

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Л.П. Сумарокова

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

*Рекомендовано в качестве учебного пособия
Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета*

Издательство
Томского политехнического университета
2012

УДК 658.26:621.31(075.8)

ББК 31.29-5я73

С89

С89

Сумарокова Л.П.

Электроснабжение промышленных предприятий: учебное пособие / Л.П. Сумарокова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 288 с.

В пособии рассмотрены вопросы проектирования внутриводского и цехового электроснабжения: расчета электрических нагрузок, числа и мощности силовых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности, расчетов токов короткого замыкания, выбора основного электрооборудования внутрицеховой и внутриводской сети. Даны краткие методические указания, некоторые справочные данные, необходимые для расчетов, а также примеры расчета и пояснения к тем разделам проекта, которые вызывают наибольшие затруднения у студентов.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлению 140200 «Электроэнергетика».

УДК 658.26:621.31(075.8)

ББК 31.29-5я73

Рецензенты

Главный энергетик ОАО «АК Томские мельницы»

В.А. Качусов

Кандидат технических наук, доцент
заведующий кафедрой «электротехника и автоматика» ТГАСУ

Ю.А. Орлов

© ФГБОУ ВПО НИ ТПУ, 2012

© Сумарокова Л.П., 2012

© Обложка. Издательство Томского
политехнического университета, 2012

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. ЗАДАНИЯ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ	6
1.1. Сведения об электрических нагрузках заводов	8
1.2. Сведения об электрических нагрузках цехов	31
ГЛАВА 2. СХЕМЫ И КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ВНУТРИЦЕХОВЫХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ	53
2.1. Выбор схемы внутрицеховой сети	53
2.2. Конструктивное выполнение внутрицеховых сетей напряжением до 1 кВ	58
ГЛАВА 3. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	62
3.1. Определение номинальных параметров электроприемников	62
3.2. Основные методы расчета	65
3.3. Последовательность расчета методом коэффициента расчетной мощности.....	67
3.4. Определение расчетной нагрузки предприятия в целом	82
3.5. Определение пиковых токов.....	88
ГЛАВА 4. РАЗМЕЩЕНИЕ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ НА ГЕНЕРАЛЬНОМ ПЛАНЕ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	90
4.1. Построение картограммы нагрузок	90
4.2. Построение зоны рассеяния центра электрических нагрузок.....	93
ГЛАВА 5. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ	98
5.2. Сравнение вариантов и выбор оптимального числа трансформаторов на цеховых трансформаторных подстанциях с учетом компенсации	108
5.2.1. Выбор оптимального числа трансформаторов цеховых подстанций	108
5.2.2. Определение мощности конденсаторов с целью оптимального снижения потерь	111
5.2.3. Определение мощности батарей конденсаторов в сетях напряжением выше 1000 В	114
5.3. Расчет потерь мощности в трансформаторах	127
ГЛАВА 6. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ	129
6.1. Схемы и конструктивное исполнение ГПП	130
6.2. Выбор рационального напряжения внешнего электрообеспечения предприятия	133
6.3. Выбор мощности трансформаторов ГПП	134

6.4. Выбор сечения линии, питающей ГПП	134
6.5. Выбор сечений воздушных и кабельных линии напряжением выше 1000 В	137
ГЛАВА 7. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	146
7.1. Расчет токов КЗ в сети выше 1 кВ	147
7.2. Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000В.....	154
ГЛАВА 8. ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ АППАРАТОВ	163
8.1. Выбор высоковольтных выключателей.....	163
8.2. Выбор разъединителей, короткозамыкателей и отделителей	166
8.3. Выбор высоковольтных предохранителей.....	167
8.4. Выбор реакторов.....	168
8.5. Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.....	170
ГЛАВА 9. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЦЕХА	174
9.1. Выбор электрооборудования напряжением до 1 кВ	174
9.1.1. Выбор и проверка комплектных шинопроводов	174
9.1.2. Выбор силовых распределительных пунктов	178
9.1.3. Выбор защитной аппаратуры	179
9.2. Выбор сечений силовых линий	184
9.2.1. Выбор сечений по допустимому нагреву	184
9.2.2. Проверка сечений на соответствие выбранному аппарату защиты	186
9.3. Расчет электрической сети по потере напряжения	193
9.4. Построение карты селективности действия аппаратов защиты	201
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	205
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	208
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	212
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	215
ПРИЛОЖЕНИЕ 4	216
ПРИЛОЖЕНИЕ 5	238
ПРИЛОЖЕНИЕ 6	240
ПРИЛОЖЕНИЕ 7	243
ПРИЛОЖЕНИЕ 8	246
ПРИЛОЖЕНИЕ 9	267
ПРИЛОЖЕНИЕ 10	271
ПРИЛОЖЕНИЕ 11	278
ПРИЛОЖЕНИЕ 12	287

ВВЕДЕНИЕ

Работа над курсовым проектом позволяет студентам систематизировать, расширить и закрепить теоретические знания, получаемые по специальности.

При выполнении курсового проекта студент знакомится с основными приемами проектирования и получает навык применения теоретических знаний при решении конкретных инженерно-технических задач в практике проектирования; развитие творческого мышления и навыков самостоятельной работы; овладение методикой технико-экономических расчетов при проектировании системы электроснабжения промышленного предприятия.

Выполнение курсового проекта следует проводить поэтапно, последовательно решая поставленные задачи. При выполнении курсового проекта важнейшим условием является принятие обоснованных решений, с учетом требований нормативно-технической документации, действующих правил, ГОСТов.

При проектировании следует учесть следующие основные требования, предъявляемые к системам электроснабжения:

1. Система электроснабжения должна быть надежной, т. е. обеспечивать бесперебойность электроснабжения в соответствии с категорией электроприемников;
2. Система электроснабжения должна быть простой, удобной и безопасной в эксплуатации;
3. Система электроснабжения должна быть экономичной, т. е. соответствовать минимуму приведенных затрат на ее сооружение и эксплуатацию.

Перед студентами при выполнении проекта ставится задача: разработать проект системы электроснабжения промышленного предприятия с учетом роста электрических нагрузок, перспективы развития предприятия или изменения и совершенствования технологического процесса. В состав промышленного предприятия входят 13-15 цехов. Исходными данными (см. гл. 1) являются: план завода, с расположением цехов, план цеха с расстановкой технологического оборудования. Номинальные мощности цехов и электроприемников цеха, система электроснабжения которого детально прорабатывается.

ГЛАВА 1

ЗАДАНИЯ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Содержание курсового проекта

Курсовой проект по электроснабжению состоит из двух частей:

- 1) расчетно-пояснительная записка;
- 2) графический материал.

Объем расчетно-пояснительной записки курсового проектирования составляет 50–70 страниц машинописного текста. Расчетно-пояснительная записка курсового проекта должна содержать

Следующие разделы:

1. Краткое описание технологического процесса, характеристику основных приемников электроэнергии цеха по напряжению, роду тока, режиму работы и требованиям, предъявляемым к бесперебойности электроснабжения. Отнесение электроприемников к соответствующей категории должно быть обосновано и определено их процентное содержание.

2. Характер производственной среды влияет на принятие решений по системе электроснабжения цеха и всего предприятия с точки зрения выбора схем и конструктивного выполнения элементов системы электроснабжения и исполнения электрооборудования, поэтому необходимо дать характеристику производственной среды с классификацией помещений по окружающей среде. Следует указать размеры цеха, привести нормируемый уровень освещенности рабочих поверхностей. По данным вопросам рекомендуем использовать [2, 3, 4, 6, 12, 13, 16, 17].

3. Определение расчетных электрических нагрузок по цехам и по заводу в целом.

4. Выбор рационального напряжения внутрицехового, внутризаводского и внешнего электроснабжения.

5. Построение картограммы и определение условного центра электрических нагрузок, зоны рассеяния условного центра электрических нагрузок.

6. Определение месторасположения и выбор схемы главной понижающей подстанции.

7. Выбор количества, мощности и расположения цеховых трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности.

8. Определение числа и мощности трансформаторов главной понижающей подстанции.

9. Выбор схемы электроснабжения завода. В проекте желательно рассмотреть несколько вариантов схем с технико-экономическими обоснованием выбора одного из них.

10. Расчет токов короткого замыкания на напряжении выше 1 кВ.

11. Выбор сечений токоведущих элементов к электрическим аппаратам напряжением выше 1 кВ.

12. Выбор коммутационно-защитной аппаратуры в сети высокого и низкого напряжения.

13. Электрические измерения и учет электроэнергии.

14. Выбор распределительных пунктов в сети ниже 1000В.

15. Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В.

16. Выбор аппаратов защиты и построение карты селективности действия защитных аппаратов.

17. Построение эпюр отклонения напряжения от ГПП до наиболее мощного и удаленного ЭП.

18. Литература.

Графическая часть курсового проекта включает в себя:

1. Генеральный план предприятия с нанесением картограммы электрических нагрузок, расположения ГПП, цеховых ТП, РУ и внутриводской сети высокого напряжения.

2. Однолинейная схема электроснабжения предприятия.

3. План одного из цехов с размещением оборудования и нанесением силовой сети, электроснабжение которого разрабатывается в проекте.

4. Однолинейная схема электроснабжения цеха.

5. Эпюры отклонения напряжения.

6. Карта селективности действия аппаратов защиты.

1.1. Сведения об электрических нагрузках заводов

Сведения об электрических нагрузках
завода коксохимического производства

Задание № 1

№ на ген. плане	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт									
		Номер варианта задания									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Заводуправление	200	110	80	250	350	170	90	120	150	210
2	Угледобготовительный цех	2200	1800	2500	2370	1920	2000	2050	1980	1600	1400
3	Углеобогатительный цех № 1	3100	2850	2700	2000	1900	2400	1680	3050	1800	2700
4	Коксовый цех №1										
	10 кВ	2500	2000	2400	1800	1600	1870	2100	1700	2600	1400
	0,38 кВ	2400	800	1200	1900	1750	2105	1300	900	3000	2100
5	Коксосортировка КЦ-1	500	1200	-	460	900	-	590	1000	-	1100
6	Коксовый цех №2										
	10 кВ	2400	2500	2000	2100	1800	1900	3000	1680	3050	1900
	0,38 кВ	2100	2700	1800	2300	2070	1920	2500	2050	1960	2200
7	Коксосортировка КЦ-2	800	550	1000	450	660	920	450	300	500	1100
8	Цех химулавливания №1										
	10 кВ	2500	3100	2850	2700	2000	1900	2400	3100	2850	2700
	0,38 кВ	-	2420	890	-	1970	1750	2110	-	800	1200
9	Цех химулавливания №2										
	10 кВ	2900	2400	800	1200	1900	750	800	1400	1800	1200
	0,38 кВ	4100	3750	2860	3450	1900	2400	2850	3900	4000	2790
10	Цех ректификации бензола	200	150	230	175	50	165	205	190	180	210
11	Смолоперерабатывающий цех	700	350	450	630	570	810	420	270	325	505
12	Цех фталиевого ангидрида	1300	900	700	1500	600	850	460	970	1100	1250
13	Электроцех	4700	1200	1800	2400	3000	3200	3500	3800	4000	1900
14	Ремонтно-механический	500	350	420	180	600	580	-	460	390	-
15	Углеобогатительный цех № 2	300	450	610	800	190	320	510	670	430	250
16	Кузнечный	800	-	600	350	-	670	370	490	520	460
17	Лаборатория	200	50	150	200	190	250	270	130	80	110
18	Столовая	250	100	150	200	185	170	150	120	135	185
	Длина питающей линии, км	6	3	2	5	10	1,5	4,6	5,7	8	5

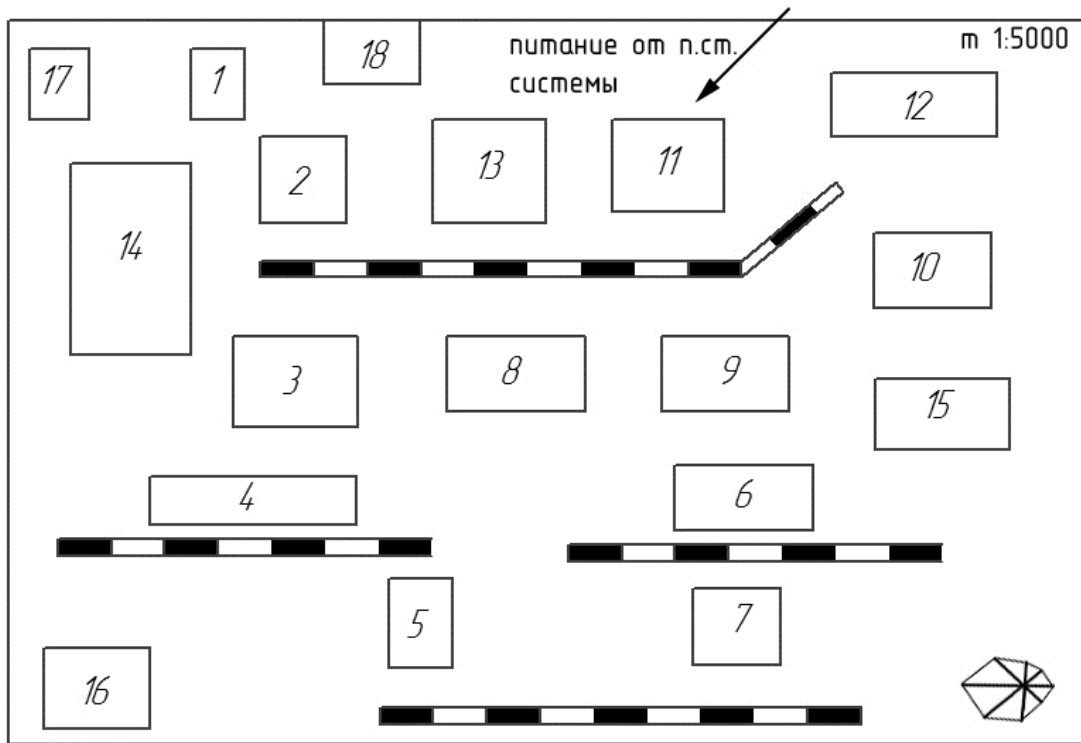


Рис. 1.1. Генплан коксохимического производства

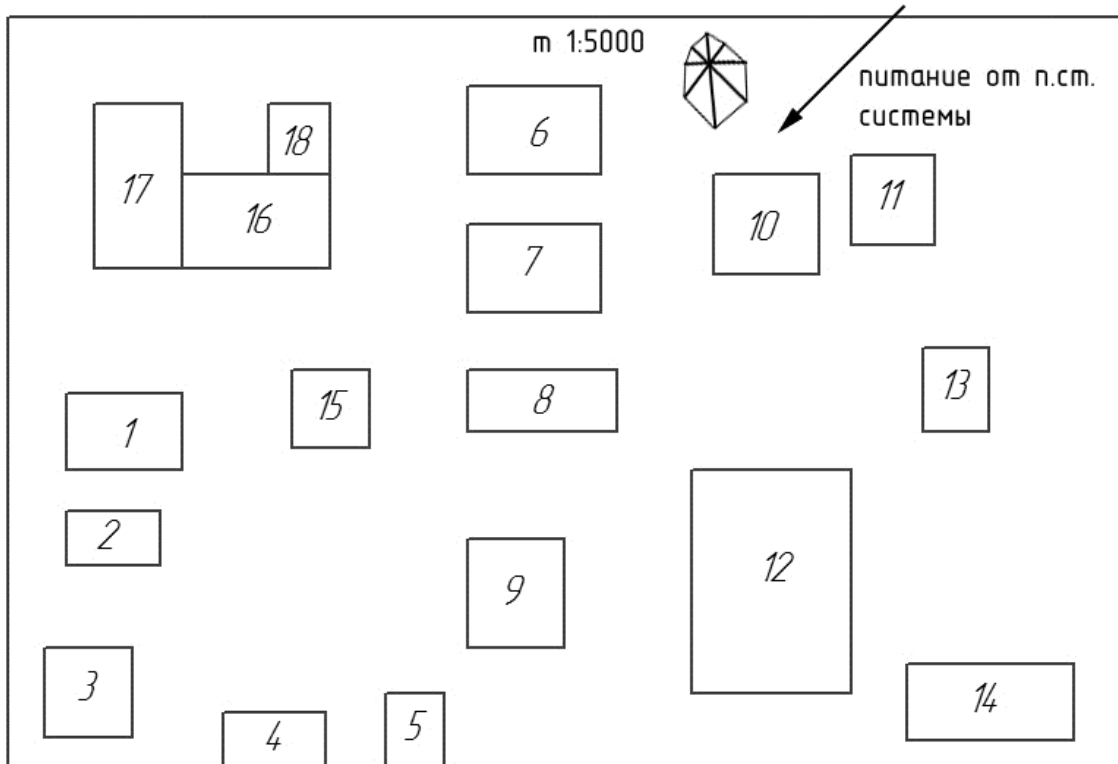


Рис. 1.2. Генплан предприятия нефтяной промышленности

Сведения об электрических нагрузках
предприятия нефтяной промышленности

Задание № 2

№ на ген. плане	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт									
		Номер варианта задания									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Сборочный цех	-	200	350	-	-	250	430	500	270	230
2	Ремонтно-механический цех	300	400	500	460	720	-	-	390	350	320
3	Котельная	150	90	80	70	110	130	85	76	95	110
4	Цех по ремонту оборудования	500	-	720	460	520	620	370	-	410	-
5	Пожарное депо	350	200	250	290	310	190	180	400	420	350
6	Узел учета нефти №1	1500	2100	1800	1900	1350	1650	2050	1750	1680	1450
7	Насосная внешней перекачки										
	6 кВ	4000	2700	2900	3100	3300	3500	3700	3460	380	3250
	0,38 кВ	250	150	190	210	175	160	120	145	168	230
8	Насосная внутренней перекачки										
	6 кВ	1250	1500	1800	1100	1650	1750	1340	1410	1560	1760
	0,38 кВ	215	250	150	190	210	175	160	120	145	168
9	Склад	50	45	20	17	34	26	19	26	34	38
10	Водонасосная										
	6кВ	800	600	750	500	460	750	540	730	810	630
	0,38 кВ	1900	600	1000	1500	800	1200	1600	1700	950	1150
11	Цех печей ПТБ №1, №2	1800	1500	800	750	1600	1200	700	1200	2400	1500
12	Компрессорный цех	600	700	450	620	640	720	830	490	570	460
13	Пункт налива нефти	20	10	15	25	19	30	24	28	35	30
14	Узел учета нефти №2	150	100	120	80	90	95	110	125	130	140
15	Кузнечный цех	250	190	-	150	200	180	160	240	-	205
16	Заводоуправление	150	215	250	150	190	210	175	160	215	250
17	Отдел ТБ, ПБ и ОТ	60	50	45	20	17	34	26	19	26	34
18	ЦДУ (Центрально- диспетчерское управление)	40	150	90	80	70	110	130	85	76	95
	Длина питающей линии, км	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Сведения об электрических нагрузках
мясокомбината

Задание № 3

№ на ген. плане	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт									
		Номер варианта задания									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Административное помещение	90	120	150	175	125	140	135	160	178	165
2	Цех полуфабрикатов	-	1200	1600	1350	900	-	1500	-	1000	-
3	Консервный цех	270	350	320	180	240	260	280	290	300	190
4	Холодильник	250	270	350	240	260	180	220	160	170	205
5	Насосная										
	10 кВ	1600	1500	1100	2100	1900	1850	1760	1430	1200	1590
	0,38 кВ	200	180	190	145	165	150	139	180	210	195
6	Электролитный жестяно-баночный	250	320	450	400	300	270	190	220	185	205
7	РМЦ	450	-	420	270	280	290	320	310	305	490
8	Компрессорная										
	10 кВ	1800	1500	2100	1800	1900	1350	1650	2050	1750	1680
	0,38 кВ	180	215	250	150	190	210	175	160	215	250
9	Здание загона скота	30	48	45	20	17	34	26	19	26	34
10	Здание предубойного содержания скота	50	60	50	45	20	17	34	32	29	57
11	Холодильник	300	200	150	230	175	50	165	205	190	200
12	Колбасный цех	1800	2200	1700	2500	2370	1920	2000	2050	1980	1600
13	Гараж	120	200	150	230	175	50	165	205	190	180
14	Склад	400	430	720	460	520	620	370	3790	410	480
15	Деревообрабатывающий	240	150	-	-	70	110	-	85	76	95
16	Котельная	1000	250	430	800	750	600	350	420	1600	1350
17	Здание санбойни	180	100	150	200	185	170	150	120	135	185
18	Зоопарк	1100	800	750	600	350	420	670	370	490	520
19	Овощехранилище	180	160	200	350	420	180	250	430	500	270
20	Электроцех	460	550	1000	450	-	920	450	300	-	1100
	Длина питающей линии, км	3	2,7	4,3	5	6,1	7,5	4,8	3,9	12	15

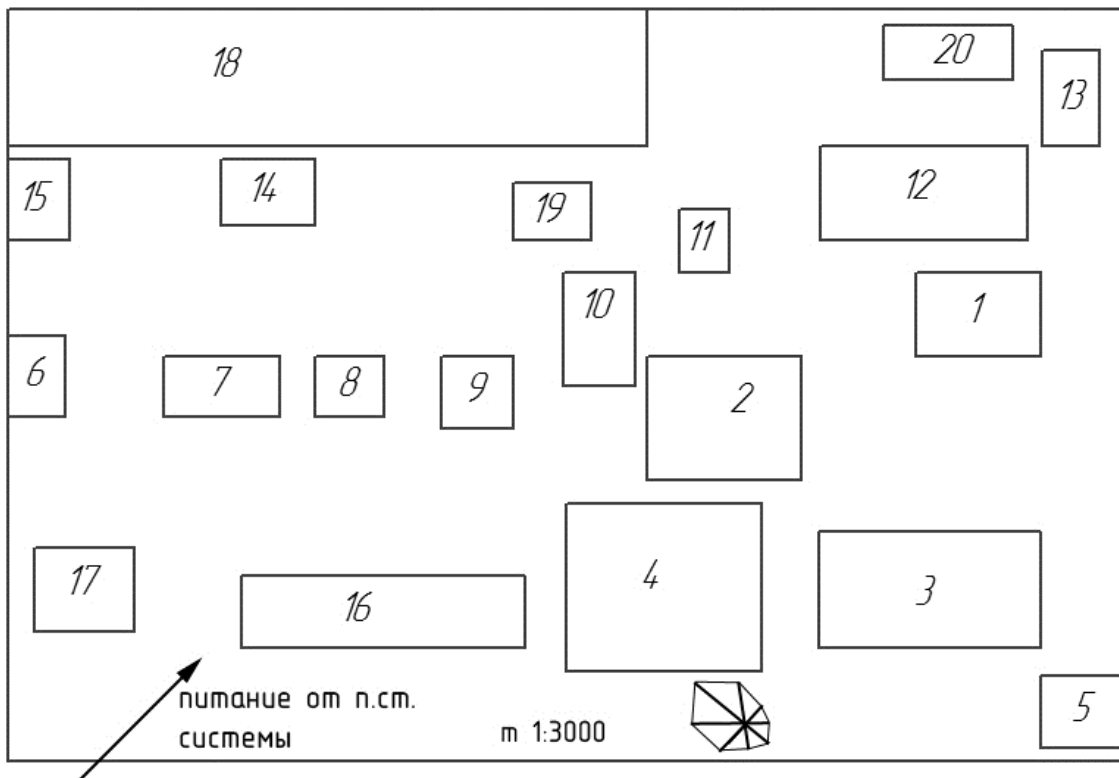


Рис. 1.3. Генплан мясокомбината

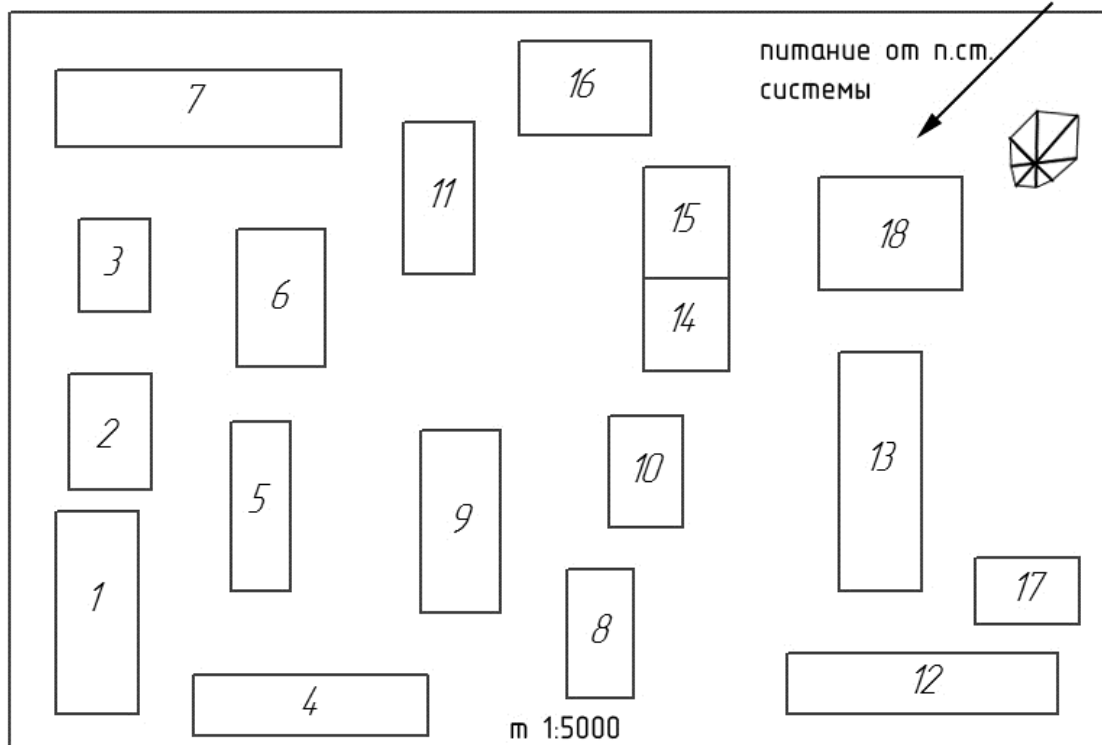


Рис. 1.4. Генплан завода железобетонных изделий

Сведения об электрических нагрузках
завода железобетонных изделий

Задание № 4

№ на ген. плане	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт									
		Номер варианта задания									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Административное помеще- ние	90	120	150	175	125	140	135	160	178	165
2	Столовая	1100	1200	1600	1350	900	1400	1500	1550	1000	1100
3	Известегасительный цех	780	900	800	860	500	560	880	790	700	460
4	Электроцех	800	-	400	-	500	900	450	830	1100	600
5	Склад заполнителей	1000	700	590	750	690	900	850	930	660	880
6	Завод изделий из ячеистых бетонов	1600	1500	1100	2100	1900	1850	1760	1430	1200	1590
7	Склад металла и готовой продукции	200	180	190	145	165	150	139	180	210	195
8	Компрессорная										
	10 кВ	1800	2200	1700	2500	2370	1920	2000	2050	1980	1600
	0,38 кВ	250	270	350	240	260	180	220	160	170	205
9	Склад цемента с разгру- зочным устройством	380	280	400	420	250	300	350	410	300	200
10	Бетонорастворный цех	600	900	290	800	380	700	590	290	660	900
11	Ремонтно-механический цех	800	900	480	700	920	950	560	-	-	850
12	Склад готовой продукции завода	150	200	220	170	160	210	150	90	130	120
13	Кузнечный	-	250	200	230	190	-	300	240	200	160
14	Склад	90	120	150	175	125	140	135	160	178	165
15	Арматурный цех	380	280	-	420	-	300	-	410	300	-
16	Насосная перекачки сточ- ных вод	1500	1100	1000	1200	1000	1300	800	700	900	1000
17	Насосная водопровода	800	900	480	700	920	950	560	600	800	850
18	Котельная	150	200	220	170	160	210	150	90	130	120
	Длина питающей линии, км	6	3	2	5	10	1,5	4,6	5,7	8	5

