки?
6. Для чего нужен нулевой провод в схеме полной звезды?

7. Какую схему включения ТТ используют в сетях напряжением 6–35 кВ и почему?
8. Каково назначение обратного провода в схеме неполной звезды?
9. В чем недостатки схемы включения реле на разность токов двух фаз?
10. Почему в сетях напряжением 0,38 кВ применяются трехфазные схемы защиты от токов короткого замыкания?
11. Почему цепи ТТ не защищают от токов короткого замыкания?
12. Что будет, если перегрузить ТТ?
13. Какие типы ТТ вы знаете и каковы области их применения?
14. Какие схемы соединения обмоток трансформаторов тока используются в защитах от многофазных КЗ?
15. Как от режима работы нейтрали сети зависит схема защиты от коротких замыканий?

Тесты для самопроверки к главе 8

1. Основные требования, предъявляемые к релейной защите:

- 1) чувствительность;
- 2) быстродействие;
- 3) теплостойкость;
- 4) дистанционность;
- 5) селективность;
- 6) надежность.

2. Пусковым органом у большинства схем АВР является:

- 1) реле тока;
- 2) реле времени;
- 3) промежуточное реле однократного действия;
- 4) реле минимального напряжения;
- 5) реле сопротивления.

3. Устройства АЧР предназначены:

- 1) для автоматического регулирования генераторного напряжения;
- 2) автоматического подключения части электроприёмников к энергосистеме;
- 3) автоматического отключения части электроприёмников от энергосистемы;
- 4) автоматической форсировки возбуждения генератора;
- 5) автоматического гашения поля генератора.

4. Абсолютной селективностью обладают защиты:

- 1) без выдержки времени;
- 2) с независимой выдержкой времени;
- 3) имеющие ограниченно-зависимую характеристику;
- 4) устанавливаемые в центре питания.

5. В релейной защите сельскохозяйственных установок преимущественно используется реле:

- 1) электромагнитные;
- 2) тепловые;
- 3) полупроводниковые;
- 4) электромагнитные и индукционные;
- 5) индукционные.

6. Токовая направленная защита применяется в качестве основной защиты:

- 1) для радиальных сетей с односторонним питанием;
- 2) сетей с двухсторонним питанием;
- 3) замкнутых электрических сетей с несколькими источниками питания;
- 4) сборных шин подстанций;
- 5) пунктов секционирования.

7. Максимальной токовой защитой с независимой выдержкой времени называется защита, у которой время срабатывания не зависит:

- 1) от выдержки времени;
- 2) величины тока КЗ;
- 3) уставки срабатывания промежуточного реле;
- 4) режима заземления нейтрали сети;
- 5) уставки срабатывания реле времени.

8. Коэффициент возврата реле – это отношение:

- 1) параметра срабатывания к параметру возврата;
- 2) параметра возврата к параметру срабатывания;
- 3) тока срабатывания к его номинальному значению;
- 4) тока возврата к среднему значению воздействующей величины;
- 5) напряжения возврата к среднему значению воздействующей величины.

9. Оперативным током называется ток, питающий цепи:

- 1) короткого замыкания;
- 2) релейной защиты;
- 3) сигнализации и телемеханики;
- 4) управления выключателями;
- 5) аварийного освещения.

10. У реле минимального действия коэффициент возврата:

- 1) > 1 ;
- 2) < 1 ;
- 3) $= 1$;
- 4) ≥ 1 ;
- 5) ≤ 1 .

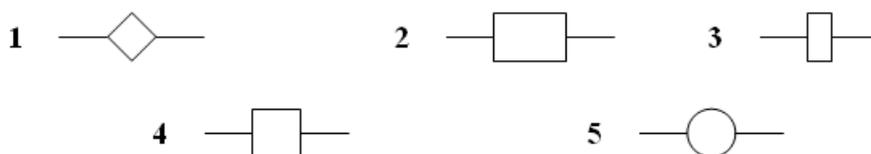
11. Устройства АПВ предназначены:

- 1) для автоматического повторного включения линии вслед за аварийным отключением;
- 2) автоматического повторного включения линии после ремонта;
- 3) автоматического повторного включения линии для проверки работоспособности выключателя;
- 4) автоматического повторного включения линии в аварийном режиме для измерения величины тока КЗ.

12. Устройства АВР предназначены:

- 1) для автоматического включения резервного источника питания;
- 2) автоматического включения и регулирования возбуждения генератора;
- 3) автоматического выключения рабочего напряжения линии;
- 4) автоматического вращения регулятора напряжения.

13. На принципиальных схемах релейной защиты воспринимающий орган реле изображается в виде:



14. Укажите соответствие кодового обозначения реле на схеме его наименованию:

Кодовое обозначение реле на схеме	Наименование реле
1. КТ	А – Времени.
2. КSG	Б – Газовое.
3. КW	В – Контроля сигнализации.
4. КА	Г – Мощности.
5. KV	Д – Тока.
	Е – Напряжения.
	Ж – Сопротивления.

15. Укажите соответствие кодового обозначения реле на схеме его наименованию:

Кодовое обозначение реле на схеме	Наименование реле
1. КН	А – Указательное.
2. KF	Б – Газовое.
3. KL	В – Промежуточное.
4. KV	Г – Мощности
5. KZ	Д – Частоты
	Е – Напряжения
	Ж – Сопротивления

16. Укажите соответствие кодового обозначения реле на схеме его наименованию:

Кодовое обозначение элемента на схеме	Наименование элемента
1. YAT	А – Электромагнит отключения.
2. S	Б – Рубильник в цепях управления
3. KL	В – Реле промежуточное.
4. SAB	Г – Переключатель блокировки.
5. KZ	Д – реле частоты.
	Е – Реле напряжения.
	Ж – Реле сопротивления.

17. Реле прямого действия РТМ, РТВ воздействуют:

- 1) на привод выключателя;
- 2) катушку отключения выключателя;
- 3) катушку включения выключателя;
- 4) промежуточное реле.

18. Указательное реле в схемах релейной защиты устанавливают:

- 1) для защиты от токов короткого замыкания;
- 2) защиты по напряжению;
- 3) определения места повреждения линии;
- 4) фиксации действия устройств релейной защиты.

19. Промежуточное реле в схемах релейной защиты устанавливают:

- 1) для защиты от токов короткого замыкания;
- 2) защиты по напряжению;
- 3) увеличения числа контактов с целью воздействия на большее количество цепей;
- 4) коммутации больших токов в цепях при недостаточной мощности контактов исполнительных реле.

20. Дополните:

Ток срабатывания защит всегда должен быть _____ максимального рабочего тока в защищаемом элементе.

21. Дополните:

Селективность действия МТЗ достигается с помощью выдержек _____.

22. Дополните:

Селективность действия токовых отсечек достигается с помощью выбора тока _____.

23. Расшифруйте аббревиатуру МТЗ:

- 1) максимальная токовая защита;
- 2) минимальная токовая защита;
- 3) максимальная температурная защита трансформатора;
- 4) максимальное трансформаторное задание.

24. В сельских распределительных сетях 6–35 кВ, работающих с изолированной нейтралью, рекомендуются к применению МТЗ:

- 1) двухфазные двухрелейные;
- 2) трехфазные трехрелейные;
- 3) однофазные однорелейные;
- 4) двухфазные однорелейные.

25. Для защиты сельских электрических сетей применяют схемы соединения трансформаторов тока:

- 1) полной звезды;
- 2) неполной звезды;
- 3) треугольника;
- 4) неполного треугольника.

26. Реле тока подключают через трансформатор тока:

- 1) для расширения пределов применения реле;
- 2) уменьшения тока срабатывания;
- 3) увеличения кратности отсечки;
- 4) уменьшения чувствительности.

27. Коэффициент чувствительности токовой защиты определяется:

$$\begin{array}{ll} 1) K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кmin}}}{I_{\text{с.з.}}}; & 3) K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кmax}}}{I_{\text{с.з.}}}; \\ 2) K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кmin}} + \Delta I}{I_{\text{с.з.}}}; & 4) K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{с.з.}}}{I_{\text{кmin}}}. \end{array}$$

28. Токовые отсечки подразделяются на отсечки:

- 1) мгновенного действия;
- 2) дистанционные;
- 3) с выдержкой времени;
- 4) независимые;
- 5) селективные.

29. Реле направления мощности используется в защитах сетей:

- 1) радиальных;
- 2) магистральных;
- 3) с двухсторонним питанием;
- 4) смешанных.

30. Дополните:

Если в результате повторного включения электроснабжение потребителей восстанавливается, АПВ называется _____.

31. Ток срабатывания максимальной токовой защиты определяется:

- 1) по максимальному току короткого замыкания в конце ЛЭП;
- 2) минимальному току короткого замыкания в конце ЛЭП;
- 3) максимальному току нагрузки;
- 4) току срабатывания защиты предшествующего элемента.

32. Токовая отсечка предназначена:

- 1) для отключения с минимальным временем максимальных токов;
- 2) защиты от токов, незначительно превышающих ток нагрузки;
- 3) защиты от замыканий на землю;
- 4) резервирования максимальной токовой защиты.

33. Автоматическое включение резервного питания применяется:

- 1) для объектов третьей категории;

- 2) для объектов первой категории;
- 3) вместо автоматического повторного включения;
- 4) для снижения перегрузки источника питания.

34. Автоматическое повторное включение предназначено:

- 1) для снижения длительности перерывов электроснабжения потребителей;
- 2) проверки действия релейной защиты;
- 3) замены автоматического включения резервного питания;
- 4) замены действий оперативного персонала.

9 СЕЛЬСКИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

В настоящее время практически 99 % сельскохозяйственных потребителей получают питание от объединенных энергосистем. В районах, удаленных от электрических сетей энергосистем, основными источниками питания являются электростанции с дизелями в качестве первичных двигателей. Эти электростанции используются также для резервного электрообеспечения потребителей. Резервные электростанции применяются не только в сельском хозяйстве, но и на строительстве новых объектов, к которым еще не подведено централизованное питание.

Промышленностью выпускаются как передвижные, так и стационарные электростанции.

На станциях устанавливаются дизель-электрические агрегаты, состоящие из дизеля, генератора, предназначенного для выработки трехфазного переменного тока с частотой 50 Гц, возбuditеля и пульта управления. Вал дизеля и генератора соединяют упругой муфтой. Весь агрегат устанавливается на одной общей раме.

Дизельные двигатели агрегатов и станций выполняют с воздушной (В), водовоздушной (радиаторной – Р) или водоводяной (двухконтурной – Д) системами охлаждения.

Комплектную передвижную электростанцию монтируют на раме-салазках и размещают на автомобильном прицепе, в кузове автомобиля или в закрытом вагоне. От атмосферного воздействия электростанция защищается металлическим кожухом, если она размещена на прицепе или в кузове автомобиля и рассчитана для работы на открытом воздухе при температуре от -50 до + 40°С.

Мощность выпускаемых промышленностью агрегатов электростанций 0,5–500 кВт. Первичными двигателями агрегата служат бензиновые, карбюраторные при мощности до 16 кВт и дизельные при мощности от 5 до 500 кВт. Дизельные первичные двигатели более экономичны, чем бензиновые, более долговечны, но и более тяжелые. В дальнейшем, независимо от типа первичного двигателя, все электростанции именуется ДЭС.

Стационарные ДЭС имеют такую же мощность, как и передвижные. Принято различать три категории ДЭС по мощно-

сти: *малые* – до 50 кВт, *средние* – до 200 кВт и *большой мощности* – свыше 200 кВт.

Для контроля и наблюдения за работой на ДЭС установлены соответствующая аппаратура и контрольно-измерительные приборы. Первичные двигатели имеют автоматические регуляторы скорости, а генераторы – автоматические регуляторы напряжения. Эти ДЭС не предназначены для параллельной работы и требуют наблюдения дежурного персонала. Дизельные двигатели агрегатов и станций выполняют с воздушной, водо-воздушной или водо-водяной системами охлаждения.

Стационарные дизельные электростанции состоят из следующих основных элементов и систем: дизель-электрический агрегат, топливное хозяйство, хозяйство смазочных масел, система технического водоснабжения, пусковая воздушная система, система выхлопа, воздухоочистительная система, щит управления, аккумуляторное хозяйство и распределительное устройство низкого напряжения.

Все элементы и основные системы стационарных дизель-электрических станций размещают в негорючих зданиях, выполненных из кирпича или железобетонных блоков. Повышающая подстанция и распределительное устройство высокого напряжения могут располагаться на открытом воздухе, рядом со зданием электростанции.

В сельской электрификации распространены дизельные электростанции с номинальным напряжением генераторов 400 В. Обмотки статора генераторов соединяются в звезду с заземленной нулевой точкой, что позволяет подключать к ним как трехфазные (электродвигатели), так и однофазные (освещение и бытовые приборы) потребители.

В зависимости от назначения дизельной электростанции ее схема электрических соединений будет различной.

В целях обеспечения электробезопасности персонала, работающего в сетях централизованного электроснабжения, не разрешается параллельная работа резервных источников с сетью. Поэтому конструкция переключающих устройств должна исключить возможность одновременного их включения на шины.

В качестве таких переключающих устройств рекомендуется применять трехполюсные переключатели на два направления (рубильники переключающие серии РП или переключатели врубные серии ВР-32). Допускается устройство блокировки меж-

ду ручными приводами двух коммутационных аппаратов, установленных в цепях централизованного и резервного электропитания с помощью механических блокировок (блокировочных замков), а в случаях, когда коммутационные аппараты имеют катушки дистанционного включения и отключения, применять электрическую блокировку, исключающую возможность одновременного включения обоих аппаратов.

Рекомендуемые к применению схемы подключения предусматривают ручное управление операциями переключения и установку переключателей на два направления и отличаются друг от друга в основном местом установки пунктов подключения.

Место установки пункта подключения выбирается с учетом особенностей конкретного потребителя (взаимное расположение объектов; конструктивное выполнение ТП, РП и установленных на них щитов; балансовая принадлежность отдельных элементов сети и т.д.). Место установки пунктов подключения должно обеспечить также наиболее простое и быстрое выполнение электромонтажных работ, удобство и безопасность эксплуатации.

Если трансформаторная подстанция имеет закрытое исполнение (ЗТП), то здание ДЭС рекомендуется пристроить к зданию ТП. Переключатели пункта питания устанавливаются на вводах 380/220 В силовых трансформаторов, что обеспечивает подачу напряжения резервной электростанции непосредственно на шины распределительного устройства ТП, и размещают или в здании ТП или в здании ДЭС.

Если подстанция имеет комплектное исполнение (КТП), то здание ДЭС рекомендуется построить в непосредственной близости от КТП. Переключатели питания устанавливаются на линиях 380/220 В, отходящих от КТП, которые вводятся в здание ДЭС, где размещается ПП. Это обеспечивает подачу напряжения СРЭ непосредственно на линии, питающие ответственные электроприемники.

Подробно возможные электрические схемы соединения и подключения резервных источников электропитания к потребителям рассмотрены в [17, 20].

Лабораторная работа № 9.1

Изучение размещения основного оборудования и схем электрических соединений дизельных электростанций

Ц е л ь р а б о т ы: изучить компоновку основного и вспомогательного оборудования стационарных дизельных электростанций, особенности схем электрических соединений дизельных электростанций различного назначения.

Общие сведения

Дизель-электрические агрегаты станций устанавливаются в машинном зале в один ряд параллельно друг другу. Между дизельным агрегатом и стеной здания или оборудованием должен быть проход не менее 1 м, а проход с торца двигателя у стороны управления – не менее 2 м. Машинные залы должны иметь не менее двух выходов, хорошую вентиляцию и освещение.

Рассмотрим компоновку основного оборудования дизельных автоматизированных электростанций мощностью 320 и 500 кВт. На станциях установлены агрегаты АС-808 и АС-802 со стационарными четырехтактными (Ч) с турбонаддувом (Н), двенадцатицилиндровые (12) вертикальные дизели с диаметром цилиндра 18 и ходом поршня 20 см 12ЧН-18/20. Мощность дизелей соответственно 470 и 730 л.с. Дизели приводят в действие синхронные генераторы СГД-12-3В-6 мощностью 320 кВт с частотой вращения 1000 об/мин и генератор СГД-625-1500, мощностью 500 кВт, 1500 об/мин. Генераторы снабжаются возбудителями ВСМ-21/12. Номинальное напряжение генераторов – 0,4/0,23 кВ.

На рисунке 9.1, а показан разрез дизельной станции с радиаторной (водо-воздушной) системой охлаждения дизеля. Дизель-электрический агрегат, состоящий из дизеля 1, генератора 2 и возбудителя 3, смонтирован на одной раме и установлен на железобетонном фундаменте в машинном зале станции. Пусковой баллон 4 со сжатым воздухом размещен непосредственно на агрегате. Подача масла в двигатель осуществляется шестеренчатым насосом 6. В зале также размещены: расходный бак топлива 7, расширительный бак 9 и блок радиаторов водяного охлаждения 10. Под дизелем проходят выхлопные трубопрово-

ды 5, по которым отработанный газ поступает в атмосферу, предварительно минуя камеру глушения. Для вентиляции зала предусмотрена вытяжная труба 8.

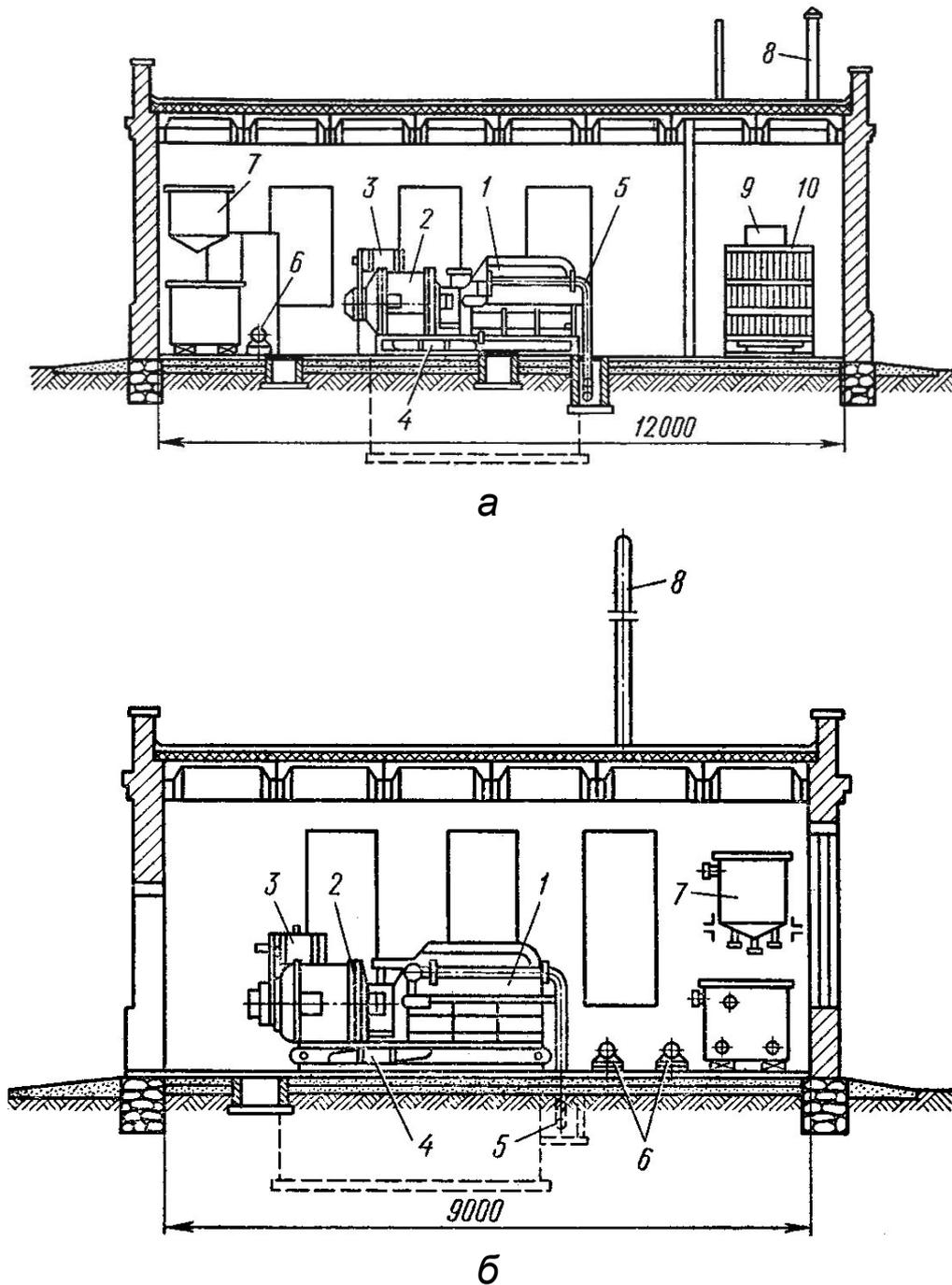


Рисунок 9.1 – Разрез дизельных электростанций мощностью 320 и 500 кВт:

а – для дизельного агрегата с радиальной (водо-воздушной) системой охлаждения, б – для агрегата с двухконтурной (водо-водяной) системой охлаждения; 1 – дизельный двигатель; 2 – генератор; 3 – возбуждатель; 4 – пусковой баллон; 5 – выхлопные трубопроводы; 6 – шестеренчатые насосы; 7 – расходный бак топлива; 8 – вытяжная (или выхлопная) труба; 9 – расширительный бак; 10 – блок радиаторов охлаждения

На рисунке 9.1, б приведен разрез станции с двухконтурной (водо-водяной) системой охлаждения дизеля. Компоновка оборудования здесь мало отличается от предыдущего варианта, за исключением блока радиаторов, который не требуется при указанной системе охлаждения.

На рисунке 9.2 приведен примерный план компоновки оборудования резервной дизельной электростанции (РДЭС) мощностью 1×30 кВт.

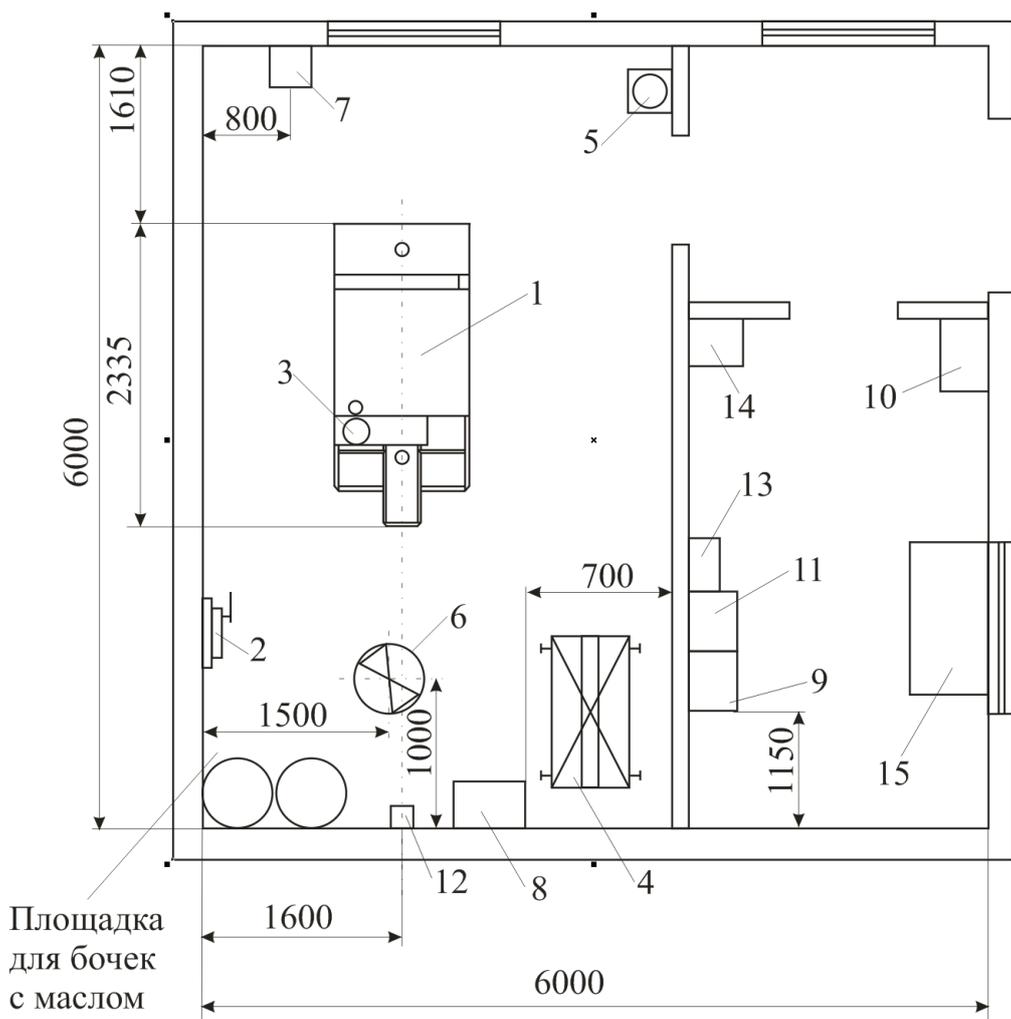


Рисунок 9.2 – Примерный план компоновки оборудования резервной дизельной электростанции мощностью 1×30 кВт:

- 1 – электроагрегат АД 30С-Р; 2 – ручной насос «Родник»;
 3 – трубопровод газовыхлопа; 4 – кран козловой; 5 – огнетушитель;
 6 – вентилятор крышный; 7 – раковина; 8 – щит управления ЩУП;
 9 – устройство распределительное навесное РУС 8141; 10, 11 – то же
 РУС 8153; 12 – счетчик электрической энергии САЧ-И672;
 13 – выпрямительное устройство ВСА-64; 14 – ящик с аккумулятором
 6СТ-132; 15 – стол с телефоном*

РДЭС является резервным источником питания ответственных потребителей электрической энергии – животноводческих комплексов, ферм, птицефабрик и других объектов сельского хозяйства. РДЭС оборудуется одним электроагрегатом типа АД30С-Т400-РМ1У4 мощностью 30 кВт.

Для текущего расхода топлива на дизеле смонтирован топливный бак, обеспечивающий непрерывную работу электростанции в течение 5 ч без дополнительной заправки. Заправка системы топливом по мере его выработки производится при помощи ручного насоса. Запас топлива хранится на складе ГСМ комплекса. Заправка системы смазки дизеля маслом по мере его выработки производится при помощи ручного насоса. Запас масла хранится на складе ГСМ комплекса и в помещении РДЭС. Система охлаждения электроагрегата водо-воздушная, замкнутая, с радиаторами масла и воды. Пуск электроагрегата осуществляется электростартером, поставляемым в комплекте с электроагрегатом. Отвод отработанных газов производится через выхлопную трубу за пределы машинного зала в атмосферу. Забор воздуха на горение в дизеле производится из машинного зала, куда он поступает через проем в наружной стене, в котором установлена утепленная заслонка.

Электрической схемой главных соединений предусматривается автономная работа электроагрегата на электрическую сеть напряжением 0,38 кВ. Параллельная работа РДЭС с основным источником централизованного электроснабжения не допускается.

В нормальном режиме (рис. 9.3) потребители получают электроэнергию от сети энергосистемы через переключающие рубильники S1, S2, автоматические выключатели SF6, SF7 (или предохранители), трансформаторы Т1, Т2 напряжением 10/0,4 кВ (ЗТП или КТП). В случае аварии запускается дизель-генератор, потребители снабжаются энергией от резервной электростанции. Таким образом, схемой станции должно быть предусмотрено двойное питание – от сети и от дизель-генератора. Для этой цели в схеме станции предусмотрены перекидные рубильники (переключатели) S1, S2, ножи которых подключены к шинам потребителя, одни губки – к основному источнику питания («сеть»), а другие – к резервному источнику («станция»). Использование перекидного переключателя исключает возможность подачи напряжения станции в сеть и наоборот. Рукоятка переключающих

рубильников S1, S2 в нормальном режиме устанавливается в положение «**Включена сеть**». В аварийном режиме, при исчезновении напряжения на подстанции, запускается вручную электроагрегат. Рукоятка переключающих рубильников S1, S2 устанавливается в положение «**Включена ДЭС**».

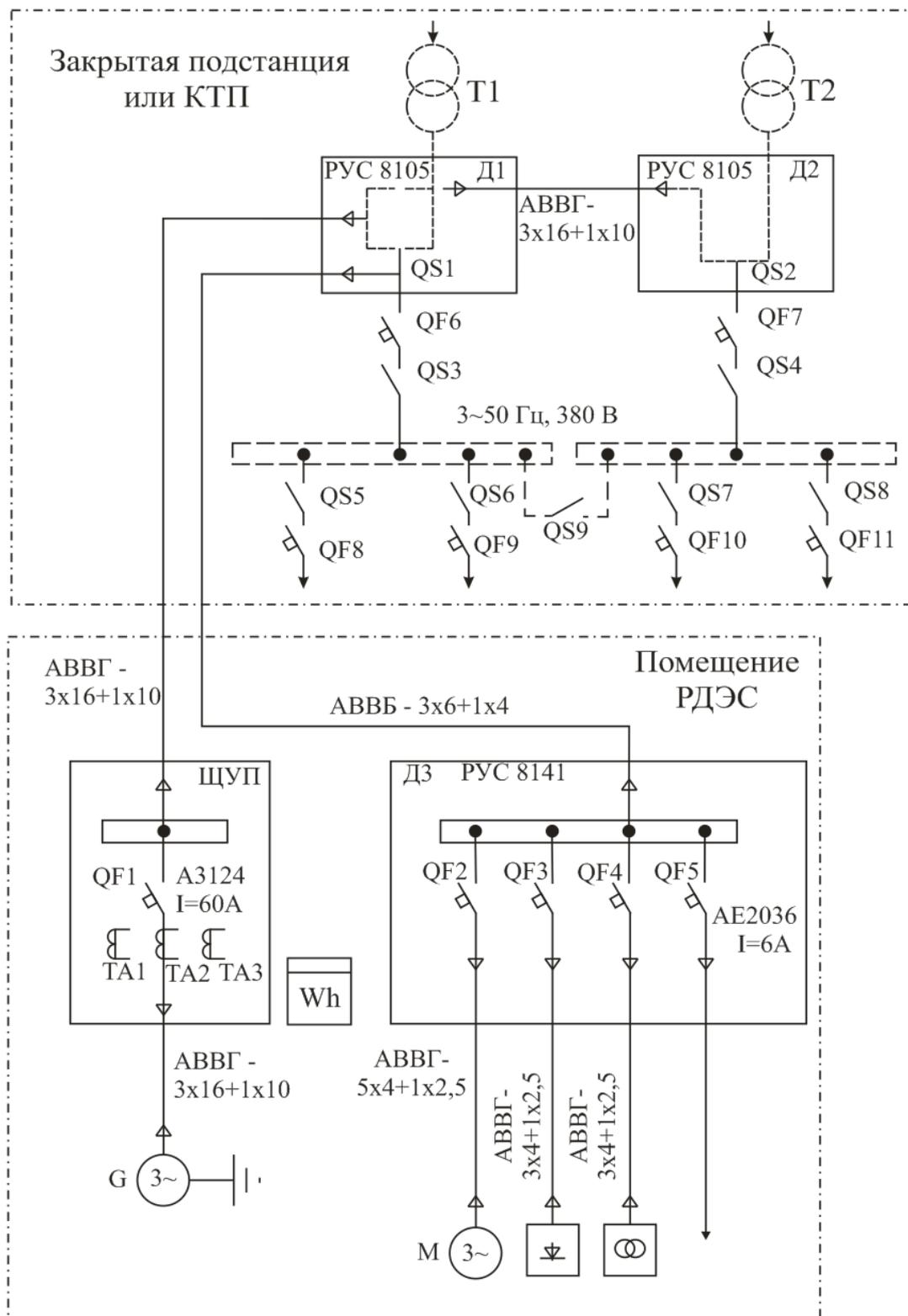


Рисунок 9.3 – Вариант главной схемы электрических соединений резервной ДЭС мощностью 1x30 кВт

Энергия, вырабатываемая генератором, через автоматический выключатель генератора и через специальные рубильники переключающие серии РП подается в распределительную сеть 0,38 кВ потребителя.

Типовым проектом предусматриваются четыре варианта электрических схем связи РДЭС с распределительной сетью 0,38 кВ централизованного электроснабжения. Выбор варианта определяется с учетом проектируемой или существующей схемы внутривозрадных распределительных сетей 0,38 кВ; места расположения резервируемых потребителей на объекте и трансформаторных подстанций 6–10/0,4 кВ; организации обслуживания электрических сетей 0,38 кВ на объекте.

По вариантам 1 и 2 выполняется связь электроагрегата с шинами распределительного устройства 0,4 кВ трансформаторной подстанции (ЗТП или КТП) с одним или двумя трансформаторами 10(6)/0,4 кВ мощностью до 400 кВ·А. Помещение РДЭС пристраивается к ЗТП или располагается вблизи подстанции.

По этим вариантам обеспечивается резервирование как ответственных, так и других потребителей в соответствии с графиком и режимом работы производства.

По варианту 3 выполняется связь электроагрегата с распределительной сетью 0,38 кВ отдельных групп электроприемников, питающихся от ЗТП и КТП. Помещение РДЭС расположено аналогично вариантам 1 и 2 или вблизи производственных помещений с электроприемниками, питающимися от ДЭС.

По этому варианту обеспечивается резервирование электроснабжения отдельных групп ответственных потребителей.

По варианту 4 выполняется связь электроагрегата с распределительной сетью 0,38 кВ группы ответственных электроприемников (распредпунктом), питающихся от ЗТП или КТП. Помещение РДЭС располагается вблизи производственного помещения с вводным распределительным пунктом.

Вариант 4 обеспечивает регулирование электроснабжения как групп, так и отдельных электроприемников.

Электрическая схема главных соединений по варианту 1 представлена на рисунке 9.3. Подключение агрегата на сбор-

ные шины напряжением 0,4 кВ каждой секции ЗТП или КТП выполняется через распределительные устройства Д1, Д2 с переключающими рубильниками и автоматические выключатели SF6, SF7 силовых трансформаторов Т1, Т2. Распределительные устройства устанавливаются на ЗТП или КТП. Подключение щита собственных нужд Д3 электростанции выполнено через распределительное устройство Д1 с переключающим рубильником S1. Подключение электроагрегата к сборным шинам 0,4 кВ ЗТП или КТП и щита собственных нужд Д3 электростанции в варианте 2 выполняется аналогично варианту 1. Распределительные устройства Д1, Д2 устанавливаются в помещении РДЭС. В варианте 3 подключение электроагрегата к шинам 0,4 кВ четырех линий ответственных потребителей выполняется через четыре распределительные устройства с переключающими рубильниками. При необходимости резервировать более четырех линий рекомендуется применять на каждой дополнительной линии одно распределительное устройство. Распределительные устройства устанавливаются в помещении РДЭС. Подключение щита собственных нужд Д3 выполнено через распределительное устройство Д1 с переключающим рубильником S1. В варианте 4 подключение агрегата к шинам 0,4 кВ распределительного устройства аналогично варианту 3, распределительное устройство устанавливается в помещении РП. Подключение щита собственных нужд Д3 выполнено от Д1.

Схемы дизельных электростанций, предназначенных для использования в качестве основного источника электроснабжения (при отсутствии электроснабжения от энергосистемы), различаются в зависимости от мощности агрегатов и назначения станций.

Рекомендуется применять упрощенные главные схемы электрических соединений, например, по схеме блока «генератор-линия».

Если электростанция предназначена для электроснабжения близкорасположенных потребителей (в пределах до 1 км), то на электростанции устанавливаются генераторы напряжением 400 В, и распределение электроэнергии осуществляется

на генераторном напряжении от генераторного распределительного устройства.

Для повышения надежности электроснабжения на электростанции устанавливают несколько генераторов, каждый генератор в нормальном режиме работает на свою секцию шин. Между шинами устанавливаются секционные выключатели, которые в нормальном режиме находятся в отключенном положении.

Если необходима передача электроэнергии от электростанции на значительное расстояние для питания удаленных потребителей, то к секции шин генераторного напряжения подключают повышающий трансформатор 0,4/10 кВ.

На рисунке 9.4 приведена главная схема электрических соединений дизельной электростанции мощностью 800 кВт (два генератора по 400 кВт). На электростанции имеются два распределительных устройства 0,4 и 10 кВ. Для питания потребителей, в случае вывода генератора в ремонт, предусмотрена возможность подключения другого генератора электростанции через секционные автоматические выключатели Q2.

Для контроля за работой генераторов станции предусматриваются: амперметр в цепи статора, амперметр в цепи ротора генератора, амперметр в цепи выхода регулятора напряжения, ваттметр активно-реактивной мощности, вольтметр в цепи статора генератора, частотомер и счетчик активной энергии. Все приборы устанавливаются на щите автоматического управления около дизель-электрического агрегата.

Автоматическое регулирование напряжения генератора осуществляется регулятором РНА-60, обеспечивающим поддержание напряжения в пределах $\pm 10\%$ от номинального.

Станция, схема которой показана на рисунке 9.4, может передавать электрическую энергию по нескольким отходящим линиям. Для этого панель одной отходящей линии заменяется несколькими панелями по числу отходящих линий.

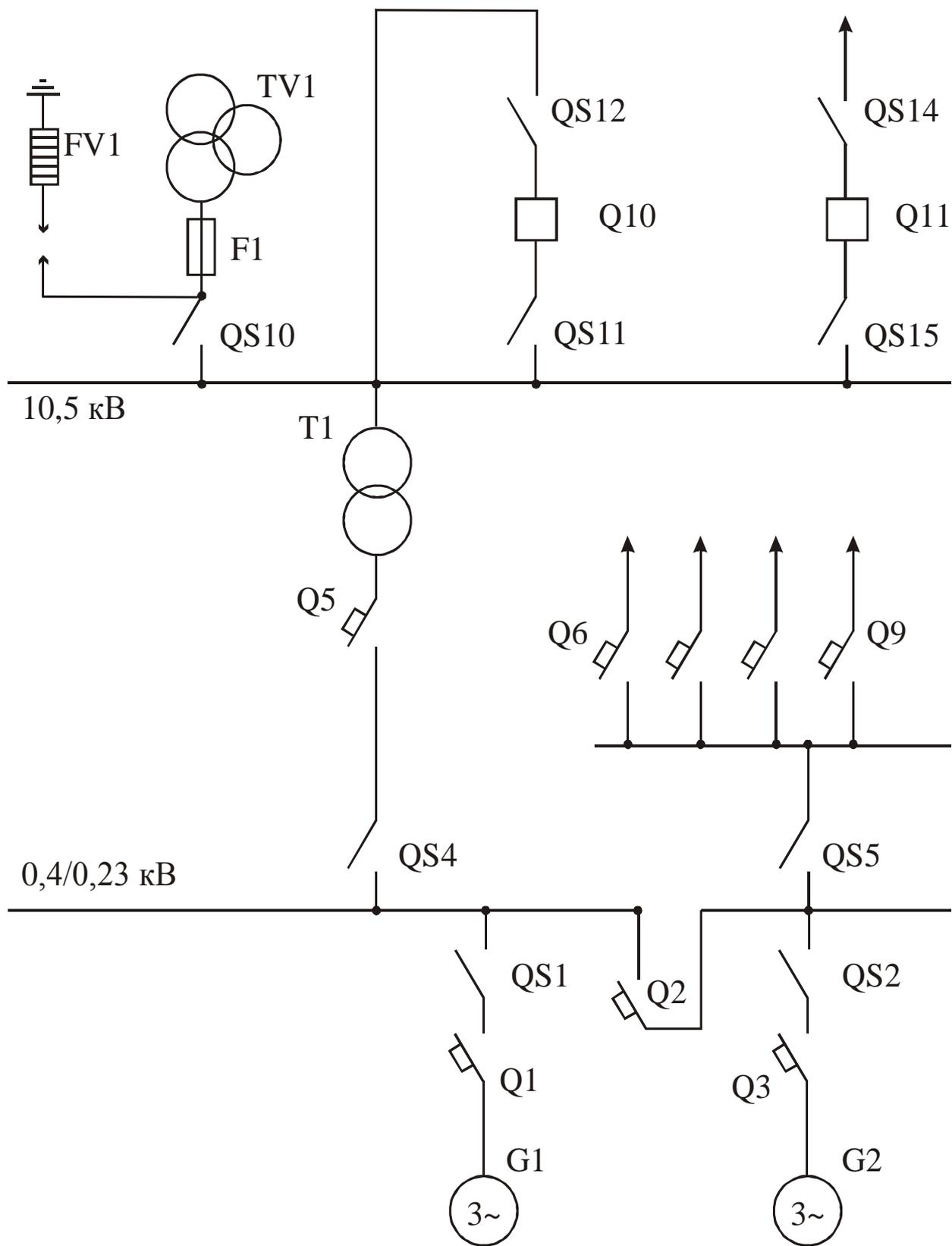


Рисунок 9.4 – Главная схема электрических соединений дизельной электростанции мощностью 800 кВт

Указания к выполнению работы

Изучение компоновки оборудования дизельных электростанций следует начинать с одно- или двухагрегатных станций с водо-воздушной или водо-водяной системами охлаждения дизелей.

1. Изучить разрез и уяснить расположение основного оборудования и систем более крупной, многоагрегатной дизельной станции.

2. Изучить назначение отдельных устройств и систем дизельных электростанций.

3. Выделить и уяснить назначение отдельных устройств и систем, относящихся к электрооборудованию станции.

4. Дать краткое описание размещения основного оборудования дизельной электростанции.

5. При изучении схемы электрических соединений резервной электростанции обратить внимание на последовательность переключений при переводе питания потребителей от сети на питание от дизельной электростанции.

6. Уяснить назначение измерительных приборов, установленных на резервной электростанции.

7. Разработать схему электрических соединений дизельной электростанции, используемой для постоянного снабжения потребителей электроэнергией по схеме блока «генератор-линия». Изучить назначение отдельных аппаратов и приборов, установленных на станции.

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

1. Цель работы.
2. Структурные схемы размещения оборудования на ДЭС различного назначения.
3. Схему электрических соединений ДЭС стационарного типа по схеме блока «генератор–линия».

Контрольные вопросы

1. Для чего предназначены дизельные электростанции?
2. Перечислите, какие дизели и генераторы применяются на дизельных электростанциях.

3. Из каких основных элементов и систем состоят стационарные дизельные электростанции?

4. Как размещается основное оборудование в машинном зале дизельной электростанции?

5. Какое электрооборудование станции размещается в машинном зале и какое снаружи?

6. Какой аппарат должен быть предусмотрен в схеме резервной дизель-электрической станции для исключения подачи напряжения от дизель-электрического агрегата в питающую сеть?

7. Какая коммутационная аппаратура и какие измерительные приборы должны быть предусмотрены на резервной дизельной электростанции?

8. Какую защиту от коротких замыканий имеет генератор?

9. При каких условиях возможно подключение нагрузки к генератору резервной электростанции?

10. Какие системы охлаждения применяются на дизельном двигателе, приводящем во вращение генератор?

Тесты для самопроверки к главе 9

1. Коэффициент полезного действия конденсационных тепловых электростанций (ТЭС) составляет (%):

- 1) около 60;
- 2) около 80;
- 3) примерно 30;
- 4) более 50;
- 5) около 40.

2. Регулирование напряжения на дизельной электростанции осуществляется:

- 1) изменением числа пар полюсов генератора;
- 2) изменением числа оборотов генератора;
- 3) открытием топливной рейки дизеля;
- 4) изменением тока возбуждения генератора;
- 5) изменением числа работающих генераторов.

3. Основным недостатком ветроэлектростанций является:

- 1) высокая стоимость;
- 2) частые поломки ветроагрегатов;
- 3) трудность обслуживания;
- 4) неравномерность ветрового напора;
- 5) сложность в управлении.

4. Для электроснабжения сельских потребителей в условиях Красноярского края применяются:

- 1) резервные передвижные электростанции;

- 2) ветроэлектрические станции;
- 3) дизельные электростанции;
- 4) геотермальные электростанции;
- 5) электростанции с приводом от трактора.

5. Параллельная работа резервной дизельной электростанции с сетью разрешается в течение:

- 1) 1 мин;
- 2) 2 ч;
- 3) не разрешается;
- 4) 0,12 с;
- 5) время не ограничено.

6. В схемах пунктов подключения для блокировки коммутационных аппаратов резервного и основного источников питания может применяться:

- 1) механическая (замковая) блокировка;
- 2) электрическая блокировка;
- 3) пружинная блокировка;
- 4) применение блокировки не требуется.

7. Форсировка возбуждения генераторов ДЭС применяется:

- 1) для увеличения тока короткого замыкания;
- 2) увеличения напряжения на шинах генератора;
- 3) сохранения параллельной работы генераторов ДЭС;
- 4) уменьшения тока короткого замыкания.

8. Для питания устройств управления, сигнализации и защиты на ДЭС используется:

- 1) переменный оперативный ток;
- 2) постоянный оперативный ток;
- 3) ток от гарантированных источников электроснабжения;
- 4) ток от основных источников электроснабжения.

9. Секционный выключатель главной схемы электрических соединений ДЭС с несколькими генераторами находится в положении:

- 1) включен;
- 2) дежурного напряжения;
- 3) отключен;
- 4) ожидания.

10. Коэффициент полезного действия ДЭС составляет (%):

- 1) 40;
- 2) 15;
- 3) 25;
- 4) 80.

10 НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Под надежностью электроснабжения понимается способность электрической сети в любой момент времени обеспечить потребителей электроэнергией в требуемом объеме и заданного качества.

В соответствии с [25] различают три категории потребителей по надежности электроснабжения.

Таблица 10.1 – Сельскохозяйственные потребители первой и второй категорий по надежности электроснабжения

Первая категория (I)	Вторая категория (II)
<p>Животноводческие комплексы и фермы:</p> <ul style="list-style-type: none">- по производству молока на 400 коров;по выращиванию и откорму молодняка КРС на 5 тыс. голов в год и более;по откорму КРС на 5 тыс. голов в год и более;по выращиванию нетелей на 3 тыс. скотомест и более;по выращиванию и откорму на 12 тыс. свиней в год и более. <p>Птицефабрики:</p> <ul style="list-style-type: none">по производству яиц с содержанием 100 тыс. кур-несушек и более;мясного направления по выращиванию 1 млн бройлеров в год и более;по выращиванию племенного стада кур на 25 тыс. голов и более, а также гусей, уток и индеек – 10 тыс. голов и более	<p>Животноводческие и птицеводческие фермы меньшей производительности, чем указанная, для потребителей первой категории.</p> <p>Тепличные комбинаты и рассадные комплексы.</p> <p>Кормоприготовительные заводы и отдельные цехи с механизированным приготовлением и раздачей кормов.</p> <p>Картофелехранилища вместимостью более 500 т с холодоснабжением и активной вентиляцией.</p> <p>Холодильники для хранения фруктов вместимостью более 600 т.</p> <p>Инкубационные цехи рыбноводческих хозяйств и ферм</p>

К первой категории относят потребителей, нарушение электроснабжения которых влечет за собой значительный материальный ущерб вследствие массовой порчи продукции и серьезное расстройство технологического процесса. Крупные животноводческие фермы и комплексы, производящие продукцию на промышленной основе, являются потребителями первой категории. Категория надежности крупных ферм и комплексов и от-

дельных электроприемников определяется по данным таблицы 10.1, 10.2 [31]. К первой категории также относят электроприемники особо важных объектов несельскохозяйственного назначения, расположенных в сельской местности: операционные отделения больниц, родильные дома и т.д.

Таблица 10.2 – Перечень электроприемников первой (I) и второй (II) категорий по надежности

Наименование электроприемников (групп электроприемников) сельскохозяйственных предприятий	Категория надежности
1	2
Комплексы и фермы молочного направления	
Системы доения коров в стойлах или доильных залах	II*
Рабочее освещение в доильных залах	II*
Система промывки молокопроводов и подогрева воды	II*
Локальный обогрев телят	II*
Облучение телят	II*
Дежурное освещение в родильном отделении	II
Очистка, хранение и охлаждение молока	II
Переработка (пастеризация молока)	II
Системы поения коров и телят в родильном отделении	II
Установки обеспечения микроклимата в телятнике	II
Приготовление кормов	II
Раздача кормов	II
Комплексы и фермы КРС	
Дежурное освещение здания моноблоков	II
Системы поения	II
Раздача кормов	II
Системы механизированного приготовления и выпойки молока в телятнике первого периода	II
Кормоприготовление (кормоцехи)	
Система отопления	II
Система приточно-вытяжной вентиляции	II
Свиноводческие комплексы и фермы	
Отопительно-вентиляционные системы свинарников-откормочников	II*
То же в свинарниках для поросят-отъемышей	II*
Приготовление кормов (кормоцеха)	II
Раздача кормов стационарными средствами	II
Системы поения животных	II
Рабочее освещение в моноблоках	II

Окончание таблицы 10.2

1	2	
То же в свинарниках-маточниках	II	
Дежурное освещение	II	
Сооружения по обработке и очистке навозных стоков	II	
Водозаборные сооружения	II	
Системы вентиляции в свинарниках для опоросов	II	
Система вентиляции помещений и зон моноблоков, где невозможно осуществить естественное проветривание	II	
Локальный обогрев поросят в свинарниках для опоросов и в санитарных станках	II	
Для всех предприятий		
Установки пожаротушения	II*	
Установки водоснабжения водонапорных башен	II	
Установки теплоснабжения и горячей воды	II	
Котельные	II	
Котельные с котлами высокого и среднего давления	II*	
Птицефабрики и птицефермы		
	Фабрики	Фермы
Системы поения птиц	I	II*
Локальный обогрев цыплят в первые 20 дней	I	II*
Вентиляция в птичниках с напольным и клеточным содержанием	I	II*
Инкубация яиц и вывод цыплят	I	II*
Сортировка яиц и цыплят, транспортировка, обрезка клювов и освещение инкубатория	I	II*
Цехи убоя	I	II*
Санитарно-убойные пункты	I	II*
Котельные	I	II*
В том числе мазутное хозяйство	I	II*
Насосные оборотного водоснабжения котельной и птицебойни	I	II*
Станции перекачки конденсата	I	II*
Градирни	I	II*
Хлораторные станции обезжелезивания	I	II*
Канализационные насосные станции	I	II*
Насосные 1-го и 2-го подъемов	I	II*
Системы раздачи кормов	II	II
Системы сбора яиц в птичниках	II	II
Освещение	II	II
Системы сборки помета в птичниках	II	II
Цеха подработки кормов	II	II
Склад кормов	II	II

* II – электроприемники второй категории, не допускающие перерыва длительностью более 0,5 ч.

Потребители первой категории должны быть обеспечены резервным электроснабжением. Источником резервного питания могут быть сети электроэнергетической системы или специальная резервная электростанция. Источник резервного питания выбирается путем технико-экономического сравнения различных вариантов. Резервные источники электроснабжения наиболее ответственных потребителей первой категории должны вводиться в действие автоматически.

При выходе из строя любого из источников оставшийся в работе должен обеспечить нагрузку электроприемников первой и второй категорий при отклонениях напряжения не более чем на 10 %.

Ко второй категории относятся потребители, перерыв в электроснабжении которых приводит к нарушению выхода сельскохозяйственной продукции и ее частичной порче.

Потребителей и электроприемников второй категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых источников питания. Из электроприемников второй категории выделяется группа, не допускающая перерывов в электроснабжении длительностью более 0,5 ч, остальные электроприемники допускают перерыв на время ручного включения резерва.

К третьей категории относятся остальные потребители, не подходящие под определение первой и второй категорий. Для электроприемников третьей категории допускаются перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более 1 суток.

Критерием оценки надежности системы электроснабжения для потребителей второй и третьей категории служат два показателя надежности:

- параметр потока отказов ω ;
- среднее время восстановления τ .

Параметр потока отказов – это среднее количество отказов элемента в единицу времени (обычно за год). *Среднее время восстановления* – это время аварийного простоя электрооборудования.

Для электроприемников второй категории, не допускающих перерывов в электроснабжении длительностью более 0,5 ч, установлен [19] следующий нормативный показатель надежности:

$$\omega = 2,5 \text{ отказа в год } (\tau < 0,5 \text{ ч}).$$

Для остальных электроприемников и потребителей нормативные показатели приведены в таблице 10.3.

Таблица 10.3 – Нормы надежности электроснабжения для сельских потребителей II и III категорий

Характеристика электроприемника или потребителя	ω , отказов/год	τ , часов
Электроприемники и потребители II категории	2,3	\leq
Электроприемники и потребители II категории с расчетной нагрузкой 120 кВт и более	0,1	$4 < \tau \leq 10$
Электроприемники и потребители II категории с расчетной нагрузкой менее 120 кВт	0,2	$4 < \tau \leq 10$
Электроприемники и потребители III категории	3	≤ 24

Расчетные показатели надежности определяются по справочным данным о надежности элементов системы электроснабжения в зависимости от схемы их соединений от источника питания до точки подключения потребителя и с учетом условий эксплуатации.

Если уровень надежности электроснабжения потребителей не соответствует нормам, необходимо принимать меры для повышения надежности электроснабжения потребителей с целью сокращения количества и продолжительности отключений.

В [11] разработаны правила достижения нормированного уровня надежности, учитывающие закономерности формирования системы электроснабжения сельскохозяйственных потребителей. В этом случае, с целью упрощения расчетов при проектировании, непосредственный расчет показателей надежности не производится.

Для обеспечения необходимой надежности электроснабжения предусматриваются следующие технические мероприятия: секционирование сети; резервирование по линиям 10, 35 и 110 кВ; разукрупнение подстанций 35/10 и 110/10 кВ для сокра-

щения длины воздушных линий; применение резервных дизельных электростанций; разукрупнение подстанций 10/0,4 кВ для уменьшения протяженности линий 380/220 В и разделение их на подстанции для питания производственных и коммунально-бытовых потребителей.