Сведения об электрических нагрузках
завода сельскохозяйственного машиностроения

Задание № 5

№ на ген. плане	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт									
		Номер варианта задания									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Механический	1435	600	450	500	400	800	300	200	450	-
2	Ремонтно-механический	700	400	300	250	350	500	450	370	430	560
3	Литейный	3760	3600	-	-	3200	2500	1400	1000	1700	820
4	Сборочный	480	400	500	700	-	390	420	-	690	990
5	Агрегатный	204	200	300	150	250	440	400	520	210	340
6	Модельно-столярный	260	160	200	350	420	180	250	430	500	270
7	Гидроцилиндров	900	890	800	390	700	650	690	700	950	850
8	Экспериментальный	159	300	120	140	350	520	400	220	180	440
9	Электроцех	-	500	360	250	450	510	400	480	510	520
10	Инструментальный	516	-	800	790	580	620	-	480	900	700
11	Кузнечный	480	280	290	360	450	-	470	510	-	690
12	Заготовительный	708	900	600	390	490	250	280	680	590	800
13	Компрессорная										
	10кВ	650	460	550	1000	450	660	920	450	300	500
	0,38 кВ	40	100	97	112	125	85	118	90	80	60
14	Заводоуправление	156	100	97	112	125	85	118	90	80	80
15	Инженерный	230	160	200	350	420	180	250	430	500	270
16	Котельная	660	800	750	600	350	420	670	370	490	520
17	Склад	50	60	73	80	55	65	70	45	40	90
18	Лаборатория	250	150	200	220	170	160	210	150	90	130
19	Столовая	300	250	300	320	240	280	260	270	190	340
	Длина питающей линии, км	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

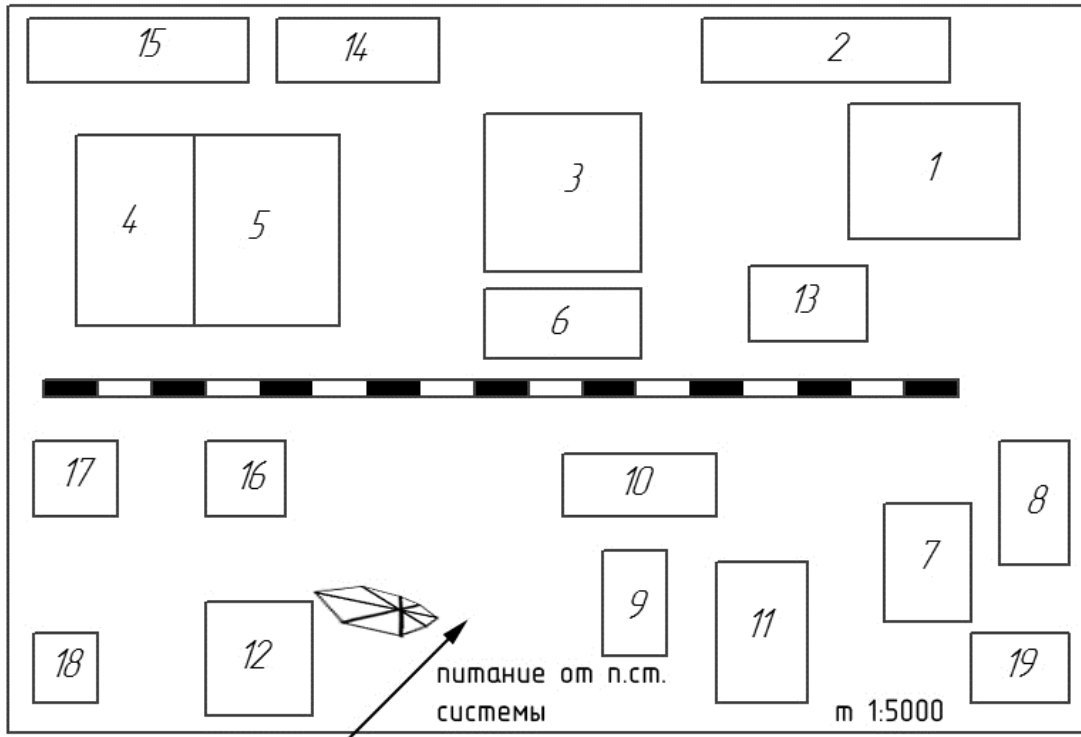


Рис. 1. 5. Генплан завода сельскохозяйственного машиностроения

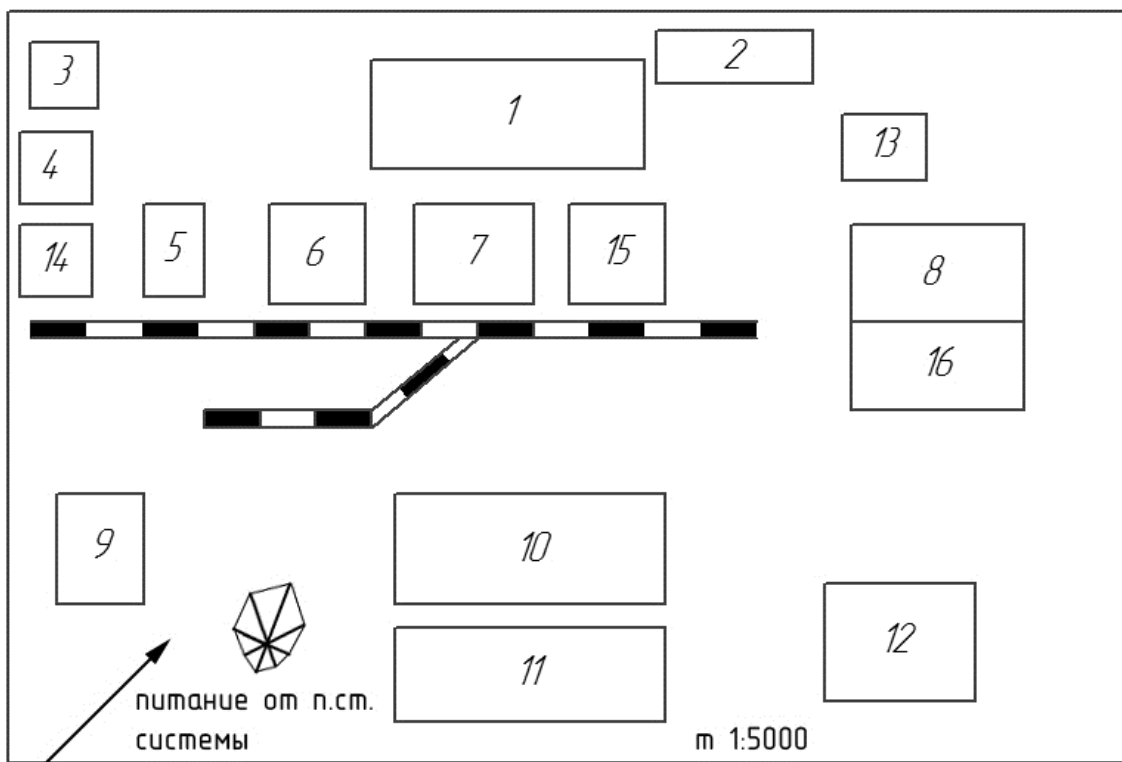


Рис. 1.6. Завод по производству минеральной воды и безалкогольных напитков

Сведения об электрических нагрузках
завода по производству минеральной воды и безалкогольных напитков

Задание № 6

№ на ген. плане	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт									
		Номер варианта задания									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Главный корпус	8500	7500	6800	4000	3500	1900	2400	5800	7200	6000
2	Административное здание	650	350	450	250	600	550	300	500	390	480
3	Склад запчастей с быто- выми помещениями	250	100	150	120	200	90	130	110	140	95
4	Производственное здание	1250	850	700	660	600	900	1000	800	770	930
5	Склад прирельсовый	690	630	700	1200	1000	1100	800	750	600	1200
6	Деревообрабатывающий	-	400	300	-	200	500	550	-	430	380
7	Ремонтно-механический цех	850	700	660	600	-	-	-	770	930	-
8	Склад тары	600	500	400	700	520	450	610	570	520	480
9	Металлический склад	354	200	250	400	300	200	360	500	400	500
10	Цех по переработке расти- тельного сырья	3060	1250	2300	2720	3240	1580	1960	2470	3190	3340
11	Корпус розлива питьевой воды	3650	2800	1900	1550	2400	3000	2700	1600	2750	1680
12	Теплая стоянка автотранспорта	930	630	700	1200	1000	1100	800	750	600	1200
13	Компрессорная										
	10кВ	1000	500	550	400	700	600	650	450	750	920
	0,38 кВ	240	100	58	85	83	75	120	110	93	80
14	Цех по производству диок- сида углерода	280	250	300	320	240	280	260	270	190	340
15	Кузнечный	300	-	-	200	230	190	160	300	-	200
16	Подъездные ЖД пути	1800	1400	1500	700	990	1390	2420	720	1690	1200
	Длина питающей линии, км	6	3	2	5	10	1,5	4,6	5,7	8	5

Сведения об электрических нагрузках
текстильного комбината

Задание № 7

№ на ген. плане	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт									
		Номер варианта задания									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Прядильный	900	890	800	390	700	650	690	700	950	850
2	Красильный	400	500	700	590	390	420	720	690	990	350
3	Ткацкий цех	700	900	600	390	490	250	280	680	590	800
4	Электроцех	400	300	250	-	500	450	370	430	-	350
5	Литейный										
	10 кВ	900	890	800	390	700	650	690	700	950	850
	0,38 кВ	-	270	-	460	-	200	360	-	400	-
6	Котельная	880	290	400	390	400	500	360	950	800	700
7	Механический	400	-	700	590	390	-	-	690	990	350
8	Швейная фабрика	1500	900	600	390	490	1250	980	680	590	800
9	Столярный	800	900	480	700	920	950	560	600	800	850
10	Заводоуправление	250	300	320	240	280	260	270	190	340	380
11	Гараж	180	250	200	230	190	160	300	240	200	160
12	Склад готовых изделий	100	60	54	65	33	70	40	55	30	35
13	Насосная										
	10 кВ (АД)	1200	1600	2200	2400	3100	3050	1500	1200	1400	840
	0,38 кВ	1180	1400	1600	2100	1500	2500	2700	1000	2400	2000
	Длина питающей линии, км	8	7	5,5	12	14	15	3	6	4,3	11

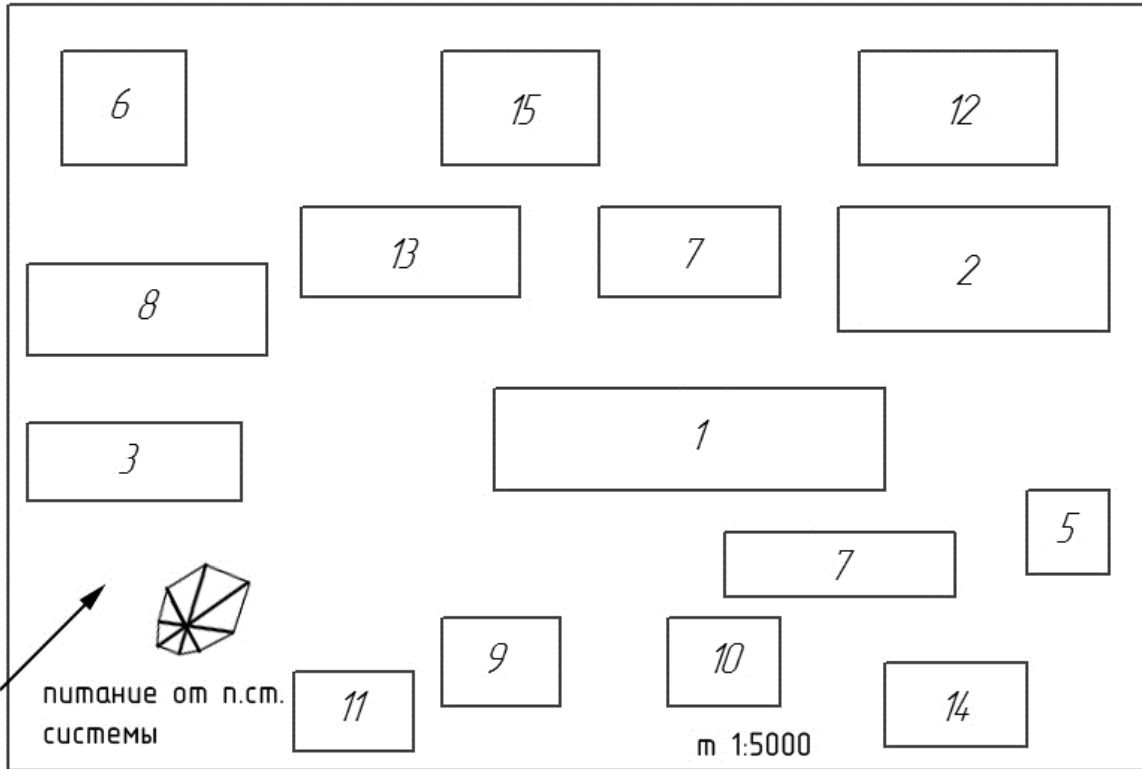


Рис. 1.7. Генплан текстильного комбината

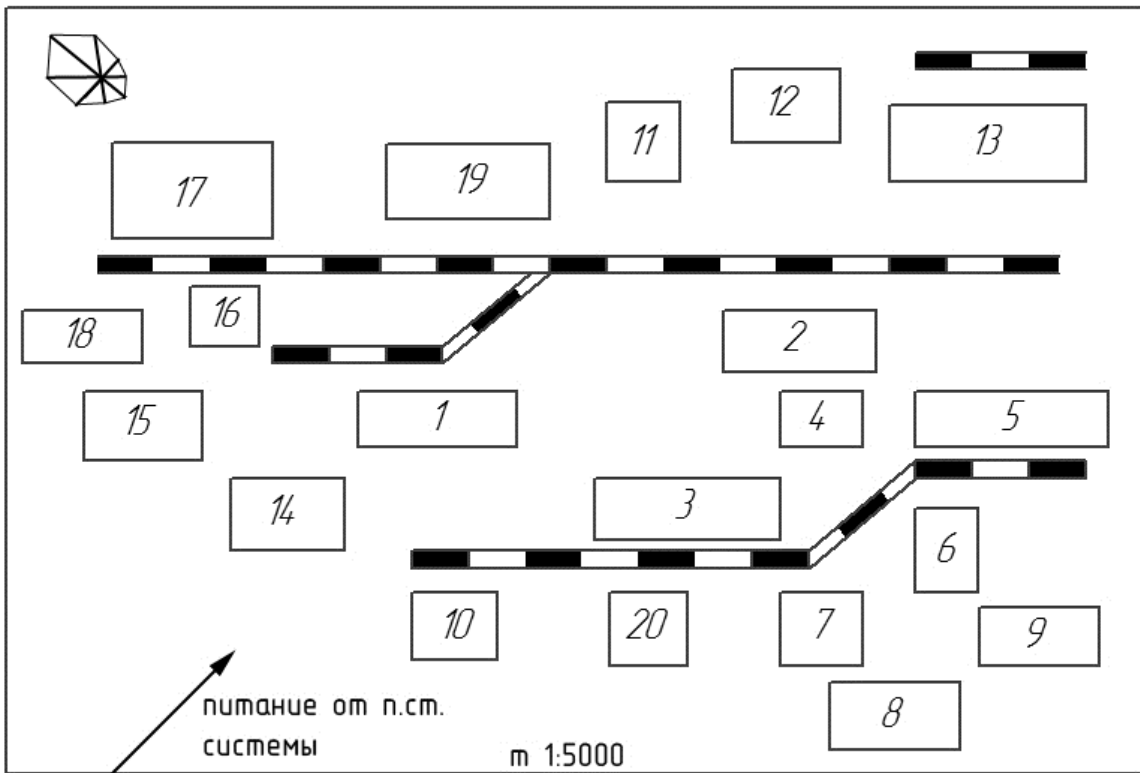


Рис. 1.8. Генплан домостроительной компании

Сведения об электрических нагрузках
домостроительной компании

Задание № 8

№ на ген. плане	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт									
		Номер варианта задания									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Администрация завода	400	300	320	240	280	260	270	190	350	150
2	Арматурный цех	1600	-	1700	-	1390	-	1720	690	-	2350
3	Площадка для открытых работ	450	500	700	590	490	250	300	240	200	300
4	Закрытое помещение для сварщиков	800	860	400	520	640	350	210	340	860	400
5	Механический	300	700	900	600	400	500	1000	-	800	-
6	Опалубочный цех	500	370	270	200	300	390	200	280	250	400
7	Кузница	1200	1400	500	700	590	1390	420	720	1690	990
8	Асфальтобетонный цех	1500	1850	700	1660	1200	900	1300	800	770	930
9	Битумный склад	150	200	230	250	180	160	170	210	280	320
10	Котельная	900	200	800	600	500	820	360	190	280	560
11	Электроцех	500	120	110	120	140	130	-	137	145	135
12	Полигон №2	250	100	97	112	125	85	118	90	80	80
13	Полигон №3	350	500	530	470	450	510	400	480	510	520
14	Компрессорная:										
	10кВ (2хСД)	600	900	890	800	390	700	650	690	700	950
	0,38кВ	400	360	200	250	280	290	390	300	200	270
15	Дробильный цех №1	1200	800	700	760	850	690	800	900	960	900
16	Инструментальный	-	490	-	340	-	650	520	330	300	750
17	Дробильный цех №2	950	850	780	900	680	840	800	960	750	700
18	Известняковый цех	650	500	700	490	900	800	960	790	500	780
19	Цех перегоронок	700	700	900	600	390	490	250	280	680	590
20	Контора реализации	250	100	97	112	125	85	118	90	80	80
	Длина питающей линии, км	5,3	4,7	5,9	6	7	9	10	15	13	4

Сведения об электрических нагрузках
химического комбината

Задание № 9

№ на ген. плане	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт									
		Номер варианта задания									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Литьевой цех	2760	1600	3500	4700	2900	-	1550	2200	3150	3490
2	Прессовый цех	5300	4500	3400	2700	2520	3100	3610	4050	3520	2480
3	Литьевой цех	1350	1800	1700	1600	590	750	1200	-	900	1350
4	Цех поллимитов	1860	630	1700	1200	1000	1600	800	1450	1400	1560
5	Цех сополимеров	1760	600	1500	2400	1300	1450	2070	2650	1750	1620
6	Цех смол	1230	900	890	800	390	700	650	690	700	950
7	Цех пылеулавливания	1410	-	-	1200	-	1100	800	750	-	1200
8	Станция нейтрализации	1580	800	700	400	1000	500	900	450	830	1100
9	Пресс порошки и текстолиты	2900	1180	1400	1600	2100	1500	2500	2700	1000	2400
10	Цех текстолитов	1300	1180	1400	1600	2100	1500	2500	2700	1000	2400
11	Цех формалина	2750	1400	2000	4050	1000	3100	2500	1400	810	1840
12	Инструментальный цех	280	50	20	60	70	55	47	45	30	-
13	Электроцех	-	600	500	-	900	400	550	730	650	490
14	Ремонтный цех	1720	500	1400	700	920	450	1610	570	600	480
15	Заводоуправление	170	320	250	480	150	120	140	180	210	150
16	Склады(1-5)	500	300	120	140	350	520	400	720	180	440
17	Строительный цех	250	320	250	480	150	120	140	180	210	150
18	Мойка тары	130	200	220	180	190	210	200	300	350	150
19	Склад готовой продукции	840	860	400	520	640	350	210	340	500	420
20	Столовая	120	300	120	140	350	220	100	2220	180	300
Длина питающей линии, км		6	13	22	5	10	11,5	14,6	7	8	15

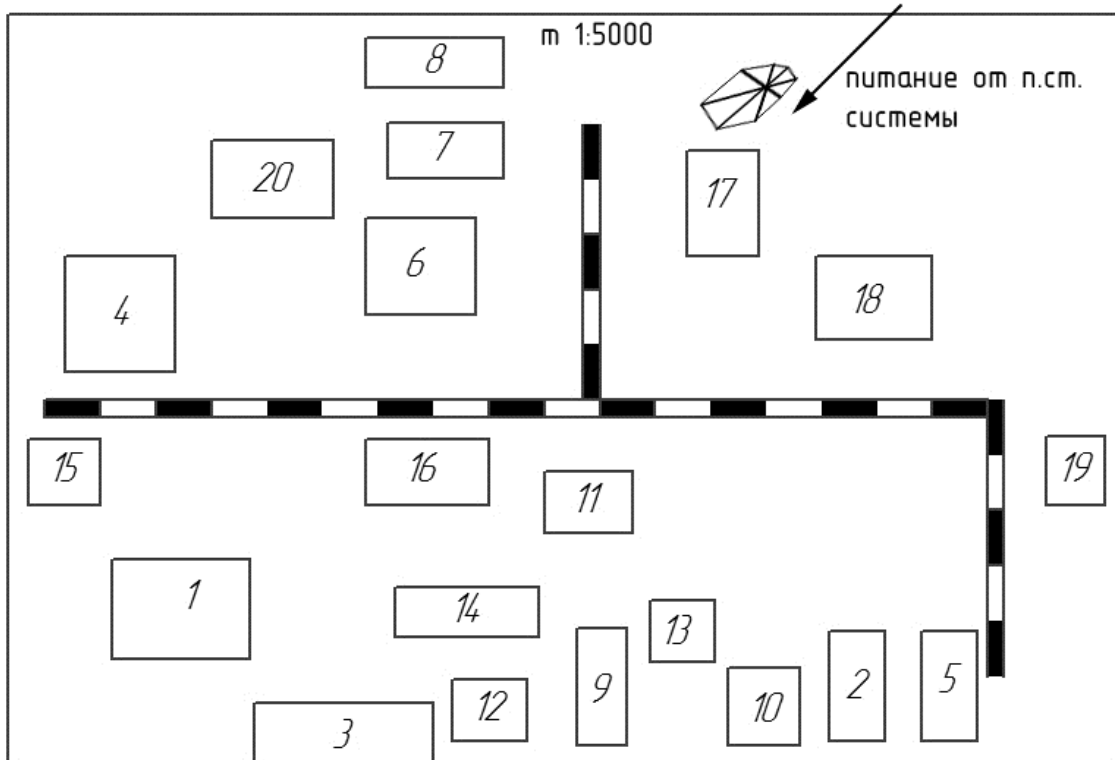


Рис. 1.9. Генплан химического комбината

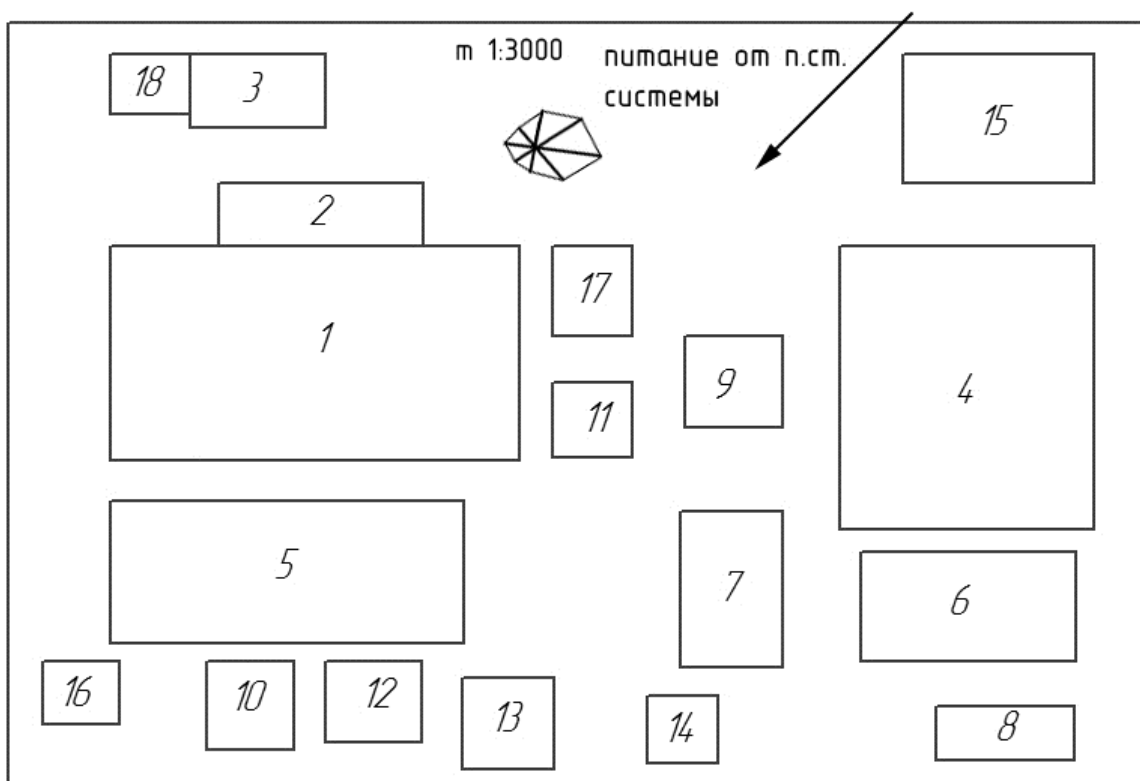


Рис. 1.10. Генплан механического завода

Сведения об электрических нагрузках
механического завода

Задание № 10

№ на ген. плане	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт									
		Номер варианта задания									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Сборочный цех	-	-	780	-	-	840	800	960	750	700
2	Бытовые помещения	660	600	700	720	580	500	480	800	820	680
3	Заводоуправление	500	800	600	660	580	630	700	900	780	580
4	Механический цех	660	600	-	720	580	-	480	800	820	680
5	Опытно- экспериментальный цех	1000	1100	1500	1000	1200	1300	800	1400	1000	1200
6	Цех сварки биметаллов	2200	1100	3400	1440	3800	2700	1300	2320	5850	4600
7	Цех новых материалов	1900	800	2600	1000	3700	1680	2850	980	1750	1100
8	Блок складов	660	600	700	720	580	500	480	800	820	680
9	Открытый склад	60	75	50	90	105	75	100	75	105	110
10	Автокомпрессорная стан- ция										
	10кВ (СД)	2500	2800	1700	1400	2100	2000	1800	1900	1740	1600
	0,38кВ	800	900	500	700	600	860	700	860	260	550
11	Штамповочный	660	600	700	720	580	500	480	800	-	-
12	Очистные сооружения	2500	2800	1700	1400	2100	2000	1800	1900	1740	1600
13	Насосная ст. обратного водоснабжения	250	300	220	200	190	180	260	310	170	160
14	Станция противопожар- ного водоснабжения	500	450	480	440	290	550	470	400	600	370
15	РМЦ	500	280	440	750	300	240	-	-	600	200
16	Градирня №1	500	290	900	730	440	600	400	390	380	700
17	Градирня №2	910	850	780	900	680	840	800	960	750	700
18	Столовая	100	150	200	100	110	150	170	110	170	300
	Длина питающей линии, км	12	13	14	15	20	16	17	18	9	10

Сведения об электрических нагрузках
завода химических препаратов

Задание № 11

№ на ген. плане	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт									
		Номер варианта задания									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Прядильно – отделочный	7060	6075	5550	4090	3105	2075	3500	6500	1050	2700
2	Химический цех №1	3660	4600	5700	6720	7580	8500	3080	2800	1820	5000
3	Химический цех №2	630	700	900	780	580	850	900	680	840	800
4	Кислотная станция	2660	1600	1900	3720	3080	3500	2480	2800	3820	1380
5	Корпус вакуумной вы- парки	1000	2100	1500	3000	1800	1300	800	1400	2500	1200
6	Цех регенерации серо- углерода	2200	1100	3400	1440	3800	2700	1300	2320	5850	4600
7	Холодильно – компрес- сорный цех	1900	800	2600	1000	3700	1680	2850	980	1750	1100
8	Насосная	660	600	700	720	580	500	480	800	820	680
	10кВ (СД)	2200	1100	3400	1440	3800	2700	1300	2320	5850	4600
	0,38кВ	1500	2100	2500	1100	1400	2000	1200	1400	920	2100
9	Отделение фильтров	1200	1400	900	1200	1900	1200	1500	1700	1700	840
10	Штамповочный	800	900	480	-	-	950	-	860	260	550
11	Заводоуправление	660	600	700	420	580	500	480	800	820	380
12	Гараж	100	150	200	100	110	150	170	110	170	300
13	Инструментальный	250	300	220	200	190	180	260	-	-	160
14	Цех отчистки вентиляци- онного воздуха от серо- углерода										
	10кВ	4200	6600	6200	4000	2100	1400	5000	5200	4000	5100
	0,38кВ	500	290	900	730	440	600	400	390	380	700
15	Фильтровальная станция	500	450	480	440	290	550	470	400	600	370
16	Водооборотная станция										
	10кВ	2500	2800	1700	1400	2100	2000	1800	1900	1740	1600
	0,38кВ	1200	1600	2200	2400	3100	3050	1500	1200	1400	840
17	Ремонтно-механический	-	450	-	440	290	-	470	400	600	370
18	Насосная 10 кВ	6400	7000	5050	9000	7100	6500	5400	8100	8400	6200
19	Электроцех	600	-	400	700	250	1100	300	500	1000	-
	Длина питающей линии, км	12	13	14	15	20	16	17	18	9	10