Как правило, при проектировании системы сельского электроснабжения в первую очередь рассматривается возможность применения однострансформаторных подстанций.

Двухтрансформаторные подстанции должны сооружаться в следующих случаях:

- на подстанции требуется установка трансформатора мощностью свыше 6300 кВ·А;

- расстояние между соседними подстанциями более 45 км;

- от шин 10 кВ подстанции отходят 6 и более линий 10 кВ;

- одна из линий 10 кВ, отходящая от рассматриваемой подстанции и питающая потребителей I и II категории по надежности, не может быть зарезервирована от соседней подстанции 35–110 кВ, имеющей независимое от рассматриваемой подстанции питание;

- заменой сечения проводов на магистрали линии 10 кВ не обеспечиваются нормативные отклонения напряжения у потребителей.

Схема сети 10 кВ должна строиться по магистральному принципу. *Магистраль вновь сооружаемых или реконструируемых линий 10 кВ рекомендуется выполнять сталеалюминевыми проводами одного сечения не менее 95 мм² [8].* Условия надежности определяют также минимальные сечения проводов воздушных линий (см. раздел 2).

Применение сетевого резервирования возможно при достаточно высокой надежности самих сетей. Чаще всего применяется разомкнутая схема работы линий с автоматическим подключением неповрежденных участков к другому источнику электроснабжения при авариях.

Для повышения надежности электроснабжения большое значение имеют также организационно-технические мероприятия, рациональная организация эксплуатации электрических сетей и соблюдение эксплуатационным персоналом правил технической эксплуатации.

Лабораторная работа № 10.1

Автоматическое секционирование и АВР сельских воздушных линий

Ц е л ь р а б о т ы: изучить назначение и схемы соединения секционирующих пунктов и пунктов АВР. Ознакомиться с конструктивным выполнением пункта, порядком выполнения операций по отключению и включению под напряжение.

О б щ и е с в е д е н и я

Одним из наиболее распространенных мероприятий по повышению надежности и сельского электроснабжения является секционирование радиальных сетей и автоматическое резервирование линий с двусторонним питанием. Секционирование в сочетании с АПВ позволяет отключать поврежденные участки радиальных линий при устойчивых повреждениях на них, оставляя в работе неповрежденные участки, и сохранять бесперебойность электроснабжения части потребителей. Сетевое резервирование (АВР) линий применяется для соединения двух линий (или двух конечных участков линий), получающих энергию от разных источников питания. В случае отключения одного из них линия может питаться от другого источника при наличии пункта АВР в точке токораздела. Это особенно эффективно в районах со сравнительно высокой плотностью нагрузки и развитой сетью распределительных линий, близко подходящих друг к другу. При наличии таких сетей двустороннее питание может быть выполнено без дополнительного сооружения.

Аппаратами автоматического секционирования могут служить: плавкие предохранители; выключатели масляные или вакуумные, оборудованные релейной защитой и устройством АПВ и способные отключать токи короткого замыкания; выключатели нагрузки и автоматические отделители, которые отключаются только в *бестоковую паузу*, наступающую после отключения поврежденной линии головным выключателем.

Плавкие предохранители для секционирования воздушных линий 10 кВ практически не применяются. Автоматические отделители пока не нашли широкого применения из-за отсутствия серийной аппаратуры (отделители, устройства автоматики и источники оперативного тока).

На рисунке 10.1 приведена принципиальная схема секционирования радиальной распределительной сети. Линия подключается к шинам подстанции выключателем Q1. В точке секционирования ТС (в данном случае она принята на магистральном участке линии) установлен секционирующий аппарат – выключатель Q2. При коротком замыкании за точкой установки выключателя Q2 последний срабатывает и в случае неуспешного АПВ отсекает поврежденную часть воздушной линии.

Потребители, расположенные ближе к подстанции, т.е. между выключателями Q1 и Q2, остаются в работе и питаются от шин подстанции. В этом случае при секционировании линии в одной точке надежность потребителей, расположенных до нее, повышается, а надежность потребителей, расположенных за ней, не изменяется. Поэтому при протяженных сетях принимают несколько точек секционирования, в том числе и в начале протяженных отпаек, отходящих от магистральной части линии.

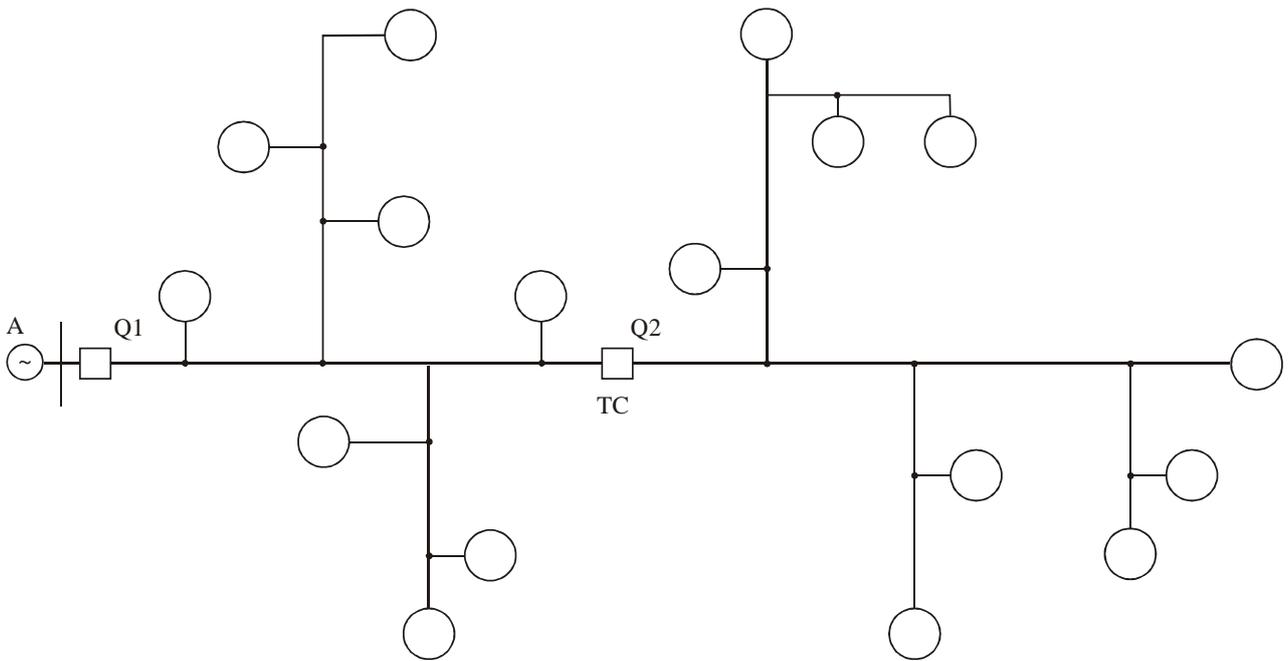
На рисунке 10.1, б показана принципиальная схема питания двух воздушных линий от разных источников питания. В месте соединения взаимно резервируемых линий установлен пункт с двусторонним АВР.

В нормальном режиме выключатель Q2 пункта АВР отключен, и питание каждой линии W1 и W2 осуществляется от своего источника питания (соответственно подстанций А и В).

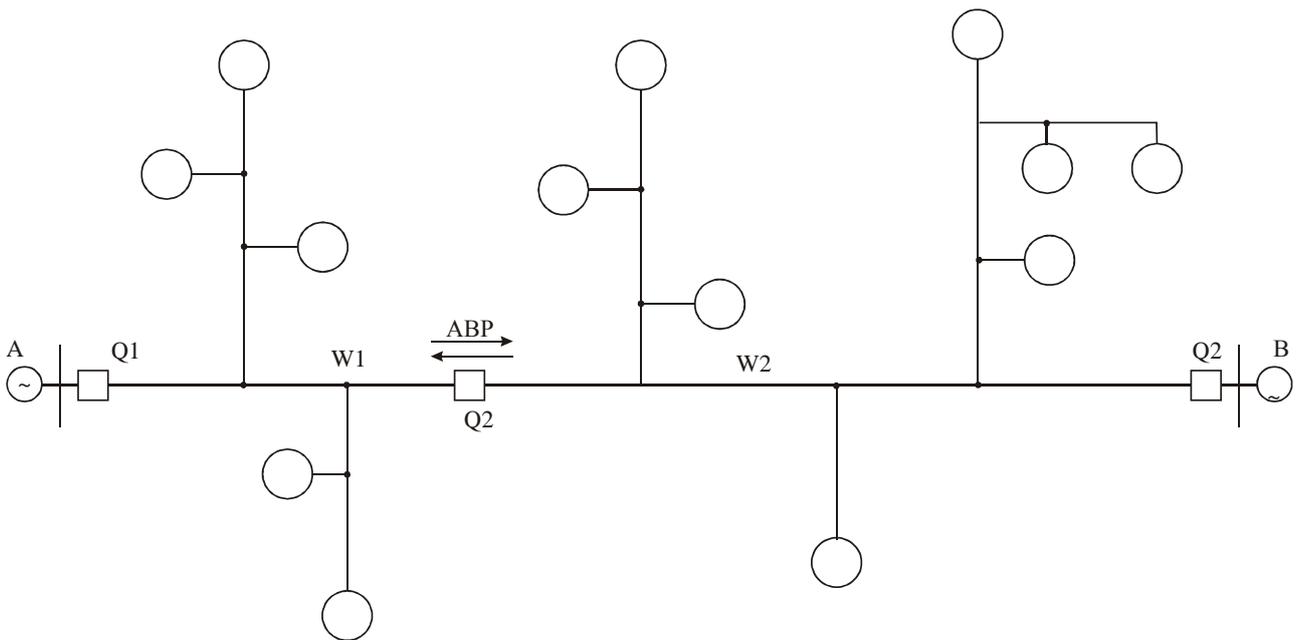
При отключении одного из источников питания, например А, включается выключатель Q2 пункта АВР и питание линии W1 осуществляется от резервного источника – подстанции В (выключатель Q1 при этом должен быть отключен). Резервирование потребителей линии W2 от подстанции В выполняется аналогично, при условии отключения выключателя Q3 во избежание подачи напряжения на шины подстанции при действии АВР.

Взаимное резервирование линий может быть выполнено также в сочетании с секционированием этих линий.

Схема электрических соединений секционирующего пункта для линии с односторонним питанием показана на рисунке 10.2.



a



б

Рисунок 10.1 – Схема сети с секционирующим пунктом (а) и пунктом АВР (б):

*W1, W2 – взаимно резервируемые воздушные линии;
 Q1, Q3 – выключатели на головных участках питающих линий;
 Q2 – секционирующий выключатель*

В качестве основного секционирующего аппарата использован масляный выключатель ВМПП 10-10 с АПВ. Со стороны питания линии установлен разъединитель с заземляющим но-

жами QS1 типа РЛНД, после него вентильный разрядник FU (может быть заменен ОПН), два однофазных трансформатора напряжения TV типа НОМ-10 и трансформаторы тока ТА типа ТПЛМ-10. Отходящая от пункта секционирования воздушная линия включается через разъединитель QS1 типа РЛНД с заземляющими ножами. Оба разъединителя предназначены для получения видимого разрыва цепи при отключениях пункта во время его ревизии или ремонта.

Конструктивно пункты секционирования выполняются на базе шкафов комплектной поставки КРУН-10 серии КРН-Х1-10 с воздушными вводом и выводом. Комплектный металлический шкаф монтируется на фундаменте из четырех железобетонных приставок на высоте 1,8–2,0 м от земли. Секционирующий пункт включается в рассечку воздушной линии и устанавливается рядом с анкерной А-образной опорой, на поперечных траверсах которой монтируют линейные разъединители и разрядники. Для удобства обслуживания пункта с двух сторон шкафа предусмотрена площадка с перилами и съёмной лестницей.

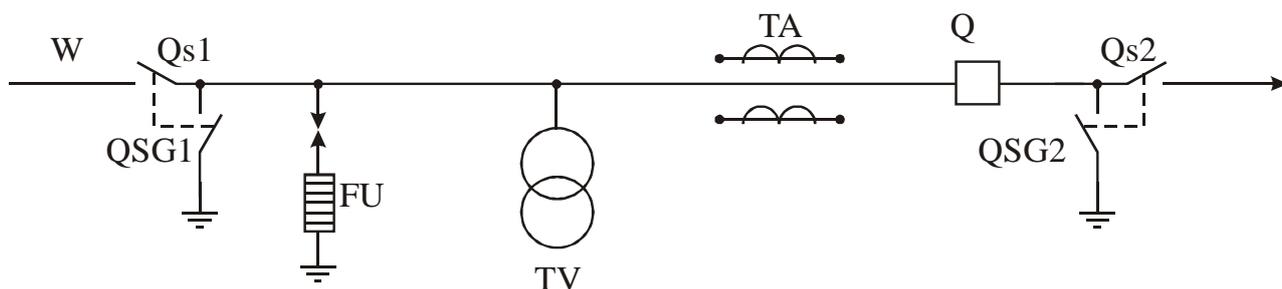


Рисунок 10.2 – Схема электрических соединений секционирующего пункта

Секционирующие пункты и пункты АВР оборудованы соответствующей блокировкой, предупреждающей ошибочные действия обслуживающего персонала при оперативных переключениях выключателя в шкафу и разъединителей на опоре. Блокировка выполняется с помощью замков, встроенных в приводы выключателя и разъединителей. Оперативная схема действия блокировок показана на рисунке 10.3.

Запорные стержни ключей входят в отверстия блокируемого привода и запирают, например, масляный выключатель в отклю-

ченном состоянии. Операции с разъединителями можно выполнять только при отключении выключателя.

Последовательность отключения пункта следующая: вначале отключают масляный выключатель Q, затем рабочие разъединители QS1 и QS2. После этого при наличии видимого разрыва, создаваемого этими разъединителями, включают заземляющие ножи первого и второго разъединителей (QSG1 и QSG2). Затем, заперев ключом привод заземляющих ножей разъединителя, открывают замки дверей – нижней сетчатой и верхней. Лишь после этого доступ к масляному выключателю для ревизии и осмотра будет открыт. Для включения пункта под напряжение все указанные операции надо выполнить в обратной последовательности, т.е. начиная с дверей и кончая масляным выключателем, после обязательного предварительного отключения обоих заземляющих и включения рабочих разъединителей.



Рисунок 10.3 – Оперативная схема блокировки секционирующего пункта:

*ДВ – дверь верхняя, ДСН – дверь сетчатая нижняя
(сплошными стрелками показана последовательность обхода аппаратов при отключении, штриховыми – при включении пункта)*

Указания к выполнению работы

1. Изучить и начертить схемы линий с секционирующими пунктами и пунктами АВР. Объяснить принцип работы секционирующих пунктов и пунктов АВР.

2. Изучить назначение основного оборудования пунктов для секционирования и АВР. Начертить схему пункта секционирования с односторонним питанием.

3. Ознакомиться с размещением оборудования и устройством секционирующего пункта. Уяснить, каким образом производится подвод питания от воздушной линии к секционирующему пункту и выполняется отвод от пункта.

4. Разобрать принцип выполнения блокировок привода выключателя, разъединителей и дверей секционирующего пункта.

Записать последовательность выполнения операций по отключению и включению секционирующего пункта под напряжение.

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

1. Цель работы.
2. Схему независимого сетевого резервирования потребителей.
3. Схемы секционирования воздушных линий.
4. Схему секционирующего пункта.
5. Схему блокировки секционирующего пункта.

Контрольные вопросы

1. Для каких целей применяют секционирование и АВР в сельскохозяйственных распределительных сетях?

2. Какое электрическое оборудование применяют для секционирующих пунктов и пунктов АВР? Приведите пример использования этого оборудования для секционирования и АВР.

3. Как конструктивно выполняются секционирующие пункты и пункты АВР?

4. Каков порядок выполнения оперативных отключений и включений под напряжение секционирующих пунктов?

5. Для чего служат электромеханические блокировки приводов различных аппаратов и как они действуют?

Лабораторная работа № 10.2

Повышение надежности электроснабжения сельских потребителей с помощью реклоузеров

Ц е л ь р а б о т ы: изучить устройство и функциональные возможности вакуумного реклоузера, принципы повышения надежности сети с помощью реклоузеров.

Общие сведения

Новым современным аппаратом, который позволяет реализовать принцип децентрализованной автоматизации сети, является вакуумный реклоузер, объединивший:

- вакуумный выключатель;
- систему первичных преобразователей тока и напряжения;
- автономную систему оперативного питания;
- микропроцессорную систему релейной защиты и автоматики;
- систему портов для подключения устройств телемеханики;
- комплекс программного обеспечения.

Реклоузер можно использовать в качестве:

- головного выключателя фидера на питающей подстанции;
- автоматического пункта секционирования сети с односторонним питанием;
- автоматического пункта секционирования сети с двусторонним питанием;
- пункта сетевого резервирования (ABP);
- защитного аппарата на ответвлении сети.

Реклоузер объединяет практически все виды противоаварийной защиты и автоматики, применяемые в распределительных сетях: многократное АПВ (автоматическое повторное включение), АВР (автоматический ввод резерва), МТЗ (максимальная токовая защита), ЗЗЗ (защиты от замыканий на землю) и др. На протяжении всего срока службы реклоузер не нуждается в каком-либо обслуживании. На западе такие устройства относятся к системе «maintenance-free» (англ. – без обслуживания).

Реклоузер допускает, но не требует наличия каналов связи с центром питания, тем самым обеспечивая полностью автономную работу, и дает возможность проводить децентрализованное управление автоматикой распределительных сетей. Кроме того, реклоузер позволяет в режиме реального времени вести различные журналы оперативных и аварийных режимов в распределительной сети. Это дает возможность проводить комплексный анализ работы сети, планировать ее оптимизацию и развитие, визуализировать сеть, осуществлять местную и дистанционную реконфигурацию.

Реклоузер – это надежное и довольно простое в эксплуатации устройство, позволяющее отключать токи короткого замыкания за минимальное время, при этом за такое же время восстанавливать электроснабжение, реклоузер одновременно делает несколько полезных вещей: исключает недополучение энергии, находит повреждение на линии, отключает поврежденный участок и запрашивает его с другой стороны. Реклоузеры устанавливаются на обычных опорах вдоль магистральной линии возле каждого ответвления – например, к садоводствам или коттеджным поселкам. Упала с дерева ветка, оборвала провод – реклоузер запрашивает линию по другой схеме и через модем свяжется с диспетчером, просигнализирует ему о неполадке и точно укажет место, куда надо выехать ремонтной бригаде.

В структуру условного обозначения реклоузера входит, например, *РВА/TEL-10-12,5/630 У1*:

РВА – реклоузер вакуумный автоматический;

TEL – фирменная марка предприятия;

10 – номинальное напряжение, кВ;

12,5 – номинальный ток отключения, кА;

630 – номинальный ток, А;

У1 – климатическое исполнение.

Конструкция реклоузера

В состав реклоузера РВА/TEL входят коммутационный модуль (вакуумный выключатель), шкаф управления и соединительный кабель. Для защиты реклоузера от грозových и, главное, коммутационных перенапряжений в состав комплекта поставки реклоузера могут входить один или два, в зависимости от на-

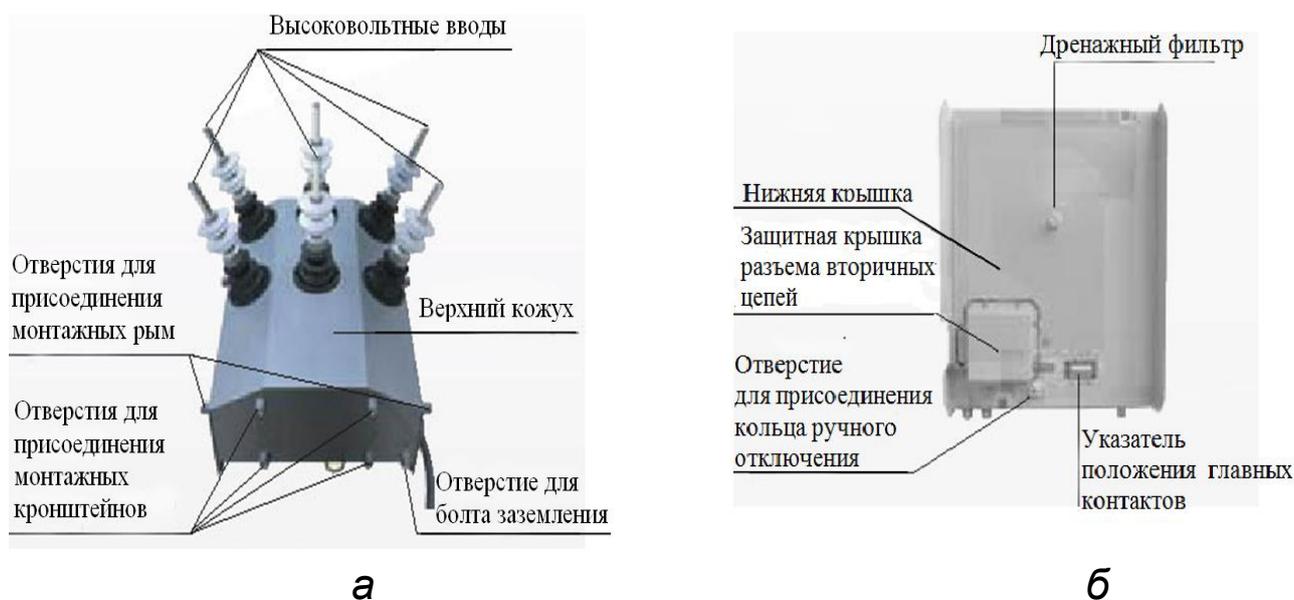
значения аппарата, комплекта ограничителей перенапряжения наружной установки типа ОПН-РС.

В качестве источника оперативного напряжения переменного тока в состав комплекта поставки могут включаться один или два, в зависимости от назначения аппарата, трансформатора напряжения типа ОЛ.

На рисунке 10.4 приведены внешний вид реклоузера, а на рисунке 10.5 вид сверху и снизу.



Рисунок 10.4 – Внешний вид реклоузера РВА/ТЕЛ 10/630 У1 со шкафом управления



*Рисунок 10.5 – Реклоузер РВА/ТЕЛ 10/630 У1:
а – вид сверху; б – вид снизу*

Коммутационный модуль PBA/TEL сочетает в себе комбинацию твердой и воздушной изоляции токоведущих частей.

Вакуумный выключатель VB/TEL в твердой изоляции размещен внутри герметичного металлического защитного корпуса. Такая конструкция позволяет значительно сократить массогабаритные показатели модуля, исключить возможность возникновения внутреннего перекрытия изоляции токоведущих частей, а также разместить в составе модуля встроенную систему измерения токов и напряжения.

Корпус коммутационного модуля изготовлен из прочного коррозионно-стойкого алюминиевого сплава, покрытого слоем порошковой краски. Стальные поверхности, находящиеся под воздействием окружающей среды (монтажные отверстия и отверстие под болт заземления), оцинкованы.

Корпус состоит из верхнего кожуха и нижней крышки.

Специальная силиконовая герметизирующая прокладка обеспечивает степень защиты оболочки корпуса IP65. На корпусе предусмотрены 6 монтажных отверстий M12×22 для установки коммутационного модуля на опоры воздушных линий электропередачи, а также отверстие M12×22 для крепления болта заземления корпуса.

Для удаления конденсата, возникающего при значительных перепадах температуры окружающей среды, на нижней крышке предусмотрен дренажный фильтр с керамической вставкой.

Фильтр позволяет влаге свободно сливаться наружу и исключает возможность попадания пыли и грязи из внешней среды внутрь коммутационного модуля.

В нижней части корпуса расположена защитная крышка разъемов вторичных соединений. Она предназначена для вывода вторичных цепей коммутационного модуля на 32-контактный штепсельный разъем соединительного кабеля для соединения со шкафом управления. Крышка обеспечивает защиту разъема от воздействия окружающей среды.

Высоковольтные вводы представляют собой проходные изоляторы, предназначенные для подключения коммутационного модуля к воздушной линии электропередачи.

На рисунке 10.6 показано внутреннее устройство коммутационного модуля реклоузера.

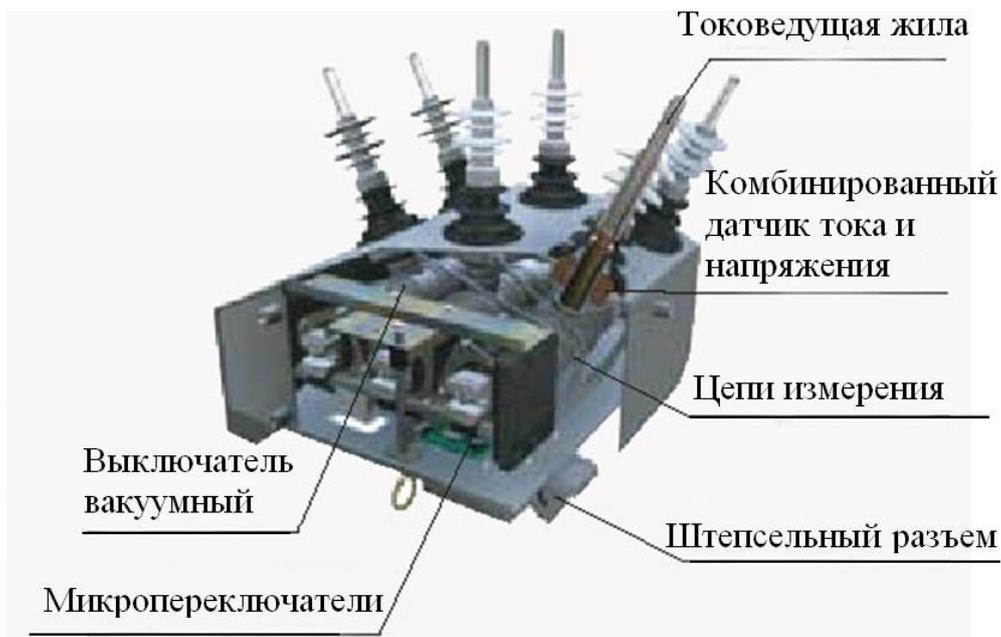


Рисунок 10.6 – Коммутационный модуль (внутреннее устройство)

Вакуумный выключатель, используемый в реклоузере RVA/TEL, отличается от традиционных исполнений выключателей ВВ/TEL наличием твердой изоляции, меньшим межполюсным расстоянием и развернутыми высоковольтными выводами. Выключатель выполнен на класс напряжения 15,5 кВ, что обеспечивает значительный запас по электрической прочности изоляции реклоузера в целом.

В реклоузере RVA/TEL используется уникальная встроенная система измерения токов и напряжения. В традиционных реклоузерах со стороны нагрузки устанавливаются трансформаторы тока, трансформаторы напряжения отсутствуют. В связи с этим возникают определенные трудности при использовании аппарата в кольцевых сетях с несколькими источниками питания, когда необходимо выполнять контроль напряжения с обеих сторон реклоузера.