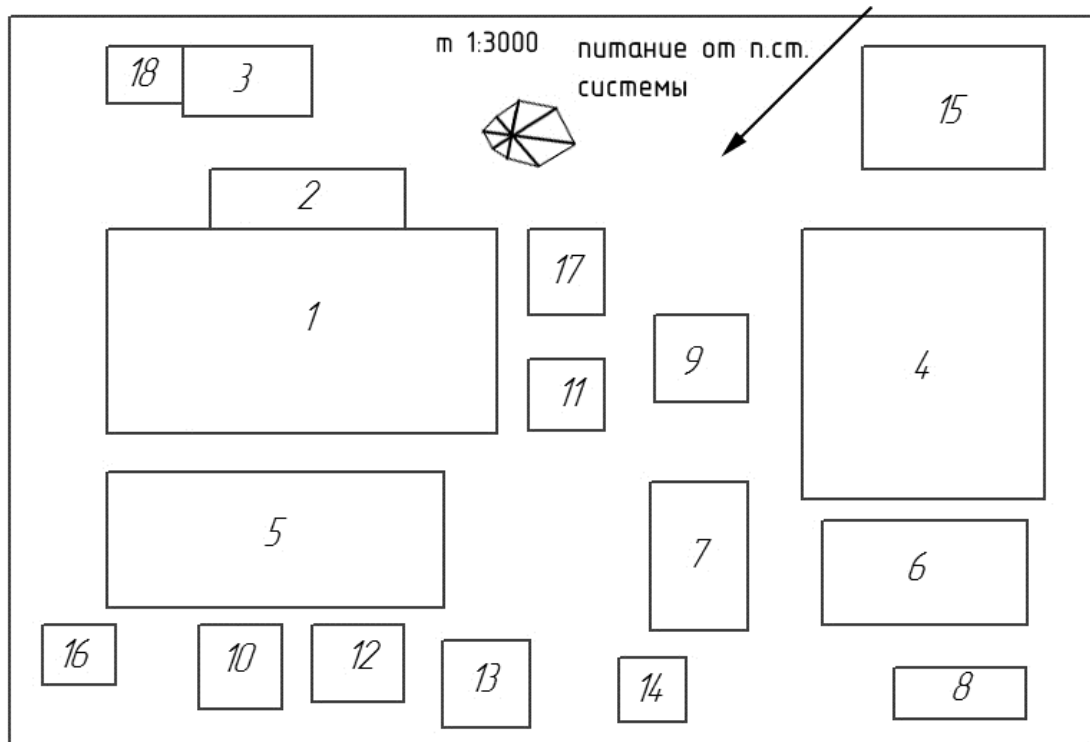


Рис. 1.11. Генплан завода химических препаратов

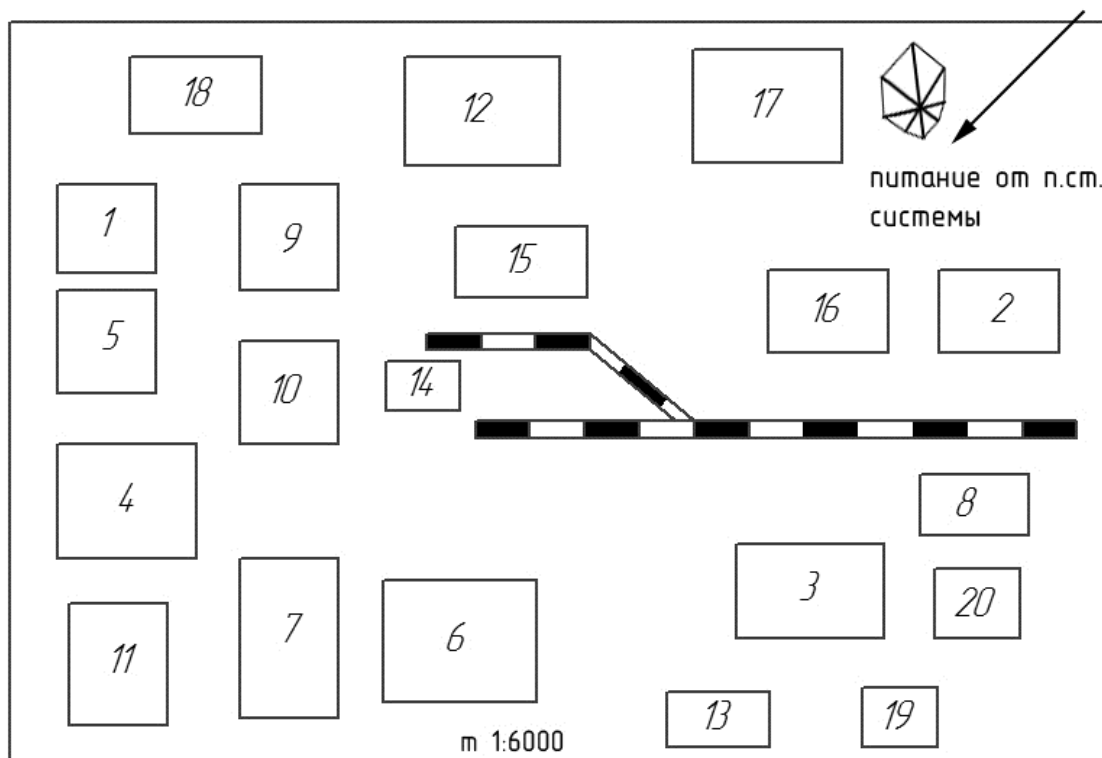


Рис. 1.12. Генплан предприятия по производству кабельной продукции

Сведения об электрических нагрузках
предприятия по производству кабельной продукции

Задание № 12

№ на ген. плане	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт									
		Номер варианта задания									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Волоочильный цех	3500	1600	2500	4200	2900	1400	1950	2200	3150	2700
2	Склад каучука	80	50	20	60	70	55	47	45	30	43
3	Цех телефонных кабелей	1200	1800	1700	1600	-	-	-	1390	920	-
4	Резиносмесительный цех										
	10кВ (СД)	1260	600	1500	2400	1300	1450	2070	2650	1750	1620
	0,38кВ	2500	2630	1700	1200	1000	1600	800	1450	1400	1560
5	Цех силовых и контрольных кабелей	2800	3500	2400	2700	2920	3100	3610	4050	3520	1480
6	Цех по производству шахтных, экскаваторных кабелей	2900	4500	3400	2700	2520	3100	3610	4050	3520	2480
7	Тарный цех	300	200	220	180	190	210	200	300	350	150
8	Транспортно-складской цех	700	860	400	520	640	350	210	340	500	420
9	Ремонтно-строительный цех	100	40	40	40	60	40	80	40	80	80
10	Штампорочный	1060	1600	-	1250	2900	1400	1550	2200	-	1490
11	Электроцех	550	600	500	700	900	400	550	-	650	490
12	Котельная	2900	1400	2000	4050	1000	3100	2500	1400	810	1840
13	Заводоуправление	325	320	250	480	150	120	140	180	210	150
14	Гараж	375	300	120	140	350	520	400	720	180	440
15	Склад	65	320	250	480	150	120	140	180	210	150
16	Склад сажи	45	60	30	40	50	70	30	40	60	45
17	Механический	600	-	300	-	270	280	420	330	370	410
18	Кузнечный	-	300	120	140	350	220	100	2220	180	300
19	Столовая	300	150	120	170	240	170	150	230	250	400
20	Лаборатория	400	150	200	220	170	160	210	150	90	130
	Длина питающей линии, км	10	15	14	13,5	20	21	22	8	9	17

Сведения об электрических нагрузках
котельного завода

Задание № 13

№ на ген. плане	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт									
		Номер варианта задания									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Склад ГСМ	320	250	480	150	120	140	180	210	150	450
2	Склад вспомогательный	80	50	20	60	70	55	47	45	30	43
3	Склад тарного хранения	20	30	10	40	20	50	40	30	20	15
4	Автотранспортный цех	100	150	200	100	110	150	170	110	170	300
5	Склад цемента	120	60	150	240	130	140	200	260	170	160
6	Сборочный цех	200	230	170	120	1000	1600	-	1450	140	-
7	Инженерно - лабораторный корпус	280	350	240	270	290	310	360	405	320	180
8	Заводоуправление	290	450	340	270	252	310	360	405	350	240
9	Корпус административно-бытовой	300	200	220	180	190	210	200	300	350	150
10	Комбинат общественного питания	270	186	400	320	240	350	210	340	500	420
11	Овощехранилище	100	40	40	40	60	40	80	40	80	80
12	Склад арматуры	325	320	250	480	150	120	140	180	210	150
13	Кислородная станция	550	600	500	700	900	400	550	490	650	490
14	Градирня	150	120	170	240	170	150	230	250	400	270
15	Станция газификации	660	600	700	720	580	500	480	800	820	680
16	Корпус тарный	375	300	120	140	350	520	400	720	180	440
17	Инструментальный	65	320	-	480	150	-	140	180	210	150
18	Склад тарного хранения 2	45	60	30	40	50	70	30	40	60	45
19	Ремонтно-механический	600	-	300	-	270	280	420	330	370	410
20	Литейный цех	2900	1400	2000	4050	-	3100	2500	-	-	1840
21	Склад мазута	300	150	120	170	240	170	150	230	250	400
22	Испытательная станция	400	150	200	220	170	160	210	150	90	130
23	Склад готовой продукции	150	270	110	170	300	150	250	480	150	120
24	Кузнечный цех	-	120	140	350	520	400	720	180	440	280
Длина питающей линии, км		10	15	14	13,5	20	21	22	8	9	17

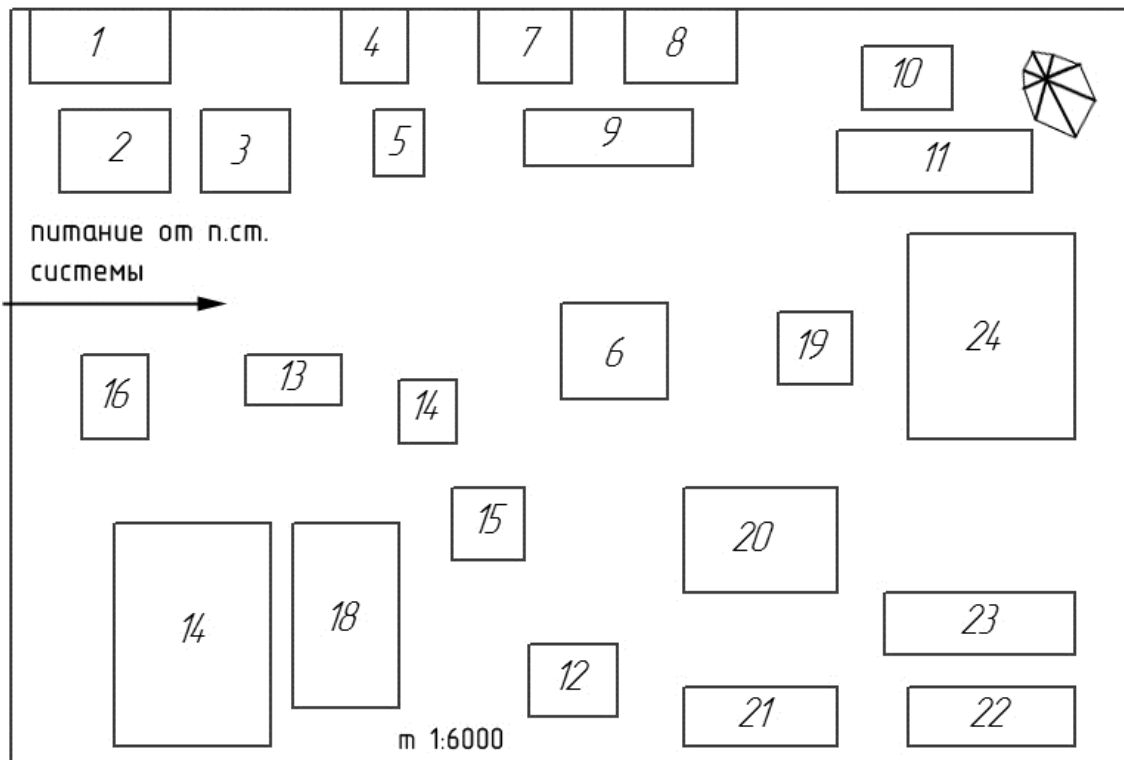


Рис. 1.13. Генплан котельного завода

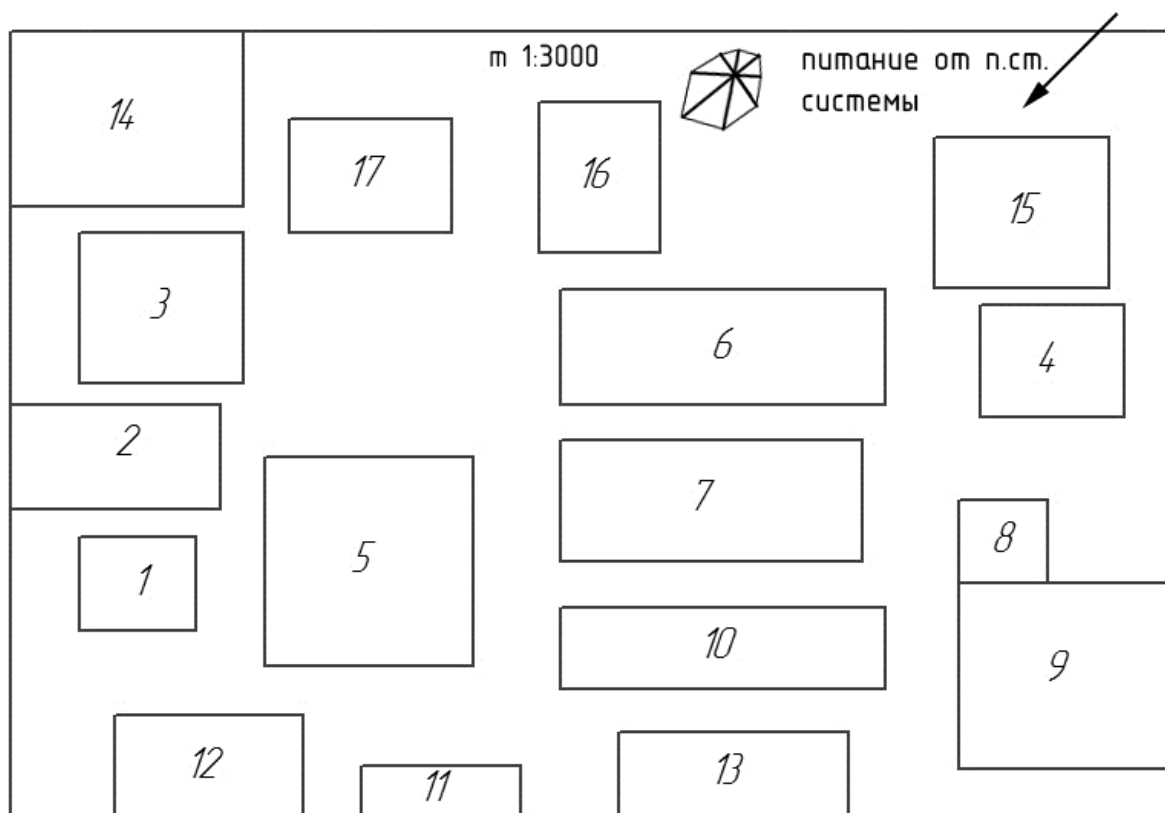


Рис. 1.14. Генплан инструментального завода

Сведения об электрических нагрузках
инструментального завода

Задание № 14

№ на ген. плане	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт									
		Номер варианта задания									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Электроцех	910	850	780	900	680	840	800	960	750	700
2	Инструментальный цех	660	600	700	720	580	500	480	800	820	680
3	Цех термообработки	1500	1800	1600	960	1380	1030	1400	900	780	1200
4	Цех нестандартного обо- рудования	260	280	320	400	200	620	470	300	440	420
5	Токарно-автоматный цех	1200	1000	1400	440	800	700	1300	1320	850	600
6	Сборочный цех	-	600	380	280	620	400	450	570	-	350
7	Штамповочный цех	900	-	600	550	700	680	850	980	750	-
8	Компрессорная:										
	10кВ (СД)	2600	300	1500	3400	4000	3660	4300	5000	2200	3500
	0,38кВ	500	280	440	750	300	240	580	440	600	200
11	Гальванический цех	1300	2580	2000	1600	3220	3000	4500	1920	2700	3510
12	Механический цех	800	900	-	700	600	860	700	-	1260	1550
13	Заводоуправление	60	75	50	90	105	75	100	75	105	110
14	Столовая - бытовая	2500	2800	1700	1400	2100	2000	1800	1900	1740	1600
15	Инструментальный	250	300	220	-	190	-	260	310	170	160
16	Кузнечно-прессовый цех	500	450	480	440	290	550	470	400	600	370
17	Склады	80	70	76	85	60	80	90	96	100	50
18	Тарный цех	500	290	700	430	340	600	400	390	380	700
19	Литейный цех										
20	дуговые печи 5 т.× 2 шт.	см. по каталогу									
21	0,38 кВ	2500	1800	1600	2660	-	1630	-	900	1780	2580
	Длина питающей линии, км	10	15	14	13,5	20	21	22	8	9	17

Сведения об электрических нагрузках
машиностроительного завода

Задание № 15

№ на ген. плане	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт									
		Номер варианта задания									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Кузнечный	1180	1400	1600	2100	-	-	2700	1000	2400	2000
2	Механосборочный цех	1200	1600	2200	2400	3100	3050	1500	1200	1400	840
3	Литейный цех	6500	-	8100	-	6200	6400	7000	-	9000	7100
4	Металлопрокатный цех	1300	1200	1700	1600	2500	1500	1650	1200	1100	900
5	Инструментальный цех	-	400	-	640	350	210	340	500	-	180
6	Заводоуправление	320	250	480	150	120	140	180	210	150	450
7	Цех упаковки	200	300	150	250	440	400	520	210	340	230
8	Сварочный цех	1500	2100	2500	1100	1400	2000	1200	1400	920	2100
9	Термический цех	6400	7000	5050	9000	7100	6500	5400	8100	8400	6200
10	Механический цех	1600	2200	1400	1100	3100	1250	-	750	1400	-
11	Автотранспортный цех	300	120	140	350	520	400	720	180	440	280
12	Инженерный корпус	3600	3000	2200	3200	2500	1400	1000	1700	820	750
13	Котельная	520	400	670	900	500	700	1000	800	600	950
14	Компрессорная:										
	10кВ (СД)	2400	1200	1400	1700	1500	2100	3200	1100	2200	2000
	0,38кВ	20	40	70	80	45	34	25	47	96	100
15	Насосная обратного водоснабжения	1200	1400	900	1200	1900	1200	1500	1700	1700	840
16	Насосно-фильтровальная станция	200	800	600	500	820	360	190	280	560	700
17	Насосная производственного водоснабжения	150	200	220	170	160	210	150	90	130	120
18	Градирная	180	250	200	230	190	160	300	240	200	160
19	Станция очистки масел	100	60	54	65	33	70	40	55	30	35
20	Склад химикатов	160	120	180	140	100	90	150	130	80	110
21	Склад ГСМ и ЛВЖ	120	110	120	140	130	125	137	145	135	115
22	Склад готовой продукции	100	97	112	125	85	118	90	80	80	85
23	Блок складов	50	20	60	70	55	47	45	30	43	62
24	Столовая	200	300	150	250	440	400	520	210	340	230
	Длина питающей линии, км	10	13	15	16	3	5	7	9	10,4	13

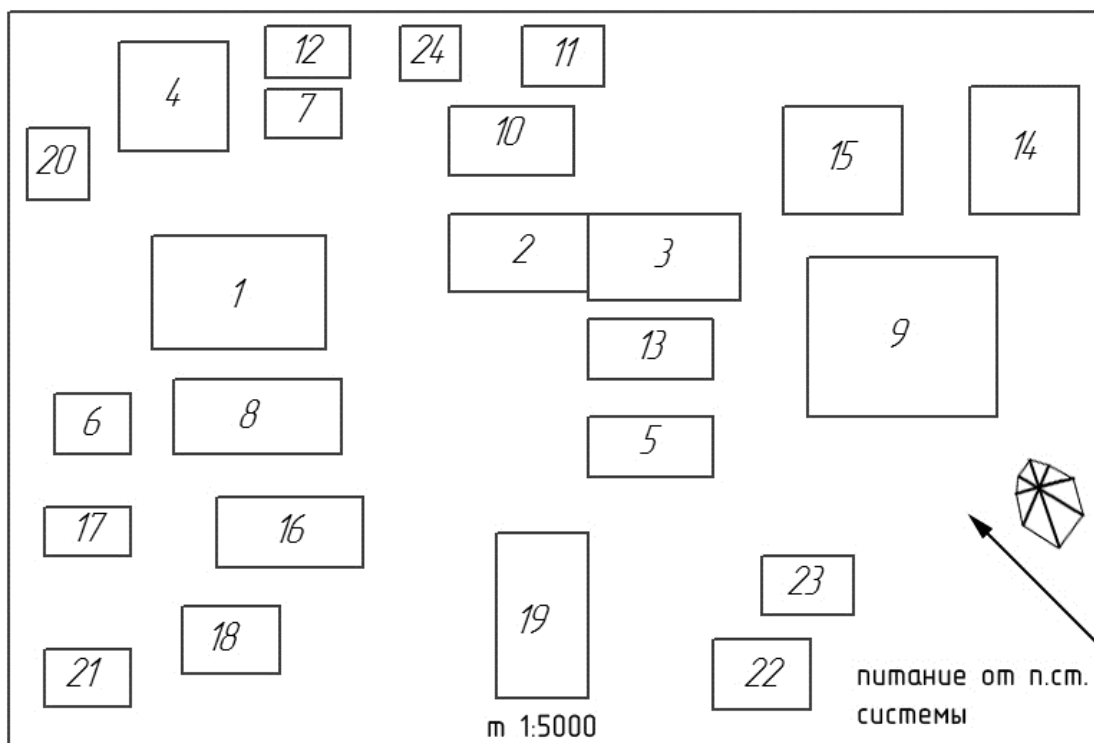


Рис. 1.15. Генплан машиностроительного завода

1.2. Сведения об электрических нагрузках цехов
Сведения об электрических нагрузках сборочного цеха

Номер на плане	Наименование электроприемника	Установленная мощность ЭП, кВт									
		Номер варианта									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1-5	Сварочный трансформатор ПВ=25%	20	30	12	16	24	31	28	22	2	10
6,7	Токарно-вертикальный полуавтомат	24	6	13	22	14	19	35	3,7	10	4
8,9	Токарно-винторезный станок	30	20	40	25	16	19	24	2,2	12	14
10,28	Радиально-сверлильный	30	9	10	12	8	11	12	40	5	13
11	Пресс-ножницы	4,5	2	4	5	3	6	4	3	0,5	25
12	Пресс листогибочный	46	10	14	15	18	12	17	10	1,5	12
13-16	Сверлильно-фрезерный станок	16	12	13	25	34	26	22	6	19	5
17-20	Универсально-заточной	16	5	10	20	30	22	30	46	12	15
21,22	Намоточный станок	4,2	0,5	1	2	3	2,2	3	16	30	25
23,24	Намоточный станок	5,5	1,5	1,8	1,2	2	2,2	1,9	16	12	20
25,26	Термокамера	26	19	17	12	28	31	12	22	5	2
27,38	Кран-балка ПВ=40%	22	12	14	25	31	26	24	25	25	1,2
29,30	Фрезерный станок	26	30	20	40	25	16	30	12	40	12
31,32	Круглошлифовальный станок	18	12	23	15	24	16	22	5	15	25
33,34	Профильно-шлифовальный	2,6	5	1	2	3	2,2	3	15	2	40
35-37	Плоскошлифовальный станок	24	4	2	3	7	5	9	25	3	15
39-41	Строгальный станок	20	15	18	12	20	22	19	20	12	2
42-45	Вентилятор	22	17	12	28	31	17	22	2	28	3
46	Кран-балка ПВ=60%	37	2	5	10	7	13	9	7,2	10,9	22
47	Наждак	2,2	3	8	1	1,1	1,9	1,6	12	1	3,7
48,49	Сварочный трансформатор ПВ=25%	40	20	43	27	37	10	7	25	10	2,2
50	Компрессор	3	10	11	14	16	19	13	40	4	40
51	Сушильный шкаф	10	8	9	7	4	5	10	15	14	3
52	Нагревательная плита	6	5	8	6	10	9	7	2	13	10
53	Отопительный агрегат	2,2	0,5	1	2	3	2,2	3	3		6