В RVA/TEL используются встроенные в высоковольтные вводы комбинированные датчики тока и напряжения (КДТН), состоящие из датчика тока и датчика напряжения. Всего в состав коммутационного модуля входят 6 датчиков напряжения (по 3 с каждой стороны реклоузера), 3 датчика фазных токов и 1 датчик тока нулевой последовательности, образованный со-

единением 3 датчиков фазных токов в разомкнутый треугольник для измерения $3I_0$.

В качестве датчиков тока используется катушка Роговского, которая состоит из провода, намотанного на немагнитный (без насыщения) сердечник. Катушка располагается вокруг проводника, через который проходит измеряемый ток. Первичный ток, проходящий внутри катушки Роговского, создает магнитный поток в обмотке, как следствие – на выводах обмотки наводится напряжение, пропорциональное степени изменения измеряемого тока. В отличие от традиционных трансформаторов тока выходным сигналом катушки Роговского является напряжение, пропорциональное производной измеряемого тока. Катушка Роговского работает по основной гармонике 50 Гц. Выходной сигнал с катушки Роговского обрабатывается в шкафу управления РВА/ТЕЛ посредством специального математического фильтра.

Благодаря отсутствию насыщающегося магнитопровода, зависимость выходного сигнала от входного линейна во всем диапазоне измеряемых значений. Поэтому катушка Роговского обладает высокой точностью измерений. Допускается использовать катушку Роговского при разомкнутой вторичной обмотке.

В качестве датчика напряжения используется емкостной делитель, выходное напряжение которого пропорционально первичному напряжению сети. Такая система измерения позволяет без установки дополнительных средств измерения применять РВА/ТЕЛ в сети любой конфигурации с любым количеством источников, а также контролировать практически все известные параметры режима работы линии.

В конструкции коммутационного модуля предусмотрено кольцо ручного отключения, предназначенное для выполнения операции ручного механического отключения реклоузера.

Кольцо фиксируется в двух положениях – верхнем и нижнем. В нижнем положении кольца реклоузер переходит в состояние электрической и механической блокировки на включение. Кольцо воздействует на механическую систему привода и вспомогательные контакты выключателя, тем самым препятствуя любым попыткам оперативного (местного или дистанционного) включения. Возможность механической и электрической блокировки включения отключенного реклоузера обеспечивает

дополнительную безопасность оперативного персонала при выполнении плановых или ремонтных работ на линии.

На рисунке 10.7 приведена принципиальная электрическая схема включения реклоузера РВА/TEL в линию.

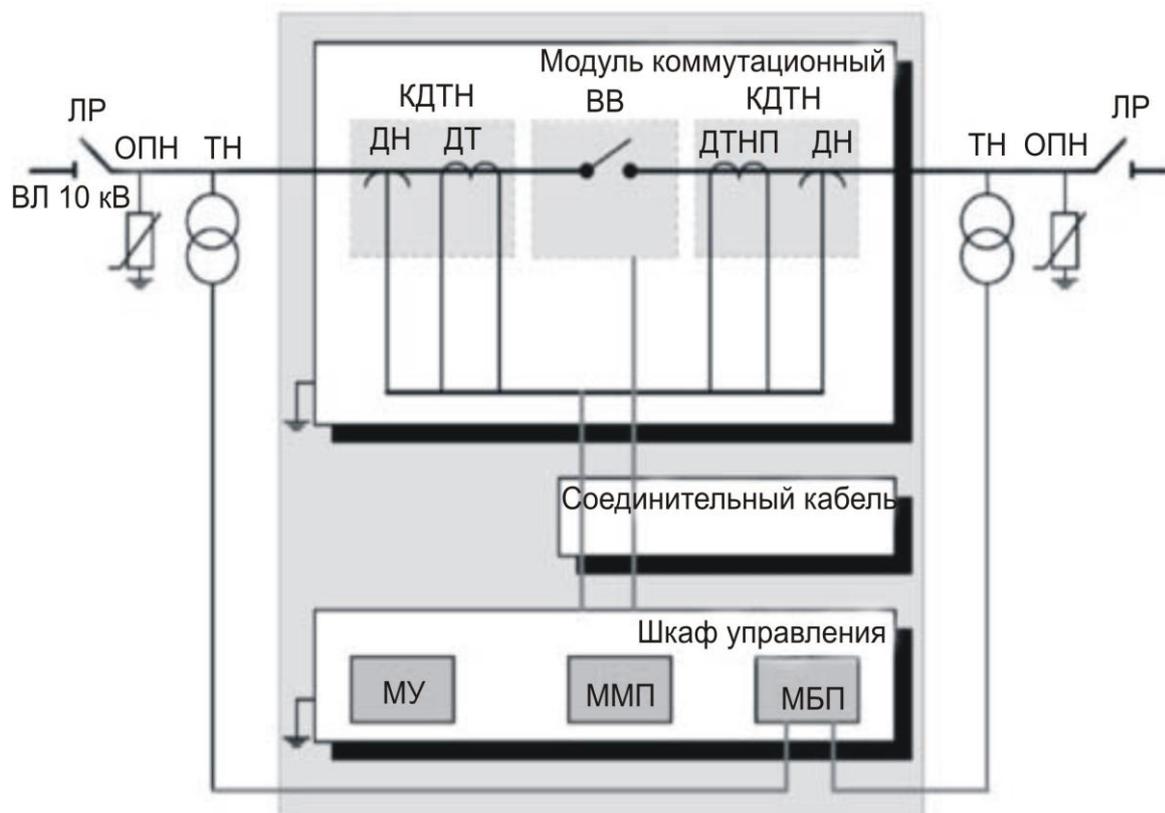


Рисунок 10.7 – Схема включения реклоузера в линию:

КДТН – комбинированные датчики тока и напряжения;

ДН – датчик тока; ДТ – датчик напряжения; ДТНП – датчик тока нулевой последовательности; ВВ – вакуумный выключатель;

ТН – трансформатор напряжения; ОПН – ограничитель напряжения нелинейный, ЛР – линейный разъединитель; ВЛ – воздушная линия;

МУ – модуль управления; ММП – модуль микропроцессора;

МБП – модуль бесперебойного питания

Модуль микропроцессора обеспечивает работу алгоритмов защит и автоматики, управление РВА/TEL, индикацию, ведение и хранение журналов оперативных и аварийных событий и другие функции. На вход модуля микропроцессора по соединительному кабелю поступают сигналы с КДТН коммутационного модуля. На внешней стороне модуля микропроцессора расположена панель управления, оснащенная жидкокристаллическим дисплеем, кнопками управления и портом RS232 для подключения персонального компьютера. Предусмотрен обогрев

жидкокристаллического дисплея при уменьшении температуры окружающей среды ниже минус 15°С.

Модуль управления предназначен для управления коммутационным модулем. Обеспечивает преобразование сигналов «включение» и «отключение» в импульсы тока, которые подаются на катушки электромагнитов OSM/TEL от конденсаторов включения и отключения, входящих в состав модуля управления, осуществляя тем самым операции включения и отключения. Конденсаторы включения и отключения имеют емкость, достаточную для обеспечения заданного цикла АПВ.

На рисунке 10.8 приведена принципиальная схема устройства реклоузера.



Рисунок 10.8 – Принципиальная схема реклоузера

Для обеспечения возможности вывода реклоузера в ремонт допускается установка стандартных разъединителей на ближайших к реклоузеру или дополнительных опорах.

Внедрение реклоузеров в распределительные сети 10 кВ является перспективным, технологически оправданным мероприятием. Проектирование и реализация электрических сетей с применением реклоузеров позволят в недалеком будущем вывести распределительные сети среднего напряжения на новый уровень автоматизации и управления.

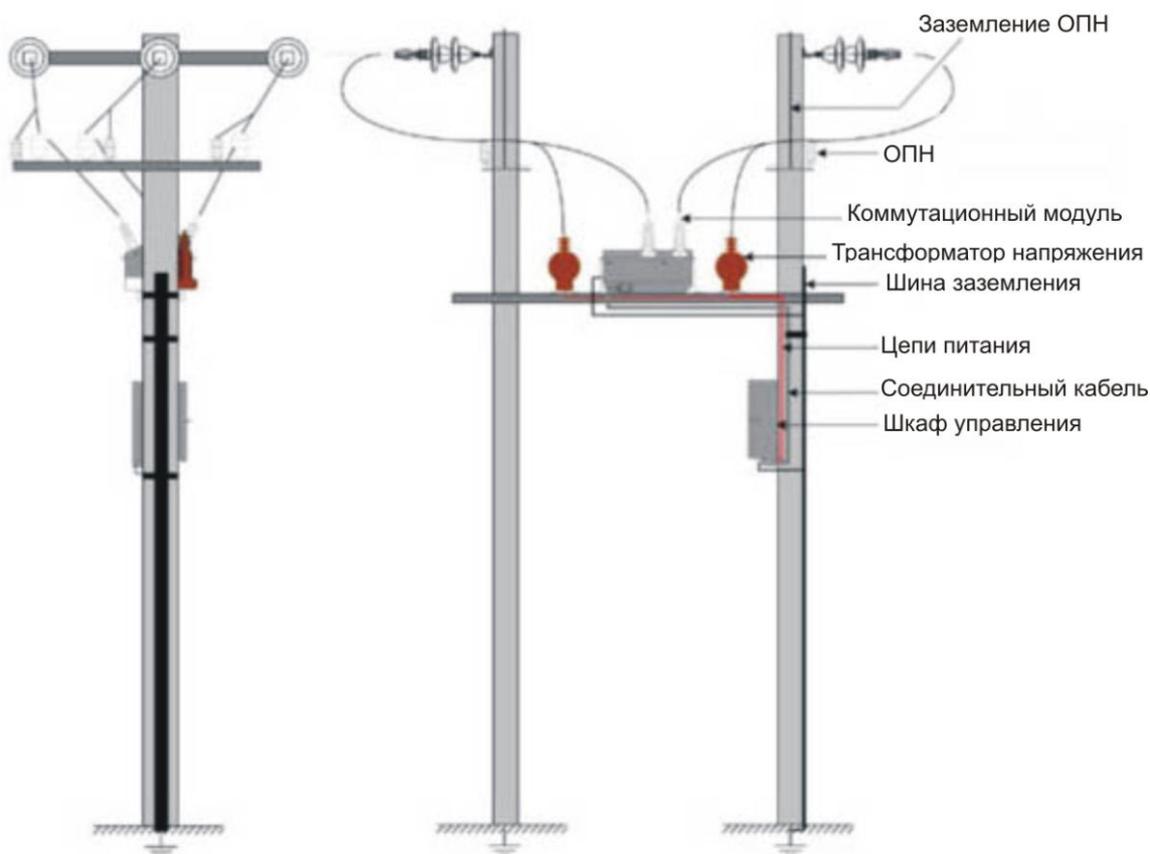


Рисунок 10.9 – Установка реклоузера на опорах

Для заземления корпусов коммутационного модуля и шкафа управления используются имеющиеся болты заземления. Заземление выполняется медным проводником на общий спуск заземления, выполненный из листовой стали или катанки. Заземление коммутационного модуля выполняется проводником сечением 20 мм^2 , шкафа управления – $3,5 \text{ мм}^2$. Заземляющие проводники входят в состав стандартных монтажных комплектов. Заземление трансформаторов собственных нужд допускается выполнять через общий спуск заземления РВА/ТЕЛ. Заземление ОПН рекомендуется производить от-

дельным спуском. Установка ОПН на корпус коммутационного модуля не допускается. Сопротивление заземляющего контура опоры ВЛ должно соответствовать требованиям ПУЭ и находиться в пределах от 4 до 10 Ом в зависимости от условий заземления дополнительно устанавливаемого оборудования (устройства связи и т.д.).

Функциональные возможности реклоузера

Реклоузер включает следующие виды защит и автоматики:

1. Трехступенчатую направленную и ненаправленную токовую защиту от междуфазных коротких замыканий.

Для настройки можно использовать 12 типов стандартных времятоковых характеристик или создать собственную характеристику (характеристику пользователя). Диапазоны по току от 10 до 6000А, с выдержкой времени от 0 до 120 с.

2. Направленную и ненаправленную чувствительную защиту от замыканий на землю.

Имеет независимую времятоковую характеристику с возможностью настройки в прямом и обратном направлении потока мощности и предусматривает возможность действия на сигнал или отключение с диапазоном по току от 4 до 80 А, с уставкой по времени от 0 до 120 с.

3. Защиту минимального напряжения (ЗМН).

ЗМН по фазным напряжениям – реагирует на симметричное снижение напряжений ниже уставки, нижняя граница которой равна $0,6 U_{ном}$.

4. Автоматическое повторное включение.

Выполнено трехкратное АПВ (О-0,1с-ВО-1с-ВО-1с) с независимым пуском от токовых защит, чувствительной защиты от замыканий на землю и защит минимального напряжения. Может быть как одно-, так и двухсторонним. В каждом цикле АПВ для каждой ступени может быть изменен режим действия – с запретом или пуском АПВ, а для первой ступени токовой защиты – действие на сигнал. АПВ предусматривает работу реклоузеров в режиме координации последовательности зон.

5. Автоматический ввод резервного питания.

Так же как и АПВ, может быть выполнен как одно-, так и двухсторонним.

6. Автоматическая частотная разгрузка.

Позволяет проводить отключение нагрузки или действие на сигнал при снижении частоты ниже уставки.

Дополнительно РВА/TEL позволяет осуществлять:

- ✓ отстройку от бросков токов намагничивания обмоток трансформаторов и пусковых токов двигателей;
- ✓ отстройку при включении на «холодную нагрузку»;
- ✓ ввод режима «работа на линии».

Измерение токов и напряжения производится по всем трем вводам коммутационного модуля. Для этих целей используется шесть датчиков напряжения (по три с каждой стороны), три датчика фазных токов и один датчик тока нулевой последовательности, образованный соединением трех датчиков тока в разомкнутый треугольник.

Реклоузер позволяет измерять следующие величины:

- ✓ фазные и линейные напряжения;
- ✓ фазные токи и токи нулевой последовательности;
- ✓ одно- и трехфазную полную, активную и реактивную мощности;
- ✓ одно - и трехфазную полную и реактивную энергию;
- ✓ частоту сети с обеих сторон реклоузера;
- ✓ одно- и трехфазные коэффициенты мощности.

Реклоузер позволяет вести журналы оперативных событий:

1. Включений и отключений – содержит информацию о последних операциях включения/отключения. Каждая операция описывается причиной и временем возникновения.

2. Аварийных событий – включает в себя данные о последних четырех аварийных отключениях, вызванных той или иной защитой.

3. Событий – отражает все события, происходящие с реклоузером.

4. Изменений данных – регистрация событий, связанных с изменением настроек РВА/TEL.

5. Профиля нагрузки – на выбор пользователя сохраняет усредненные по времени данные о перетоках активной и реактивной мощности, полной и реактивной энергии, как в прямом, так и в обратном направлении потока мощности.

Счетчики

В РВА/TEL предусмотрены следующие счетчики:

1. Счетчик операций включения и отключения – измеряют суммарное число операций ВО и механический износ контактов, выражаемый в процентах.

2. Счетчик аварий – регистрирует каждое аварийное отключение РВА/TEL от защит. Программное обеспечение.

Для работы с РВА/TEL разработано специальное программное обеспечение TELUS, которое позволяет:

- ✓ управлять реклоузером;
- ✓ изменять основные настройки аппарата;
- ✓ изменять уставки защит;
- ✓ выбирать активную группу уставок;
- ✓ вводить/выводить защиты;
- ✓ считывать показания реклоузера.

TELUS предусматривает два режима работы с РВА/TEL:

1. On-line – с подключением персонального компьютера к шкафу управления.

В режиме on-line осуществляется загрузка основных настроек в шкаф управления РВА/TEL, считывание оперативных журналов, а также управление коммутационным модулем и шкафом управления.

2. Off-line – без подключения персонального компьютера к шкафу управления.

В режиме off-line производится анализ работы РВА/TEL, работа с данными оперативных журналов, подготовка настроек РВА/TEL.

О ф о р м л е н и е о т ч е т а

Отчет должен содержать:

1. Цель работы.
2. Характеристику реклоузера.
3. Электрическую схему включения реклоузера в сеть.
4. Монтажную схему реклоузера на опоре.
5. Схему существующей сети.

6. Схему сети после реконструкции, проведенной с целью повышения надежности электроснабжения потребителей.

К о н т р о л ь н ы е в о п р о с ы

1. Для чего предназначен реклоузер?
2. Принцип гашения дуги в вакуумных выключателях.
3. Почему в состав реклоузера обязательно должен входить ОПН?
4. Можно ли в качестве выключателя устанавливать реклоузер на головном участке сети?
5. Нужно ли последовательно с реклоузером устанавливать разъединители?
6. Способы установки реклоузеров.
7. Каковы преимущества и недостатки реклоузеров?

Тесты для самопроверки к главе 10

1. Для питания потребителей 1-й категории по надежности электроснабжения должно быть предусмотрено:

- 1) питание от нескольких взаимно резервирующих источников питания;
- 2) питание от двух независимых источников;
- 3) автоматическое секционирование;
- 4) автоматическое повторное включение;
- 5) автоматическая частотная разгрузка.

2. Перерыв в электроснабжении потребителей 3-й категории допускается:

- 1) не более 1,5 часа;
- 2) не более 3 часов;
- 3) не более суток;
- 4) на время автоматического включения резервного питания;
- 5) не более 12 часов.

3. Для резервирования потребителей 1-й категории применяется:

- 1) независимая трансформаторная подстанция;
- 2) дополнительный выключатель в распределительном устройстве;
- 3) ветроэлектростанция;
- 4) дизельная электростанция.

4. Для повышения надежности электроснабжения может использоваться:

- 1) резервирование питания потребителей от нескольких источников;
- 2) замена недогруженных трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности;
- 3) установка средств компенсации реактивной мощности;
- 4) применение секционирования протяженных линий.

5. К потребителям 1-й категории по надёжности электроснабжения относятся потребители, перерыв в электроснабжении которых влечет за собой:

- 1) опасность для жизни людей;
- 2) повреждение оборудования и массовый брак продукции;
- 3) простой неответственного оборудования;
- 4) вызывает значительный ущерб.

6. Критерием оценки надежности системы электроснабжения для потребителей второй и третьей категории служат показатели надежности:

- 1) параметр потока отказов;
- 2) среднее время восстановления;
- 3) число часов использования максимума нагрузки;
- 4) время максимальных потерь.

7. Магистраль вновь сооружаемых или реконструируемых линий 10 кВ рекомендуется выполнять сталеалюминиевыми проводами одного сечения не менее:

- 1) 95 мм²;
- 2) 70 мм²;
- 3) 35 мм²;
- 4) 25 мм²;
- 5) 120 мм².

8. При последовательном секционировании линии 10 кВ повышается надежность электроснабжения потребителей, расположенных:

- 1) между секционирующим выключателем и головной подстанцией;
- 2) за секционирующим выключателем в сторону хвостовой части линии;
- 3) между ОТП и РП;
- 4) за наиболее мощным потребителем;
- 5) на ответвлении от магистральной линии.

9. В качестве автоматического секционирующего аппарата в сетях 10 кВ могут использоваться:

- 1) выключатели нагрузки;
- 2) автоматические отделители;
- 3) масляные и вакуумные выключатели;
- 4) короткозамыкатели;
- 5) реклоузеры.

10. При параллельном секционировании линии 10 кВ повышается надежность электроснабжения потребителей, расположенных:

- 1) между секционирующим выключателем и головной подстанцией;
- 2) за секционирующим выключателем в сторону хвостовой части линии;
- 3) между ОТП и РП;
- 4) для всех потребителей этой линии, кроме потребителей, расположенных на ответвлении, где установлен секционирующий аппарат;
- 5) на ответвлении от магистральной линии.

11. Перерыв в электроснабжении для промышленных потребителей первой категории допускается на время:

- 1) автоматического включения резервного питания;
- 2) ручного включения резервного питания;
- 3) не более одних суток;
- 4) не более трех суток.

12. Перерыв в электроснабжении для сельскохозяйственных потребителей первой категории допускается на время:

- 1) автоматического включения резервного питания;
- 2) ручного включения резервного питания;
- 3) не более одних суток;
- 4) не более 30 минут.

13. Разукрупнение подстанций способствует:

- 1) повышению надежности электроснабжения потребителей и снижению потерь энергии в сети;
- 2) повышению надежности электроснабжения потребителей, но также повышению потерь энергии в сети;
- 3) снижению надежности электроснабжения потребителей и снижению потерь энергии в сети;
- 4) снижению надежности электроснабжения потребителей и повышению потерь энергии в сети.

14. Дополните:

Допустимое время перерыва электроснабжения для сельскохозяйственных потребителей первой категории составляет _____ .

15. Дополните:

Допустимое время перерыва электроснабжения для потребителей третьей категории составляет _____ .

16. Дополните:

Количество источников питания потребителей первой категории не менее _____ .

17. Дополните:

Количество независимых источников питания для электроприемников третьей категории _____ .

18. Дополните:

Количество независимых источников питания для особой группы электроприемников второй категории _____ .

19. Количество источников питания потребителя зависит:

- 1) от удаленности данного потребителя от энергосистемы;
- 2) установленной мощности потребителя;
- 3) категории потребителей;
- 4) величины $\cos\phi$ потребителя.

20. Количество источников питания потребителей второй и третьей категорий:

- 1) только один и не более;
- 2) не менее двух;
- 3) один или два;
- 4) три.

21. Категории электроприемников по надежности электроснабжения:

- 1) 1;
- 2) 2;
- 3) 3;
- 4) 10.

22. Допустимое время перерыва электроснабжения потребителей 1-й категории сельскохозяйственного назначения:

- 1) время включения;
- 2) 15 минут;
- 3) 30 минут;
- 4) 1 час.

23. Допустимое время перерыва электроснабжения потребителей второй категории:

- 1) время включения резервного питания действиями дежурного персонала;
- 2) 3 ч;
- 3) 6 ч;
- 4) 12 ч.

24. По надежности электроснабжения электроприемники делятся:

- 1) на 3 категории;
- 2) 2 категории;
- 3) 4 категории;
- 4) 10 категорий.

25. Фактор надежности учитывается расчётом ущерба:

- 1) от перерывов электроснабжения;
- 2) некачественной электроэнергии;
- 3) низкой энергоэффективности;
- 4) повышенных потерь энергии.

11 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Качество электрической энергии (КЭ) – это совокупность ее свойств, определяющих воздействие на электрооборудование, приборы и аппараты и оцениваемых показателями качества электроэнергии, при которых электроприемники могут нормально работать.

Перечень показателей качества, их нормативные значения, критерии оценки и методы измерений установлены ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [5]. В таблице 11.1 приведены установленные ГОСТ 13109-97 основные показатели качества электроэнергии, их нормальные и предельно допустимые значения.

Рассмотрим характеристику основных показателей качества электроэнергии.

11.1 Общая характеристика свойств и показателей качества электрической энергии

11.1.1 Отклонения напряжения

Отклонения напряжения – это отличие фактического напряжения в установившемся режиме работы сети от его номинального значения.

Отклонения напряжения от номинальных значений происходят из-за суточных, сезонных и технологических изменений электрической нагрузки потребителей; изменения мощности компенсирующих устройств; регулирования напряжения генераторами электростанций и на подстанциях энергосистем; изменения схемы и параметров электрических сетей.

$$\delta U = \frac{U - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100, \quad (11.1)$$

где U – действительное значение напряжения в рассматриваемой точке сети;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение в данной сети.

Стандартом нормируются отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии. Нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения равны соответственно ± 5 и ± 10 %.

Таблица 11.1 – Основные показатели качества электрической энергии по ГОСТ 13109-97

Свойства электроэнергии	Показатель качества электроэнергии	Нормируемые стандартом значения показателей качества
1. Отклонение напряжения	1. Установившееся отклонение напряжения δU_{γ}	$\pm 5\%$ – нормально допустимое значение $\pm 10\%$ – предельно допустимое значение
2. Колебания напряжения	2. Размах изменения напряжения δU_t	Определяется по [5, прил. 1]
	3. Доза фликера P_t	Определяется по [5, прил. 3, 4]
3. Несинусоидальность напряжения	4. Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U	См. таблицу 11.2
	5. Коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$	См таблицу 11.3
4. Несимметрия трехфазной системы напряжений	6. Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U}	2 % – нормально допустимое значение 4 % – предельно допустимое значение
	7. Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U}	2 % – нормально допустимое значение 4 % – предельно допустимое значение
5. Отклонение частоты	8. Отклонение частоты Δf	$\pm 0,2$ Гц – нормально допустимое значение $\pm 0,4$ Гц – предельно допустимое значение
6. Провал напряжения	9. Длительность провала напряжения Δt_n	Не нормируется
7. Импульс напряжения	10. Импульсное напряжение $U_{\text{имп}}$	Не нормируется
8. Кратковременное перенапряжение	11. Коэффициент временного перенапряжения $K_{\text{пер}U}$	Не нормируется

11.1.2 Колебания напряжения

Колебания напряжения – это быстроизменяющиеся отклонения напряжения длительностью до нескольких секунд.

Колебания напряжения происходят из-за резкого изменения нагрузки, например, включения асинхронного электродвигателя большой мощности, технологических установок с быстропеременным режимом работы, сопровождающимся толчками активной и реактивной нагрузки.

Колебания напряжения, согласно ГОСТ 13109-97, характеризуются двумя показателями:

- размахом изменения напряжения;
- дозой фликера.

Размах изменения напряжения определяется по формуле

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_{ном}} \cdot 100, \quad (11.2)$$

где U_i, U_{i+1} – значения следующих друг за другом уровней напряжений.

Доза фликера – мера восприимчивости человека к воздействию фликера за установленный промежуток времени. *Фликер (мерцание)* – субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения в электрической сети, питающей эти источники.

Дозу фликера напряжения в процентах в квадрате вычисляют по выражению

$$P_t = \frac{1}{T_{оср}} \int \sum g_f^2 \int \delta U_f^2 dt, \quad (11.3)$$

где δU_f – действующие значения составляющих разложения в ряд Фурье изменений напряжения с размахом δU_f ;

g_f – коэффициент приведения действительных размахов изменения напряжения к эквивалентным;

$T_{оср} = 10$ мин – интервал времени осреднения.

Стандартом устанавливается кратковременная (P_{st}) и длительная доза фликера (P_{Lt}). Кратковременную определяют на интервале времени наблюдения, равном 10 мин, длительную – на интервале 2 ч. Дозу фликера (кратковременную и длительную) при колебаниях напряжения любой формы определяют по фор-

мулам, приведенным в [5]. Исходными данными для расчета являются уровни фликера, измеряемые с помощью фликерметра – прибора, в котором моделируется кривая чувствительности (амплитудно-частотная характеристика) органа зрения человека. В настоящее время в Российской Федерации началась разработка фликерметров для контроля колебаний напряжения.

Предельно допустимое значение для кратковременной дозы фликера в точках общего присоединения потребителей электроэнергии, располагающих лампами накаливания в помещениях, где требуется значительное зрительное напряжение, равно 1,0, а для длительной – 0,74, при колебаниях напряжения с формой, отличающейся от меандра (прямоугольной).

11.1.3 Несинусоидальность напряжения

Несинусоидальность напряжения – это искажение синусоидальной формы кривой напряжения.

Главной причиной искажений являются электроприемники с нелинейной вольтамперной характеристикой – электродуговые сталеплавильные печи, вентиляные преобразователи, установки дуговой и контактной сварки, преобразователи частоты, индукционные печи, электронные технические средства (телевизионные приемники, компьютеры), газоразрядные лампы и др. Электронные приемники электроэнергии и газоразрядные лампы создают при своей работе невысокий уровень гармонических искажений на выходе, но из-за большого их количества могут значительно влиять на рассматриваемый показатель.

Из курса математики известно, что несинусоидальную функцию можно представить в виде суммы постоянной величины и бесконечного ряда синусоидальных величин с кратными частотами. Такие синусоидальные составляющие называются гармоническими составляющими, или гармониками. Синусоидальная составляющая с частотой 50 Гц, период которой равен периоду несинусоидальной периодической величины, называется основной, или первой, гармоникой. Остальные составляющие с частотами со второй по n -ю называют высшими гармониками. Несинусоидальность характеризуется двумя нормируемыми показателями: коэффициентом искажения синусои-

дальности кривой напряжения и коэффициентом n -й гармонической составляющей напряжения.

Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U определяется по выражению, %

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N U_{(n)}^2}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (11.4)$$

где $U_{(n)}$ – действующее значение n -й гармонической составляющей напряжения, В;

n – порядок гармонической составляющей напряжения;

N – порядок последней из учитываемых гармонических составляющих напряжения, стандартом устанавливается $N = 40$;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, В.

Установленные стандартом значения K_U приведены в таблице 11.2.

Таблица 11.2 – Значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения

Напряжение сети, Кв	0,38	6–20	35	110 и выше
Нормально допустимое значение K_U	8	5	4	2
Предельно допустимое значение K_U	12	8	6	3

Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения это отношение n -й гармонической составляющей напряжения к действующему значению гармонической составляющей основной частоты

$$K_{U(n)} = \frac{U_{(n)}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%. \quad (11.5)$$

Установленные стандартом максимально допустимые значения $K_{U(n)}$ приведены в таблице 11.3.

Таблица 11.3 – Значения коэффициента n-й гармонической составляющей напряжения

Напряжение сети, кВ	0,38	6–20	35	110 и выше
Для нечетного порядка гармоник $K_{U(n)}$	6	5	4	2
Для четного порядка гармоник $K_{U(n)}$	3	2,5	2	1

11.1.4 Несимметрия трехфазной системы напряжений

Несимметричным режимом работы системы электроснабжения называют такой режим, при котором условия работы одной или всех фаз сети оказываются неодинаковыми. Наиболее распространенными источниками несимметрии напряжений в трехфазных системах электроснабжения являются такие потребители электроэнергии, симметричное многофазное исполнение которых или невозможно, или нецелесообразно по технико-экономическим соображениям. К таким установкам относятся индукционные и дуговые электрические печи, тяговые нагрузки железных дорог, выполненные на переменном токе, электросварочные агрегаты. Источником несимметрии в сетях является также значительное количество сельскохозяйственных потребителей из-за большой доли однофазных нагрузок.

Несимметрия напряжения характеризуется двумя показателями:

- коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности.

Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности определяется

$$K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \quad (11.6)$$

где $U_{2(1)}$ – действующее значение напряжения обратной последовательности основной частоты, В;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное линейное напряжение, В.

Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности определяется

$$K_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_{\text{номф}}} \cdot 100\% \quad (11.7)$$

где $U_{0(1)}$ – действующее значение напряжения нулевой последовательности основной частоты, В;
 $U_{\text{номф}}$ – номинальное фазное напряжение, В.

Нормируемые значения этих коэффициентов приведены в таблице 11.1.

11.1.5 Отклонение частоты

Отклонение частоты – это отклонение фактической частоты переменного напряжения от номинального значения

$$f = f - f_{\text{ном}}, \text{ Гц}, \quad (11.8)$$

где f – фактическое значение частоты;
 $f_{\text{ном}}$ – номинальное значение частоты.

Нормируемые значения отклонений частоты приведены в таблице 11.1.

11.1.6 Провал напряжения

Провал напряжения – это внезапное значительное изменение напряжения в точке электрической сети ниже уровня $0,9U_{\text{ном}}$, за которым следует восстановление напряжения до первоначального или близкого к нему уровня через промежуток времени от десяти миллисекунд до нескольких десятков секунд.

Характеристикой провала напряжения является его длительность, равная

$$\Delta t = t_k - t_n, \quad (11.9)$$

где t_k и t_n – начальный и конечный моменты времени провала напряжения.

Предельно допустимая длительность провала напряжения для сетей до 20 кВ составляет 30 с, в остальных сетях не нормируется и определяется временем действия релейной защиты и автоматики.

11.1.7 Импульсное напряжение

Импульсное напряжение – это резкое повышение напряжения длительностью не более 10 миллисекунд.

Максимальное мгновенное значение импульсного напряжения определяется

$$\delta U_{\text{имп}} = \frac{U_{\text{имп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \text{о.е.}, \quad (11.10)$$

где $\delta U_{\text{имп}}$ – значение импульсного напряжения, В.

11.1.8 Временное перенапряжение

Временное перенапряжение – это внезапное и значительное повышение напряжения (более $1,1 \cdot U_{\text{ном}}$).

Временные перенапряжения возникают при коммутациях в электрической сети при внешних воздействиях на электроустановку (атмосферные перенапряжения).

Временное перенапряжение характеризуется коэффициентом временного перенапряжения

$$K_{\text{пер}U} = \frac{U_{a \text{ max}}}{\sqrt{2} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (11.11)$$

где $U_{a \text{ max}}$ – максимальное амплитудное значение напряжения за время существования временного перенапряжения, В;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, В.

Стандарт не нормирует величину кратковременных перенапряжений.

Для сельских электрических сетей из всех рассмотренных свойств электрической энергии наиболее актуальными являются отклонения напряжения и несимметрия трехфазной системы напряжения.

В сельских электрических сетях, по сравнению сетями промышленного назначения, трудно обеспечить допустимую потерю напряжения в сети. Это объясняется большой протяженностью линий электропередачи, выполненных проводом относительно небольшого сечения.

Несимметричный режим работы сети 0,38 кВ является объективно существующим из-за наличия однофазных потребителей.

11.2 Определение допустимой потери напряжения в сети. Выбор ПБВ трансформаторов

Уровень напряжения на вводах потребителей зависит от его уровня в центре питания, потерь напряжения в трансформаторах, линиях электропередачи.

На выводах приемников электрической энергии по действующему в настоящее время стандарту [5] допускается отклонение напряжения в нормальном режиме в пределах $\pm 5\%$.

Отклонения напряжения у потребителя и потери напряжения в сети связаны между собой. Для определения допустимых потерь напряжения в каждом конкретном случае необходимо составить баланс отклонений и потерь напряжения на рассматриваемом участке системы. Уравнение баланса можно записать следующим равенством:

$$V_{\text{ист}} + \sum V_{\text{пост}} + \sum V_{\text{пер}} - \sum \Delta U_{\text{т}} - \sum \Delta U_{\text{лин}} - V_{\text{потр}} = 0, \quad (11.12)$$

где $V_{\text{ист}}$ – отклонения напряжения в центре питания (на шинах трансформаторной подстанции – $V_{\text{ш}}$ или на шинах генератора – $V_{\text{г}}$);

$\sum V_{\text{пост}}$ – сумма постоянных (нерегулируемых) надбавок напряжения трансформатора;

$\sum V_{\text{пер}}$ – сумма переменных (регулируемых) надбавок напряжения трансформатора;

$\sum \Delta V_{\text{т}}$, $\sum \Delta V_{\text{лин}}$ – суммарные потери напряжения в трансформаторах и линиях;

$V_{\text{потр}}$ – допустимое отклонение напряжения у потребителя.

Из выражения (11.12) можно определить допустимые потери напряжения в линиях

$$\Delta U_{\text{лдоп}} = V_{\text{ист}} + \sum V_{\text{пост}} + \sum V_{\text{пер}} - \sum \Delta U_{\text{т}} - V_{\text{потр}}. \quad (11.13)$$

Допустимые потери напряжения определяют в процессе проектирования распределительных сетей до того, как найдены площади поперечного сечения проводов, но основная аппаратура, в частности силовые трансформаторы, уже выбрана, схема сетей определена, известны режимы нагрузок и изменение напряжения источника. Уравнение (11.13) лучше решать, пользуясь специаль-

ными таблицами, которые составляются для каждой конкретной сети и называются *таблицами отклонений и потерь напряжения*.

Определим основные требования при составлении этих таблиц.

Допустимые отклонения напряжения – это граница диапазона напряжений, в котором длительная работа приемников происходит еще без явных нарушений и соответствует требованиям [5].

С одной стороны, желательно иметь минимальные отклонения напряжения у приемников, чтобы улучшить их работу. С другой стороны, желательно иметь максимально возможные потери напряжения в распределительных сетях, так как при этом будут минимальными площади сечения их проводов, а следовательно, будут наименьшими затраты на их строительство. Поэтому необходимо полностью использовать возможность получения максимальных допустимых потерь напряжения в электрических сетях, не выходя за пределы допустимых отклонений у приемников электроэнергии.

Для этого у удаленного приемника в режиме максимальных нагрузок отклонения напряжения должны быть в нижнем значении допустимого интервала $V_{\text{потр}} = -5\%$. По этому значению и известным отклонениям и потерям напряжения выбирают положения регулировочных ответвлений трансформаторов ($V_{\text{пер}}$) таким образом, чтобы потери напряжения в сетях напряжением 10 и 0,38 кВ получились максимальными.

Получившуюся сумму допустимых потерь необходимо разделить между сетями 10 и 0,38 кВ. Деление осуществляется приближенно, примерно пополам, или некоторое предпочтение отдается сетям напряжением 10 кВ, так как в общем случае эти сети в условиях сельского электроснабжения по протяженности преобладают над сетями 0,38 кВ, и поэтому потери напряжения в сетях 10 кВ принимают несколько большими (например, 60 % на сети 10 кВ и 40 % на сети 0,38 кВ).

После этого необходимо просчитать режим минимальных нагрузок. В этом режиме необходимо проверить, чтобы у близко расположенного к источнику питания потребителя отклонения напряжения не вышли за допустимые значения. Для этого потребителя наиболее опасным будет повышение напряжения в режиме минимальных нагрузок, так как потери напряжения будут минимальными и отклонения могут превысить $V_{\text{доп}} = +5\%$.

Обычно при расчетах допустимых потерь напряжения режим максимальных нагрузок обозначают за 100 %, а минимальная нагрузка в сельских сетях принимается в четыре раза меньше, т. е. 25 % от максимальной нагрузки.

Таким образом, в предельных режимах (максимальном и минимальном) в контрольных точках сети (у крайних приемников – удаленном и ближайшем) необходимо обеспечить допустимые отклонения напряжения. Тогда все остальные приемники электроэнергии в любых режимах будут иметь отклонения напряжения меньше допустимых.

Рассмотрим конкретные примеры составления таблиц отклонений напряжения, все подсчеты сведены в таблицу 11.4.

Пример 11.1

Для схемы сети, изображенной на рисунке 11.1, определить допустимые потери напряжения в сети 10 и 0,38 кВ.

На шинах 10 кВ подстанции 35/10 кВ осуществляется режим встречного регулирования напряжения $V_{\text{ш}}^{100} = 5\%$; $V_{\text{ш}}^{25} = 0\%$.

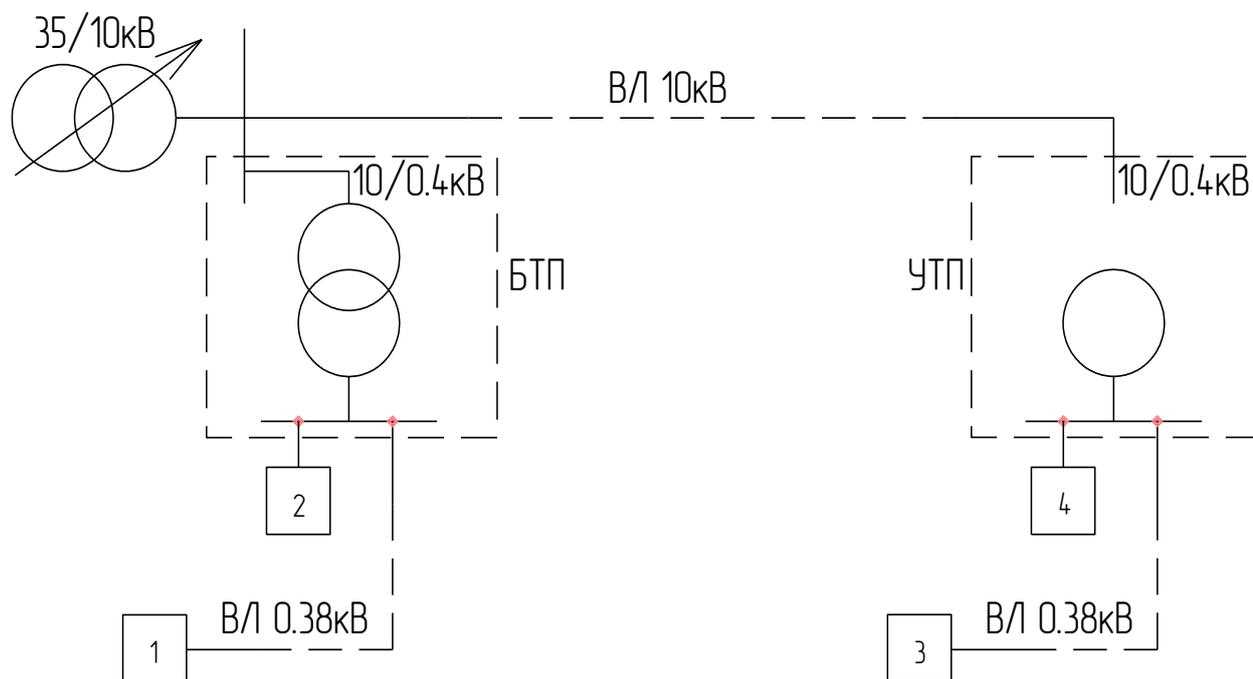


Рисунок 11.1 – Схема сети к примеру 11.1

Решение. Составляем таблицу отклонения напряжения (табл. 11.4). Понижающий трансформатор 10/0,4 кВ имеет посто-

янную надбавку напряжения $V_{\text{пост}} = 5 \%$, потери в этом трансформаторе в режиме максимальных нагрузок приближенно принимаются равными -4% . Трансформатор имеет ПБВ, с помощью которого можно регулировать напряжение в пределах $\pm 5 \%$ ступенями по $\pm 2,5 \%$ (всего 5 отпаяк). С помощью ПБВ трансформаторов можно осуществлять сезонное регулирование напряжения (переключения производятся 1–2 раза в год). В начале проведем расчет при положении анцапфы трансформатора на выводе 0% . В таблицу записываем известные данные по всем элементам сети.

В режиме максимальных нагрузок в наихудших условиях по условию наибольшего снижения напряжения оказываются удаленные потребители, а в режиме минимальных нагрузок необходимо провести проверку режима напряжения у ближайшего потребителя в режиме минимальных нагрузок (напряжение не должно повышаться более чем на 5%).

Допустимую потерю напряжения необходимо определить отдельно для удаленной и близкорасположенной к источнику питания подстанции. Суммарные допустимые отклонения напряжения в сети 10 и $0,38$ кВ составят:

– для БТП при положении ПБВ трансформатора 0% :

$\Delta U_{\text{доп}10} + \Delta U_{\text{доп}0,38} = 5 + 5 - 4 - (-) 5 = 11 \%$ (сложили потери и надбавки напряжения по первому столбцу).

Распределим эти потери $\Delta U_{\text{доп}10} = 6 \%$; $\Delta U_{\text{доп}0,38} = 5 \%$ и занесем полученные данные в таблицу для режима максимальных и минимальных нагрузок, с учетом того, что режим минимальных нагрузок рассматривается для ближайшего к шинам $0,4$ кВ потребителя ($\Delta U_{\text{доп}10} = 0$ и $\Delta U_{\text{доп}0,38} = 0$ в режиме 25% нагрузки). Тогда в режиме минимальных нагрузок получим (складываем потери и надбавки напряжения по второму столбцу для БТП)

$$V_{\text{потрБТП}}^{25} = +5 - 1 = +4.$$

В таблице 11.4 по столбцам для 100 и 25% нагрузки расчетными являются разные строки (результаты расчета по этим строкам выделены жирно курсивом).

Таблица 11.4 – Отклонения и потери напряжения для примера 11.1

Элемент сети	Отклонения и потери напряжения, %			
	На ближайшей ТП (БТП) при нагрузке, %		На удаленной ТП (УТП) при нагрузке, %	
	100 (1)	25 (2)	100 (3)	25 (4)
Шины 10 кВ ($V_{ш}$)	+5	0	+5	0
Линия 10 кВ ($\Delta U_{доп10}$)	0	0	-8	-2
Трансформатор 10/0,4 кВ:				
постоянная надбавка $V_{пост}$	+5	+5	+5	+5
переменная надбавка $V_{пер}$ (ПБВ)	0	0	+2,5	+2,5
потери ΔU_T	-4	-1	-4	-1
Линия 0,38 кВ ($\Delta U_{доп0,38}$)	-11	0	-5,5	0
Потребитель ($V_{потр}$)	-5	+4	-5	+4,5

Примечание: в таблице расчетные величины выделены жирно курсивом.

В режиме минимальных нагрузок отклонение напряжения у ближайшего потребителя составляет +4 %. Установить ПБВ трансформатора на ближайшей ТП на отпайку +2,5 % нельзя, так как при этом напряжение у ближайшего потребителя превысит допустимое значение ($4 + 2,5 = 6,5$ %).

Далее проведем аналогичный расчет для удаленной ТП.

Установим предварительно на этой подстанции ПБВ трансформатора в положение +2,5 %;

– для УТП при положении ПБВ трансформатора 2,5 %:

$$\Delta U_{доп10} + \Delta U_{доп0,38} = 5 + 5 + 2,5 - 4 - (-) 5 = 13,5 \text{ \%}.$$

Распределим эти потери $\Delta U_{доп10} = 8$ %; $\Delta U_{доп0,38} = 5,5$ % и занесем полученные данные в таблицу для режима максимальных и минимальных нагрузок, с учетом того, что режим минимальных нагрузок рассматривается для ближайшего к шинам 0,4 кВ потребителя ($\Delta U_{доп0,38} = 0$ в режиме 25 % нагрузки). Тогда в режиме минимальных нагрузок получим (складываем потери и надбавки напряжения по второму столбцу для УТП)

$$V_{потрУТП}^{25} = -2 + 5 + 2,5 - 1 = +4,5.$$

В режиме минимальных нагрузок отклонение напряжения у ближайшего потребителя на удаленной подстанции составляет +4,5 %. Установить ПБВ трансформатора на отпайку +5 % нельзя, так как при этом напряжение у ближайшего потребителя превысит допустимое значение ($4,5 + 2,5 = 7$ % > 5 %).

Лабораторная работа № 11.1

Технические средства повышения качества электроэнергии

Ц е л ь р а б о т ы: изучить технические средства повышения качества электроэнергии.

Общие сведения

Для повышения качества электрической энергии в электрических сетях применяют специальные средства, позволяющие поддерживать рассмотренные выше показатели качества в допустимых пределах.

1. Регулирование напряжения

Способы регулирования напряжения в электрических сетях подробно рассмотрены в разделе 3. На рисунке 11.1 приведены возможные схемы подключения устройств регулирования напряжения в сети.

На рисунке 11.2 показаны два возможных варианта схем понижающих подстанций, на шинах которых производят регулирование напряжения.

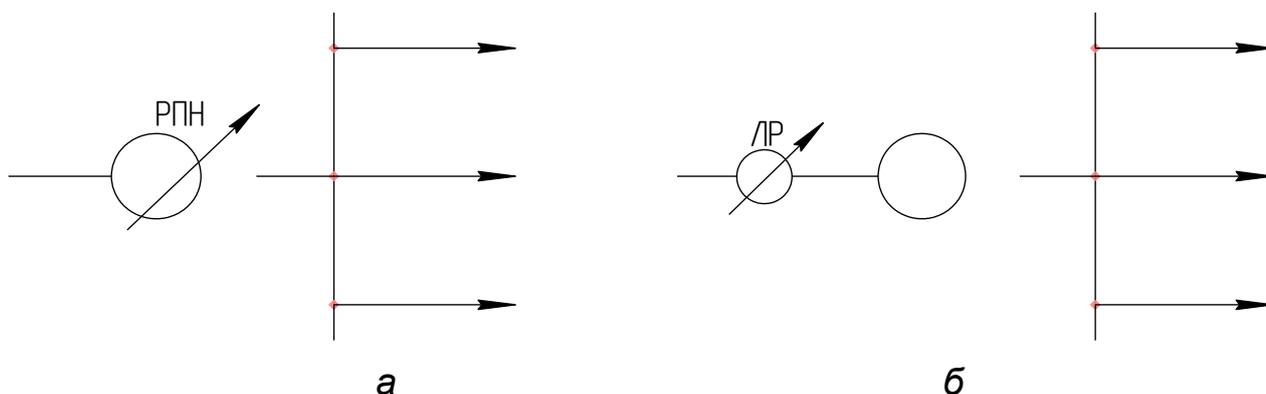


Рисунок 11.2 – Регулирование напряжения на шинах:

а – с помощью регулировочного трансформатора;
б – с помощью линейного регулятора (ЛР), включенного последовательно с нерегулируемым трансформатором

Такой способ регулирования применяют при отходящих от шин линиях, имеющих подобные графики нагрузок. На практике такие случаи встречаются редко. Однако ПУЭ и руководящие указания по регулированию напряжения требуют осуществления встречного регулирования напряжения на всех сооружаемых понизительных подстанциях. Поэтому при наличии разнородных по характеру графиков нагрузок линии группируют по возможности так, чтобы к отдельным секциям шин были присоединены линии со сходными графиками нагрузок.

Регулирование напряжения на отходящих линиях. Регулирование напряжения на каждой отходящей от шин подстанции линии является более совершенным и эффективным способом по сравнению с регулированием на шинах. В этом случае используют трансформаторы с РПН, линейные регуляторы напряжения и конденсаторы для поперечной компенсации (см. раздел 3). Этот способ регулирования получается дорогим при достаточно развитых системах электроснабжения из-за необходимости установки большого количества регулирующих устройств; если возможно, применяют регулирование напряжения для группы линий. На рисунке 11.3 приведены структурные схемы регулирования напряжения на отходящих линиях. Для осуществления совместного регулирования напряжения используют средства, перечисленные выше. Совместное регулирование применяют, когда невозможно создать требуемый режим напряжения в системе электроснабжения с помощью только одного способа. Принцип построения схем с использованием совместного регулирования показан на рисунке 11.4.

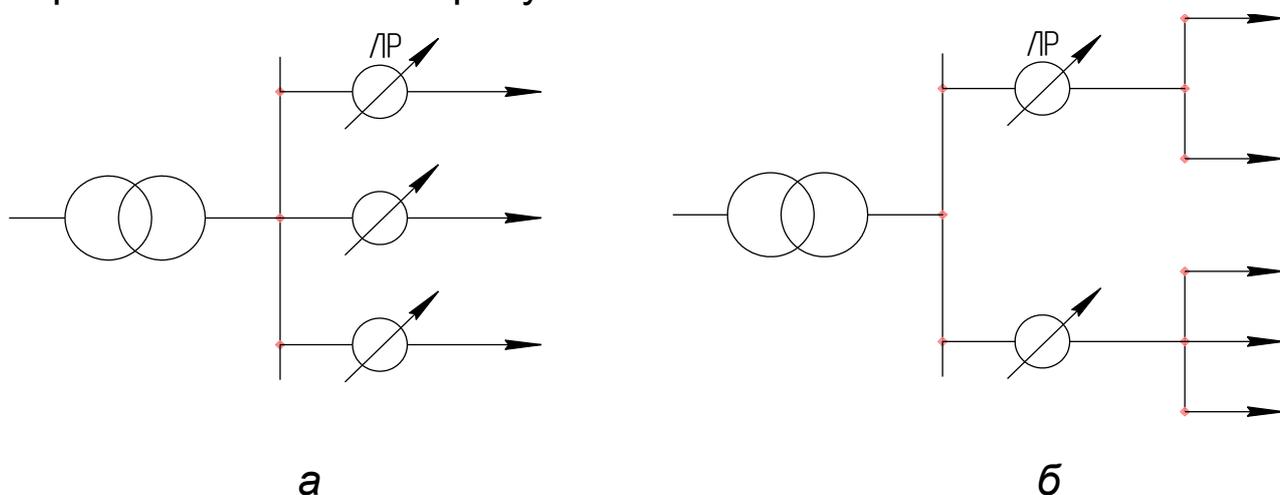


Рисунок 11.3 – Регулирование напряжения на отходящих линиях:
а – на каждой линии; б – на группе линий

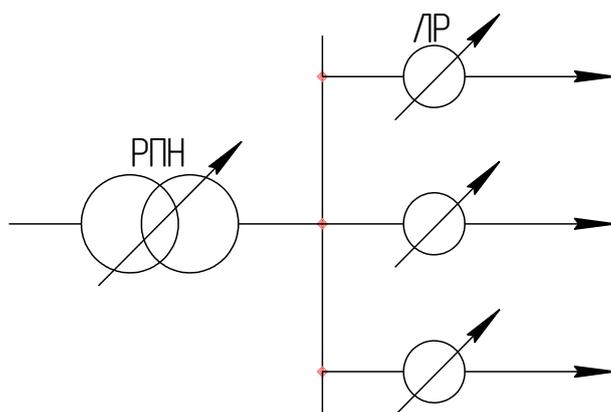
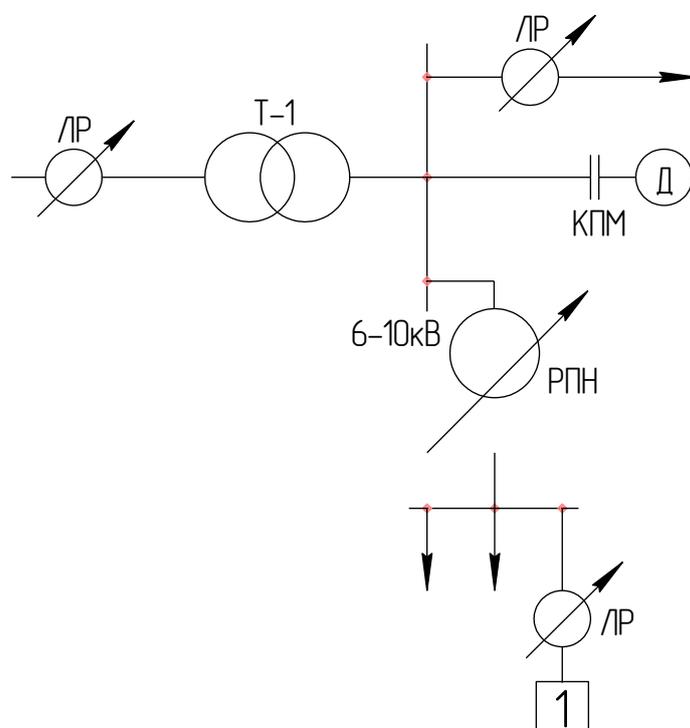


Рисунок 11.4 – Совместное регулирование напряжения на шинах и отходящих линиях

Дополнительное регулирование применяют, когда с помощью указанных способов не удастся обеспечить требуемое качество напряжения у некоторой части потребителей электроэнергии. Для этого используют ЛР и конденсаторы (поперечной и продольной компенсации). Структурная схема расположения регулирующих устройств для случая применения дополнительного регулирования показана на рисунке 11.5.