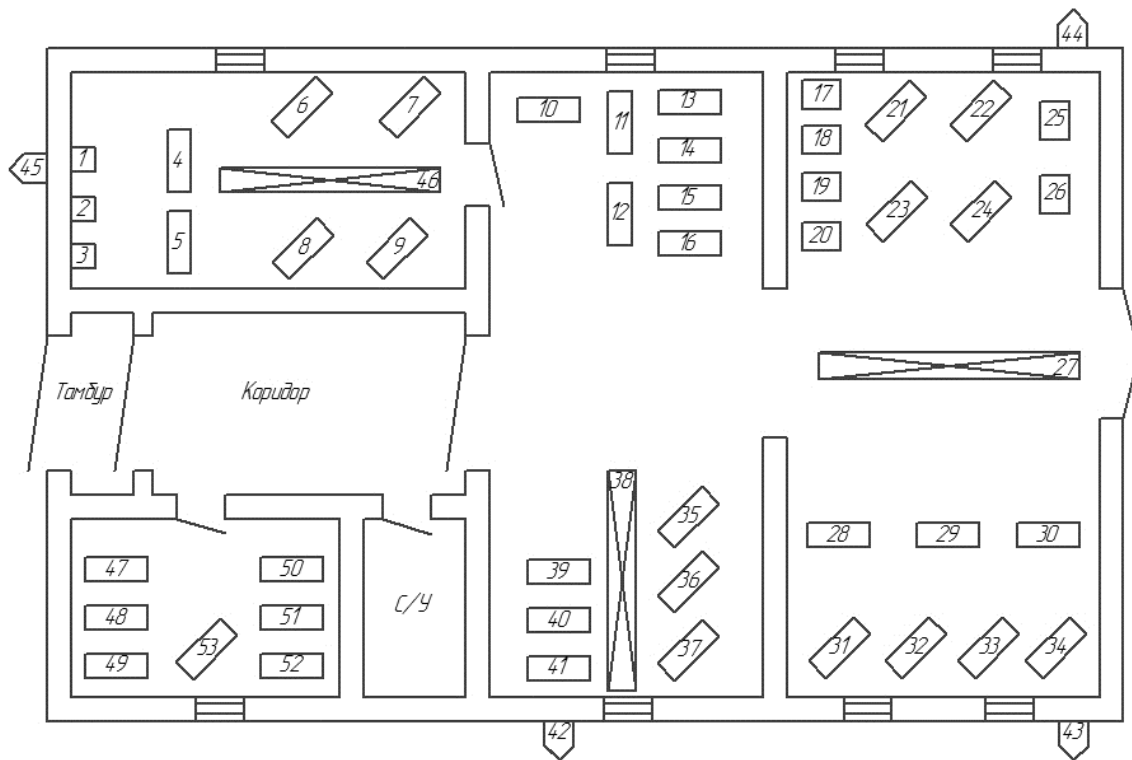


Рис. 1.16. Генплан сборочного цеха

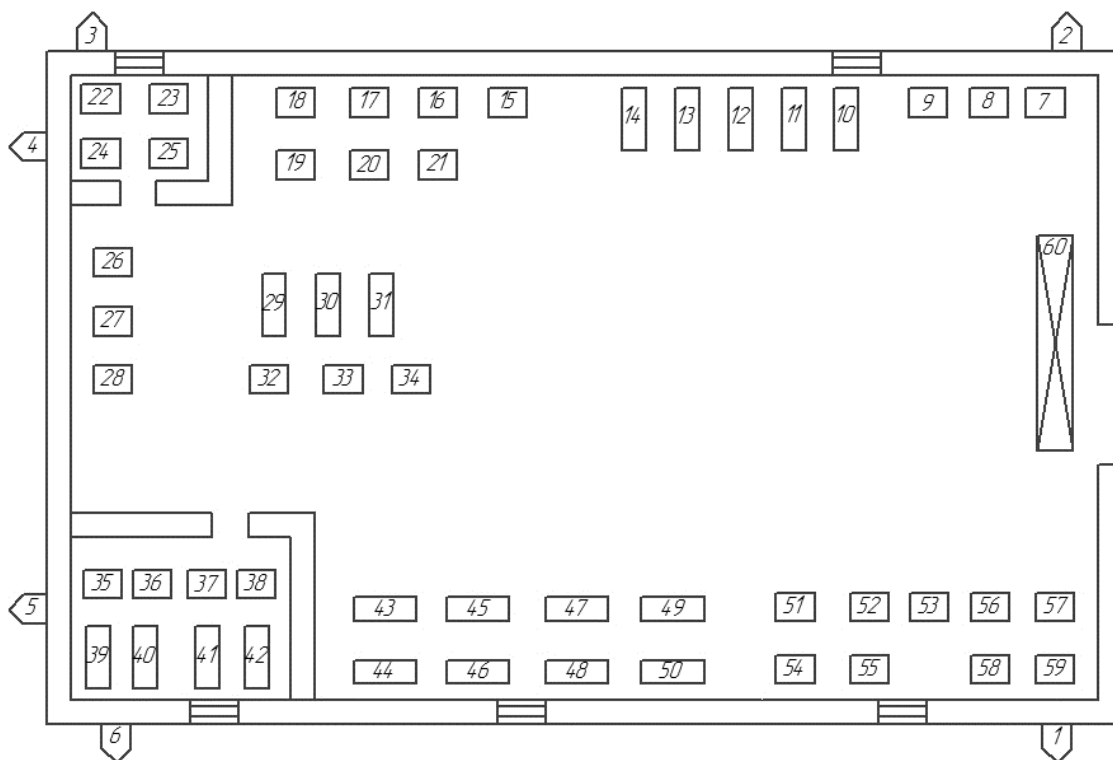


Рис. 1.17. Генплан ремонтно-механического цеха

Сведения об электрических нагрузках
ремонтно-механического цеха

Номер на плане	Наименование электроприемника	Установленная мощность ЭП, кВт									
		Номер варианта									
		1	2	3	4	5	6	7			
1-3,6	Вентилятор	10	15	20	34	28	40	20	7,5	12	4
4,5	Вентилятор	7,5	50	60	32	50	70	40	12	50	50
7-9	Универсально-заточное станок	17	10	9	14	8	16	7	4,5	6	30
10-12	Фрезерный станок	7,5	30	15	18	12	10	14	7,5	36	7
13,14	Фрезерный станок	12	14	12	8	10	12	8	12	10	20
15-18	Резьбонарезной станок	4,5	40	50	50	50	40	40	32	10	25
19-21	Резьбонарезной станок	7,5	2	6	4	8	10	7	7,5	13	13
22,23	Сварочный агрегат ПВ=60%	65	48	36	14	20	15	28	65	13	7,5
24,25	Преобразователь сварочный ПВ=40%	25	20	40	100	60	50	40	25	24	12
26-28	Пресс фрикционный	13	6	17	9	14	15	6	13	40	4,5
29-31	Ножницы отрезные	7,5	11	7	4	10	15	4	7,5	7	7,5
32-34	Пресс гидравлический	12	60	40	50	70	20	30	12	20	12
35,36	Точильный станок	4,5	40	70	30	34	19	25	4,5	7,5	12
37,38	Точильный станок	7,5	5	8	7	10	6	5	7,5	12	50
39-42	Шлифовальный станок	12	14	19	20	10	20	15	12	4,5	6
43-47	Токарно-винторезный	32	14	16	10	13	17	21		7,5	36
48-50	Токарно-винторезный	14	15	8	6	13	8	10	70	12	4
51-53	Радиально-сверлильный	18	40	30	50	24	15	20	34	32	50
54,55	Радиально-сверлильный	8	60	50	40	40	50	60	10	12	30
56-58	Вертикально-сверлильный	50	8	12	6	7	10	9	10	50	7
59	Вертикально-сверлильный	4	10	10	20	20	30	15	13	6	20
60	Кран балка ПВ=40%	14	6	8	7	6	14	12	13	36	10

Сведения об электрических нагрузках
электроцеха

Номер на плане	Наименование электроприемника	Установленная мощность ЭП, кВт									
		Номер варианта									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Горизонтально-фрезерный станок	10	4,6	4,2	4,4	3,8	4,0	4,0	4	5,8	3
2	Вертикально-фрезерный станок	6	0,6	1,0	0,8	1,2	1,4	0,9	50	3,5	30
3	Фрезерный станок	9	3,2	2,8	2,5	2,8	2,9	3	30	12	7,5
4	Токарный станок	7,5	6,5	6	5,5	6	5,5	5,4	7	10,5	10,5
5	Токарный станок	16	9,2	10,5	8	11,5	12	7,5	20	50	12
6,12	Наждак	3	4,5	4,1	4,1	3,8	5,5	4,1	4	12	8
7	Нарезной станок	12,5	13,8	14	23	17	19	15	50	35	3,5
8	Трубогиб	3	5	5,1	5,1	5,2	4,8	4,7	30	4,4	12
9,10	Электрокотел нагрева воды	10,5	28	22	27	32	31	24	7	18	10,5
11,33	Сверлильный станок	3	1,7	1,8	1,8	2,1	2,2	2,4	58	3	50
13,20,31	Испытательный стенд	30	60	59	58	32	43	27	3,5	30	30
14,21,32	Вытяжка	7,5	3,2	3,5	3,5	3,6	3,0	2,8	12	7,5	7
15,22,34	Тепловая завеса ворот	10,5	14,5	8,5	12	17	4,2	5,1	10,5	10,5	20
16,28	Вытяжка	12	10	10	10,5	12	8,5	9,0	50	12	58
17,18,26,27	Сварочный тр-тор ПВ=40%	20	50	45	50	44	42	39	12	40	35
19,23,29	Кран-балка ПВ=25%	4	14	12	12	14	15	16	35	50	12
24	Гильотина	37	25	27,5	35	29	27,5	22	4,4	30	10,5
25	Электропила	4	4,6	4,2	4,4	3,8	5	7	18	7	50
28	Вытяжка	12	16	10	18	20	15	18	3	20	12
30	Компрессор	15	32	28	25	28	29	30	30	58	35

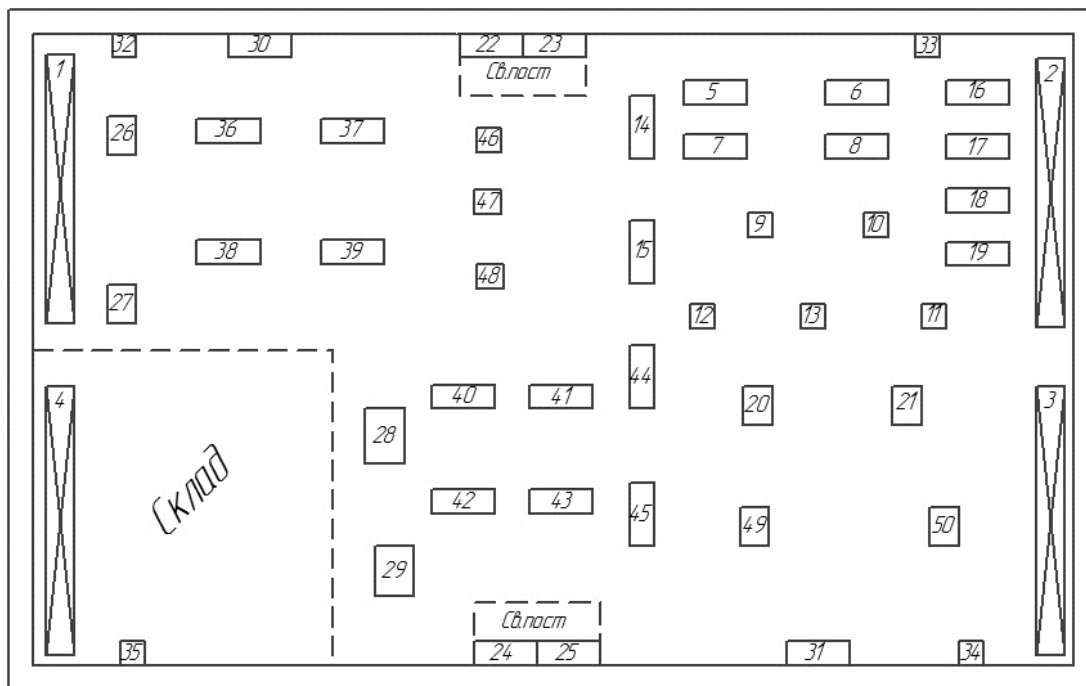


Рис. 1.18. Генплан электроцеха

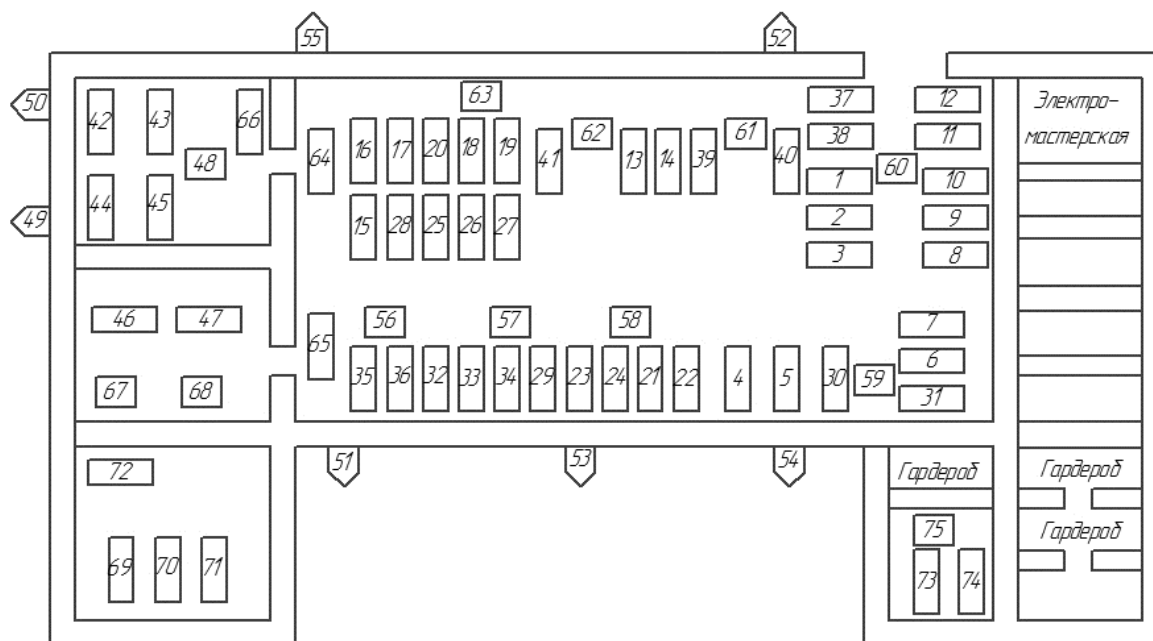


Рис. 1.19. Генплан литейного цеха

Сведения об электрических нагрузках
литейного цеха

Номер на плане	Наименование электроприемника	Установленная мощность ЭП, кВт									
		Номер варианта									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1-5	Литейная машина	33	16	15	14	13	17	18	12	16	14
6	Литейная машина	38	25	30	50	50	25	12	26	30	22
7,8,13-22	Литейная машина	27	70	80	66	58	75	60	7	9	10
9,10	Литейная машина	34	55	60	52	48	40	35	30	50	33
23	Литейная машина	80,6	100	110	130	120	140	150	55	47	40
24-27	Литейная машина	85	15	12	10	14	9	8	14	10	12
28-29	Литейная машина	82	10	14	12	16	14	15	2	3	5
30-32	Литейная машина	12,5	40	45	50	52	48	58	9	7	11
33,34	Литейная машина	42	5	4	7	6	4,5	8	75	80	100
35-38	Литейная машина	13	50	60	30	44	42	55	60	55	50
39-41	Литейная машина	9,2	20	22	24	18	20	21	7	6	9
42,44	Сушилка двухкамерная	1,7	3	4	2,8	5	2,4	6	10	9	8
43,45	Обогрев сушилки	20	30	32	28	34	36	28	20	22	24
46,47	Дробилка ножевая	28	7	4	5	9	10	8	3	4	2,8
48	Смеситель	62	30	41	54	32	29	45	30	32	28
49	Экструдер	30	25	26	34	17	28	33	7	4	5
50,51	Вентилятор цеха	10	10	12	7,5	5,5	4	8	30	41	54
52	Скиповый подъемник	1,7	1,6	15	1,4	13	1,7	1,8	25	26	34
53-55	Вентилятор цеха	7	12,5	13	15	10	11	12	10	12	7,5
56-63	Вентилятор крышный	2	7	8	6,6	5,8	7,5	6	1,6	15	1,4
64,65	Кран-балка ПВ=40%	5,7	5,5	6	5,2	4,8	4	3,5	12,5	13	15
66	Вентилятор цеха	13	10	11	13	12	14	15	7,5	8	10
67,68	Вентилятор дробилок	7,5	15	12	10	14	9	8	60	55	50
69-72	Приточный вентилятор цеха	10	10	14	12	16	14	15	7	6	9
73-75	Приточный вентилятор бы- товок	7	4	4,5	5	5,2	4,8	5,8	10	9	8

Сведения об электрических нагрузках
цеха химического улавливания

Номер на плане	Наименование электроприемника	Установленная мощность ЭП, кВт									
		Номер варианта									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1-4	Механизированный осветлитель	4	5	6	3	7	4,8	9	8	15	6
5-17	Механизированный осветлитель	7	8	9	5	10	8	12	11	12	9
18,19	Наждачный станок	15	17	14	13	20	21	19	15	17	20
20	Токарный станок	5	6	4	7	8	3	2,8	5	6	8
21,22	Сверлильные станки	10	12	7,5	5,5	4	8	10	10	12	4
23	Кран-балка ПВ=40%	16	15	14	13	17	18	16	16	15	17
24-28	Насос	82	50	60	75	85	49	73	82	50	85
29-31	Насос	75	40	45	50	52	48	58	75	40	52
32-33	Насос	42	50	43	27	60	45	38	42	50	60
34,35	Центрифуга	30	50	60	30	44	42	55	30	50	20
36	Центрифуга	9,2	20	22	24	18	20	21	9,2	20	20
37	Вентилятор	50	70	82	75	62	52	68	50	52	70
38-43	Насосы	132	126	180	106	120	220	114	132	220	126
44	Тепловая завеса	45	28	15,5	14	17	18	19	45	18	28
45-46	Вентиляторы	5,5	14	12	14	16	10	12	5,5	10	14
47	Нагнетатель коксового газа	1100	1200	1450	1250	1000	1320	950	1100	1320	1200
48-50	Нагнетатели коксового газа	1250	1050	1000	1100	1160	1200	1300	1250	1200	1050
51-52	Нагнетатели коксового газа	1500	1200	1100	750	950	1050	11400	1500	1250	1100
53-58	Валоповороты	3	2,6	1,8	1,6	2,0	2,2	2,4	3	3,4	1,8

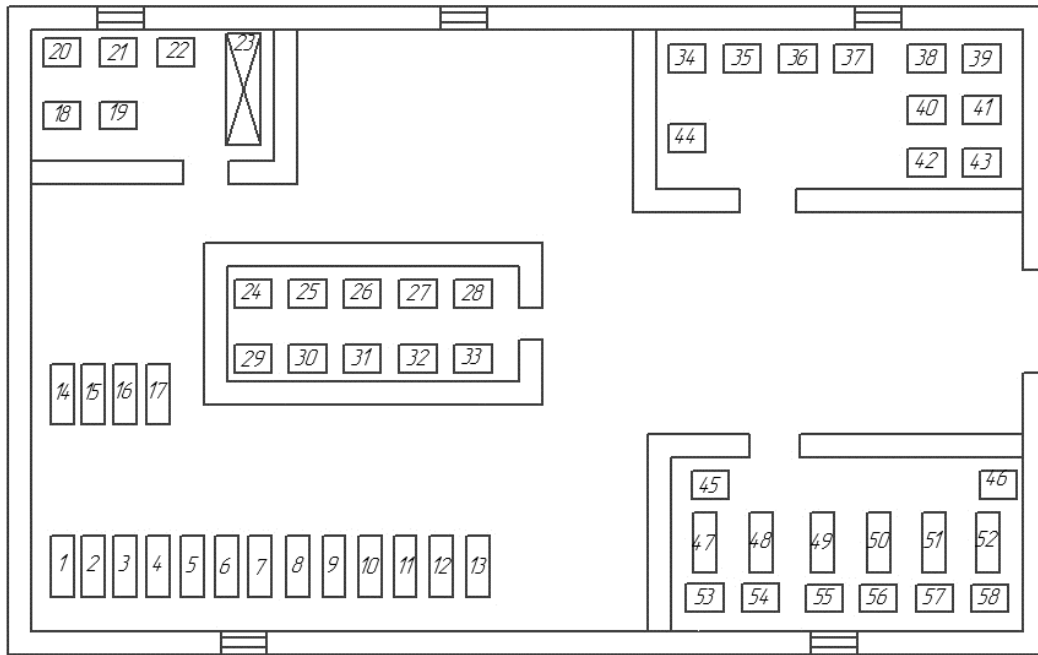


Рис. 1.20. Генплан цеха химического улавливания

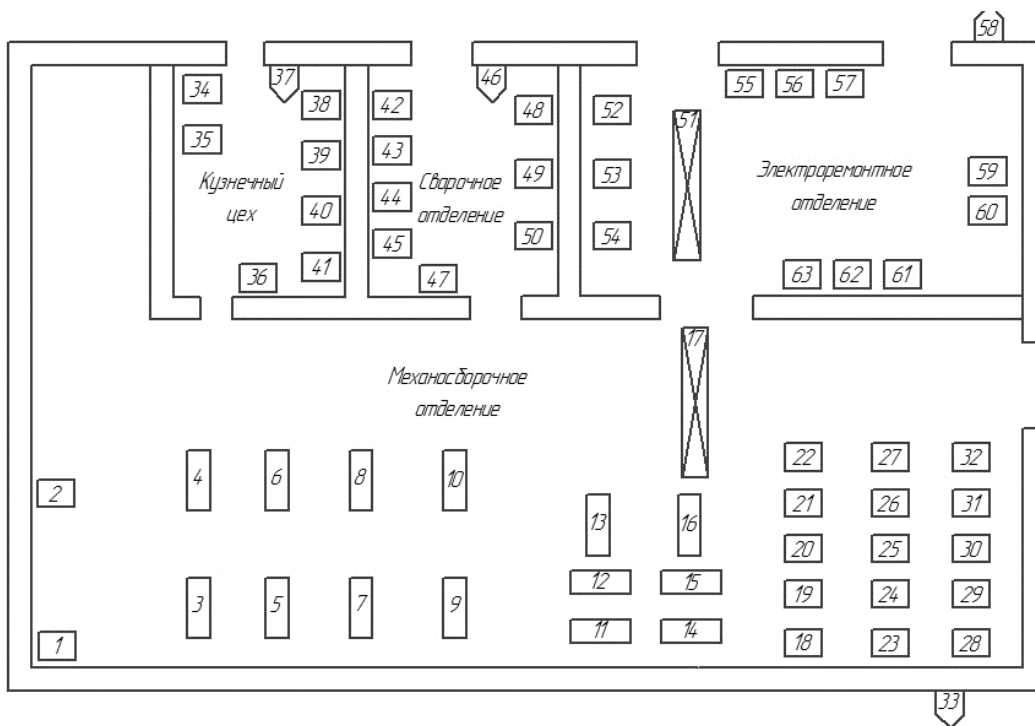


Рис. 1.21. Генплан ремонтно-механического цеха

Сведения об электрических нагрузках ремонтно-механического цеха

Номер на плане	Наименование электроприемника	Установленная мощность ЭП, кВт									
		Номер варианта									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Механическое отделение											
1	Станок трубогибочный	7	10	8	6,5	5	8	4,5	9	7	7
2	Трубоотрезной станок	17	14	12	12,5	6,5	12	14	14,5	12	12
3-8	Токарный станок	1,7	2,4	2,4	3,0	3,2	1,7	2,1	2,5	3,0	3,0
9-10	Токарно-винторезный станок	5	4	4	4,5	7,5	7,5	5	5,5	4,5	5,5
11-12	Фрезерный станок	7	7,5	7,5	6	6	6	7,5	5,5	5,5	7
13	Пресс листогибочный	10	11	10	11	10	11	11,5	8	7	9
14-15	Универсально-фрезерный станок	4,5	5,5	5,5	5,5	3,5	4	4	4,5	4,5	4,2
16	Пресс-ножницы	3,5	3,0	4,0	4,5	3,2	3,2	4,5	3,0	4,0	3,5
17	Кран-балка ПВ=40%	22	20	19	16	21	24	18	15	17	23
18	Станок отрезной с дисковой пилой	7,3	7,5	7,5	7,0	5,5	5,5	8,0	11,0	7,5	7,5
19,20	Строгальный станок	1,2	2,0	2,0	1,5	1,6	2,0	1,4	2,5	2,0	1,5
21,22	Сверлильный станок	2,8	2,0	2,5	2,7	3,2	3,0	4,0	2,5	1,8	2,5
23,24	Заточной станок	4,5	4,0	5,0	5,5	5,5	4,0	5,5	7,0	4,5	4,5
25,26	Вертикально-сверлильный станок	2,2	2,2	2,0	1,8	1,9	2,2	2,5	2,0	2,7	2,5
27	Заточной станок	3,4	3,0	3,4	3,5	2,8	3,0	3,2	4,0	4,5	3,5
28	Ножницы	1,0	2,0	2,5	1,0	1,5	1,5	2,2	2,3	2,5	1,5
29,30	Круглошлифовальный станок	10	20	15	22	18	11	16	14	19	17
31,32	Внутришлифовальный станок	7	6	8	10	9	5	11	8,5	9	8
33	Вентилятор	10	12	16	20	10	12	18	22	8,5	14
2. Кузнечный цех											
34	Пневматический молот	10	10	11	11	10,5	7,5	8,5	10	10,5	11
35	Заточной станок	1,7	1,5	1,5	1,5	1,0	1,2	1,2	1,4	1,6	1,0
36	Печь муфельная	5,0	4,5	4,8	4,5	5,5	4,8	5,5	6,0	7,5	7,0
37	Вентилятор	8	5,5	6,0	7,5	11	8,5	10,2	7,5	6,0	10
38,39	Электрическая печь	15	12	14,5	17	12	15	15	11,5	12,5	14
40	Молот	4,5	5,5	5,5	7,5	4,0	4,0	5,5	7,0	5,5	4,0
41	Пресс фрикционный	8	10	12	12	11,0	7,5	8,5	9,0	10	11
3. Сварочное отделение											
42,43	Преобразователь сварочный	15	14	15	12	16	18	12,5	10,5	14	15
44	Сварочный трансформатор, ПВ=40 %	12	14	16	18	12	14	16	12	14,5	16
45	Заточной станок	17	14	12	12,5	6,5	12	14	14,5	12	12
46	Вентилятор	4,5	5,5	5,5	6,0	7,5	5,0	4,5	4,0	5,5	4,0
47	Машина электросварочная, точечная, ПВ=60 %	20	24	24	22	25	20	18,5	20	24	24
48-50	Сварочный агрегат, ПВ=60 %	40	36	40	45	35	25	40	50	25	40
4. Электроремонтное отделение											
51	Кран-балка, ПВ=25 %	7,3	7,5	5,5	5,5	7,5	11,0	5,5	4,0	7,5	8,2
52,53	Настольно-сверлильный станок	1,7	1,5	1,2	1,6	1,7	1,8	2,0	2,5	1,8	1,6
54-57	Намоточный станок	3,2	2,5	2,5	2,0	3,5	3,2	3,0	2,6	2,8	3,0
58	Вентилятор	21	27	19	15	17	16	20	22	24	18
59,60	Сушильный шкаф	4,0	3,5	4,0	4,2	4,6	3,5	3,8	4,2	4,5	4,8
61,62	Настольно-токарный станок	1,0	1,0	1,2	1,6	1,5	1,2	1,0	1,2	1,4	1,3
63	Сверлильный станок	10	9	8	6	7	8,5	5	11	6,5	8

Сведения об электрических нагрузках механического цеха

Номер на плане	Наименование электроприемника	Установленная мощность ЭП, кВт									
		Номер варианта									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Листогибочные вальцы	7	10	8	6,5	5	8	4,5	9	7	7
2	Вертикально-сверлильный	17	14	12	13	6,5	12	14	14,5	12	12
3,5	Станок для рубки металла	1,7	2,4	2,4	3,0	3,2	1,7	2,1	2,5	3,0	3,0
4	Стружкодробилка	2,8	2,0	2,5	2,7	3,2	3,0	4,0	2,5	1,8	2,5
6,8	Станок для резки металла	5	4	4	4,5	7,5	7,5	5	5,5	4,5	5,5
7	Радиально-сверлильный	7	7,5	7,5	6	6	6	7,5	5,5	5,5	7
9,16,17	Зубофрезерный станок	10	11	10	11	10	11	11,5	8	7	9
10,11	Зубострогальный станок	4,5	5,5	5,5	5,5	3,5	4	4	4,5	4,5	4,2
12	Полуавтомат зубофрезерный	3,5	3,0	4,0	4,5	3,2	3,2	4,5	3,0	4,0	3,5
13	Горизонтально-протяжный	22	20	19	16	21	24	18	15	17	23
14	Зубодолбежный	7,3	7,5	7,5	7,0	5,5	5,5	8,0	11,0	7,5	7,5
15	Горизонтально-фрезерный	1,2	2,0	2,0	1,5	1,6	2,0	1,4	2,5	2,0	1,5
18,19	Вертикально-фрезерный	2,8	2,0	2,5	2,7	3,2	3,0	4,0	2,5	1,8	2,5
20	Внутришлифовальный	4,5	4,0	5,0	5,5	5,5	4,0	5,5	7,0	4,5	4,5
21	Плоскошлифовальный	2,2	2,2	2,0	1,8	1,9	2,2	2,5	2,0	2,7	2,5
22,25	Круглошлифовальный	3,4	3,0	3,4	3,5	2,8	3,0	3,2	4,0	4,5	3,5
23	Токарно-револьверный	1,0	2,0	2,5	1,0	1,5	1,5	2,2	2,3	2,5	1,5
24,26	Токарно-винторезный	10	20	15	22	18	11	16	14	19	17
27,32,38	Наждачное точило	7	6	8	10	9	5	11	8,5	9	8
28-30	Поперечно-строгальный	10	12	16	20	10	12	18	22	8,5	14
31	Долбежный	10	20	15	22	18	11	16	14	19	17
33	Лоботокарный	7	6	8	10	9	5	11	8,5	9	8
34,41	Продольно-строгальный	60	55	40	65	70	38	44	50	39	35
35,40	Токарно-винторезный	21	27	19	15	17	16	20	22	24	18
36,39	Токарно-винторезный	18	16	14	17	19	15	12	20	21	13
37	Токарно-винторезный	10	9	12	8	14	16	12	8	15	7
42	Расточной станок	15	18	13	16	12	14	19	11	10	17
43	Калорифер	20	22	27	28	18	15	21	16	19	14
44	Токарно-винторезный	16	19	12	10	8	14	13	17	15	11
45	Токарно-винторезный	5	8	6	9	7	4	10	11	5,5	7,5
46	Токарно-винторезный	50	40	44	58	60	62	48	52	48	55
47	Зубофрезерный станок	8	6	7	5	10	11	9	12	8,5	9
48	Токарно-винторезный	10	9	8	6	7	8,5	5	11	6,5	8
49	Токарно-винторезный	22	20	19	16	21	24	18	15	17	23
50	Полуав. для заточки фрез	10	20	15	22	18	11	16	14	19	17
51	Станок для заточки резцовых	7	6	8	10	9	5	11	8,5	9	8
52	Станок для заточки пил	60	55	40	65	70	38	44	50	39	35
53	Полуав. для заточки резцовых	21	27	19	15	17	16	20	22	24	18
54	Печь	18	16	14	17	19	15	12	20	21	13
55	Печь	10	9	12	8	14	16	12	8	15	7
56	Печь	15	18	13	16	12	14	19	11	10	17
57	Установка ТВЧ	20	22	27	28	18	15	21	16	19	14
58,59	Кран-балка ПВ=25%	16	19	12	10	8	14	13	17	15	11
60-62	Сварочная кабина ПВ=40%	5	8	6	9	7	4	10	11	5,5	7,5