*Рисунок 11.5 – Возможные пункты расположения регулирующих устройств в электрической сети:
1 – отдельный приемник, особо чувствительный к изменениям напряжения*

В настоящее время нашей промышленностью выпускаются пункты автоматического регулирования напряжения (ПАРН) на напряжение 10 кВ. На напряжение 0,4 кВ эффективным методом регулирования напряжения является применение стабилизаторов напряжения норвежской фирмы Magtech, официальным представителем которой в России является ООО «СКЭ-Электро» (<https://ske-electro.ru/>), которые включаются в линию последовательно в точке, критической к уровню напряжения.

ПАРН выполняются на базе вольтодобавочных автотрансформаторов. Установка вольтодобавочных трансформаторов эффективна в местах, где проблему недопустимого снижения напряжения у конечных потребителей нельзя решить другими методами (невозможно смонтировать провод большого сечения, изменить конфигурацию сети 0,4 кВ либо 6–10 кВ).

Актуально применение вольтодобавочных трансформаторов на объектах с переменной, сезонной нагрузкой (летние животноводческие фермы, зерноуборочные площадки и пр.).

2. Способы и средства уменьшения уровней высших гармоник

Наличие высших гармоник в напряжении и токах электрических сетей отрицательно сказывается на работе электрооборудования и приводит к возникновению народнохозяйственного убытка. Появление убытка от высших гармоник обуславливает необходимость снижения их уровней в системах электроснабжения. В настоящее время известно несколько способов уменьшения несинусоидальности формы кривой напряжения.

Увеличение числа фаз выпрямления. Одним из основных источников высших гармоник являются вентильные преобразователи, которые находят широкое применение на заводах черной и цветной металлургии и предприятиях химической промышленности. Потребителями постоянного тока на предприятиях являются регулируемый электропривод, электролизные установки, гальванические ванны, электрифицированный железнодорожный транспорт, магнитные сепараторы и другие технологические установки. Суммарная номинальная мощность вентильных преобразователей на предприятиях достигает 300 МВт.

В настоящее время известно большое количество схем выпрямления трехфазного тока. Однако для установок большой и

средней мощности наибольшее распространение получили трехфазная мостовая схема Ларионова и шестифазная нулевая схема с уравнительным реактором.

С увеличением числа фаз выпрямления форма первичного тока преобразователя приближается к синусоидальной, а количество гармоник в токе выпрямителя и, следовательно, в напряжении сети уменьшается. Так, например, при 6-фазной схеме выпрямления в токе вентильного агрегата содержатся 5-, 7-, 11-, 13-, 17-, 19-, 23- и 25-я гармоники, а при 12-фазной схеме – 11-, 13-, 23- и 25-я. При этом несинусоидальность напряжения сети уменьшается примерно в 1,4 раза. Увеличение числа фаз выпрямления является действенной мерой снижения уровней высших гармоник. Однако трансформаторы для большого числа фаз выпрямления получаются сложными, дорогими и ненадежными. Поэтому для мощных преобразователей применяют, как правило, не более чем 12-фазный режим выпрямления.

Применение фильтра высших гармоник. На рисунке 11.6 показана схема поперечного фильтра высших гармоник. Звено фильтра представляет собой контур из последовательно соединенных индуктивности и емкости, настроенных на частоту определенной гармоники. Сопротивление звена фильтра токам высших гармоник

$$X_{\phi,n} = X_L \cdot n - X_C/n, \quad (11.14)$$

где X_L , X_C – сопротивления реактора и батареи конденсаторов току промышленной частоты соответственно;
 n – номер гармоники.

С увеличением частоты индуктивное сопротивление реактора увеличивается пропорционально, а батареи конденсаторов – уменьшается обратно пропорционально номеру гармоники. На частоте одной из гармоник индуктивное сопротивление реактора становится равным емкостному сопротивлению батареи конденсаторов, и в цепи звена фильтра возникает резонанс напряжений.

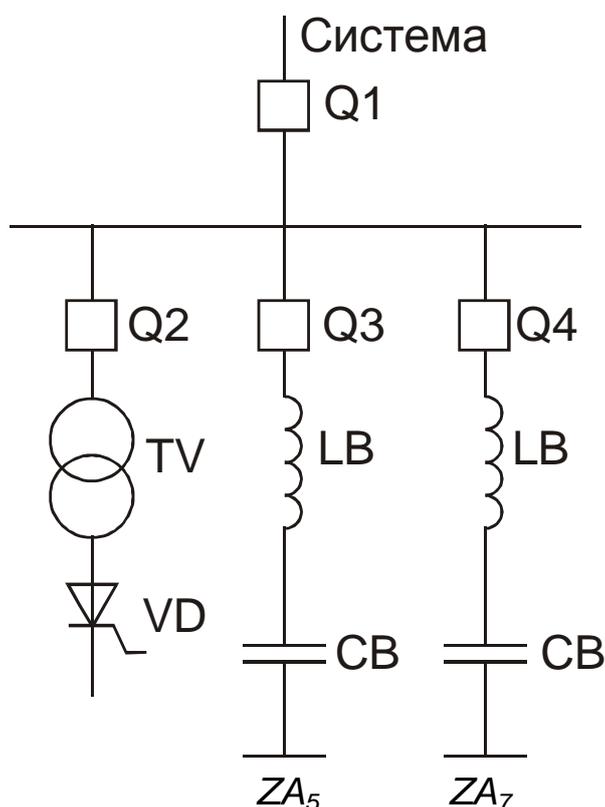


Рисунок 11.6 – Принципиальная схема фильтра высших гармоник:
VD – выпрямитель; ZA₅, ZA₇ – фильтры 5-й и 7-й гармоник

Идеальный фильтр полностью отфильтровывает токи гармоник, на частоты которых настроены его звенья. Однако практически наличие активных сопротивлений реакторов и батарей конденсаторов и неточная настройка звеньев фильтра приводят к неполной фильтрации гармоник. Параллельный фильтр представляет собой ряд звеньев, каждое из которых настроено на резонанс для частоты определенной гармоники. Количество звеньев в фильтре может быть любым. На практике обычно применяют фильтры, состоящие из двух или четырех звеньев, настроенных на частоты 5-, 7-, 11-, 13-, 23- и 25-й гармоник. Поперечные фильтры присоединяют как в местах возникновения высших гармоник, так и в пунктах их усиления. Поперечный фильтр является одновременно и источником реактивной мощности и служит средством компенсации реактивных нагрузок. Параметры фильтров подбирают таким образом, чтобы звенья были настроены в резонанс на частоты фильтруемых гармоник, а их емкости позволяли бы генерировать необходимую реактивную мощность на промышленной частоте. В ряде случаев

для компенсации реактивной мощности параллельно фильтру включают батарею конденсаторов.

3. Способы и средства снижения несимметрии токов и напряжений

Для сельских потребителей задача снижения несимметрии токов и напряжений является весьма актуальной. Рассмотрим причины возникновения несимметрии. Различают кратковременные и длительные (эксплуатационные) несимметричные режимы. Кратковременная несимметрия обычно связана с аварийными процессами в электрических сетях, такими как КЗ, обрывы проводов с замыканием на землю, отключение фазы при однофазном АПВ и т.д. Длительная несимметрия возникает при наличии несимметрии в том или ином элементе электрической сети или при подключении к системе электроснабжения несимметричных приемников электроэнергии. К числу таких приемников относятся осветительные приборы, однофазные установки электросварки, индукционные и дуговые сталеплавильные печи, установки электрошлакового переплава, электровозы переменного тока и др., мощность которых достигает 5000 кВ·А и более.

Наличие несимметрии нагрузок фаз вызывает появление токов обратной и нулевой последовательностей. Эти токи, протекая по элементам сети, вызывают в них падения напряжения соответственно обратной и нулевой последовательностей, которые, складываясь с напряжением прямой последовательности промышленной частоты, приводят к возникновению несимметрии напряжений сети. Несимметрия междуфазных напряжений определяется только наличием напряжения обратной последовательности; несимметрия фазных напряжений – напряжениями нулевой и обратной последовательностей. Следует отметить, что токи нулевой последовательности существуют, как правило, только в сетях напряжением выше 1 кВ, работающих с глухозаземленной нейтралью, и распределительных сетях напряжением до 1 кВ. В широко распространенных трехфазных сетях без нулевого провода эти токи отсутствуют.

Влияние несимметрии токов и напряжений на работу электрооборудования. В общем случае несимметрия нагрузок искажает систему фазных и линейных напряжений. Поэтому

несимметрия влияет как на трехфазные симметричные, так и на однофазные приемники электроэнергии. При наличии несимметричных нагрузок большой мощности в статорах *синхронных генераторов* протекают токи прямой, обратной и нулевой последовательностей. Токи обратной последовательности создают магнитное поле, вращающееся с двойной синхронной скоростью в направлении, противоположном направлению вращения ротора, и приводят к созданию в статоре нечетного, а в обмотке возбуждения – четного спектра токов гармоник прямой и обратной последовательностей. Эти токи обуславливают дополнительный значительный нагрев статора и ротора синхронной машины.

В *асинхронных двигателях* несимметрия напряжения обуславливает дополнительный нагрев, а также противодействующий вращающий момент, уменьшающий полезный момент двигателя. Уменьшение полезного момента за счет противодействующего по отношению к моменту при симметричной нагрузке равно в первом приближении квадрату коэффициента несимметрии напряжений. Поскольку сопротивление обратной последовательности асинхронного двигателя в 5–7 раз меньше сопротивления прямой последовательности, то при наличии даже небольшой составляющей напряжения обратной последовательности возникает значительный ток. Этот ток накладывается на ток прямой последовательности и обуславливает дополнительный нагрев ротора и статора, в результате чего быстро стареет изоляция и уменьшается допустимая нагрузка машины. Так, например, при несимметрии напряжений в 4 % срок службы полностью нагруженного двигателя сокращается в 2 раза.

Несимметрия токов *в линиях электропередачи и трансформаторах* приводит к тому, что одна фаза работает с перегрузкой, тогда как другие фазы недогружены. В результате этого в линиях электропередачи значительно уменьшается пропускная способность, а также увеличиваются потери энергии. В силовых трансформаторах фазные обмотки, находящиеся в общем баке, охлаждаются маслом. Поэтому при несимметричной нагрузке температура масла оказывается ниже, чем при симметричной нагрузке, равной нагрузке наиболее загруженной фазы в несимметричном режиме. Это позволяет при несим-

метрии увеличить нагрузку на все три фазы. Что касается несимметрии напряжений, то она не оказывает существенного влияния на работу трансформаторов и линий электропередачи.

Несимметрия напряжений значительно ухудшает режим работы *многофазных выпрямителей*: снижается допустимая мощность вентильных агрегатов, в выпрямленном токе появляются гармоники, амплитуды которых пропорциональны коэффициенту несимметрии напряжений. Эти гармоники, резонируя в нерассчитанных на их появление сглаживающих фильтрах, перегружают конденсаторы и выводят их из строя.

Конденсаторные установки при несимметрии напряжений неравномерно загружаются по фазам. Располагаемая мощность батареи при этом становится меньше номинальной.

Однофазными приемниками электроэнергии несимметрия напряжений воспринимается как увеличение или уменьшение приложенного к ним напряжения. При этом может наблюдаться ухудшение такого важного показателя электроэнергии, как отклонение напряжения.

Несимметрия напряжений отрицательно влияет также на работу *мощных инверторов, релейной защиты, ведет к ошибкам при подсчетах электроэнергии*.

Область допустимых несимметричных режимов может быть оценена по максимально допустимой однофазной нагрузке, при которой показатели несимметрии не выходят за пределы нормы в нормальном режиме. При преобладающей двигательной нагрузке максимально допустимая однофазная нагрузка составляет 10% от номинальной мощности питающего трансформатора. При преобладании электродвигательной нагрузки максимально допустимая однофазная нагрузка составляет 20 % от номинальной мощности питающего трансформатора.

Рассмотрим способы и средства снижения несимметрии токов и напряжений [11, 12, 20].

1. *Перераспределение нагрузок по фазам сети обслуживающим персоналом*. По результатам замеров токов в фазах магистральных участков линий в периоды максимумов нагрузки периодически обслуживающий персонал производит переключения однофазных нагрузок. Недостаток метода: замеры должны проводиться систематически, так как перераспределение нагрузок по результатам однократных измерений может не уменьшить систе-

матическую несимметрию, а наоборот увеличить ее. Этот недостаток можно исключить, если применить автоматическое переключение однофазной нагрузки к наименее загруженной фазе.

2. Одним из самых простых способов является *снижение сопротивления нулевой последовательности трансформатора* (Z_{T0}), что может быть достигнуто заменой трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Y_0 , которые повсеместно используются в сельских распределительных сетях 0,38 кВ, на трансформаторы со схемой соединения обмоток Y/Z_0 . Сопротивление нулевой последовательности трансформаторов со схемой Y/Z_0 в 9–11 раз меньше, чем у трансформаторов Y/Y_0 . Однако такая замена экономически целесообразна только для реконструируемых и вновь сооружаемых сетей. Но и этот способ не лишен недостатков. Расход цветного металла для трансформаторов со схемой Y/Z_0 на 15 % выше. Кроме того, уменьшение результирующего сопротивления нулевой последовательности сети за счёт снижения Z_{T0} не всегда даёт ощутимый эффект, так как сопротивление нулевой последовательности линии достаточно велико. Поэтому уровень несимметрии фазных напряжений после замены трансформаторов остаётся высоким, особенно в конце линии.

3. Из технических средств уменьшения несимметрии напряжения рассмотрим *использование симметрирующих устройств*. Теоретически при любой несимметричной нагрузке можно создать симметрирующие устройства на базе емкостных и индуктивных элементов, которые полностью компенсируют напряжения обратной и нулевой последовательности на нагрузке.

Снизить сопротивление нулевой последовательности сети можно, например, с помощью специальных устройств, имеющих минимальное сопротивление нулевой последовательности [11, 12], называемых шунто-симметрирующими устройствами (ШСУ). Их устанавливают в конце или начале линии и подключают параллельно нагрузке. В этом случае токи нулевой последовательности замыкаются на контуре «нагрузка – ШСУ» и не протекают в линии и трансформаторе. Напряжение нулевой последовательности на нагрузке будет минимальным и определится только сопротивлением нулевой последовательности ШСУ. Устройства с минимальным сопротивлением нулевой по-

следовательности могут быть выполнены как с электромагнитными связями (трансформаторного типа), так и с электрическими связями (на индуктивно-ёмкостных элементах).

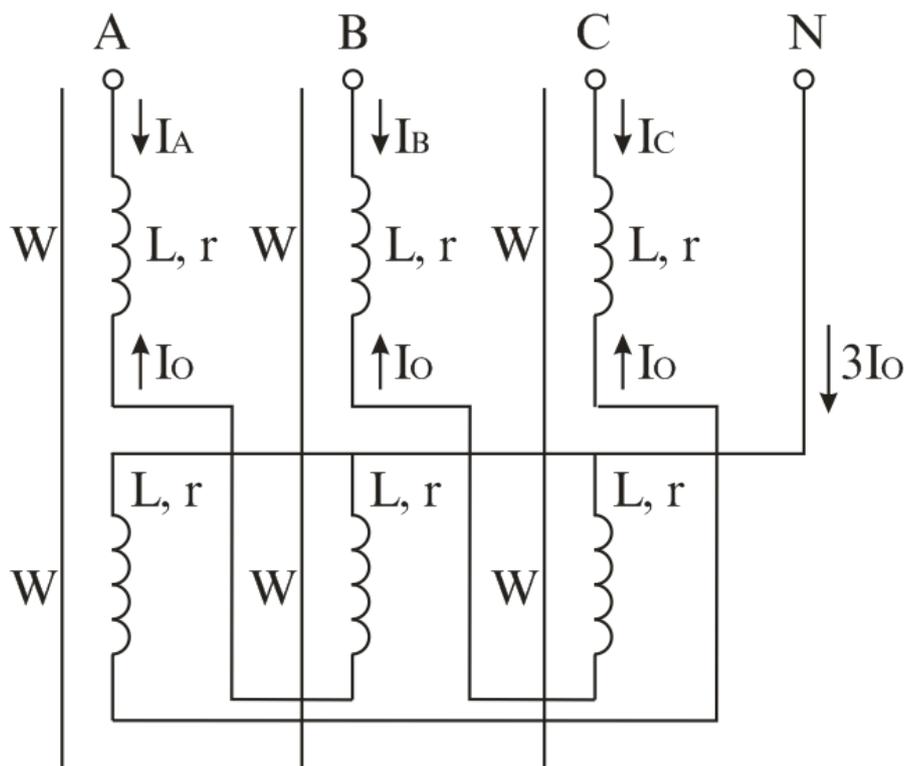
На рисунке 11.7,а представлено ШСУ электромагнитного типа, выполненное на трёхстержневом магнитопроводе со схемой соединения обмоток «встречный зигзаг». Следует отметить, что ШСУ электромагнитного типа, являясь индуктивной нагрузкой, увеличивают реактивную составляющую тока прямой последовательности, что приводит к снижению коэффициента мощности сети.

ШСУ на индуктивно-ёмкостных элементах имеют более простую конструкцию. Схема такого устройства с тремя ёмкостными и одним индуктивным элементами, которые соединены по схеме четырёхлучевой звезды, приведена на рисунке 11.7, б. Ёмкостные элементы этого ШСУ подключаются к фазам сети, а индуктивный – к нейтральному проводу. Такое устройство, помимо эффекта симметрирования, осуществляет компенсацию реактивной мощности токов прямой последовательности. Можно построить и ШСУ с тремя индуктивными и одним ёмкостным элементом, подключив к фазам сети индуктивные элементы, а к нейтральному проводу – ёмкостный (рис. 11.7, в).

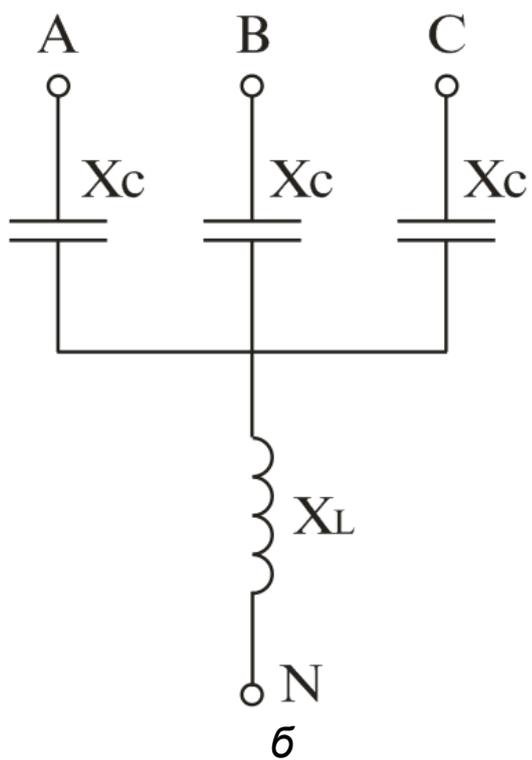
Таким образом, подключение таких устройств в значительной степени улучшает качество напряжения у потребителей и повышает симметрию токов в линии и трансформаторе. Достоинством ШСУ является также то, что его параметры не зависят от нагрузки, и, следовательно, они могут изготавливаться нерегулируемыми.

Указания к выполнению работы

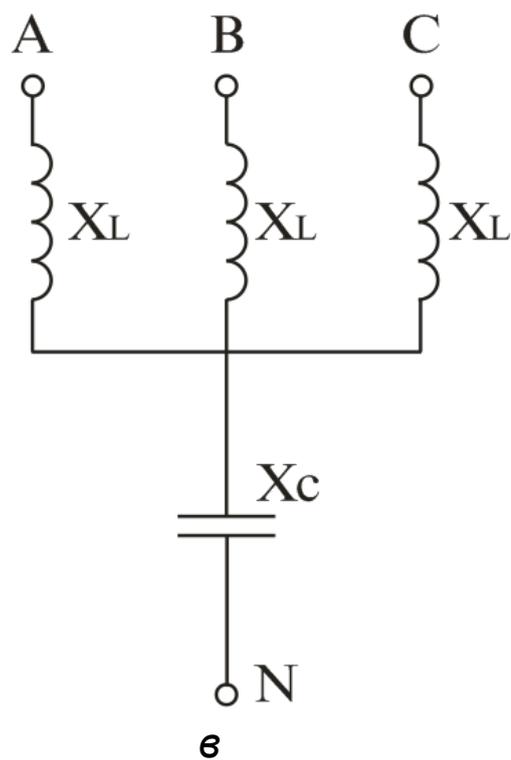
1. Изучить возможные схемы включения в сеть регулирующих напряжение устройств.
2. Изучить способы и средства уменьшения высших гармоник. Нарисовать структурную схему фильтра.
3. Изучить способы и средства снижения несимметрии токов и напряжений.
4. Разобрать принцип работы шунто-симметрирующих устройств для сетей 0,38 кВ.



a



б



в

Рисунок 11.7 – Схемы шунто-симметрирующих устройств: а – электромагнитное; б – конденсаторное; в – индуктивное

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

1. Цель работы.
2. Возможные схемы подключения регулирующих напряжений устройств в сети.
3. Схему фильтра высших гармоник.
4. Схемы шунто-симметрирующих устройств.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные показатели качества электрической энергии согласно ГОСТ 13109-97.
2. Как влияет качество электроэнергии на работу различных электроприемников?
3. Что называется отклонением напряжения?
4. Каковы причины значительных отклонений напряжения у сельскохозяйственных потребителей?
5. Каковы причины несимметрии напряжения у сельскохозяйственных потребителей?
6. Назовите основные причины несинусоидальности напряжения.
7. Какие существуют способы регулирования напряжения, какие из них наиболее приемлемы для сельских электрических сетей?
8. Назовите способы уменьшения несинусоидальности напряжения в сетях.
9. Возможные способы уменьшения несимметрии в сельских электрических сетях. Их достоинства и недостатки.
10. Как влияет на показатели качества электрической энергии компенсация реактивной мощности в электрических сетях?
11. Расшифруйте аббревиатуру ПАРН.
12. На какие напряжения в сельских электрических сетях могут применяться пункты автоматического регулирования напряжения?

Тесты для самопроверки к главе 11

1. В послеаварийном режиме работы значения показателей качества электроэнергии:

- 1) не должны выходить за пределы нормальных значений;
- 2) не должны выходить за пределы максимальных значений;
- 3) не должны превышать номинальные значения;
- 4) не должны выходить за пределы минимальных значений;
- 5) должны соответствовать ГОСТу в нормальном режиме.

2. Отклонение напряжения, соответствующее ГОСТ, составляет (%):

- 1) ± 10 ;
- 2) $\pm 7,5$;
- 3) ± 5 ;
- 4) $\pm 2,5$;
- 5) ± 2 .

3. Отклонение напряжения определяется по формуле:

- 1) $\delta U = \frac{U - U_{\text{НОМ.}}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot 100\%$;
- 2) $\delta U = \frac{U_1 + U_{\text{НОМ.}}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot 100\%$;
- 3) $\delta U = \frac{U_2 - U_{\text{НОМ.}}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot 100\%$;
- 4) $\delta U = \frac{U_{\text{НОМ.}} - U_2}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot 100\%$;
- 5) $\delta U = \frac{U_{\text{НОМ.}} - U}{U} \cdot 100\%$.

4. Несинусоидальность напряжения характеризуется:

- 1) коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения;
- 2) коэффициентом неравномерности нагрузки;
- 3) коэффициентом обратной последовательности напряжения;
- 4) коэффициентом обратной последовательности тока.

5. Размах изменения напряжения определяется по формуле:

- 1) $\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i-1}|}{\sqrt{2} \cdot U_{\text{НОМ.}}} \cdot 100\%$;
- 2) $\delta U_t = \frac{|U_i + U_{i+1}|}{\sqrt{2} \cdot U_{\text{НОМ.}}} \cdot 100\%$;
- 3) $\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{\sqrt{2} \cdot U_{\text{НОМ.}}} \cdot 100\%$;
- 4) $\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{2 \cdot U_{\text{НОМ.}}} \cdot 100\%$;
- 5) $\delta U_t = \frac{|U_i + U_{i+1}|}{2 \cdot U_{\text{НОМ.}}} \cdot 100\%$.

6. Несимметрия трёхфазной системы напряжений характеризуется:

- 1) коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- 2) коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
- 3) коэффициентом несимметрии токов по обратной последовательности;
- 4) коэффициентом несимметрии токов по прямой последовательности.

7. Доза фликера – это:

- 1) кратность светового потока;
- 2) мера восприятия человеком пульсаций светового потока;
- 3) пульсация светового потока;
- 4) колебания напряжения зажигания лампы;
- 5) характеристика освещённости.

8. Достоинствами трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Z_0 по сравнению с трансформаторами со схемой соединения обмоток Y/Y_0 являются:

- 1) меньше сопротивление токам нулевой последовательности;
- 2) меньше расход цветного металла;
- 3) меньше потери холостого хода;
- 4) меньше габаритные размеры трансформатора;
- 5) меньше напряжение короткого замыкания.

9. Снижению несимметрии фаз в сетях 0,4 кВ способствует:

- 1) равномерное распределение нагрузки по фазам;
- 2) применение шунто-симметрирующих устройств;
- 3) уменьшение сечения нулевого провода;
- 4) увеличение сечения нулевого провода.

10. Нормально допустимое отклонение частоты питающего напряжения составляет (Гц):

- 1) $\pm 0,5$;
- 2) ± 1 ;
- 3) $\pm 0,2$;
- 4) $\pm 0,1$.

11. Систематическая несимметрия обусловлена:

- 1) нечувствительностью трехфазных регуляторов напряжения;
- 2) неравномерной постоянной перегрузкой одной из фаз;
- 3) случайными включениями и отключениями отдельных однофазных электроприемников;
- 4) отсутствием регуляторов нагрузки.