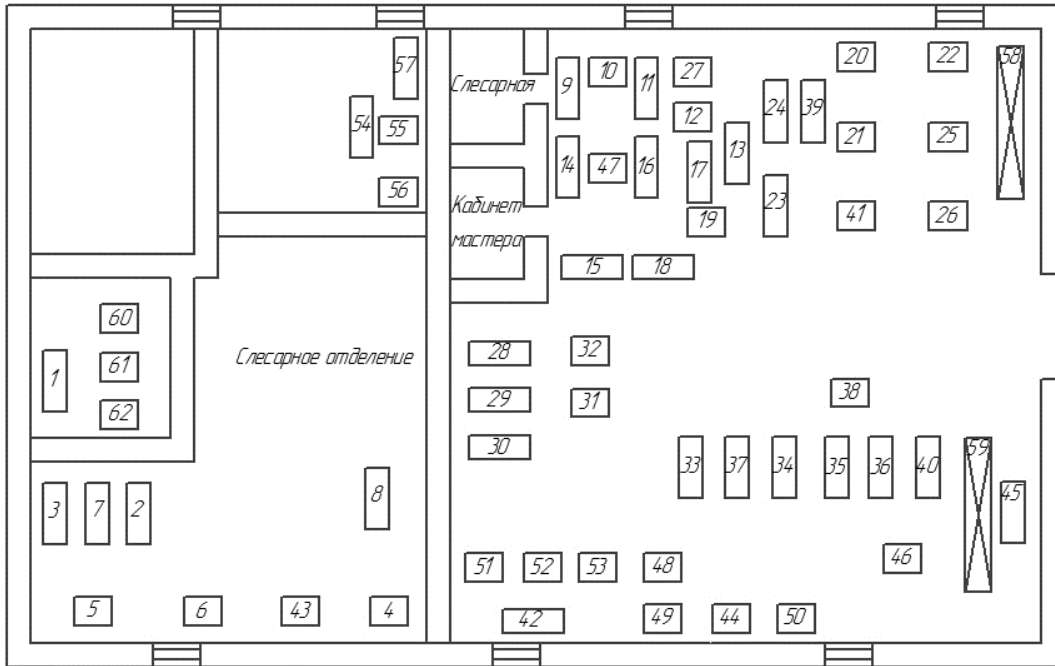


Рис. 1.22. Генплан механического цеха

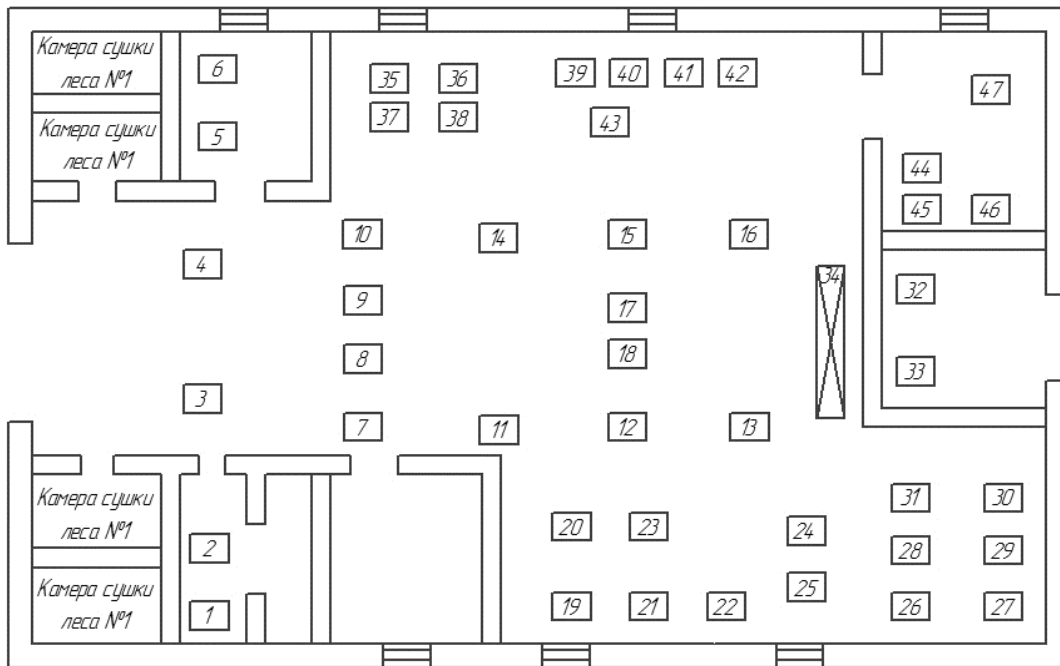


Рис. 1.23. Генплан деревообрабатывающего цеха

Сведения об электрических нагрузках
деревообрабатывающего цеха

Номер на плане	Наименование электроприемника	Установленная мощность ЭП, кВт									
		Номер варианта									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1,6,43,47	Вентилятор вытяжной	15	12	10	14	9	8	11	13	11	18
2,5	Высокочастотная установка для сушки древесины	60	50	40	30	70	80	50	65	78	00
3,4	Лесопильная рама	40	45	50	52	48	58	60	52	54	46
7-10	Электрорубанок	5	4	7	6	4,5	8	5,5	9	6,2	7,5
11-13	Циркулярно-маятниковая пила	50	60	30	44	42	55	52	62	48	40
14-16	Циркулярная пила	20	22	24	18	20	21	25	28	19	27
17,18	Механический колун	3	4	2,8	5	2,4	6	4,4	3	1,8	2,8
19,20	Заточный станок	30	32	28	34	36	28	26	24	31	29
23,43	Фуговальный станок	7	4	5	9	10	8	6	11	12	7
21,22	Шипорезный станок	10	11	14	12	9	15	8	10	7	11
24,25	Фрезерный станок	5	6	4	7	8	3	2,8	6	3,4	6
26-29	Комбинированный деревообрабатывающий станок	1,7	3	4	2,8	5	2,4	6	10	9	8
30,31,41,42	Вертикально-сверлильный станок	20	30	32	28	34	36	28	20	22	24
32,33	Стружечный транспортер	28	7	4	5	9	10	8	3	4	2,8
34	Кран-балка на 3т	62	30	41	54	32	29	45	30	32	28
35,36	Полировальный станок	30	25	26	34	17	28	33	7	4	5
37,38	Круглошлифовальный станок	30	32	28	34	36	28	26	24	31	29
39,40	Рейсмусный станок	7	4	5	9	10	8	6	11	12	7
44-46	Электронагревательная плита	10	11	14	12	9	15	8	10	7	11

Сведения об электрических нагрузках
цеха телефонных кабелей

Номер на плане	Наименование электроприемника	Установленная мощность ЭП, кВт									
		Номер варианта									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1-6	Вентилятор	10	20	15	22	18	11	16	14	19	17
7-14	Кран-балка ПВ=25%	7	6	8	10	9	5	11	8,5	9	8
15-23	Кабельные барабаны моторные	60	55	40	65	70	38	44	50	39	35
24,25	Испытательная станция	21	27	19	15	17	16	20	22	24	18
26	Пресс	18	16	14	17	19	15	12	20	21	13
27-36	Вентилятор	10	9	12	8	14	16	12	8	15	7
37	Компрессор	15	18	13	16	12	14	19	11	10	17
38-41,46,47	Кромкообрезной станок	20	22	27	28	18	15	21	16	19	14
42	Пресс	16	19	12	10	8	14	13	17	15	11
43	Линия скрутки	5	8	6	9	7	4	10	11	5,5	7,5
44,45	Линия грубого волочения	50	40	44	58	60	62	48	52	48	55
48-52	Насос	8	6	7	5	10	11	9	12	8,5	9
53	Линия скрутки	10	9	8	6	7	8,5	5	11	6,5	8
54-56	Перемоточный станок	22	20	19	16	21	24	18	15	17	23
57-60	Кромкообрезной станок	10	20	15	22	18	11	16	14	19	17
61,62	Шланговая линия	7	6	8	10	9	5	11	8,5	9	8
63,64	Горизонтально-изолирующая машина	50	60	30	44	42	55	52	62	48	40
65-67	Станок фрезерный	20	22	24	18	20	21	25	28	19	27
68-70	Станок строгальный	18	16	14	17	19	15	12	20	21	13
71	Машина грубого волочения	125	130	150	100	110	120	135	140	144	160
72	Линия бронирования	70	80	66	58	75	60	90	72	48	50
73	Линия изолирования	55	60	52	48	40	35	30	38	42	44
74	Машина волочения стальной проволоки	100	110	130	120	140	150	125	135	145	155

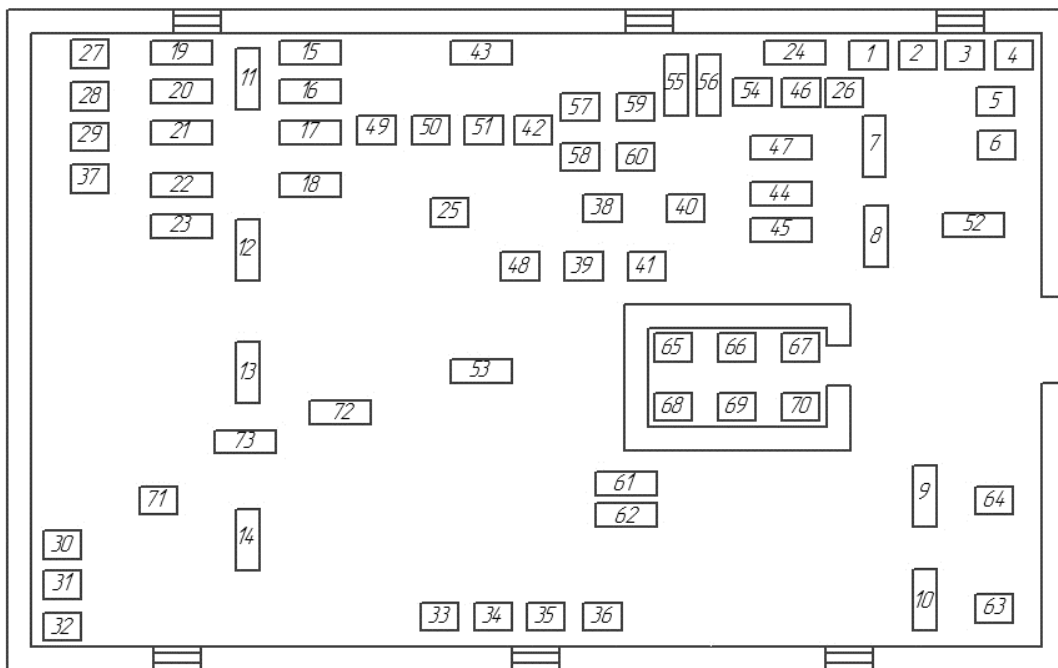


Рис. 1.24. Генплан цеха телефонных кабелей

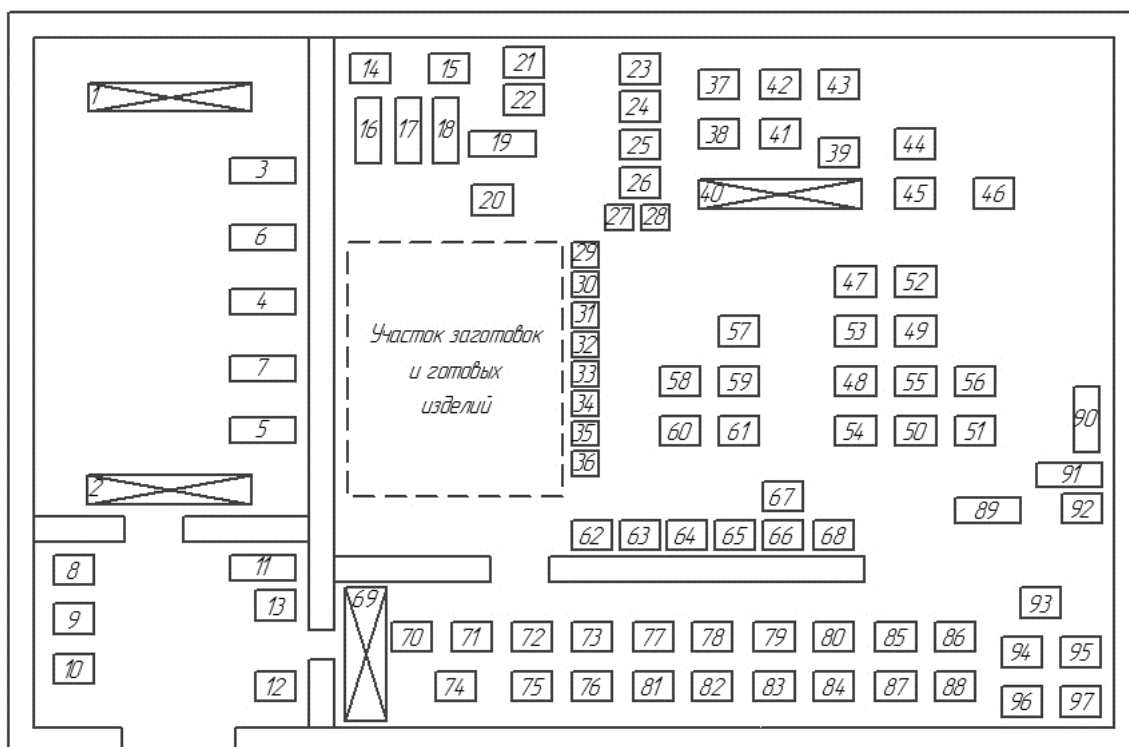


Рис. 1.25. Генплан цеха штамповки или литья

Сведения об электрических нагрузках
цеха штамповки или цветного литья

Номер на плане	Наименование электроприемника	Установленная мощность ЭП, кВт									
		Номер варианта									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1,2	Кран-балка ПВ=40%	10	20	15	22	18	11	16	14	19	17
3-5	Печь тупиковая	7	6	8	10	9	5	11	8,5	9	8
6,7	Камера окраочная	60	55	40	65	70	38	44	50	39	35
8	Электропечь	21	27	19	15	17	16	20	22	24	18
9	Пресс	18	16	14	17	19	15	12	20	21	13
10	Кузнечный горн	10	9	12	8	14	16	12	8	15	7
11,12	Электромолот	15	18	13	16	12	14	19	11	10	17
13	Электропечь	20	22	27	28	18	15	21	16	19	14
14-20,42,43	Пресс	16	19	12	10	8	14	13	17	15	11
21,22	Заточной станок	5	8	6	9	7	4	10	11	5,5	7,5
23,28	Установка шихтовки	50	40	44	58	60	62	48	52	48	55
24	Вертикально-сверлильный	8	6	7	5	10	11	9	12	8,5	9
25,26	Токарный	10	9	8	6	7	8,5	5	11	6,5	8
27	Фрезерный	22	20	19	16	21	24	18	15	17	23
29-36	Пресс калибровочный	16	15	14	13	17	18	15	16,5	17,8	20
37-39	Пресс- автомат	12,5	13	15	10	11	12	13,5	14	14,4	16
40	Кран-балка ПВ=25%	70	80	66	58	75	60	90	72	48	50
41,44,45	Разборочная машина	55	60	52	48	40	35	30	38	42	44
46,57-61	Пресс-автомат	10	11	13	12	14	15	12,5	13,5	14,5	15,5
47-51	Машина литья	15	12	10	14	9	8	11	13	11	18
52-56	Печь плавильно-раздаточная	10	14	12	16	14	15	18	20	21	17
62-68	Пресс	40	45	50	52	48	58	60	52	54	46
69	Кран-балка ПВ=40%	5	4	7	6	4,5	8	5,5	9	6,2	7,5
70-73,77-80	Машина литья	50	60	30	44	42	55	52	62	48	40
74-76,81-84,87,88	Печь плавильно-раздаточная	20	22	24	18	20	21	25	28	19	27
85,86	Машна литья	3	4	2,8	5	2,4	6	4,4	3	1,8	2,8
89,90	Голтовочный барабан	30	32	28	34	36	28	26	24	31	29
91	Обдирочный станок	7	4	5	9	10	8	6	11	12	7
92	Сверлильный станок	29	30	25	37	22	24	33	35	20	22
93	Печь плавильно-раздаточная	15	10	18	19	14	17	15	20	23	11
94	Кантователь	16	18	15	10	17	20	25	14	12	17
95	Виброустановка	50	46	58	55	44	40	70	64	65	52
96	Гидронасос	30	29	45	40	35	28	33	44	40	52
97	Кран укосина	20	15	25	28	30	29	31	24	26	28

Сведения об электрических нагрузках
кузнечного цеха

Номер на плане	Наименование электроприемника	Установленная мощность ЭП, кВт									
		Номер варианта									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1,2	Токарно-винторезный станок	16	11	14	15	10	12	17	13	18	19
3-5	Токарно-четырёхшпиндельный полуавтомат	20	15	25	28	30	29	31	24	26	28
6,7	Резьбонарезный станок	2	6	4	7	3	8	9	5	2,5	5
10,11	Долбежный станок	13	12	17	10	11	15	8	9	14	16
8,9	Радиально сверлильный станок	3	1	6	1,5	4	2	5	8	2,2	3
12,13,41	Гидропресс на 25т	25	30	33	32	28	27	31	34	22	20
14-18	Притирочный станок	28	33	36	34	32	31	35	38	26	24
21,22,40	Заточный станок	30	31	34	33	37	28	22	25	35	32
19,20	Универсально-заточный станок	20	19	21	18	24	16	17	25	22	15
23	Шлифовальный станок	28	21	30	35	31	32	27	25	26	33
24,25	Пресс	10	11	9	8	7	12	13	14	15	16
26,29	Вентилятор калорифера	4	5	6	3	7	4,8	9	8	4,2	2,5
27,28	Вентилятор вытяжной	75	80	10	45	60	50	85	11	70	65
30-33	Насос гидравлический	40	50	44	38	51	39	30	48	55	58
34,35	Координатно-расточный станок	15	17	14	13	20	21	19	18	16	22
36,37	Поперечно-строгальный станок	16	18	15	14	21	22	20	19	17	23
38	Кран мостовой ПВ=40%	20	22	19	18	17	16	21	15	14	24
39	Конвейер	7	8	6	10	9	11	7,5	9	12	9,5

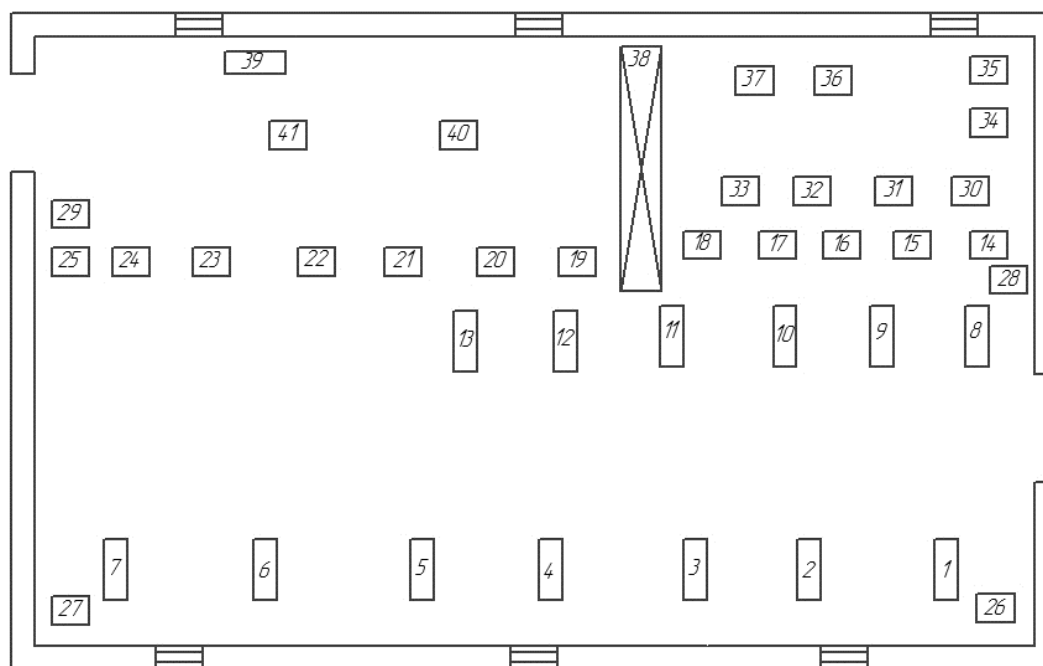


Рис. 1.26. Генплан кузнечного цеха

Сведения об электрических нагрузках
инструментального цеха

Номер на плане	Наименование электроприемника	Установленная мощность ЭП, кВт									
		Номер варианта									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1,7,10,30,31	Вентилятор калориферов	12	16	14	15	11	10	19	17	14	13
2,3	Сварочный трансформатор, ПВ=65%	26	30	22	27	25	20	28	26	24	29
4,19,27	Кран мостовой ПВ=40%	7	9	10	6	5	11	7	8	12	14
5,8	Вертикально-сверлильный станок	30	50	33	34	42	40	38	26	22	36
6,25,29	Наждак	55	47	40	64	58	50	60	45	62	66
9,15	Токарно-винторезный станок	14	10	12	18	11	16	20	22	19	15
11,16	Продольно-строгальный станок	2	3	5	6	9	1	7	4	8	10
12-14	Вертикально-сверлильный станок	9	7	11	13	5	6	8	10	13	4
17	Механические двери	75	80	100	95	60	90	85	110	70	65
18,28	Вентиляторы калориферов дверей	60	55	50	84	66	48	39	62	74	78
21-24	Стенд сборки и обкатки машин	7	6	9	5	4	8	10	11	14	12
26,30	Пресс кривошипный	12	16	14	15	11	10	19	17	14	13

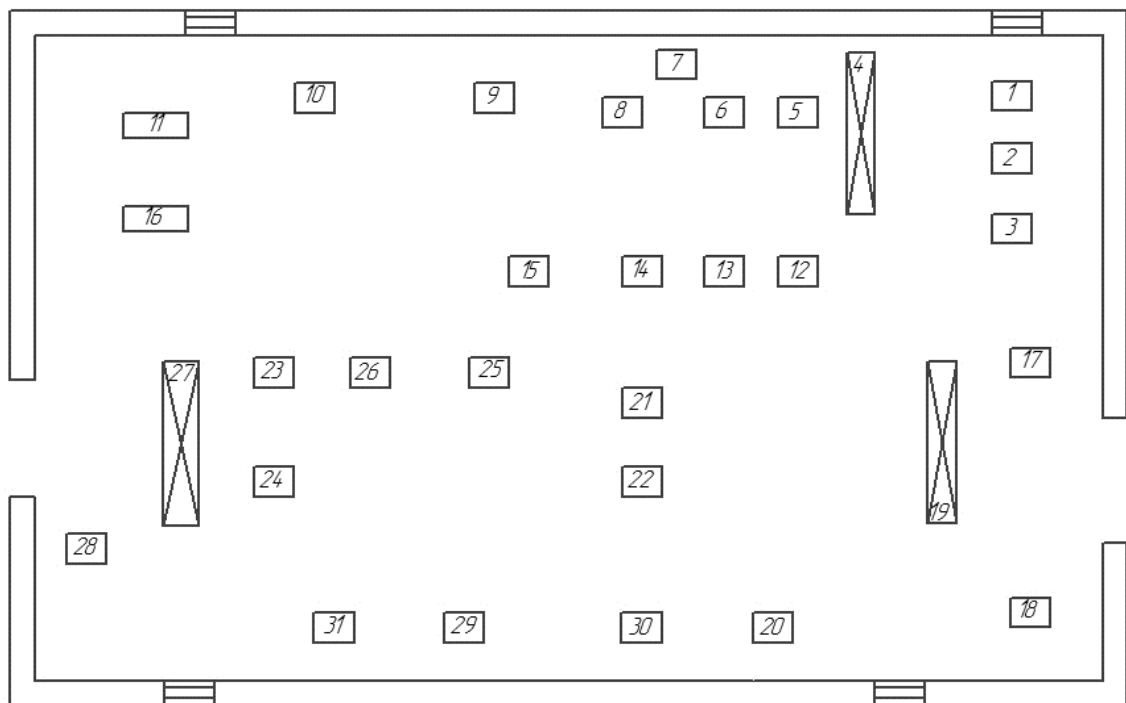


Рис. 1.27. Генплан инструментального цеха

Сведения об электрических нагрузках ремонтно-механического цеха

Номер на плане	Наименование электроприемника	Установленная мощность ЭП, кВт									
		Номер варианта									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Прокатный стан	3	4	7	5	8	10	4	6	3	9
2,7	Кран мостовой, 0=5т, ПВ=40%	12	14	10	16	20	17	15	18	12	22
3	Ножницы-тяпки	9	10	12	8	11	12	7	8	16	14
4,20	Ножницы дисковые концевые	2	4	5	3	6	4	7	5	2	9
5	Ножницы дисковые	10	14	15	18	12	17	20	18	13	11
6,21	Прокладочный станок	2	3	1,5	4	6	2,2	6	3	5	4
8	Сушильная печь	0,5	1	2	3	2,2	3	4	1	1,2	3
9	Листоправочная машина	4	2	3	7	5	9	10	6	1	7
10,13	Четырехвалковый прокатный стан	15	18	12	20	22	19	21	17	16	14
11	Кран мостовой ПВ=40%	3	2	6	1	7	5	4	8	9	11
12	Гидравлический пресс	2	5	1	7	3	9	8	4	1	6
14	Гильотинные ножницы	3	8	10	11	9	6	7	12	5	4
15,19	Вальцешлифовальный станок	1	4	2	7	10	7	5	3	11	8
16	Пресс	10	11	14	16	19	13	15	17	18	12
17,18	Брикетировочный пресс	8	9	7	4	5	10	6	2	11	3
22-24	Токарный полуавтомат	5	8	6	10	9	7	4	11	4	9
25,26	Вертикально-сверлильный станок	4	7	5	6	8	9	7	4	6	5
27-30	Токарно-винторезный станок	8	12	14	10	10	6	8	20	24	16

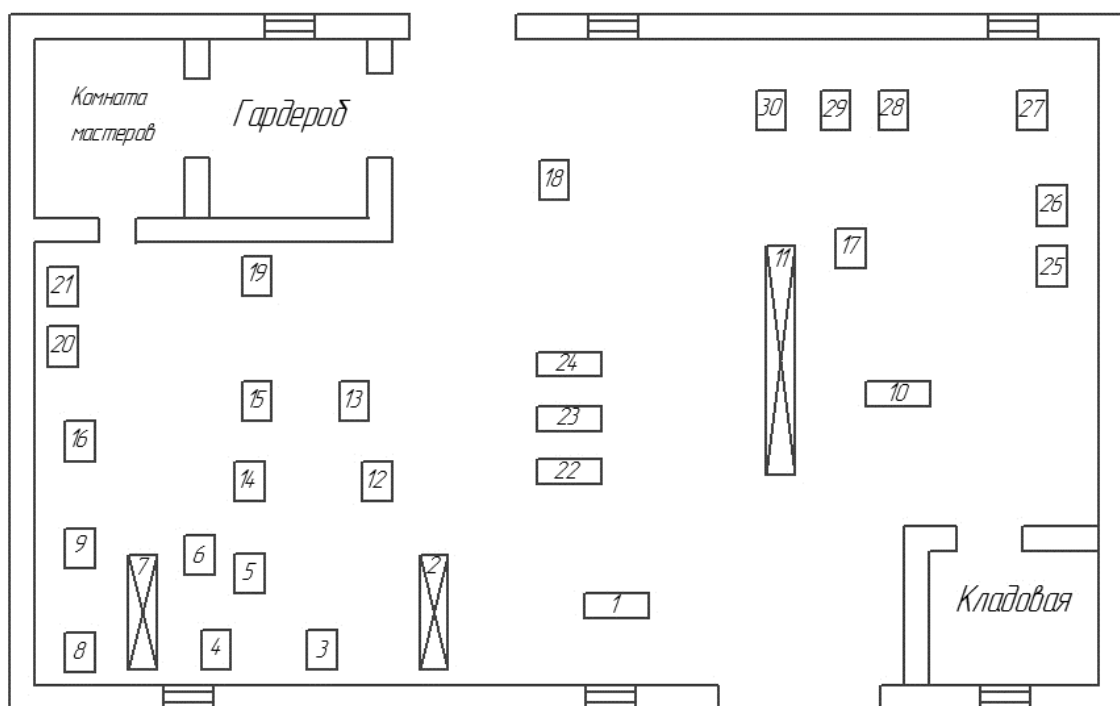


Рис. 1.28. Генплан ремонтно-механического цеха

Сведения об электрических нагрузках арматурного цеха

Номер на плане	Наименование электроприемника	Установленная мощность ЭП, кВт									
		Номер варианта									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1-9, 11-19	Станок для гибки петель	60	50	40	40	50	60	32	50	70	40
10,67	Универсально-фрезерный	8	12	6	7	10	9	14	8	16	7
20-25	Токарно-винторезный	10	10	20	20	30	15	18	12	10	14
26,27	Станок для высадки головок	6	8	7	6	14	12	8	10	12	8
28-30	Намоточный станок	20	20	20	40	40	50	50	50	40	40
31	Станок гнутья сеток	12	8	10	4	2	6	4	8	10	7
32	Станок МТМК	180	150	160	250	220	190	175	280	300	165
33-41	Настольно-сверлильный	4	2	3	7	5	9	10	6	1	7
42,80	Станок МТМС	160	150	140	130	170	180	150	165	178	200
43,44,47,48	Преобразователь сварочный	50	60	30	44	42	55	52	62	48	40
45,46,49,50	Трансформатор сварочный ПВ=40%	20	22	24	18	20	21	25	28	19	27
51,52, 56,57	Станок обрезной с дисковой пилой	3	4	2,8	5	2,4	6	4,4	3	1,8	2,8
53-55	Пресс гидравлический	30	32	28	34	36	28	26	24	31	29
58-66,68- 73	Вертикально-сверлильный станок	7	4	5	9	10	8	6	11	12	7
74-79	Долбежный станок	10	11	14	12	9	15	8	10	7	11
81,82	Вентилятор	5	8	6	10	9	7	4	11	4	9

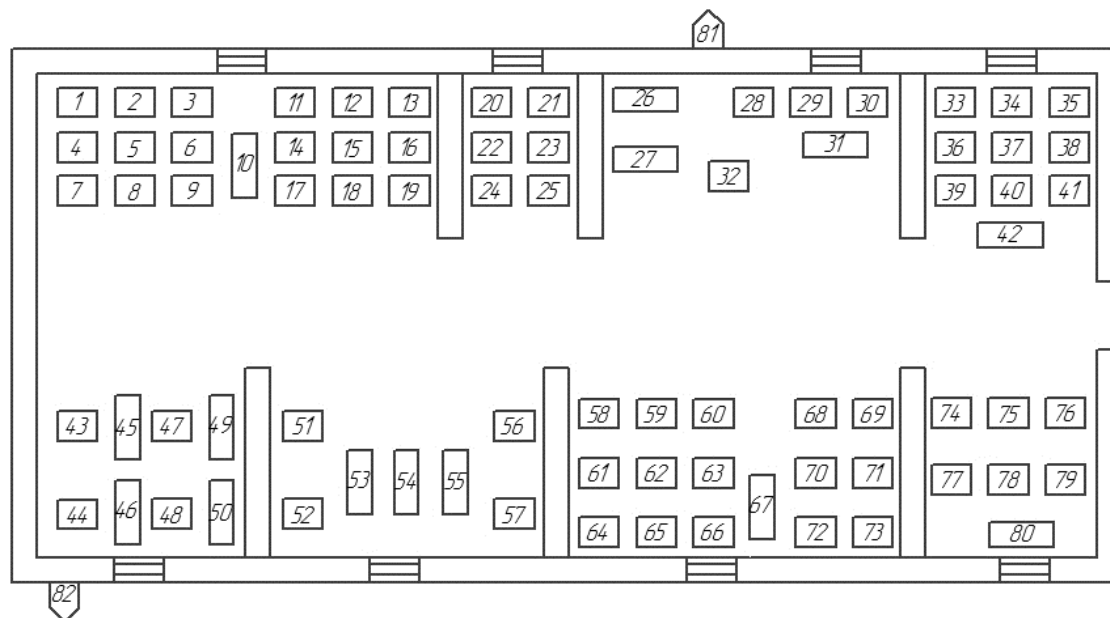


Рис. 1.29. Генплан арматурного цеха

Сведения об электрических нагрузках цеха полуфабрикатов

Номер на плане	Наименование электроприемника	Установленная мощность ЭП, кВт									
		Номер варианта									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1,2	Котел КПЭ-60	3,5	3,0	2,8	2,7	3,2	3,5	3,6	3,4	3,0	2,8
3,4	Котел КПЭ-250	2	1,8	1,6	1,6	1,4	2,2	2,2	1,6	1,4	2,2
5	Машина протирачно-резательная	3,5	3,0	4,2	3,5	3,1	4,1	2,8	3,0	3,2	3,6
6,7	Сковорода СЭСМ-02	2,8	2,0	2,4	2,1	2,1	2,2	2,6	2,6	3,2	3,1
8	Плита ЭП-6ЖШ	2,5	1,8	1,8	2,0	2,0	1,6	2,1	2,1	1,6	1,7
9	Холодильная машина	4	3,5	3,5	3,8	4,2	4,4	4,1	4,1	4,5	2,8
10	Вытяжная установка	7	7,5	7,5	6,6	6,6	6,1	7,1	5,9	6,5	6,4
11	Приточная установка	10	8,5	8,8	8,9	8,9	9,1	9,1	8,0	7,5	11
12	Приточная установка	4,5	5	3,8	4,2	5,3	6	2,5	3	3,2	4,6
13	Льдогенератор F90-H102	15	14	16	12	14	16	17	10	15	14
14,26,31, 32,44,46	Установка «Климат-050»	20	24	25	22	18	16	22	24	26	20
15	Волчок АЕ-130	20	16	18	19	19	21	21	24	25	26
16	Ккутер Rex	2	1,8	1,7	1,6	2,2	2,1	1,8	1,9	2,0	2,0
17,23	Фаршемешалка ФМВ 015	10	7,5	7,8	8,8	8,8	9,9	9,2	9,4	9,5	8,4
18	Машина упаковочная Olympus Vac	7	7,5	6,6	6,5	6,4	7,8	7,2	7,3	7,4	8,0
19,20,22	Подъемник-загрузчик ПМ-ФЗ-01	2,8	2,0	2,1	2,5	1,8	1,9	2,4	2,6	2,3	2,3
21	Волчок "RISKA"	12	10	10	14	14,5	10,5	10,9	11	12,5	12
24	Камера подморозки	15	15	16	14	12	12	12	10,5	14	15
25	Ккутер Kilia 4000	60	55	40	65	70	38	44	50	39	35
27,29,30	Камера заморозки	3,5	3,0	2,8	2,7	3,2	3,5	3,6	3,4	3,0	2,8
28	Холодильная машина	70	80	66	58	75	60	90	72	48	50
33	Машина тестораскаточная Smart	20	22	24	18	20	21	25	28	19	27
34	Линия производства пельменей	30	32	28	34	36	28	26	24	31	29
35-39	Автомат пельменный JGL 120-5	2,5	1,8	1,8	2,0	2,0	1,6	2,1	2,1	1,6	1,7
40,41	Машина тестомесильная Г7-ТЗМ 63	4	3,5	3,5	3,8	4,2	4,4	4,1	4,1	4,5	2,8
42	Машина тестомесильная ОН 199Л	7	7,5	7,5	6,6	6,6	6,1	7,1	5,9	6,5	6,4
43	Машина тестомесильная Л4-ХТЮ	10	8,5	8,8	8,9	8,9	9,1	9,1	8,0	7,5	11
45	Автомат для резки порций Falcon	4,5	5	3,8	4,2	5,3	6	2,5	3	3,2	4,6
47	Приточная установка «Эльф 9»	15	14	16	12	14	16	17	10	15	14
48	Холодильная машина	20	24	25	22	18	16	22	24	26	20
49,50, 63,64	Кондиционер ALV-N753H	20	16	18	19	19	21	21	24	25	26
51	Инъектор P40/500 SE	2	1,8	1,7	1,6	2,2	2,1	1,8	1,9	2,0	2,0
52	Камера холодильная сборная	10	7,5	7,8	8,8	8,8	9,9	9,2	9,4	9,5	8,4
53	Стерилизатор ПМ-ФС1	7	7,5	6,6	6,5	6,4	7,8	7,2	7,3	7,4	8,0
54	Аппарат для мойки HD-658	2,8	2,0	2,1	2,5	1,8	1,9	2,4	2,6	2,3	2,3
55,56	Дефростер	12	10	10	14	14,5	10,5	10,9	11	12,5	12
57-59	Вытяжная вентсистема	15	15	16	14	12	12	12	10,5	14	15
60,61	Кондиционер	10	11	7,5	7,5	11	7,5	5,5	5,5	7,5	11
62	Кондиционер	3,5	3,0	2,8	2,7	3,2	3,5	3,6	3,4	3,0	2,8

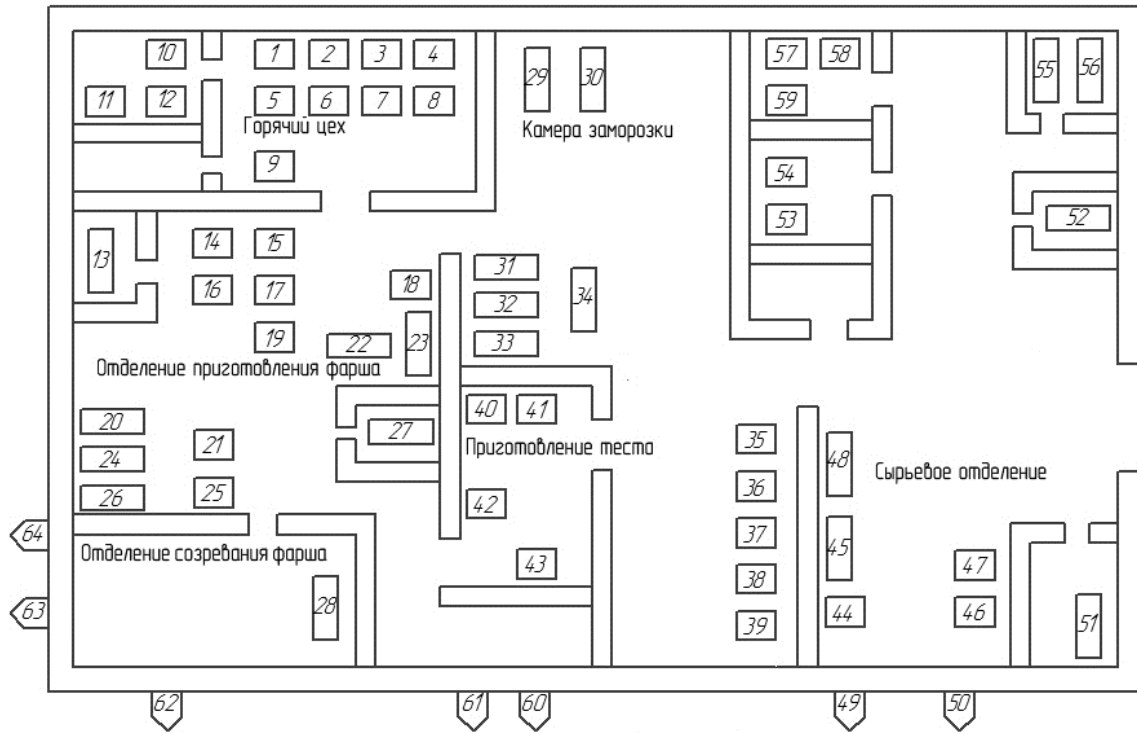


Рис. 1.30. Генплан цеха полуфабрикатов

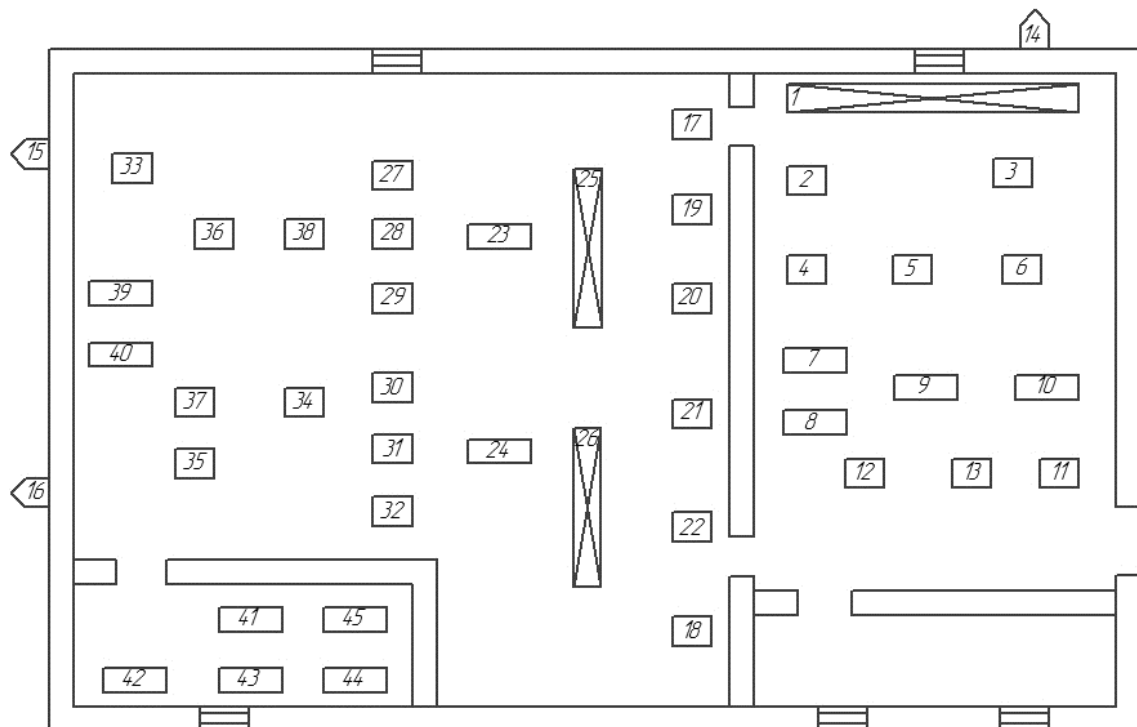


Рис. 1.31. Генплан цеха коксосортировки

Сведения об электрических нагрузках цеха коксосортировки

Номер на плане	Наименование электроприемника	Установленная мощность ЭП, кВт									
		Номер варианта									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Кран-балка ПВ=40%	3	4	7	5	8	10	4	6	3	9
2,3	Перекидной лоток №38	12	14	10	16	20	17	15	18	12	22
4	Малый барабан №91	9	10	12	8	11	12	7	8	16	14
5,6	Грохот лабораторный	2	4	5	3	6	4	7	5	2	9
7-9	Виброизмельчитель	10	14	15	18	12	17	20	18	13	11
10,11	Вибродробилка	2	3	1,5	4	6	2,2	6	3	5	4
12,13	Пробоотборник №7	0,5	1	2	3	2,2	3	4	1	1,2	3
14	Вентилятор П-5	4	2	3	7	5	9	10	6	1	7
15,16	Вентилятор П-16	15	18	12	20	22	19	21	17	16	14
17	Отопит. агрегат (ОА-1)	3	2	6	1	7	5	4	8	9	11
18	Отопит. агрегат (ОА-2)	2	5	1	7	3	9	8	4	1	6
19,20	Конвейер К-4 «Б»	3	8	10	11	9	6	7	12	5	4
21,22	Конвейер К-4 «А»	3	4	7	5	8	10	4	6	3	9
23	Аспир.система (АС-1)	370	300	280	200	350	300	400	410	250	220
24	Аспир.система (АС-2)	100	110	90	95	120	80	150	170	130	140
25,26	Кран-балка ПВ=40%	40	30	50	24	15	20	34	28	40	20
27-29	Дробилка №103	60	50	40	40	50	60	32	50	70	40
30-32	Дробилка №99	8	12	6	7	10	9	14	8	16	7
33-35	Грохот № 25	10	10	20	20	30	15	18	12	10	14
36,37	Перекидной лоток №39	6	8	7	6	14	12	8	10	12	8
38	Передвижной грохот №27	20	20	20	40	40	50	50	50	40	40
39,40	Планир №74	12	8	10	4	2	6	4	8	10	7
41	Насос шлам. №1	40	24	12	12	8	16	14	20	15	8
42	Шламовый насос №2	30	30	28	20	20	40	100	60	50	40
43	Шламовый насос №3	18	12	6	10	6	17	9	14	15	6
44	Насос подкачки воды	40	30	50	24	15	20	34	28	40	20
45	Дренажный насос	22	12	44	60	40	70	30	34	19	25

ГЛАВА 2

СХЕМЫ И КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ВНУТРИЦЕХОВЫХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ

Системы электроснабжения цехов промышленных предприятий выполняют на напряжение до 1кВ (наиболее распространенным является напряжение 380В). На выбор схемы и конструктивное исполнение цеховой сети оказывают влияние следующие факторы:

- степень ответственности приемников электрической энергии;
- режимы работы приемников электрической энергии и их размещение по территории цеха;
- номинальные токи и напряжения;
- окружающая среда производственного помещения.

При проектировании системы электроснабжения необходимо правильно установить характер окружающей среды, которая оказывает влияние на выбор схемы и конструктивного исполнения внутрицеховой сети, а также на степень защиты применяемого оборудования

Цеховые системы распределения электроэнергии должны [5]:

- обеспечивать необходимую надежность электроснабжения приемников в зависимости от их категории;
- иметь оптимальные технико-экономические показатели (минимум приведенных затрат);
- быть удобными и безопасными в эксплуатации электроустановок;
- иметь конструктивное исполнение, обеспечивающее оперативность и возможность легко вносить изменения в сеть при изменении количества электроприемников.

2.1. Выбор схемы внутрицеховой сети

Внутрицеховые сети условно можно разделить на питающие и распределительные. К питающим сетям относят линии, отходящие непосредственно от источника питания (ТП, цеховой трансформаторной подстанции) к ЭП или группе ЭП, к первичным силовым пунктам и щитам. К распределительным сетям, относятся линии, отходящие от распределительных устройств к электроприемникам.

Схемы внутрицеховых электрических сетей выполняют радиальными, магистральными и смешанными. На выбор схемы влияют категория потребителей по надежности электроснабжения, взаимное расположение ЭП по площади цеха, их единичная мощность, связанность электроприемников единым технологическим процессом и характеристика окружающей среды.

Питающие сети выполняются по магистральным или радиальным схемам. Распределительные сети чаще всего бывают радиальными.

Большое влияние на принимаемые решения оказывают условия окружающей среды в проектируемом цехе. Располагать электрооборудование в пожаро- и взрывоопасных или пыльных помещениях следует только в случаях острой необходимости. При этом, как правило, применяется специальное оборудование. В условиях неблагоприятных сред магистральные схемы питания нежелательны. В таких цехах наибольшее распространение находят радиальные схемы, при которых все коммутационные аппараты находятся в отдельных изолированных помещениях.

Радиальные схемы применяют в помещениях с любой окружающей средой. Данные схемы характерны тем, что от источника питания (КТП) прокладывают линии, питающие непосредственно ЭП большой мощности или комплектные распределительные устройства (шкафы, пункты, сборки, щиты), от которых по отдельным линиям питаются электроприемники малой и средней мощности. Распределительные устройства следует располагать в центре электрических нагрузок данной группы потребителей (если позволяет окружающая среда) с целью уменьшения длины распределительных линий. Линии, по которым запитываются распределительные устройства, выполняются, как правило, кабельными линиями. Радиальные схемы требуют установки на цеховых подстанциях большого числа коммутационных аппаратов и значительного расхода кабелей.

Радиальные схемы следует применять:

- для электроснабжения потребителей I категории;
- для электроснабжения мощных ЭП, не связанных единым технологическим процессом;
- для электроснабжения потребителей, взаимное расположение которых делает нецелесообразным питание их по магистральной схеме;
- для питания насосных и компрессорных станций;
- во взрывоопасных, пожароопасных и пыльных помещениях, в которых распределительные устройства должны быть вынесены в отдельные помещения с нормальной средой.

На рис. 2.1 приведен пример выполнения радиальной схемы.

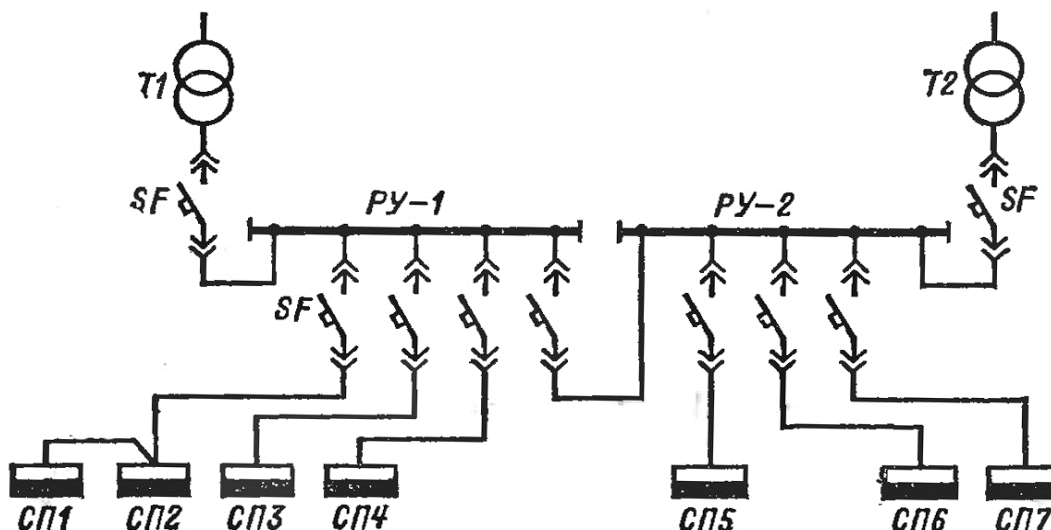


Рис. 2.1. Пример исполнения радиальной схемы электроснабжения ЭП напряжением до 1 кВ

Питающие сети в тех случаях, когда этому не препятствуют условия среды и технология производства, рекомендуется проектировать по магистральной схеме с минимальным числом ступеней защиты.

Магистральные схемы применяют:

- для питания электроприемников, связанных единым технологическим процессом, когда прекращение питания одного электроприемника вызывает необходимость прекращения всего технологического процесса;
- для питания большого числа мелких электроприемников, не связанных единым технологическим процессом, равномерно распределенных по площади цеха.

Магистральные схемы с шинопроводами обеспечивают высокую монтажную готовность. Их основными достоинствами являются универсальность и гибкость, позволяющие производить изменения технологического процесса и перестановку технологического оборудования в цехах без существенного изменения электрических сетей.

Широкое применение получили схемы "блок трансформатор – магистраль" (БТМ). В такой схеме отсутствует РУ низшего напряжения на цеховой подстанции, а магистраль подключается непосредственно к цеховому трансформатору через вводной автоматический выключатель (рис.2.2). Применение схемы блока трансформатор-магистраль позволяет отказаться от установки громоздкого и дорогого

распределительного устройства ТП. Такое решение при проектировании внутрицеховых сетей следует считать наиболее рациональным.

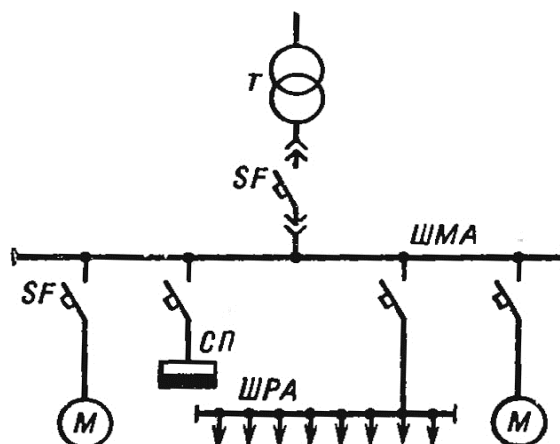


Рис.2.2. Схема блок «трансформатор – магистраль»

В схемах БТМ используют комплектные шинопроводы: в питающей сети – магистральные шинопроводы переменного тока типа ШМА4 (табл. П.1.1, П.1.2), в распределительной сети – распределительных шинопроводы переменного тока серии ШРА4 (табл. П.1.3, П.1.4). К главным магистралям следует присоединять возможно меньшее число ответвлений для питания лишь крупных потребителей электроэнергии (распределительных магистралей, силовых пунктов и единичных электроприемников)[5,9].

Распределительные шинопроводы ШРА предназначены для передачи и распределения электроэнергии на напряжении 380/220 В в сетях промышленных предприятий с нормальной средой, а распределительные шинопроводы пятипроводные ШМА-5 – в помещениях с пыльной средой (в том числе в пожароопасных зонах класса П-I П-II и П-III табл. П.1.4). Шинопроводы выполняются комплектно и прокладываются на стойках, кронштейнах или подвесах.

Схемы БТМ должны иметь число отходящих от ТП магистралей, равное количеству трансформаторов. При этом пропускная способность питающих магистралей не должна превышать суммарной номинальной мощности силовых трансформаторов. На рис. 2.3 приведена схема БТМ для двухтрансформаторной подстанции.

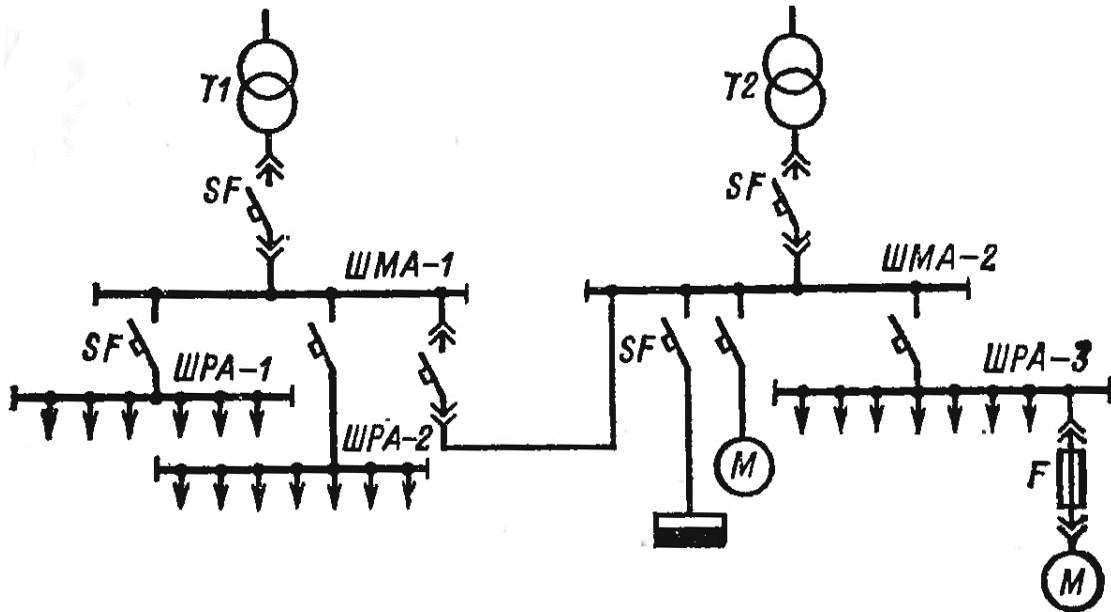


Рис.2.3. Схема блок «трансформатор – магистраль» для двухтрансформаторной подстанции.

В крупных цехах с трансформаторами мощностью 1600 кВ·А и 2500 кВ·А и рассредоточенной нагрузкой рекомендуется использование магистральных схем с несколькими магистралями, питающимися от одного цехового трансформатора. При этом цеховая трансформаторная подстанция должна иметь РУ низкого напряжения с линейными автоматическими выключателями на каждую отходящую магистраль рис 2.4.

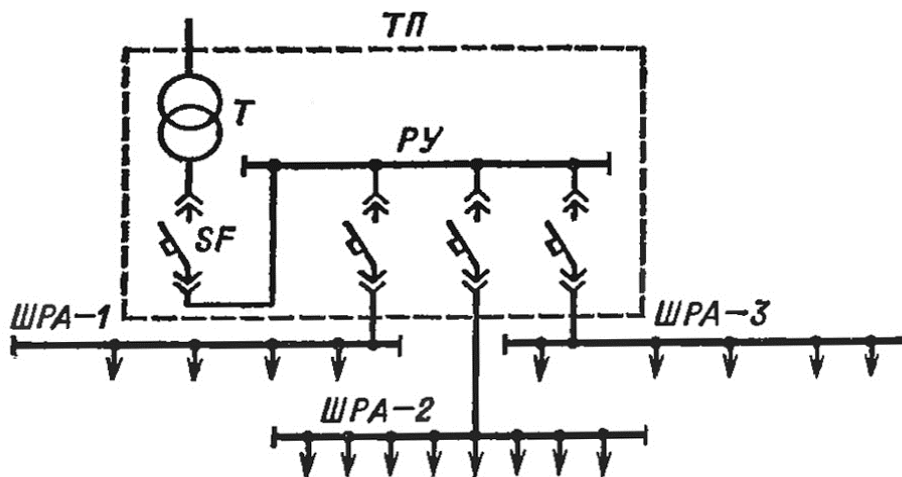


Рис. 2.4. Магистральная схема с несколькими магистралями

Главные магистрали прокладывают на высоте не менее 3 м над полом. При наличии кранов, усложнении ответвлений к электроприемникам» установленным в других пролетах цеха» а также затруднении устройства перемычек между магистралями рекомендуется располагать главные магистрали на уровне нижнего пояса ферм.