12. Случайная несимметрия обусловлена:

- 1) нечувствительностью трехфазных регуляторов напряжения;
- 2) неравномерной постоянной перегрузкой одной из фаз;
- 3) случайными включениями и отключениями отдельных однофазных электроприемников;
- 4) отсутствием регуляторов нагрузки.

13. Дополнительные потери напряжения в сети от несимметричной нагрузки зависят:

- 1) от коэффициента мощности нагрузки;
- 2) сечения фазных проводов;
- 3) сечения нулевого провода;
- 4) уровня напряжения на шинах подстанции.

14. Причиной несимметрии напряжения в сельских сетях являются:

- 1) различные сечения фазного и нулевого провода;
- 2) однофазные потребители;
- 3) маломощные источники питания;
- 4) включение трехфазных потребителей с различным cosφ.

15. Минимальное сечение нулевого провода в % от фазного, согласно требованиям ПУЭ при равномерной нагрузке фаз равно (%):

- 1) 20;
- 2) 30;
- 3) 50;
- 4) 100.

16. Дополните:

Отклонение напряжения от номинального значения в нормальном режиме работы сети должно составлять не более \pm _____ % .

17. Дополните:

Дополнительное понижение напряжения в послеаварийных режимах допускается на _____ % .

18. Источниками реактивной мощности на предприятии являются:

- 1) асинхронные двигатели;
- 2) синхронные двигатели;
- 3) батареи конденсаторов;
- 4) двигатели постоянного тока.

19. Установите соответствие буквенных обозначений, принятых в ГОСТ 13109-97, показателям качества электрической энергии:

Буквенное обозначение	Наименование показателя
1) δU_y ;	а) размах изменения напряжения;
2) δU_t ;	б) коэффициент отклонения мощности от номинального значения;
3) P_t ;	в) установившееся отклонение напряжения;
4) K_U	г) доза фликера;
	д) коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения;
	е) коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения

20. Установите соответствие буквенных обозначений, принятых в ГОСТ 13109-97, показателям качества электрической энергии:

Буквенное обозначение	Наименование показателя
1) K_{2U} ;	а) коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
2) K_{0U} ;	б) отклонение частоты;
3) Δf ;	в) колебание частоты;
4) $K_{перU}$	г) коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
	д) коэффициент временного перенапряжения;
	е) коэффициент импульсного перенапряжения

12 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Вопросы рационального использования электроэнергии неразрывно связаны с проектированием системы электроснабжения и снижением потерь энергии в электрических сетях.

Снижение потерь энергии в электрических сетях – важная составляющая всего комплекса энергосберегающих мероприятий. Электроэнергия является единственным видом продукции, транспортировка которой осуществляется за счет расхода определенной части самой продукции. Поэтому потери энергии при ее передаче неизбежны, задача состоит в определении их оптимального уровня и поддержании фактических потерь на оптимальном уровне.

Исходя из их физической природы и специфики методов определения количественных значений потерь, их делят на четыре составляющие [6]:

1) **технические потери электроэнергии**, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей. Сюда относятся:

- нагрузочные потери в линиях, силовых трансформаторах и автотрансформаторах;
- потери холостого хода в трансформаторах и автотрансформаторах;
- потери на корону в воздушных линиях.

Технические потери не могут быть измерены. Их значения получают расчетным путем на основе известных законов электротехники;

2) **расход электроэнергии на собственные нужды подстанций**, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах собственных нужд;

3) **потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями ее измерения (инструментальные потери)**. Эти потери получают расчетным путем

на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы используемых приборов;

4) **коммерческие потери**, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии. Коммерческие потери не имеют самостоятельного математического описания и, как следствие, не могут быть рассчитаны автономно. Их значение определяют как разницу между фактическими (отчетными) потерями и суммой первых трех составляющих.

12.1 Мероприятия по снижению технических потерь мощности и энергии

Эти мероприятия разделили условно на мероприятия по снижению потерь энергии при проектировании системы электроснабжения и при эксплуатации уже существующих электроустановок [6].

Таблица 12.1 – Мероприятия по снижению потерь энергии

Эксплуатационные мероприятия	Мероприятия при проектировании (реконструкции) системы электроснабжения
1. Поддержание оптимального уровня напряжения на шинах питающих подстанций	1. Правильный выбор местоположения подстанции и схемы сети
2. Отключение малозагруженных трансформаторов на двухтрансформаторных подстанциях	2. Сокращение радиуса ВЛ 10 кВ (разукрупнение подстанций)
3. Ограничение холостого хода двигателей	3. Перевод сети на более высокое номинальное напряжение
4. Переключение обмоток у малозагруженных электродвигателей с «треугольника» на «звезду»	4. Применение трансформаторов с РПН
5. Замена устаревшего оборудования на новое, имеющее более высокий КПД	5. Установка в сетях компенсирующих и симметрирующих устройств

12.2 Расчетно-графическая работа по энергосбережению в системах электроснабжения

Задание 12.1

Для n -трансформаторной подстанции определить экономичные зоны загрузки трансформаторов при номинальном напряжении. Исходные данные принять по таблице 12.2. В соответствии с заданным графиком нагрузки подстанций (табл. 12.3) вычислить уменьшение потерь электроэнергии за сутки за счет отключения одного из работающих трансформаторов. Составить график включений и отключений трансформаторов в зависимости от графика нагрузки подстанции. Построить графики зависимости $\Delta P = f(K_3)$. Исходные данные по трансформаторам принять по [14].

Задание 12.2

Выполнить расчеты потерь мощности в наиболее мощном трансформаторе по условиям задания 12.1 при отклонении напряжения подведенного к первичной обмотке трансформатора в пределах: $0; \pm 5\%; \pm 10\%; \pm 15\%$ при коэффициентах загрузки трансформатора $K_3 = 0,5; 0,75; 1$. По полученным данным построить зависимости $\Delta P = f(U)$. Сделать анализ результатов расчета.

Задание 12.3

Определить экономию электроэнергии от перевода сети с напряжением U_1 на напряжение U_2 , если по линии, выполненной проводом АС протяженностью l , максимальная нагрузка составляет $S_{\text{макс}}$, число часов использования максимума нагрузки $T_{\text{макс}}$. Исходные данные принять по таблице 12.4.

Задание 12.4

Для условий задания 12.3 определить снижение потерь энергии в линии напряжением U_1 при увеличении $\cos\varphi_1 = 0,65$ до $\cos\varphi_2 = 0,9$. Оценить влияние компенсации реактивной мощности на уровень напряжения в сети.

Таблица 12.2 – Исходные данные для заданий 12.1 и 12.2

Номер варианта	Мощность трансформаторов, кВ·А				Номер типового графика нагрузок
	S_{H1}	S_{H2}	S_{H3}	S_{H4}	
1	2	3	4	5	6
Подстанции напряжением 10/0,4 кВ					
1	25	25	25	25	1
2	40	40	40	40	2
3	63	63	63	63	3
4	100	100	100	100	4
5	160	160	160	160	5
6	250	250	250	250	6
7	400	400	400	400	7
8	630	630	630	630	8
9	25	40	–	–	9
10	25	63	–	–	10
11	40	63	–	–	11
12	40	100	–	–	12
13	63	100	–	–	13
14	63	160	–	–	14
15	100	160	–	–	15
16	100	250	–	–	1
17	160	250	–	–	2
18	160	400	–	–	3
19	250	400	–	–	4
20	250	630	–	–	5
21	400	630	–	–	6
Подстанции напряжением 35/10 кВ					
22	630	630	630	630	7
23	1000	1000	1000	1000	8
24	1600	1600	1600	1600	9
25	2500	2500	2500	2500	10
26	4000	4000	4000	4000	11
27	6300	6300	6300	6300	12
28	630	1000	–	–	13
29	630	1600	–	–	14
30	1000	1600	–	–	15
31	1000	2500	–	–	1
32	1600	2500	–	–	2
33	1600	4000	–	–	3

Окончание таблицы 12.2

1	2	3	4	5	6
34	2500	4000	–	–	4
35	2500	6300	–	–	5
36	4000	6300	–	–	6
37	4000	6300	4000	-	1
38	1600	1600	1600	-	2
39	2500	2500	1600	-	3
40	630	630	1000	-	4
41	1000	630	1000	-	5
Подстанции напряжением 110/10 кВ					
42	2500	2500	2500	2500	7
43	6300	6300	6300	6300	8
44	10000	16000	–	–	9
45	16000	25000	–	–	10
46	25000	40000	–	–	11
47	40000	63000	–	–	12
48	63000	80000	–	–	13
49	80000	125000	–	–	14
50	10000	10000	10000	10000	15
51	16000	16000	16000	16000	1
52	25000	25000	25000	25000	2
53	40000	40000	40000	40000	3
54	63000	63000	63000	63000	4
55	80000	80000	80000	80000	5
56	80000	80000	63000	-	10
57	40000	4000	40000	-	11
58	63000	63000	63000	-	12
59	2500	2500	2500	-	13
60	6300	6300	6300	-	14

Таблица 12.3 – Суточные графики нагрузок потребителей (% от $\sum S_{\text{ном}}$ трансформаторов)

Номер графика	Часы суток																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	35	35	35	35	45	50	60	65	75	90	100	85	60	70	75	75	70	65	60	60	55	50	45	35
2	10	10	10	10	20	35	35	35	40	35	35	35	35	30	35	35	35	35	35	35	30	25	25	20
3	20	20	20	20	25	30	45	65	70	75	80	55	40	30	25	25	40	70	100	100	95	95	50	25
4	25	25	25	25	30	40	60	75	60	45	45	50	55	90	40	50	50	80	100	100	95	85	75	40
5	20	20	20	20	25	30	40	70	50	40	50	50	60	60	40	40	50	90	100	95	70	50	35	25
6	35	35	35	35	40	50	65	80	70	75	80	75	65	65	60	60	60	70	85	100	95	80	60	50
7	45	45	45	55	60	75	85	100	90	85	80	70	65	75	80	95	85	70	80	90	75	55	45	45
8	45	45	45	50	55	65	80	100	90	75	70	70	70	85	75	65	60	60	50	50	50	45	45	45
9	60	60	60	60	60	65	75	75	100	85	80	65	65	65	70	80	80	80	65	65	60	60	60	60
10	100	100	100	100	100	100	100	100	50	50	100	100	100	100	100	100	100	100	60	40	40	60	100	100
11	100	100	100	100	100	100	100	100	75	75	60	60	60	60	60	60	60	60	50	50	100	100	100	100
12	50	50	50	50	50	60	75	90	90	100	95	90	85	90	95	95	90	90	90	90	90	90	90	60
13	50	75	85	80	45	60	75	55	60	80	100	85	50	60	60	80	60	60	80	90	70	45	60	70
14	50	75	85	80	60	60	45	70	60	100	80	85	50	60	80	60	60	80	90	70	45	60	75	50
15	35	35	35	35	45	55	70	80	80	85	80	65	65	70	70	75	85	100	95	95	80	70	55	40

Таблица 12.4 – Исходные данные для заданий 12.3 и 12.4

Номер варианта	U_1	U_2	Марка провода	Длина линии l , км	$S_{\text{макс}}$, кВ·А	$T_{\text{макс}}$, час
1	6	10	АС-50	8	1000	3500
2	6	10	АС-70	5	1200	4000
3	6	10	АС-35	4	880	3200
4	10	20	АС-70	12	2500	3000
5	10	20	АС-50	10	2200	4000
6	10	20	АС-50	7	2100	3500
7	10	20	АС-70	12	1800	3500
8	10	20	АС-50	15	2700	4000
9	10	20	АС-70	13	2500	3800
10	10	35	АС-70	18	3000	4000
11	10	35	АС-95	19	2800	3600
12	10	35	АС-95	17	2500	4000
13	10	35	АС-70	20	2800	3500
14	10	35	АС-120	20	2700	4500
15	10	35	АС-120	15	2800	5000
16	35	110	АС-70	30	20000	5000
17	35	110	АС-95	20	15000	5500
18	35	110	АС-120	25	20000	4500
19	6	10	АС-35	5	800	4000
20	10	35	АС-70	12	2000	4500
21	35	110	АС-70	25	18000	6500
22	35	110	АС-95	17	17000	5000
23	35	110	АС-120	23	21000	6500
24	35	110	АС-120	20	22300	6200
25	35	110	АС-70	15	20000	7500

12.3 Методические указания к выполнению расчетно-графической работы

Рациональное использование электроэнергии предполагает доведение до минимума расхода электроэнергии на единицу производимой продукции. Применительно к электроэнергетическим системам это экономия энергоресурсов при производстве, передаче и потреблении электроэнергии. Одной из основных задач электроснабжения является экономия электроэнергии за счет снижения потерь энергии.

Современные сельские системы электроснабжения для обеспечения требуемой надежности работы содержат много-

трансформаторные подстанции напряжением 110/35/10, 110/10, 35/10 и 10/0,4 кВ. При проектировании и в условиях эксплуатации предусматривают экономически целесообразный режим работы трансформаторов, сущность которого состоит в следующем. При наличии на подстанции нескольких трансформаторов, могущих работать на общие шины, число включенных трансформаторов определяется условием минимума потерь мощности в этих трансформаторах при работе их по заданному графику нагрузки. При этом учитывают не только потери активной мощности в самих трансформаторах, но и потери активной мощности, возникающие в системе электроснабжения по всей цепочке питания от генераторов электростанции до рассматриваемых трансформаторов из-за потребления трансформаторами реактивной мощности. Эти потери называют приведенными в отличие от потерь в самих трансформаторах.

Число одновременно работающих трансформаторов при переменном графике электрических нагрузок определяется на основании экономичных зон полных мощностей на шинах, которые устанавливаются из условия минимума приведенных потерь активной мощности в трансформаторах.

В зависимости от принятого закона регулирования напряжения на головной подстанции (электростанции), из-за большой протяженности линий электропередач в сельской местности и значительных потерь напряжения в них, напряжение первичной обмотки трансформаторов может отличаться от номинального. В соответствии с режимом нагрузки напряжение может быть меньше номинального (максимум нагрузки) или больше номинального (минимум нагрузки).

Для большинства применяемых в сельскохозяйственном электроснабжении трансформаторов потери активной мощности и ток холостого хода пропорциональны кубу напряжения.

Потери активной мощности в трансформаторах с учетом уровня подводимого напряжения

$$\begin{aligned} \Delta P = n \cdot (\Delta P_{xx} + K_{п} \cdot Q_{xx}) \cdot (U/U_{н})^3 + \\ + n^{-1} \cdot (\Delta P_{к.з} + K_{п} \cdot Q_{к.з}) \cdot (S/S_{н})^2, \end{aligned} \quad (12.1)$$

где ΔP_{xx} – потери активной мощности холостого хода трансформатора при номинальном напряжении, кВт;

K_{Π} – коэффициент, учитывающий потери в системе электроснабжения от реактивной мощности, потребляемой трансформаторами, принимается равным 0,08 кВт/квар для подстанций с высшим напряжением 35–110 кВ и 0,12 кВт/квар – с высшим напряжением 10 кВ;

Q_{xx} – потери реактивной мощности холостого хода при номинальном первичном напряжении;

$Q_{к.з}$ – потери реактивной мощности короткого замыкания при номинальном первичном токе;

U_H, S_H – номинальные напряжение первичной обмотки и мощность трансформатора;

U, S – текущие значения напряжения и мощности трансформаторов.

В формулу (12.1) необходимо подставлять мощность, передаваемую через все n трансформаторов.

Потери реактивной мощности определяются

$$Q_{xx} = \sqrt{(0,01 \cdot I_{xx} \cdot S_H)^2 - \Delta P_{xx}^2}, \text{ квар}, \quad (12.2)$$

где I_{xx} – ток холостого хода трансформатора, %.

$$Q_{к.з} = \sqrt{(0,01 \cdot U_k \cdot S_H)^2 - \Delta P_k^2}, \text{ квар}, \quad (12.3)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Кривые приведенных потерь мощности трансформаторов в зависимости от изменения нагрузки показаны на рисунке 12.1. Здесь кривые 1 и 2 – приведенные потери мощности при раздельной работе трансформаторов, кривая 3 – суммарные потери активной мощности в трансформаторах 1 и 2 при параллельной работе. Точки пересечения этих кривых (А, В) и соответствующие им нагрузки (S_1, S_2) определяются графическим способом. Из рисунка 12.1 видим, что при изменении нагрузки от 0 до S_1 целесообразна работа первого трансформатора, при изменении нагрузки от S_1 до S_2 в работе должен находиться второй трансформатор, а при нагрузке более S_2 должны включаться оба трансформатора.

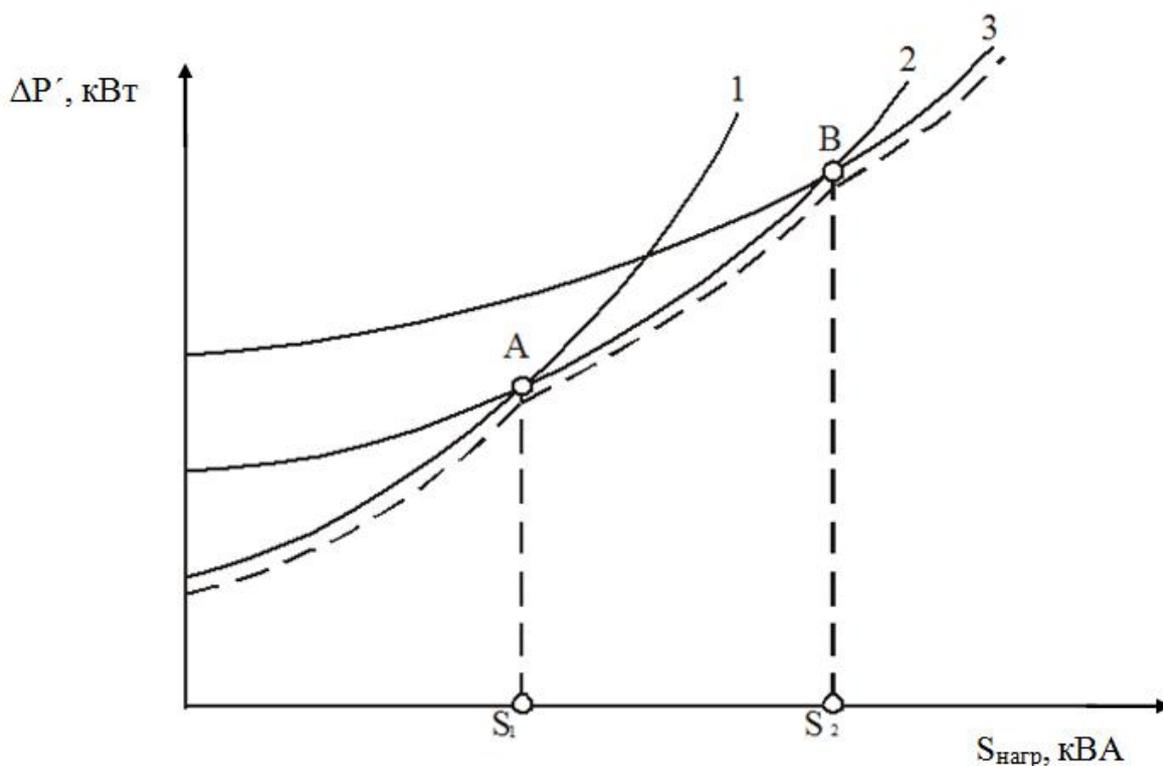


Рисунок 12.1 – Зависимость приведенных потерь активной мощности в силовых трансформаторах от изменения нагрузки:

1 – при работе одного трансформатора; 2 – при работе второго трансформатора (большей мощности); 3 – при параллельной работе трансформаторов

Значительные отклонения напряжения от номинального уровня на зажимах электроприемников приводят к изменению выходных параметров и потребляемой мощности, нарушению нормальной работы технологических установок. Сельскохозяйственный потребитель несет убытки, связанные с недополучением продукции и увеличением затрат. Влияние качества напряжения на технико-экономические показатели электроприемников зависит от их типа, загрузки и производственно-технологической схемы использования. В данной работе необходимо проанализировать влияние напряжения на величину потерь энергии в трансформаторах.

Влияние номинального напряжения сети на величину потерь энергии можно проанализировать по известным формулам (2.23)–(2.27). Перевод сети на более высокое номинальное напряжение применяется для повышения пропускной способности линий, когда нагрузка сети достигла предельных для действующего номинального напряжения значений, уменьше-

ния величины токов короткого замыкания для возможности применения коммутационного оборудования с меньшей отключающей способностью. Снижение потерь электроэнергии в этом случае является сопутствующим эффектом.

Потери мощности в электрических сетях можно снизить путем компенсации реактивной мощности. При этом уменьшаются установленные мощности генераторов, разгружаются электрические линии и трансформаторы от перетоков реактивной мощности и одновременно улучшается качество напряжения. Влияние величины реактивной мощности, передаваемой по линии на потери энергии, можно проанализировать по тем же формулам раздела 2. Расчеты провести при неизменной активной мощности, передаваемой по линии электропередачи. Определить величину активной мощности, передаваемой по линии электропередачи по заданному значению полной мощности (табл. 12.4), при большем коэффициенте мощности. По формулам (2.6)–(2.8) определить компенсацию потерь напряжения в линии при параллельном включении батареи конденсаторов.

Тесты для самопроверки к главе 12

1. Для снижения потерь электроэнергии в сети необходимо:

- 1) применение устройств компенсации реактивной мощности;
- 2) замена недогруженных трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности;
- 3) применение резервирования электроснабжения;
- 4) применение секционирования линий.

2. Синхронный компенсатор предназначен:

- 1) для стабилизации напряжения в точке подключения и регулирования его в небольших пределах (± 5 номинального), а также для выработки и потребления активной мощности;
- 2) компенсации активной и реактивной мощности нагрузки;
- 3) потребления излишней реактивной мощности;
- 4) потребления и выработки реактивной мощности.

3. При переводе сети на более высокое напряжение:

- 1) капиталовложения в нее увеличиваются, а потери электроэнергии уменьшаются;
- 2) капиталовложения и потери энергии уменьшаются;
- 3) капиталовложения в нее увеличиваются и потери энергии увеличиваются;

4) увеличиваются токи короткого замыкания.

4. При повышении напряжения на лампах накаливания:

- 1) срок службы ламп уменьшается;
- 2) повышается потребление электроэнергии лампами из сети;
- 3) уменьшается потребление электроэнергии лампами из сети;
- 4) срок службы ламп увеличивается.

5. Выравнивание графиков электрических нагрузок необходимо:

- 1) для снижения стоимости производства электроэнергии;
- 2) уменьшения токов короткого замыкания в сети;
- 3) снижения затрат на устройства регулирования напряжения;
- 4) повышения надежности электроснабжения потребителей.

6. Снижению потерь электроэнергии в сети способствует:

- 1) увеличение сечения провода;
- 2) перевод сети на более высокое напряжение;
- 3) применение автоматического повторного включения;
- 4) уменьшение токов короткого замыкания.

7. Мощность конденсаторной батареи, необходимой для повышения $\cos\varphi$ (от $\cos\varphi_1$ до $\cos\varphi_2$), определяют по формуле:

- 1) $Q_{\text{комп}} = P(\text{tg}\varphi_1 - \text{tg}\varphi_2)$;
- 2) $Q_{\text{комп}} = P(\text{tg}\varphi_1 + \text{tg}\varphi_2)$;
- 3) $Q_{\text{комп}} = P/(\cos\varphi_1 + \cos\varphi_2)$;
- 4) $Q_{\text{комп}} = P(\cos\varphi_1 - \cos\varphi_2)$.

8. Конденсаторные батареи устанавливаются в линии продольно:

- 1) для уменьшения коэффициента мощности;
- 2) увеличения реактивной составляющей сопротивления линии;
- 3) уменьшения реактивной составляющей сопротивления линии;
- 4) увеличения коэффициента мощности.

9. Дополните:

Число часов максимальной нагрузки – это время, в течение которого электроустановка, работая с максимальной нагрузкой, потребила бы _____ количество электроэнергии, как и при работе по действительному графику нагрузок.

10. Дополните:

Время максимальных потерь – это время, в течение которого электроустановка, работая с максимальной нагрузкой, имеет такие же потери энергии, как и при работе по _____ графику нагрузок.

13 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ УСТАНОВОК СЕЛЬСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Технико-экономические показатели установок сельского электроснабжения определяются для выбора наиболее оптимального варианта системы электроснабжения. Варианты могут отличаться капитальными и текущими затратами (эксплуатационными расходами, ежегодными издержками на передачу электрической энергии).

Если в проектируемом варианте капитальные и текущие затраты минимальны, то этот вариант будет экономически целесообразным. Однако в большинстве случаев в одном варианте больше капитальные затраты, а в другом – текущие затраты. Сравнение различных вариантов схем электроснабжения и выбор наиболее экономичного из них, согласно [12], можно производить на основе использования комплекса критериев либо одного из них:

- чистый дисконтированный доход;
- индекс доходности;
- внутренняя норма доходности;
- срок окупаемости.

Все перечисленные критерии основаны на соизмерении затрат на их реализацию и достигаемых результатов.

В учебном проектировании при сравнении вариантов в качестве критерия экономической эффективности можно принять:

1. Срок окупаемости

$$t_{\text{ок}} = \frac{K_1 - K_2}{C_2 - C_1} \quad (13.1)$$

где K_1, K_2 – капитальные вложения в первый и второй варианты соответственно;

I_1, I_2 – ежегодные расходы по вариантам.

Полученное значение $t_{\text{ок}}$ сравнивают с заранее установленным *нормативным сроком окупаемости* T_H . Если $t_{\text{ок}} < T_H$, то предпочтителен первый вариант, а если $t_{\text{ок}} > T_H$ – второй.

2. Минимум приведенных затрат. Приведенные затраты – это затраты по каждому варианту, которые складываются из текущих затрат I (годовых издержек на эксплуатацию, руб/год) и капитальных вложений K (руб.) на строительство или рекон-

струкцию систем электроснабжения, приведенных к одинаковой размерности при помощи коэффициента E_n (1/год).

$$Z = E_n \cdot K + I. \quad (13.2)$$

Коэффициент E_n до недавнего времени назывался коэффициентом эффективности капиталовложений, определялся как величина, обратная сроку окупаемости, и в большинстве случаев изменялся для электроэнергетической отрасли в пределах 0,12–0,15. Однако в современных условиях рыночной экономики расчеты на срок окупаемости в пределах 6–8 лет нереальны. Поэтому предлагается заменить этот коэффициент *постоянной нормой дисконта*, которая может быть принята равной приемлемому для инвестора доходу на капитал (может быть принята равной банковскому проценту). Постоянная норма дисконта используется в [17] для определения чистого дисконтированного дохода.

Из сравниваемых вариантов оптимальным является вариант с наименьшими приведенными затратами.

13.1 Расчет капитальных затрат

Капитальные затраты для рассматриваемых вариантов схем электроснабжения равны:

– вариант одноцепной линии

$$K_1 = K_{вл1} + K_{пп1} + K_{кл}; \quad (13.3)$$

– вариант двухцепной линии

$$K_2 = K_{вл2} + K_{пп2}, \quad (13.4)$$

где $K_{вл1}$ и $K_{вл2}$ – капитальные затраты по одно- и двухцепной линиям высокого напряжения, руб.;

$K_{пп1}$ и $K_{пп2}$ – капитальные затраты по одно- и двухтрансформаторным понизительным подстанциям, руб.;

$K_{кл}$ – капитальные затраты по кабельной линии, руб.