2.2. Конструктивное выполнение внутрицеховых сетей напряжением до 1 кВ

В зависимости от выбранной схемы цеховых сетей они конструктивно могут быть выполнены комплектными шинопроводами или кабельными линиями, проложенными открыто или скрыто.

На выбор способов прокладки кабелей влияют количество линий, совпадающих по трассе, и характеристика окружающей среды. В соответствии с ПУЭ производственные помещения в зависимости от характеристики окружающей среды делят на сухие, влажные, сырые, особо сырые, жаркие, с химически активной средой, пыльные, пожаро- и взрывоопасные.

Радиальные сети. В любой среде возможна прокладка кабелей открыто по строительным конструкциям (не более шести кабелей, идущих в одном направлении) с учётом следующих ограничений:

- в помещениях с химически активной средой необходимо использовать кабели с изоляцией, инертной к химически агрессивной среде (например, поливинилхлоридную);

- в пожароопасных – кабели с негорючим наружным слоем: например, защитные герметичные оболочки кабелей из негорючей резины (АНРГ) или негорючего поливинилхлорида (АПВнг-LS, АПВГнг);

- во взрывоопасных зонах любого класса использовать только бронированные кабели;

- во взрывоопасных зонах классов В-I и В-IIа использовать бронированные кабели только с медными жилами;

- во взрывоопасных зонах всех классов запрещается использовать кабели с полиэтиленовой изоляцией и полиэтиленовой защитной оболочкой.

Тросовые проводки применяют в помещениях со сложной конфигурацией строительной части, где из-за большого числа различных трубопроводов, колонн, ферм и балок трудно выполнить проводку другого типа.

Цеховые сети, выполненные проводами, прокладывают открыто на изолирующих опорах, в стальных и пластмассовых трубах.

Прокладку в стальных трубах следует использовать только во взрывоопасных зонах вместо бронированных кабелей. Применение стальных труб должно рассматриваться как исключение и обосновываться в проекте.

Желательно избегать радиальных схем для питания малоамперных (до 15...20 А) электроприемников от силовых РП, в особенности от пунктов с автоматическими выключателями.

Для защиты кабелей от воздействия окружающей среды и механических повреждений возможно использовать прокладку в полимерных (полипропиленовые, поливинилхлоридные, полиэтиленовые и др.) и алюминиевых трубах. Пластмассовые трубы для электропроводок применяют из винипласта, полиэтилена и полипропилена. Винипластовые трубы жесткие, их применяют для скрытых и открытых прокладок во всех средах, кроме взрывоопасных и пожароопасных, а также для прокладок в горячих цехах.

Если прокладывают одиночный кабель по стенам и перекрытиям, то его крепят на скобах. При большом числе кабельных линий, совпадающих по направлению, следует использовать прокладку кабелей на специальных кабельных конструкциях, на лотках, в коробах и кабельных каналах с учётом влияния окружающей среды на выбор марки кабеля.

Наиболее распространенной в производственных помещениях является прокладка кабелей в специальных каналах, если в одном направлении нужно проложить большое количество кабельных линий [5]. В этом случае в полу цеха сооружают канал из железобетона и кирпича, который перекрывают стальными рифлеными листами или железобетонными плитами. Кабельные линии внутри канала укладывают на типовые сборные конструкции, которые установлены на боковых стенах. Преимущества такой прокладки кабелей заключаются в защите их от механических повреждений, удобстве осмотра и ревизии в процессе эксплуатации, а недостатки – в значительных капитальных затратах.

Трасса кабельных линий по возможности должна быть прямолинейной и удаленной от различных трубопроводов [5]. При проектировании схем необходимо стремиться к тому, чтобы длина линий была минимальной, и при возможности исключала или сводила к минимуму случаи обратных потоков мощности.

Для питания передвижных ЭП (крановых электродвигателей тельферов, мостовых кранов, кран-балок) применяют троллейные линии, выполненные из профильной стали или алюминиевых шин, а

также троллейными шинпроводами типа ШТМ. Возможно использовать для их питания гибкие кабели.

Магистральные сети. Комплектные шинпроводы могут состоять из различных секций. Для выполнения прямых участков линий служат прямые секции, для поворотов – угловые, для разветвлений – тройниковые и крестовые, для ответвлений – ответвительные, для присоединений – присоединительные, для компенсации изменения длины при температурных удлинениях – компенсационные и для подгонки длины – подгоночные. Соединение секций на месте их монтажа выполняют сваркой, болтовыми или штепсельными креплениями.

Отдельные приемники подключают к ШРА через ответвительные коробки (рис. 2.5) кабелем или проводом, проложенным в трубах, коробах или металлорукавах.

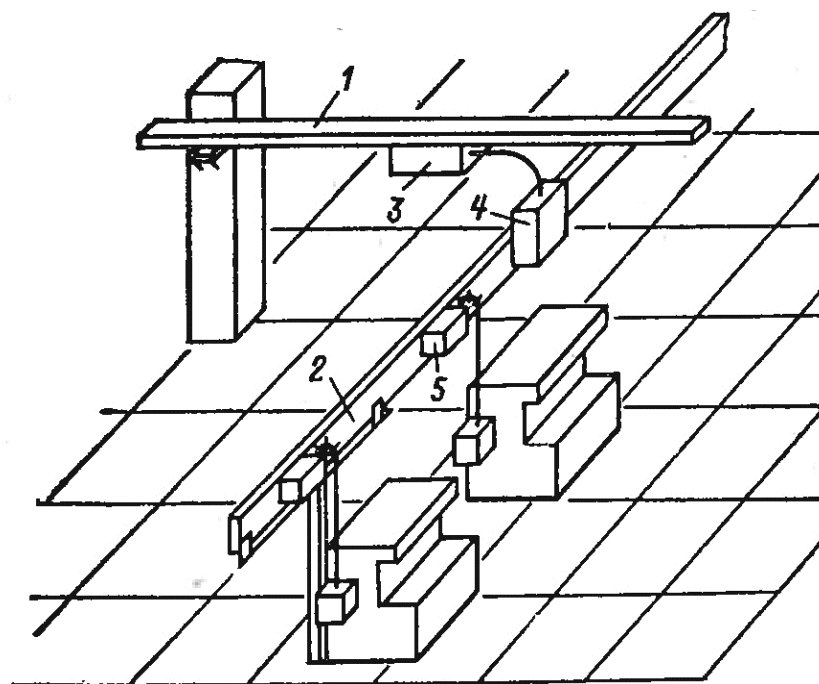


Рис. 2.5. Цеховая сеть, выполненная комплектными шинпроводами:

1 – магистральный шинпровод; 2 – распределительный шинпровод; 3 – ответвительная секция магистрального шинпровода; 4 – вводная коробка; 5 – ответвительная коробка

На каждой секции ШРА длиной 3 м имеется восемь ответвительных коробок (по четыре с каждой стороны) с автоматическими выключателями или предохранителями с рубильниками. Для штепсельного присоединения

ответвительных коробок на секциях шинопровода предусмотрены окна с автоматически закрывающимися шторками. Это обеспечивает безопасное присоединение коробок к шинопроводу, находящемуся под напряжением в процессе эксплуатации. При открывании крышки коробки питание приемника электроэнергии прекращается.

Присоединение ШРА к магистральному шинопроводу осуществляют кабельной перемычкой, соединяющей вводную коробку ШРА с ответвительной секцией ШМА. Вводная коробка ШРА может быть установлена на конце секции или в месте стыка двух секций.

Крепление шинопроводов типа ШРА выполняют на стойках на высоте 1,5 м над полом, кронштейнами к стенам и колоннам, на тросах к фермам здания.

Вопросы для самопроверки

1. Что влияет на выбор схемы и конструктивного исполнения внутрицеховой сети.
2. Основные схемы цеховых электрических сетей, области их применения, достоинства и недостатки каждой из схем.
3. Основные требования, предъявляемые к цеховым электрическим сетям.
4. Как влияет окружающая среда на выбор схемы и конструктивного исполнения внутрицеховых сетей.
5. Основные способы канализации электрической энергии в цеховой сети.
6. Схемы и конструктивное исполнение внутрицеховой сети во взрывоопасных помещениях.

ГЛАВА 3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Определение электрических нагрузок является начальным этапом проектирования любой системы электроснабжения, занижение расчетных нагрузок, приводит к уменьшению пропускной способности сети по условию нагрева, вследствие этого нарушается нормальное функционирование предприятия. Завышение расчетной нагрузки приводит к излишним капиталовложениям в строительство сетей электроснабжения. Поэтому точное определение расчетных нагрузок является одним из основополагающих этапов проектирования любой электрической сети в промышленности, т. к. величина электрических нагрузок оказывает существенное влияние на выбор элементов и технико-экономические показатели проектируемой системы электроснабжения.

3.1. Определение номинальных параметров электроприемников

Перед расчетом электрических нагрузок необходимо привести основные характеристики электроприемников цеха в соответствии с табл. 3.1

Таблица 3.1

Характеристики электроприемников цеха

Обозначение ЭП на плане цеха	Наименование ЭП	Номинальная мощность $P_{нб}$, кВт	Номинальный ток $I_{нб}$ А	Коэффициент реак- тивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ ($\cos\varphi$)	Коэффициент использования $K_{и}$	КПД η , %
1	2	3	4	5	6	7

Номинальные токи электроприемников определяются по формулам:

Номинальные токи электроприемников берутся из паспортных данных или определяются по формулам:

- для трехфазных электродвигателей:

$$I_{\text{H}} = \frac{P_{\text{H}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{\text{H}} \cos \varphi \eta}, \text{ A}; \quad (3.1)$$

- для многодвигательного электропривода трехфазного исполнения:

$$I_{\text{H}} = \frac{\sum P_{\text{H}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{\text{H}} \cos \varphi \eta}, \text{ A}, \quad (3.2)$$

где $\sum P_{\text{H}}$ – суммарная номинальная мощность ЭП многодвигательного привода, кВт; $\cos \varphi$ и η – коэффициент мощности и КПД наиболее мощного ЭП данного привода;

- для трехфазной электрической печи, сварочного трансформатора:

$$I_{\text{H}} = \frac{S_{\text{H}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}}, \text{ A}; \quad (3.3)$$

- для однофазных электродвигателей на фазное напряжение ($U_{\text{ф}}$):

$$I_{\text{H}} = \frac{P_{\text{H}} \cdot 10^3}{U_{\text{ф}} \cos \varphi \eta}, \text{ A}; \quad (3.4)$$

- для однофазных электродвигателей, подключаемых на линейное напряжение и являющихся нагрузкой двух фаз:

$$I_{\text{H}} = \frac{P_{\text{H}} \cdot 10^3}{2U_{\text{ф}} \cos \varphi \eta} = \frac{\sqrt{3} P_{\text{H}} \cdot 10^3}{2U_{\text{H}} \cos \varphi \eta}, \text{ A}; \quad (3.5)$$

- для однофазных электрических печей, сварочных трансформаторов на фазное напряжение:

$$I_{\text{H}} = \frac{S_{\text{H}} \cdot 10^3}{U_{\text{ф}}}, \text{ A}; \quad (3.6)$$

- для однофазных электрических печей, сварочных трансформаторов на линейное напряжение:

$$I_{\text{H}} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{\text{H}} \cdot 10^3}{U_{\text{H}}}, \text{ A}; \quad (3.7)$$

- для остальных трехфазных ЭП:

$$I_{\text{H}} = \frac{P_{\text{H}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{\text{H}} \cos \varphi}, \text{ A}; \quad (3.8)$$

- для остальных однофазных ЭП на фазное напряжение:

$$I_{\text{H}} = \frac{\sum P_{\text{H}} \cdot 10^3}{U_{\text{ф}} \cos \varphi}, \text{ A}; \quad (3.9)$$

- для остальных однофазных ЭП на линейное напряжение:

$$I_{\text{H}} = \frac{\sqrt{3}P_{\text{H}} \cdot 10^3}{2U_{\text{H}} \cos \varphi}, \text{ А.} \quad (3.10)$$

где P_{H} – номинальная мощность электроприемника, кВт; U_{H} – номинальное напряжение электроприемника, В; $U_{\text{ф}}$ – фазное напряжение, В; η – КПД электроприемника; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности электроприемника.

Номинальные активные мощности отдельных ЭП определяются следующим образом:

- для электродвигателей длительного режима работы:

$$P_{\text{H}} = P_{\text{пасп}}, \text{ кВт} \quad (3.11)$$

где $P_{\text{пасп}}$ – паспортная мощность двигателя.

- для двигателей повторно-кратковременного режима:

$$P_{\text{H}} = P_{\text{пасп}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}}, \text{ кВт} \quad (3.12)$$

где ПВ – паспортная продолжительность включения, в о.е.

- для сварочных трансформаторов:

$$S_{\text{H}} = S_{\text{пасп}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}}, \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad (3.13)$$

$$P_{\text{H}} = S_{\text{пасп}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} \cdot \cos \varphi, \text{ кВт} \quad (3.14)$$

где S_{H} – полная номинальная мощность сварочного трансформатора $S_{\text{пасп}}$ – паспортная полная мощность сварочного трансформатора $\cos \varphi$ – паспортный коэффициент мощности сварочного трансформатора, ПВ – паспортная продолжительность включения, в о.е.

Для многодвигательного привода номинальная мощность принимается равной сумме номинальных мощностей одновременно работающих двигателей. Для крановой установки – сумме номинальных мощностей двух наиболее мощных двигателей.

При расчете групповых нагрузок на более высоких уровнях (2УР и выше см. рис. 3.3) ПВ, в формулах принимается равным 100%, т.е. не производится пересчет на длительный режим.

Номинальная реактивная мощность асинхронного двигателя определяется упрощенно, через значение среднесменного коэффициента мощности $\cos \varphi_{\text{см}}$ и соответствующего ему коэффициента реактивной мощности $\text{tg} \varphi_{\text{см}}$ без учета КПД:

$$q_{\text{НОМ}} = p_{\text{НОМ}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{см}} \quad (3.15)$$

Номинальная реактивная мощность синхронного двигателя (СД) определяется как:

$$q_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{НОМ}}, \text{кВ} \cdot \text{А} \quad (3.16)$$

где $\eta_{\text{НОМ}}$, $\text{tg} \varphi_{\text{НОМ}}$ соответственно номинальные КПД и коэффициент реактивной мощности СД при номинальных величинах напряжения и тока возбуждения.

3.2. Основные методы расчета

В практике проектирования систем электроснабжения применяют различные методы определения электрических нагрузок, которые подразделяются на основные и дополнительные.

К основным следует отнести методы определения электрических нагрузок:

- по установленной мощности и коэффициенту спроса (метод коэффициента спроса):

$$P_p = k_c \cdot P_{\text{НОМ}}, \text{кВт}; \quad (3.17)$$

- по средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузки:

$$P_p = P_c \cdot k_{\phi}, \text{кВт}; \quad (3.18)$$

- по средней мощности и коэффициенту расчетной мощности (метод коэффициента расчетной активной мощности):

$$P_p = P_c \cdot k_p, \text{кВт}; \quad (3.19)$$

- по средней мощности и отклонению расчетной нагрузки от средней (статистический метод):

$$P_p = P_c \pm \beta \cdot \sigma, \text{кВт}; \quad (3.20)$$

где β – принятая кратность меры рассеяния; σ – среднеквадратичное отклонение.

К вспомогательным можно отнести методы определения электрических нагрузок: по удельному расходу электроэнергии на единицу выпускаемой продукции; по удельной нагрузке на единицу производственной площади.

Первый метод расчета, выполняемый по формуле (3.17), дает приближенные результаты и используется для предварительных расчетов.

Второй метод, выполняемый по формуле (3.18), с достаточной степенью точности позволяет определять расчетные нагрузки узлов на всех ступенях системы электроснабжения, начиная от шин цеховых подстанций и выше в сторону питания. При условии наличия графика нагрузки он может считаться вообще вполне удовлетворительным. Третий метод, выполняемый по формуле (3.19), наиболее точен и применяется для расчета нагрузок на всех ступенях системы электроснабжения, но при

условии наличия данных о каждом приемнике узла. Использование статистического метода в соответствии с формулой (3.20) определения расчетных нагрузок возможно во всех случаях, но при наличии данных, приведенных в выражении (3.20).

С 1968 года расчеты электрических нагрузок проводились в соответствии с “Указаниями по определению электрических нагрузок в промышленных установках” [9], которые основаны не методе упорядоченных диаграмм (УД), предложенные профессором Г. М. Каяловым. В методе УД приняты следующие допущения: вместо графика нагрузки используется его УД, периодически повторяющаяся с длительностью цикла 420-480 минут, которую считают прямолинейной. Принятые допущения значительно упрощают процесс расчета электрических нагрузок. Однако, как показали исследования, показатели электропотребления действующих предприятий свидетельствует о том, что расчетная максимальная нагрузка цехов, определенная в соответствии с методом УД, в несколько раз превышает действительную. Также из-за принятых допущений метод УД дает неконтролируемую погрешность в определении расчетной электрической нагрузки по нагреву. В связи с указанным положением в 90-х годах возникла необходимость разработки более точного метода расчета нагрузок.

С 1993 г. основным и обязательным нормативным документом по определению электрических нагрузок промышленных предприятий является РТМ 36.18.32.4-92 [9], в основу которых положен модифицированный статистический метод (МСМ) [8], который позволил избежать значительного завышения расчетной нагрузки за счет коррекции среднего значения групповой нагрузки. Указания, по расчету устанавливают порядок расчета электрических нагрузок по методу коэффициента расчетной активной мощности.

Расчетная активная мощность P_p – это мощность, соответствующая такой неизменной токовой нагрузке I_p , которая эквивалентна фактической изменяющейся во времени нагрузке по наибольшему возможному тепловому воздействию на элемент системы электроснабжения.

Коэффициент расчетной мощности K_p – это отношение расчетной активной мощности P_p к значению $K_n P_n$ группы электроприемников:

$$K_p = \frac{P_p}{K_n \cdot P_n}. \quad (3.21)$$

Расчет электрических нагрузок электроприемников напряжением до 1 кВ выполняется по форме Ф636-92 (табл. 3.2.) и производится для каждого узла питания (распределительного пункта, распределительного

или магистрального шинпровода, цеховой трансформаторной подстанции), а также по цеху, корпусу в целом.

3.3. Последовательность расчета методом коэффициента расчетной мощности

Исходные данные для расчета (графы 1 – 6). Графы (1– 4) заполняются на основании полученного задания на проектирование (графы 5, 6) – согласно справочным материалам Все электроприемники группируются по характерным категориям с одинаковыми коэффициентами использования $K_{и}$ и реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ ($\cos\varphi$). Значения коэффициентов использования $K_{и}$ и реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ ($\cos\varphi$) для характерных групп электроприемников приведены в П 2.1. При наличии в справочных материалах интервальных значений $K_{и}$ следует для расчета принимать наибольшее значение. В каждой строке указываются электроприемники одинаковой мощности. При этом резервные электроприемники в расчете не учитываются, а номинальная мощность электродвигателей с повторно-кратковременным режимом работы не приводится к длительному режиму ($\text{ПВ} = 100\%$).

При определении расчетной нагрузки цеха или другого узла питания следует учитывать наличие однофазных электроприемников.

При включении однофазного электроприемника на фазное напряжение он учитывается в графе 2 как эквивалентный трехфазный электроприемник номинальной мощностью

$$p_{н} = 3 \cdot p_{н.о}, \text{кВт}; \quad q_{н} = 3 \cdot q_{н.о}, \text{кВАр}, \quad (3.22)$$

где $p_{н.о}$ – номинальная активная мощность однофазного электроприемника, кВт; $q_{н.о}$ – номинальная реактивная мощность однофазного электроприемника, кВ·Ар.

При включении однофазного электроприемника на линейное напряжение он учитывается как эквивалентный электроприемник номинальной мощностью

$$p_{н} = \sqrt{3} \cdot p_{н.о}, \text{кВт}; \quad q_{н} = \sqrt{3} \cdot q_{н.о}, \text{кВАр}. \quad (3.23)$$

При наличии группы однофазных электроприемников последовательность их учета в электрической нагрузке цеха следующая:

1. однофазные электроприемники распределяются по фазам;
2. определяется нагрузка каждой фазы от однофазных электроприемников:

$$\begin{aligned} P_{н.о(A)} &= \sum P_{н.о(A)}; \\ P_{н.о(B)} &= \sum P_{н.о(B)}; \\ P_{н.о(C)} &= \sum P_{н.о(C)}; \end{aligned} \quad (3.24)$$

3. определяется общая нагрузка каждой фазы от однофазных и трехфазных электроприемников:

$$\begin{aligned} P_{н(A)} &= P_{н.о(A)} + \frac{\sum P_{н(3)}}{3}; \\ P_{н(B)} &= P_{н.о(B)} + \frac{\sum P_{н(3)}}{3}; \\ P_{н(C)} &= P_{н.о(C)} + \frac{\sum P_{н(3)}}{3}, \end{aligned} \quad (3.25)$$

где $\sum P_{н(3)}$ – установленная мощность трехфазных электроприемников, кВт;

4. определяется неравномерность загрузки фаз по формуле:

$$\Delta P_{нр} = \frac{P_{н.маx} - P_{н.мин}}{P_{н.мин}} \cdot 100\%, \quad (3.26)$$

где $P_{н.маx}$, $P_{н.мин}$ – установленные мощности наиболее и наименее загруженной фазы соответственно, кВт.

При наличии группы однофазных электроприемников, которые распределены по фазам с неравномерностью, не превышающей 15 % по отношению к общей мощности трехфазных и однофазных электроприемников в группе, они могут быть представлены в расчете как эквивалентная группа трехфазных электроприемников с той же суммарной номинальной мощностью.

В случае превышения указанной неравномерности номинальная мощность эквивалентной группы трехфазных электроприемников принимается равной утроенному значению мощности наиболее загруженной фазы.

Далее для каждой характерной группы электроприемников в графах 7 и 8 соответственно записываются построчно величины $K_{и}P_{н}$ и $K_{и}P_{н}tg\varphi$. В итоговой строке определяются суммы этих величин: $\sum K_{и}P_{н}$ и $\sum K_{и}P_{н}tg\varphi$.

Средневзвешенный (групповой) коэффициент использования для данного узла питания определяется по формуле:

$$K_{и.гр} = \frac{\sum K_{и}P_{н}}{\sum P_{н}}. \quad (3.27)$$

Значение $K_{и.гр}$ заносится в графу 5 итоговой строки.

Таблица 3.2

Расчет электрических нагрузок (форма Ф636-92)

Исходные данные		Расчетные величины			Коэффициент расчетной нагрузки K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток, А						
		по справочным данным	$K_n \cdot P_n$	$K_n \cdot P_n \cdot \text{tg}\varphi$		nd_n^2	Активная, кВт $P = K_p \cdot \Sigma(K_n \cdot P_n)$	реактивная, кВАр** $Q_p = 1,1 \cdot \Sigma(K_n \cdot P_n \cdot \text{tg}\varphi)$ при $n \leq 10$; $Q_p = \Sigma(K_n \cdot P_n \cdot \text{tg}\varphi)$ при $n > 10$		Полная, кВА $S_p = P^2 + Q_p^2$					
Наименование ЭП	по заданию технологов	Количество ЭП, шт.*	n	Номинальная (установленная) мощность, кВт*	коэффициент использования K_n	коэффициент реактивной мощности $\cos\varphi / \text{tg}\varphi$	$K_n \cdot P_n$	$K_n \cdot P_n \cdot \text{tg}\varphi$	nd_n^2	Эффективное число ЭП** $n_3 = \frac{(\Sigma P_n)^2}{\Sigma d_n^2}$	11	12	13	14	15

* Резервные электроприемники, а также электроприемники, работающие кратковременно, в расчете не учитываются.

** При расчете электрических нагрузок для магистральных шинпроводов, на шинах цеховых трансформаторных подстанций, в целом по цеху, корпусу, предприятию:

допускается определять n_3 по выражению $n_3 = 2 \cdot \Sigma P_n / P_{n, \text{max}}$,

расчетная реактивная мощность принимается равной $Q_p = K_p K_n P_n \text{tg}\varphi = P_p \text{tg}\varphi$.

Для последующего определения эффективного числа электроприемников n_3 в графе 9 построчно определяются для каждой характерной группы электроприемников одинаковой мощности величины np_H^2 и в итоговой строке – их суммарное значение $\sum np_H^2$.

Эффективным числом электроприемников называется такое число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое обуславливает те же значения расчетной нагрузки, что и группа различных по мощности электроприемников.

Эффективное число электроприемников определяется по формуле:

$$n_3 = \frac{(\sum P_H)^2}{\sum P_H^2 \cdot n} \quad (3.28)$$

Найденное по формуле (3.28) значение n_3 округляется до ближайшего меньшего целого числа.

При значительном числе ЭП (магистральные шинопроводы, шины цеховых трансформаторных подстанций, в целом по цеху, корпусу, предприятию) n_3 может определяться по упрощенной формуле(3.29):

$$n_3 = \frac{2 \cdot \sum P_H}{P_{H.макс.}} \quad (3.29)$$

Если найденное по упрощенному выражению число n_3 окажется больше n , то следует принимать $n_3 = n$. Если $p_{H.макс} / p_{H.мин} \leq 3$, где $p_{H.мин}$ - номинальная мощность наименее мощного ЭП группы, также принимается $n_3 = n$. При $n_3 \leq 4$ рекомендуется пользоваться номограммой (см. рисунок 3.1).

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования, эффективного числа электроприемников и постоянной времени нагрева сети определяется и заносится в графу 11 коэффициент расчетной нагрузки K_p .

В соответствии с [9,10] принимаются следующие постоянные времени нагрева:

$T_0 = 10$ мин – для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинопроводы, пункты, сборки, щиты. Значения K_p для этих сетей принимаются по табл.3.3.

$T_0 = 2,5$ ч – для магистральных шинопроводов и цеховых трансформаторов. Значения K_p для этих сетей принимаются по по табл.3.4.