Капитальные затраты в линии любого напряжения могут быть определены по формуле

$$K_{кл} = K_{уд} \cdot l, \quad (13.5)$$

где $K_{уд}$ – стоимость одного километра линии, которая определяется по справочным материалам, руб/км, и зависит от номинального напряжения сети, типа применяемых опор, сечения проводов;

l – длина линии, км.

Капитальные затраты по подстанциям определяются в зависимости от типа подстанции и схемы соединения распределительного устройства [4, 13].

При технико-экономических расчетах применяют укрупненные показатели стоимости элементов системы электропитания, в которые не включается ряд статей расходов и которые поэтому нельзя применить для определения реальной стоимости объекта. Следует иметь в виду, что при сравнении вариантов данные для технико-экономических расчетов необходимо брать по возможности из одного справочника или справочных материалов за тот же год издания и затем привести эти данные к современным ценам.

13.2 Расчет ежегодных расходов

Ежегодные расходы состоят из суммы амортизационных отчислений (I_a), затрат на обслуживание (I_o), текущий ремонт ($I_{т.р}$) и на возмещение потерь электроэнергии ($I_э$). Обычно затраты на обслуживание и текущий ремонт по вариантам отличаются незначительно, и поэтому при учебном проектировании их можно не учитывать. Тогда расходы определяются двумя составляющими

$$I = I_a + I_э. \quad (13.6)$$

Величину амортизационных отчислений определяют в процентах от капитальных затрат по элементам схемы электропитания

$$I_a = \sum \frac{\alpha_i}{100} \cdot K_i, \quad (13.7)$$

где α_i – норма амортизационных отчислений (табл. 13.1);

K_i – капитальные затраты по i -му элементу схемы электропитания.

Стоимость годовых потерь электроэнергии рассчитывается по выражению

$$I_э = C_0 \cdot \Delta W_c, \quad (13.8)$$

где C_0 – стоимость потерянной энергии, руб/кВт·ч;

ΔW_c – суммарные потери энергии по вариантам, кВт·ч.

Потери энергии в элементах схемы электроснабжения определяются по методу максимальных потерь (см. формулы (2.24), (2.29), (2.30)).

Таблица 13.1 – Нормы амортизационных отчислений на основное электрооборудование и электрические линии

Сооружения	Норма амортизационных отчислений α_i , %
1. Воздушные линии:	
– на металлических или железобетонных опорах на напряжение:	
до 20 кВ;	3,5
35–150 кВ;	2,8
220 кВ и выше;	2,4
– на опорах из пропитанной древесины на напряжение:	
до 20 кВ;	6,6
35–150 кВ;	5,3
– на деревянных опорах с железобетонными пасынками на напряжение:	
до 20 кВ;	5,3
35–150 кВ.	4,2
2. Кабельные линии:	
проложенные в земле и под водой на напряжение:	
до 10 кВ;	3
35 кВ;	4,1
110 кВ;	2,2
проложенные в помещении или на открытом воздухе на напряжение:	
до 10 кВ;	2,4
35 кВ.	3,3
3. Распределительные устройства и подстанции.	6,3
4. Токопроводы на напряжение 6–10 кВ.	3
5. Батареи конденсаторов.	7,5
6. Электродвигатели мощностью:	
до 100 кВ;	10,2
выше 100 кВ	7,4

Результаты технико-экономического сравнения вариантов целесообразно для наглядности свести в таблицу 13.2.

Таблица 13.2 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Номер варианта	Капиталовложения К, тыс. руб.	Амортизационные отчисления I_a , тыс. руб/год	Стоимость потерянной энергии $I_э$, тыс. руб/год	Суммарные приведенные затраты З, тыс. руб/год
1				
2				

13.3 Определение технико-экономической эффективности снижения потерь электроэнергии в сельских распределительных сетях

Возможные методы снижения потерь энергии рассмотрены в разделе 12.

Рассмотрим расчет потерь в сетях 0,4 кВ с учетом несимметрии токов [6, 7, 12].

Коэффициент, характеризующий изменение потерь активной мощности при несимметричной нагрузке, определяется [7]

$$I_a = K_H = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 \cdot I_{cp}^2} \cdot \left(1 + 1,5 \frac{r_{00}}{r_{0ф}} \right) - 1,5 \frac{r_{00}}{r_{0ф}}, \quad (13.9)$$

где I_A, I_B, I_C – средние значения токов фазы в период с 17 до 23 часов (не менее трех измерений);

I_{cp} – среднее значение тока трех фаз;

$\frac{r_{00}}{r_{0ф}}$ – отношение удельных сопротивлений (Ом/км)

нулевого и фазного проводов.

Среднее значение токов трех фаз

$$I_{cp} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3}. \quad (13.10)$$

Экономический эффект от снижения потерь электрической энергии только за счет равномерного распределения нагрузки по фазам получаем за счет снижения затрат на компенсацию потерь энергии.

Если в сети предполагается установка специальных симметрирующих устройств [6, 11, 12], то при определении экономического эффекта необходимо выполнить технико-экономическое сравнение вариантов до и после установки устройства по приведенной выше методике.

Пример 13.1

В линии электропередачи напряжением 0,4 кВ в период максимума нагрузки значения фазных токов составили: $I_A = 200$ А; $I_B = 100$ А; $I_C = 90$ А. Сеть выполнена проводом одинакового сечения по всей длине $r_{00} = r_{0ф} = 0,572$ Ом/км, длина линии 500 м. Определить экономический эффект от равномерного распределения нагрузки по фазам, если стоимость потерянной энергии составляет 1,16 руб/кВт·ч, а число часов использования максимума нагрузки за год составило $T_m = 3500$ ч.

Решение. Определим среднее значение токов трех фаз (формула (13.10))

$$I_{cp} = \frac{200 + 100 + 90}{3} = 130 \text{ А.}$$

Коэффициент, характеризующий изменение потерь активной мощности (формула (13.9))

$$K_H = \frac{200^2 + 100^2 + 90^2}{3 \cdot 130^2} \cdot \left(1 + 1,5 \cdot \frac{0,42}{0,42} \right) - 1,5 \cdot \frac{0,42}{0,42} = 1,15,$$

т.е. несимметрия фазных токов привела к увеличению потерь активной мощности в 1,15 раза (на 15 %).

Потери активной мощности в симметричной системе при токе, равном среднему значению токов всех фаз 130 А при длине отходящей линии 0,5 км, составили бы (формула (2.27))

$$\Delta P = 3 \cdot 130^2 \cdot 0,42 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 10,65 \text{ кВт.}$$

Потери активной энергии из-за дополнительных потерь, вызванных несимметричной нагрузкой по фазам, составят

$$\Delta P_{\text{несим}} = 1,15 \cdot \Delta P = 1,15 \cdot 10,65 = 12,25 \text{ кВт.}$$

Время максимальных потерь (формула (2.25)):

$$\tau = 0,69 \cdot 3500 - 584 = 1831 \text{ ч.}$$

Тогда годовые потери электроэнергии в линии составят (формула (2.24))

$$\Delta W_{\text{л несим}} = 12,25 \cdot 1831 = 22429 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{л}} = 10,65 \cdot 1831 = 19500 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Экономия электроэнергии

$$\Delta W_{\text{э}} = 22429 - 19500 = 2929 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Экономический эффект

$$\Delta \text{И} = 1,18 \cdot 2929 = 3456 \text{ руб.}$$

13.4 Определение технико-экономической эффективности применения устройств регулирования напряжения

Особенностями сельских электрических сетей являются их большая протяженность и сравнительно малые удельные мощности, приходящиеся на 1 км линии, что создает большие затруднения в обеспечении необходимого уровня напряжения у потребителей электроэнергии. Кроме того, в связи с ростом потребления электроэнергии отдельными потребителями или ростом их количества часто возникает необходимость увеличения пропускной способности действующих электрических линий. Выполнение этих условий только за счет увеличения площади сечения проводов приводит к большому перерасходу металла и значительному увеличению затрат на сооружение или реконструкцию электрической сети.

Для того чтобы поддерживать необходимое напряжение у электроприемников и увеличить пропускную способность действующих линий без замены проводов, применяют устройства регулирования напряжения (см. раздел 3), при помощи которых полностью или частично компенсируются потери напряжения в звеньях электрической сети. Кроме того, регулирующие устройства дают возможность автоматически изменять уровни напряжения в отдельных точках электрической сети при изменении нагрузки. Применение регулирования напряжения может дать экономический эффект за счет возможности выполнить сеть с наименьшими затратами металла и капиталовложений.

Необходимость применения регулирующих устройств определяют при составлении таблиц отклонений напряжения, посредством которых можно также ориентировочно наметить ме-

сто их установки. Целесообразность использования тех или иных устройств регулирования напряжения выявляют в результате технико-экономических расчетов и определения эффективности регулирования сравниваемых устройств.

При проведении реконструкции сети необходимость выбора и установки устройств регулирования напряжения может возникнуть в следующих случаях:

– при проектировании сетей 10–20 и 0,38 кВ, когда при выборе проводов по наименьшим приведенным годовым затратам отклонения напряжения у ряда потребителей выходят за пределы допускаемых, и увеличение площади сечения проводов по своим технико-экономическим показателям менее эффективно, чем применение регулирования напряжения;

– исходные данные для решения этой задачи – уровни напряжения в точках присоединения сети (шины 10–20 кВ питающей подстанции 35–110/10–20 кВ, шины ТП 10–35/0,4 кВ);

– при реконструкции воздушных линий 10–20 и 0,38 кВ, когда отклонение напряжения у части потребителей в результате увеличения нагрузок выходит за пределы -5 %.

Экономическую эффективность применения устройств регулирования напряжения оценивают путем сравнения приведенных годовых затрат на электрическую сеть с устройством регулирования напряжения и приведенных годовых затрат на электрическую сеть без регулирования напряжения.

Порядок расчета

1. Определяют расчетные потери напряжения в электрической сети с проводами, выбранными по экономическим показателям: экономическая плотность тока или экономический интервал нагрузок.

2. Составляют таблицу отклонений напряжения с учетом расчетных потерь напряжения в электрической сети. Если отклонение напряжения у потребителей не выходит за пределы допустимых, то регулирующие устройства не устанавливают и на этом расчет заканчивают. Если же отклонения напряжения у потребителей выходят за пределы допустимых, то выбранные провода на отдельных или на всех участках заменяют проводами с большей площадью сечения.

3. По формуле (13.2) определяют приведенные годовые затраты для сети с проводами, выбранными по экономическим

показателям (Z_1) и при проводах, обеспечивающих требуемый уровень напряжения у потребителей (Z_2).

4. Определяют превышение годовых затрат при выполнении сети проводами большей площадью сечения.

$$\Delta Z_{\Gamma} = Z_2 - Z_1. \quad (13.11)$$

5. Выбирают тип регулирующего устройства и определяют для него годовые приведенные затраты $Z_{\text{рег}}$ по формуле (13.2).

Вариант с устройством регулирования напряжения экономически целесообразен, если

$$\Delta Z_{\Gamma} > Z_{\text{рег}}. \quad (13.12)$$

Тесты для самопроверки к разделу 13

1. Критерии сопоставимости вариантов при выполнении технико-экономических расчетов:

- 1) технические (надежность электроснабжения);
- 2) экономические (уровень цен);
- 3) системные (по показателям);
- 4) энергетические (по потерям).

2. Наиболее целесообразный вариант электроснабжения выбирается:

- 1) по сроку окупаемости;
- 2) приведённым дисконтированным затратам;
- 3) дополнительным капитальным вложениям;
- 4) дополнительным потерям мощности.

3. Срок окупаемости дополнительных капитальных вложений определяется по формуле:

- 1) $\frac{K_1 - K_2}{I_2 - I_1}$;
- 2) $\frac{K_1 + K_2}{I_2 - I_1}$;
- 3) $\frac{K_1 - K_2}{I_2 + I_1}$;
- 4) $\frac{K_2 - K_1}{I_2 + I_1}$;
- 5) $\frac{K_1 - K_2}{I_1 - I_2}$.

4. В формуле расчета стоимости потерь энергии в линии

$$I_{\text{эл}} = (S_{\text{р}} / U_{\text{н}})^2 \cdot R_{\text{л}} \cdot \tau \cdot C_0$$

$S_{\text{р}}$ – это:

- 1) усредненное значение расчетной нагрузки за год;
- 2) максимальное значение нагрузки в течение года;
- 3) минимальное значение нагрузки за год;
- 4) расчетная мощность, равная сумме номинальных мощностей приемников с учетом загрузки;
- 5) сумма установленных мощностей электроприемников.

5. Величину амортизационных отчислений определяют:

- 1) как сумму ежегодных расходов на покрытие потерь энергии и капиталовложений;
- 2) в процентном отношении от капиталовложений;
- 3) в процентном отношении от эксплуатационных расходов;
- 4) в процентном отношении от приведенных затрат.

6. Затраты на покрытие годовых потерь энергии зависят:

- 1) от тарифа на электроэнергию;
- 2) сечения проводов линии электропередачи;
- 3) времени аварийного простоя электроустановки;
- 4) способа заземления нейтрали электроустановки.

7. Оптимальным из сравниваемых вариантов является вариант:

- 1) с минимальными приведенными затратами;
- 2) максимальными приведенными затратами;
- 3) минимальными потерями электроэнергии;
- 4) минимальными потерями напряжения.

8. Технические условия сопоставимости вариантов – это:

- 1) одинаковый уровень цен на электрооборудование (приведены к одному году);
- 2) одинаковый уровень надежности электроснабжения объекта;
- 3) одинаковые потери напряжения в сети;
- 4) одинаковые потери энергии в сети.

9. Экономические условия сопоставимости вариантов – это:

- 1) одинаковый уровень цен на электрооборудование (цены приведены к одному году);
- 2) одинаковый уровень надежности электроснабжения объекта;
- 3) одинаковые капиталовложения по вариантам;
- 4) одинаковые эксплуатационные расходы по вариантам.

10. Приведенные затраты – это затраты, приведенные:

- 1) к одному году;
- 2) одной ступени напряжения;
- 3) сроку окупаемости;
- 4) пяти годам работы сети;
- 5) трем годам работы сети.

11. Установите последовательность расчетов при оценке технико-экономической эффективности вариантов схем электроснабжения по приведенным затратам:

- 1) определяются ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание сети;
- 2) определяются капитальные вложения в сеть;
- 3) вычисляются ежегодные затраты на возмещение потерь энергии;
- 4) определяются приведенные затраты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Содержание рассмотренных в пособии разделов направлено на то, чтобы оказать помощь студентам в приобретении знаний в области изучения конструкции, проектирования и расчета установившихся и аварийных режимов систем сельского электроснабжения.

Системы электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, в соответствии с федеральным государственным образовательным стандартом высшего образования, входят в область профессиональной деятельности выпускников, обучающихся по направлению подготовки 35.03.06 «Агроинженерия». В зависимости от вида профессиональной деятельности, к которой готовятся выпускники, они должны быть готовы решать следующие профессиональные задачи:

- проектирование технических средств, систем электрификации и автоматизации технологических процессов и объектов инфраструктуры сельскохозяйственных предприятий;
- эксплуатация систем электро-, тепло-, водоснабжения.

Весь материал пособия нацелен на формирование компетентности – способности применять свои знания и умения при решении как типовых, так и нетиповых задач при проектировании, эксплуатации и обслуживании систем электроснабжения.

При изучении дисциплины «Электроснабжение» у студентов должны быть сформированы следующие профессиональные компетенции:

- готовность изучать и использовать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт по тематике исследований (ПК-1);
- готовность к участию в проектировании технических средств и технологических процессов производства, систем электрификации и автоматизации сельскохозяйственных объектов (ПК-5);
- способность использовать типовые технологии технического обслуживания, ремонта и восстановления изношенных деталей машин и электрооборудования (ПК-9).

В каждом разделе пособия имеются примеры решения задач, которые нацелены на формирование умений решать характерные задачи и приобретение начального опыта проекти-

рования и анализа режимов работы систем электроснабжения. Задачи сформулированы так, что для решения их требуется дополнительная исходная информация, которую необходимо найти в справочных материалах, каталожных данных электрооборудования, учесть зарубежный опыт по применению того или иного электрооборудования.

Отдельные задачи и лабораторные работы по изучению режимов работы сети могут иметь несколько различных правильных решений, отличных от типовых. Эти задачи связаны с необходимостью творческого подхода, выбора критерия оптимизации принятия решения. В связи с этим необходимо рассмотреть различные варианты решения, дать им обоснования, подтвержденные расчетами или имитационным моделированием режимов работы системы электроснабжения [10], и представить аргументацию по принятию окончательного решения.

Система электроснабжения объекта – это большой неделимый организм, от надежности и качества функционирования любого из элементов которого зависит работоспособность всей системы. Поэтому все разделы, рассмотренные в данном пособии только в комплексе, помогут студентам сформировать перечисленные выше компетенции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лещинская, Т.Б. Электроснабжение сельского хозяйства / Т.Б. Лещинская, И.В. Наумов. – М.: БИБКОМ-ТРАНСЛОГ, 2015. – 655 с.
2. Лещинская, Т.Б. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства / Т.Б. Лещинская, И.В. Наумов. – М.: БИБКОМ-ТРАНСЛОГ, 2015. – 455 с.
3. Костюченко, Л.П. Проектирование систем сельского электроснабжения: учеб. пособие / Л.П. Костюченко. – 3-е изд., испр. и доп. – Красноярск, 2016. – 264 с.
4. Оборудование для строительства и эксплуатации ВЛ 6–110 кВ: презентации на полигоне ПАО «Ленэнерго» // Новости электротехники. – 2017. – № 3 (105). – С. 15–21.
5. Положение о единой технической политике ОАО «Холдинг МРСК» в распределительном сетевом комплексе. Решение совета директоров ОАО «Холдинг МРСК». Протокол № 64 от 07.10. 2011 г. – URL: http://cabinet.mrsk-sib.ru/about/innovations/technicalpolicy/Documents/polozhenie_techpol_esk.pdf.
6. Боков, Г.С. Современные проблемы электрических сетей для электрификации сельского хозяйства / Г.С. Боков // Энергообеспечение и энергосбережение в сельском хозяйстве: труды 8-й Международной научно-технической конференции (16–17 мая 2012 г., Москва, ГНУ ВИЭСХ). Часть 1. Проблемы энергообеспечения и энергосбережения. – М.: ВИЭСХ, 2012. – С. 93–101.
7. Рошин, О.А. Обзор систем электроснабжения сельских потребителей / О.А. Рошин // Инновации в сельском хозяйстве. – 2012. – № 2. – С. 2–9.
8. Жулев, А.Н. ВЛ 0,4–10 кВ с СИП и защищенными проводами. 20 лет эксплуатации в России / А.Н. Жулев // Новости электротехники. – 2008. – № 5 (47). – С. 15–21.
9. Методические указания по проектированию электроснабжения сельского хозяйства (РУМ). – М.: АОТ РОСЭП, 2001. – 37 с.
10. Электротехнический справочник: в 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. В.Г. Герасимова и др.; гл. ред. А.И. Попов. – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 964 с.

11. Бастрон, А.В. Монтаж электрооборудования и средств автоматизации: лаборатор. практикум / А.В. Бастрон, А.В. Чебодаев, А.Г. Черных; Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2016. – 291 с.

12. Овчинников, А.Г. Технические требования энергосистем по применению самонесущих изолированных проводов и линейной арматуры в сетях напряжением 0,4 кВ / А.Г. Овчинников // КАБЕЛЬ-news – информационно-аналитическое издание. – 2008. – № 4. – С. 4–9.

13. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: КНОРУС, 2012. – 648 с.

14. Правила устройства электроустановок – ПУЭ. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.

15. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 152 с.

16. Методические указания по проектированию электроснабжения сельского хозяйства (РУМ). – М.: АООТ РОСЭП, 2001. – 37 с.

17. Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 289 с.

18. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М., 1997.

19. Кадомская, К. Антирезонансные трансформаторы напряжения. Эффективность применения / К. Кадомская, О. Лаптев // Новости электротехники. – 2006. – № 6 (42).

20. Раскулов, Р. Трансформаторы напряжения 3–35 кВ. Метрологические функции первичны // Новости электротехники. – 2006. – № 6 (42).

21. Косоухов, Ф.Д. Несимметрия напряжений и токов в сельских распределительных сетях / Ф.Д. Косоухов, И.В. Наумов. – Иркутск, 2003. – 257 с.

22. Наумов, И.В. Электроснабжение / И.В. Наумов. – Иркутск: Изд-во ИрГСХА, 2003. – 188 с.

23. Косоухов, Ф.Д. Энергосбережение в низковольтных электрических сетях при несимметричной нагрузке / Ф.Д. Косоухов, Н.В., Васильев, А.Л. Борошин. – СПб.: Лань, 2016. – 280 с.

24. Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: Изд-во ЭНАС, 2009. – 456 с.

25. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования: официальное издание. – М. 1994. – 48 с.

26. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 80 с.

27. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие / Г.Н. Ополева. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. – 480 с.

28. Каталог КТПБ 35-220 кВ, КТПУ 35/0,4 кВ. Вып. № 11 – ЗАО «Группа компаний «Электрощит» – ТМ Самара». – URL: www.electroshield.ut-rt.ru.

29. Хорольский, В.Я. Экономия электроэнергии в сельских электроустановках / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов, А.В. Ефанов. – СПб.: Лань, 2017. – 272 с.

30. Гологорский, Е.Г. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4–750 кВ / Е.Г. Гологорский, А.Н. Кравцов, Б.М. Узелков. – М.: НЦ ЭНАС, 2017. – 560 с.

31. Костюченко, Л.П. Имитационное моделирование систем сельского электроснабжения в программе MATLAB: учеб. пособие / Л.П. Костюченко; Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2012. – 215 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	4
2 УСТРОЙСТВО НАРУЖНЫХ И ВНУТРЕННИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ, ИХ РАСЧЕТ.....	23
2.1 Краткие сведения об устройстве наружных электрических сетей.....	23
2.2 Краткие сведения об устройстве внутренних электрических сетей.....	40
2.3 Электрический расчет сельских сетей.....	41
2.3.1 Определение активного и индуктивного сопротивления проводов.....	41
2.3.2 Определение потерь напряжения.....	43
2.3.3 Выбор сечения проводов.....	48
2.3.4. Особенности выбора площади сечения проводов СИП.....	54
2.3.5 Расчет потерь энергии.....	63
2.3.6 Расчет замкнутых электрических сетей.....	67
3 РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ.	85
<i>Лабораторная работа № 3.1 Регулирование напряжения в сельских электрических сетях конденсаторными установками.....</i>	<i>98</i>
4 ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ.....	109
<i>Лабораторная работа № 4.1 Режимы работы нейтралей в электроустановках.....</i>	<i>120</i>
5 ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ И ЗАЩИТА ОТ НИХ.....	139
<i>Лабораторная работа № 5.1 Изучение устройства защитных искровых промежутков, разрядников и ОПН.....</i>	<i>140</i>
6 ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ АППАРАТУРА.....	154
<i>Лабораторная работа № 6.1 Малообъемные масляные выключатели.....</i>	<i>157</i>
<i>Лабораторная работа № 6.2 Выключатели нагрузки.....</i>	<i>165</i>
<i>Лабораторная работа № 6.3 Изучение устройства разъединителей, короткозамыкателей, отделителей и приводов к ним.....</i>	<i>168</i>
<i>Лабораторная работа № 6.4 Измерительные трансформаторы тока.....</i>	<i>174</i>
<i>Лабораторная работа № 6.5 Измерительные трансформаторы напряжения.....</i>	<i>184</i>

7 СЕЛЬСКИЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ.....	206
<i>Лабораторная работа № 7.1 Изучение конструкции и схем соединения комплектных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ.....</i>	214
<i>Лабораторная работа № 7.2 Столбовые трансформаторные подстанции.....</i>	226
8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ.....	238
<i>Лабораторная работа № 8.1 Изучение и испытание электромагнитных реле тока, напряжения, промежуточных и указательных реле.....</i>	242
<i>Лабораторная работа № 8.2 Изучение и испытание токовых реле типа РТ-80 и реле времени типа ЭВ-200.....</i>	249
<i>Лабораторная работа № 8.3 Максимальные токовые защиты и токовые отсечки на постоянном оперативном токе.....</i>	259
<i>Лабораторная работа № 8.4 Исследование различных схем включения трансформаторов тока для релейной защиты.....</i>	276
9 СЕЛЬСКИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.....	292
<i>Лабораторная работа № 9.1 Изучение размещения основного оборудования и схем электрических соединений дизельных электростанций.....</i>	295
10 НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	307
<i>Лабораторная работа № 10.1 Автоматическое секционирование и АВР сельских воздушных линий.....</i>	313
<i>Лабораторная работа № 10.2 Повышение надежности электроснабжения сельских потребителей с помощью реклоузеров.....</i>	319
11 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	335
11.1 Общая характеристика свойств и показателей качества электрической энергии.....	335
11.1.1 Отклонения напряжения.....	335
11.1.2 Колебания напряжения.....	337
11.1.3 Несинусоидальность напряжения.....	338
11.1.4 Несимметрия трехфазной системы напряжений.....	340
11.1.5 Отклонение частоты.....	341
11.1.6 Провал напряжения.....	341
11.1.7 Импульсное напряжение.....	342
11.1.8 Временное перенапряжение.....	342
11.2 Определение допустимой потери напряжения в сети. Выбор ПБВ трансформаторов.....	343
<i>Лабораторная работа № 11.1 Технические средства повышения качества электроэнергии.....</i>	348
12 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	365

12.1 Мероприятия по снижению технических потерь мощности и энергии.....	366
12.2 Расчетно-графическая работа по энергосбережению в системах электроснабжения.....	367
12.3 Методические указания к выполнению расчетно-графической работы.....	371
13 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ УСТАНОВОК СЕЛЬСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	377
13.1 Расчет капитальных затрат.....	378
13.2 Расчет ежегодных расходов.....	379
13.3 Определение технико-экономической эффективности снижения потерь электроэнергии в сельских распределительных сетях.....	381
13.4 Определение технико-экономической эффективности применения устройств регулирования напряжения.....	383
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	387
ЛИТЕРАТУРА.....	389

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Учебное пособие

Костюченко Лидия Петровна

Чебодаев Александр Валерьевич

Редактор Т.М. Мастрич

Санитарно-эпидемиологическое заключение № 24.49.04.953.П. 000381.09.03 от 25.09.2003 г.

Подписано в печать 23.11.2018. Формат 60×84/16. Бумага тип. № 1.

Печать – ризограф. Усл. печ. л. 24,0. Тираж 60 экз. Заказ № 275

Редакционно-издательский центр Красноярского государственного аграрного университета
660017, Красноярск, ул. Ленина, 117