Расчетная активная мощность подключенных к узлу питания электроприемников напряжением до 1 кВ (графа 12) определяется по формуле:

$$P_p = K_p \cdot \sum K_{и} \cdot P_H, \text{кВт} \quad (3.30)$$

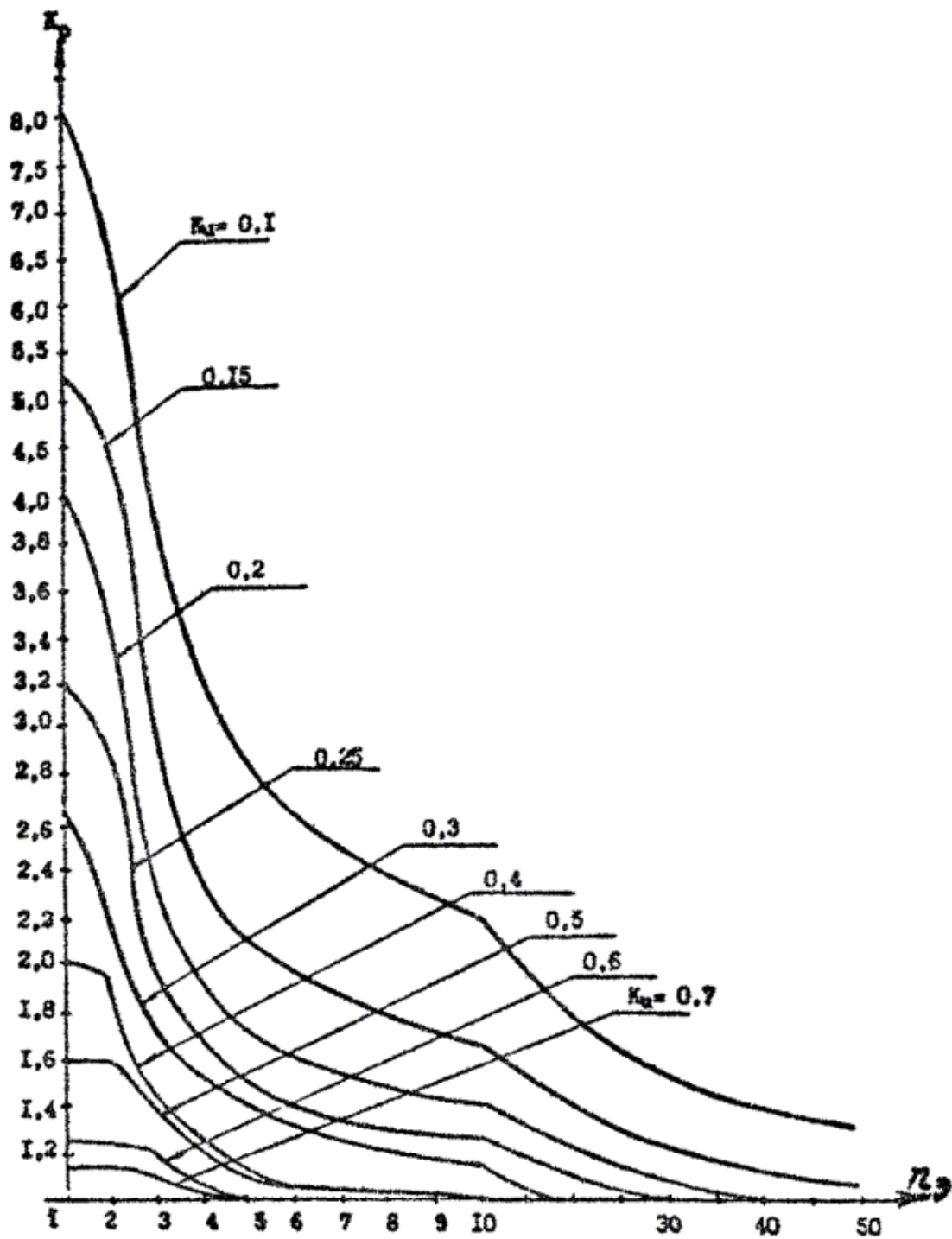


Рис. 3.1. Номограмма коэффициента расчетных нагрузок K_p для различных коэффициентов использования $K_{И}$ в зависимости от $n_{\text{Э}}$ (для постоянной времени нагрева $T_0=10$ мин)

Таблица 3.3

Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинопроводы, пункты, сборки, щиты

n_{Σ}	Коэффициент использования $K_{И}$								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14	1,0
2	6,22	4,33	3,39	2,45	1,98	1,60	1,33	1,14	1,0
3	4,05	2,89	2,31	1,74	1,45	1,34	1,22	1,14	1,0
4	3,24	2,35	1,91	1,47	1,25	1,21	1,12	1,06	1,0
5	2,84	2,09	1,72	1,35	1,16	1,16	1,08	1,03	1,0
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,11	1,13	1,06	1,01	1,0
7	2,49	1,86	1,54	1,23	1,12	1,10	1,04	1,0	1,0
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1,0	1,0
9	2,27	1,71	1,43	1,16	1,09	1,07	1,01	1,0	1,0
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,07	1,05	1,0	1,0	1,0
11	2,11	1,61	1,35	1,1	1,06	1,04	1,0	1,0	1,0
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,05	1,03	1,0	1,0	1,0
13	1,99	1,52	1,29	1,06	1,04	1,01	1,0	1,0	1,0
14	1,94	1,49	1,27	1,05	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0
15	1,89	1,46	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
17	1,81	1,41	1,21	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	1,78	1,39	1,19	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
19	1,75	1,36	1,17	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	1,72	1,35	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21	1,89	1,33	1,15	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	1,67	1,31	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
23	1,64	1,30	1,12	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
24	1,62	1,28	1,11	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
25	1,6	1,27	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
30	1,51	1,21	1,05	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
35	1,44	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
40	1,4	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
45	1,35	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
50	1,3	1,07	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
60	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
70	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
80	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
90	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
100	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

В случае, когда P_p окажется меньше номинальной мощности наиболее мощного ЭП, следует принимать $P_p = P_{н.мах.}$

Таблица 3.4

Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p на шинах НН цеховых трансформаторов и для магистральных шинопроводов напряжением до 1 кВ

n_{Σ}	Коэффициент использования $K_{И}$							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7 и более
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1,0
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1,0
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,0	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,0	0,98	0,96	0,94	0,93
6-8	1,2	1,0	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9-10	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
10 - 25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9
25 -50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,8	0,85	0,85
Более 50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,75	0,8	0,8

Расчетная реактивная мощность подключенных к узлу питания электроприемников напряжением до 1 кВ (графа 13) определяется следующим образом. Для питающих сетей напряжением до 1 кВ в зависимости от n_{Σ} :

$$\text{при } n_{\Sigma} \leq 10 \quad Q_p = 1,1 \sum K_{И} \cdot P_{н} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{кВАр}; \quad (3.31)$$

$$\text{при } n_{\Sigma} > 10 \quad Q_p = \sum K_{И} \cdot P_{н} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{кВАр}. \quad (3.32)$$

Для группы СД, работающих в режиме перевозбуждения, суммарная номинальная реактивная мощность принимается равной расчетной реактивной нагрузке и при определении общей реактивной нагрузки вычитается из реактивной нагрузки ЭП с отстающим током:

$$Q_{рд} = \sum q_{н}, \text{кВАр}, \quad (3.33)$$

где $q_{н}$ определяется по формуле (3.16).

Расчетная реактивная мощность для магистральных шинопроводов и на шинах цеховых трансформаторных подстанций независимо от n_{Σ} определяется по формуле:

$$Q_p = K_p \sum K_{И} P_{н} \operatorname{tg} \varphi, \text{кВАр} \quad (3.34)$$

Полная расчетная мощность (графа 14) определяется по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \text{кВ} \cdot \text{А} \quad (3.35)$$

К расчетной активной и реактивной мощности силовых электроприемников напряжением до 1 кВ при необходимости должны быть добавлены осветительные нагрузки $P_{p.o}$ и $Q_{p.o}$. Тогда полная расчетная мощность составит:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.o})^2 + (Q_p + Q_{p.o})^2}, \text{кВ} \cdot \text{А} \quad (3.36)$$

Расчетная активная осветительная нагрузка $P_{p.o}$ находится по формуле:

$$P_{p.o} = P_{но} \cdot K_{co}, \text{кВт} \quad (3.37)$$

где $P_{но}$ – номинальная мощность осветительной нагрузки, определяется по формуле(3.38); K_{co} – коэффициент спроса осветительной нагрузки (табл. П 3.1.).

$$P_{но} = p_{oy} \cdot F, \text{кВт} \quad (3.38)$$

где p_{oy} – удельная нагрузка на 1 m^2 площади цеха (табл. П 3.2.); F – площадь цеха, m^2 ;

Если в качестве источников света используют газоразрядные лампы, то расчетная реактивная осветительная нагрузка находится по формуле:

$$Q_{p.o} = P_{но} \cdot tg\varphi_o, \text{кВАр} \quad (3.39)$$

где $tg\varphi_o$ - коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки. Соответствующие коэффициенты мощности осветительной нагрузки для люминесцентных ламп $\cos\varphi_o = 0,9$; для газоразрядных ламп высокого давления $\cos\varphi_o = 0,35$

Расчетный ток (графа 15) определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \text{А}. \quad (3.40)$$

Определение расчетных нагрузок на напряжение выше 1 кВ выполняется аналогично изложенному, с учетом следующих особенностей:

а) исходные данные по высоковольтным ЭП одного режима работы и мощности заносятся в одну строку (см. табл. 3.2) и заполняются графы 2 – 8. Эффективное число ЭП n_e и коэффициенты расчетной нагрузки K_p и K'_p не определяются.

б) расчетная нагрузка цеховых трансформаторных подстанций (с учетом осветительной нагрузки и потерь в трансформаторах (см. пункт 5.3) заносится в графы 7 и 8.

в) определяется число присоединений 6 - 10 кВ на сборных шинах РП, ГПП (графа 2 итоговой строки). Резервные ЭП не учитываются.

г) определяется групповой коэффициент использования $\Sigma K_{и} P_{н} / \Sigma P_{н}$,

д) в зависимости от числа присоединений и группового коэффициента использования определяется значение коэффициента одновременности K_o (таблица 3.5).

е) расчетная мощность (графы 12 - 14) определяется по выражениям(3.41-3.43)

$$P_p = K_o \Sigma K_{и} \cdot P_{н}, \text{кВт} \quad (3.41)$$

$$Q_p = K_o \Sigma K_{и} \cdot P_{н} \cdot \text{tg} \varphi = P_p \cdot \text{tg} \varphi, \text{кВАр} \quad (3.42)$$

$$S_p = \sqrt{(P_p)^2 + (Q_p)^2}, \text{кВА} \quad (3.43)$$

Таблица 3.5

Значение коэффициента одновременности K_o для определения расчетной нагрузки на шинах 6 (10) кВ РП и ГПП

Средневзвешенный коэффициент использования	Число присоединений 6 (10) кВ на сборных шинах РП, ГПП			
	2-4	5-8	9-25	Более 25
$K_{и} < 0,3$	0,9	0,8	0,75	0,7
$0,3 < K_{и} < 0,5$	0,95	0,9	0,85	0,8
$0,5 < K_{и} < 0,8$	1,0	0,95	0,9	0,85
$K_{и} > 0,8$	1,0	1,0	0,95	0,9

Результирующий расчет нагрузок для каждой трансформаторной подстанции и выбор мощности трансформаторов рекомендуется выполнять по форме Ф202-90 (таблица 3.6)

Результирующая нагрузка на стороне высокого напряжения определяется с учетом средств КРМ и потерь мощности в трансформаторах.

Таблица 3.6

Расчет электрических нагрузок трансформаторной подстанции(Ф202-90)

Наименование	$\cos \varphi / \text{tg} \varphi$	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов, шт. * кВ·А
		кВт	кВАр	кВ·А	

Пример 3.1

Найти расчетную нагрузку цеха принципиальная схема которого изображена на рис (3.2) исходные данные приведены в табл.3.7. Расчет сведен в табл.3.8.

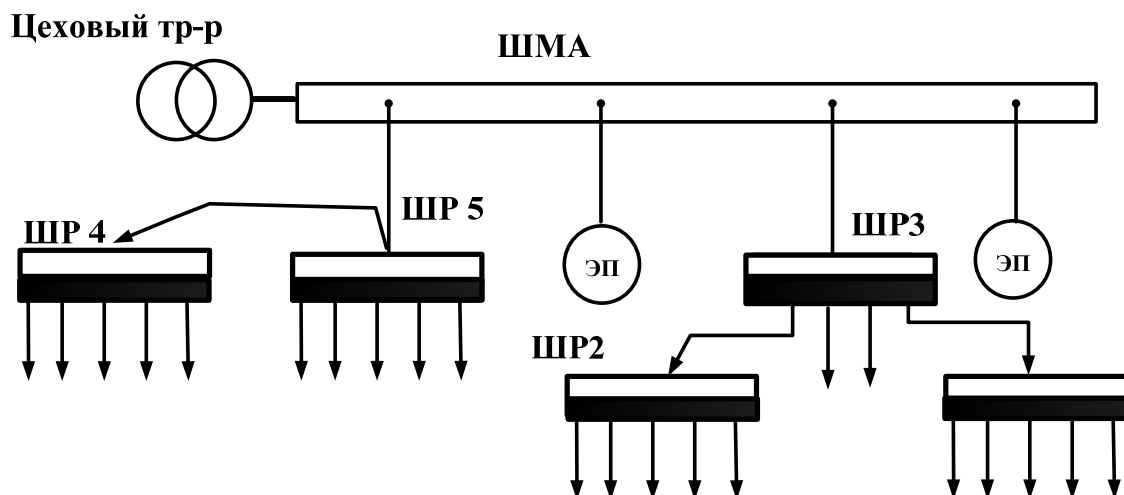


Рис. 3.2. Принципиальная схема электроснабжения электроприемников цеха

Решение:

Расчет для ШР1.

Определяем установленную мощность группы.

$$\sum P_n = 11 + 1,1 + 0,12 = 12,22 \text{ кВт}$$

Определяем расчетные величины $K_n \cdot P_n$; $K_n \cdot P_n \cdot \text{tg}\varphi$ и $n \cdot p_n^2$

$$\sum (K_n \cdot P_n) = 11 \cdot 0,14 + 1,1 \cdot 0,14 + 0,12 \cdot 0,14 = 1,5 + 0,15 + 0,02 = 1,67 \text{ кВт}$$

$$\begin{aligned} \sum (K_n \cdot P_n \cdot \text{tg}\varphi) &= 11 \cdot 0,14 \cdot 1,73 + 1,1 \cdot 0,14 \cdot 1,73 + 0,12 \cdot 0,14 \cdot 1,73 = \\ &= 2,66 + 0,27 + 0,04 = 2,97 \text{ кВар} \end{aligned}$$

$$\sum n \cdot P_n^2 = 1 \cdot 11^2 + 1 \cdot 1,1^2 + 1 \cdot 0,12^2 = 121 + 1,21 + 0,01 = 122,22$$

Определяем эффективное число электроприемников по выражению (3.28)

$$n_3 = \frac{12,22^2}{122,22} = 1,2$$

Округляем n_3 до ближайшего меньшего числа, т.е. до $n_3=1$. По табл 3.3 для $n_3=1$ и $k_n=0,14$ определяем коэффициент расчетной нагрузки k_p . Для определения промежуточного значения воспользуемся известным методом линейной интерполяции.

Таблица 3.7

Исходные данные для примера 3.1.

Наименование ЭП	Количество, п шт.	Номиналь- ная мощ- ность, кВт P_n	По справочным дан- ным (табл. П 2.2.)	
			Коэффициент использования	Коэффициент реактивной мощности
<u>Распределительный пункт</u> <u>ЩР1</u>				
Станок токарный	1	11	0,14	1,73
Станок токарный	1	1,1	0,14	1,73
Станок токарный	1	0,12	0,14	1,73
<u>Распределительный пункт</u> <u>ЩР2</u>				
Молоты	2	28,0	0,24	1,17
Индукционные печи низкой частоты	5	20,0	0,7	0,33
<u>Распределительный пункт</u> <u>ЩР3</u>				
Прессы штамповочные	3	28,0	0,17	1,17
<u>Распределительный пункт</u> <u>ЩР4</u>				
Насосы	5	20,0	0,7	0,75
<u>Распределительный пункт</u> <u>ЩР5</u>				
Печи сопротивления	2	10,0	0,5	0,33
Станки разные	2	2,8	0,14	1,73
	2	4,0	0,14	1,73
	1	3,0	0,14	1,73
	1	14,0	0,14	1,73
	2	1,7	0,14	1,73
Вентиляторы	2	7,0	0,65	0,75
Магистральный шинопровод – отдельные ЭП				
Насосы с синхронным двигателем	2	75	0,7	0,48

Согласно данному методу, для аргумента x , находящегося между значениями x_1 и x_2 , которым соответствуют величины y_1 и y_2 , значение функции y можно определить по выражению:

$$y = y_1 - \frac{y_1 - y_2}{x_2 - x_1} \cdot (x - x_1) \quad (3.44)$$

Для рассматриваемого ШР $y = \kappa_p$, $x = \kappa_u$. Соответственно по табл. 3.3 $y_1 = 8$; $y_2 = 5,33$; $x_1 = 0,1$; $x_2 = 0,15$; $x = 0,14$. Соответственно (3.44)

$$\kappa_p = 8 - \frac{8 - 5,33}{0,15 - 0,1} \cdot (0,14 - 0,1) \approx 5,86$$

Расчетная активная нагрузка по выражению (3.30)

$$P_p = 5,86 \cdot 1,67 = 10,0 \text{ кВт}$$

Расчетная реактивная нагрузка по выражению (3.31) при числе при $n_3 \leq 10$

$$Q_p = 1,1 \cdot 2,97 = 3,3 \text{ кВар};$$

Расчетная полная нагрузка по выражению (3.35)

$$S_p = \sqrt{10^2 + 3,3^2} = 11,5 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Расчетный ток определим по формуле (3.40):

$$I_p = \frac{11,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 17,5 \text{ А}.$$

Аналогично производим расчет для оставшихся ШР, расчетные данные заносим в таблицу 3.8.

Таблица 3.8

Расчетные данные для примера 3.1

Исходные данные		по заданию технологов				по спр.дан.		Расчет.величины			Эф. число ЭП $n_{эф}$	Коэф. расчетной нагрузки K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток, А
		Наимено-вание ЭП	Кол. ЭП, шт. п	Ном. мощность, кВт		Коэф. K_n	Коэф. реактивной мощности $tg\phi$	$K_n \cdot P_n$	$K_n \cdot P_n \cdot tg\phi$	$n d_n^2$			Активная, кВт	реактивная, кВАр	Полная, кВА	
				ЭП, P_n	общая $P_{\Sigma} = P_n \cdot n$											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
Распределительный пункт ШР1																
Станки	1	11	11	0,14	1,73	1,5	2,66	121								
Станки	1	1,1	1,1	0,14	1,73	0,15	0,27	1,21								
Станки	1	0,12	0,12	0,14	1,73	0,02	0,04	0,01								
Итого	3		12,22	0,14		1,67	2,97	122,22	1	5,86	10	3,3	11,5	17,5		
Распределительный пункт ШР2																
Печи сопр.	2	10	20	0,5	0,33	10	3,3	200								
Станки	2	2,8	5,6	0,14	1,73	0,8	1,4	15,7								
Станки	2	4	8	0,14	1,73	1,1	1,9	32								
Станки	1	3	3	0,14	1,73	0,4	0,7	9								
Станки	1	14	14	0,14	1,73	2,0	3,5	196								
Станки	2	1,7	3,4	0,14	1,73	0,4	0,76	5,8								
Вентилятор	2	7	14	0,65	0,75	9,1	6,8	98								
Итого	12		68	0,35		23,9	18,4	556,5	8	1,145	27,37	20,2	34,01	51,74		

Продолжение табл. 3.8

Исходные данные		по заданию технологов					Расчетные величины			Расчетная мощность			Расчетный ток, А			
		Наименование ЭП	Кол. ЭП, шт. п	Ном. мощность, кВт		Коеф. использов. K_n	Коеф. реактивной мощности $tg\phi$	$K_n \cdot P_n$	$K_n \cdot P_n \cdot tg\phi$	d_n^2	Эф. число ЭП $n_{эф}$	Коеф. расчетной нагрузки K_p		Активная, кВт	реактивная, кВАр	Полная, кВА
				ЭП, P_n	общая $P_n = P_n \cdot n$											
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
<u>Распределительный пункт ШП3</u>																
Прессы штампов.	3	28	84	0,17	1,17	14,2	16,4	2352								
Итого	3		84	0,17		14,2	16,4	2352	3	2,66	37,77	18,04	41,86	63,67		
<u>Распределительный пункт ШП4</u>																
Насосы	5	20	100	0,7	0,75	70	52,5	2000								
ШП1	3		12,22	0,14		1,67	2,97	122,22								
ШП2	12		68	0,35		23,9	18,4	556,5								
Итого	20		180,2	0,53		95,57	73,9	2678,7	12	1	95,57	73,9	120,81	183,77		
<u>Распределительный пункт ШП5</u>																
Молоты	2	28	56	0,24	1,17	13	15	1568								
Индукц.печи	5	20	100	0,7	0,33	70	25	2000								
Итого	7		156	0,53		83	38	3568	6	1,109	92,05	41,8	100,88	153,46		

Окончание табл. 3.8

Исходные данные		по заданию технологов				по спр.дан.		Расчетные величины			Эф. число ЭП $n_{эф}$	Коэф. расчетной нагрузки K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток, А
		Наименование ЭП	Кол. ЭП, шт. п	Ном. мощность, кВт		Коэф. использов. K_n	Коэф. реактивной мощности $\text{tg}\varphi$	$K_n \cdot P_n$	$K_n \cdot P_n \cdot \text{tg}\varphi$	d_n^2			Активная, кВт	реактивная, кВАр	Полная, кВА	
				ЭП, P_n	общая $P_{\Sigma} = P_n \cdot n$											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
ШР3+ШР5																
ШР3	3		84	0,17		14,2	16,4	2352								
ШР5	7		156	0,53		83	38	3568								
Итого	10		240	0,41		92,7	54,4	5920	9	1,09	101,04	59,84	117,43	178,63		
Магистральный шинопровод																
ШР3	3		84	0,17		14,2	16,4	2352								
ШР4	20		180,2	0,53		95,6	73,9	2678								
ШР5	7		156	0,53		83	38	3568								
Насосы с синхр.двиг.	2	75	150	0,7	0,48	105	-72	11200								
Итого	32		570,2	0,52		297,6	56,3	19798	16	0,85	253	56,3	259	394,3		

3.4. Определение расчетной нагрузки предприятия в целом

Расчетная мощность предприятия определяется по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (до и выше 1000 В) с учетом расчетной нагрузки освещения цехов и территории предприятия, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП и потерь в высоковольтных линиях.

Определение электрических нагрузок в системе электроснабжения промышленного предприятия выполняют для характерных мест присоединения приемников электроэнергии. При этом отдельно рассматривают сети напряжением до 1 кВ и выше [5].

На рис. 3.3. приведена обобщенная схема электроснабжения предприятия. Рассмотрим особенности определения нагрузок в обозначенных на схеме цифрами точках, переходя от низших ступеней к высшим.

1. Расчетную нагрузку, создаваемую одним приемником электроэнергии (напряжением до 1 кВ и выше), принимают равной номинальной мощности приемника. По этой нагрузке выбирают сечение питающей линии и коммутационно-защитную аппаратуру.

2. Расчетную нагрузку, создаваемую группой приемников, определяют по принятому методу расчета с учетом осветительной нагрузки и установленной мощности компенсирующих устройств. Определение нагрузки, создаваемой группой приемников требуется для выбора сечения линии, питающей группу приемников и коммутационно-защитной аппаратуры.

3. По расчетной нагрузке на шинах НН выбирают число и мощность цеховых трансформаторов, сечения шин цеховой ТП, коммутационно-защитную аппаратуру на стороне НН. Примеры определения расчетной нагрузки со стороны НН по цехам предприятия показаны в таблицах 3.9 и 3.10.

Расчетная нагрузка на шинах НН, определяется с учетом силовой и осветительной нагрузки по формуле:

$$\begin{aligned} P_p^H &= P_p + P_{p.o.}, \text{ кВт} \\ Q_p^H &= Q_p + Q_{p.o.}, \text{ кВАр} \end{aligned} \quad (3.45)$$

где $P_p, P_{p.o.}$ – соответственно расчетная активная мощность силовых потребителей и осветительных установок; $Q_p, Q_{p.o.}$ – расчетная реактивная мощность силовых потребителей и осветительных установок (в случае использования источников света, отличных от ламп накаливания).

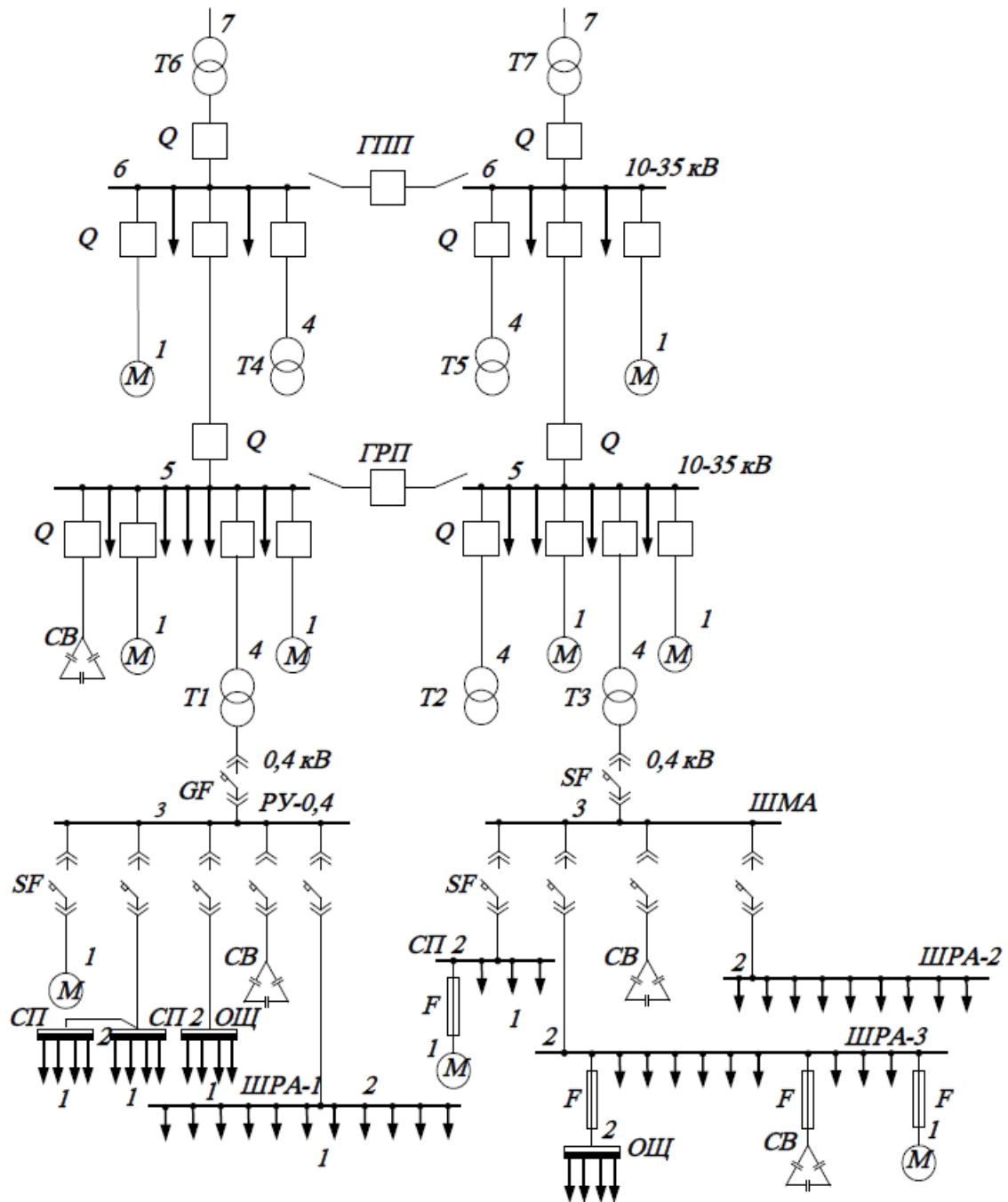


Рис. 3.3. Обобщенная схема электроснабжения предприятий.

Т.к. мы не имеем точных данных о количестве и мощности электроприемников других цехов, расчетную мощность силовых приемников цехов (кроме рассмотренного) будем определять по коэффициенту спроса из соотношений:

$$\begin{aligned}
 P_p &= K_c \cdot P_n, \text{ кВт} \\
 Q_p &= P_p \cdot \text{tg} \varphi, \text{ кВАр}
 \end{aligned}
 \tag{3.46}$$

где P_n – суммарная установленная мощность всех приемников цеха; K_c – коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным; $tg\varphi$ – принимается по соответствующему значению коэффициента мощности.

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха обычно определяется по установленной мощности и коэффициенту спроса для освещения по формуле (3.37) и (3.39) для расчетной реактивной мощности осветительных установок.

4. Для выбора сечений линий, питающих цеховые ТП, и коммутационно-защитную аппаратуру этих линий определяют расчетную нагрузку на стороне ВН цеховой ТП по формуле:

$$S_p^H = \sqrt{(P_p^H + \Delta P_T)^2 + (Q_p^H + \Delta Q_T)^2}, \text{ кВ}\cdot\text{А} \quad (3.47)$$

где P_p^H, Q_p^H – расчетные нагрузки на шинах НН; $\Delta P_T, \Delta Q_T$ – потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах см. §5 (5.23, 5.24).

5. Расчетную полную мощность со стороны НН трансформаторов ГПП $S_{p\text{ГПП}}^{\text{HH}}$ определяют по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов, включая расчетную мощность силовых приемников напряжением выше 1 кВ, расчетную мощность, потребляемую на освещение территории завода, и потерь в линиях и цеховых трансформаторах. Приемники напряжением выше 1 кВ учитываются отдельно. Расчетная активная и реактивная мощности силовых приемников напряжением выше 1 кВ определяются по (3.46). Суммарные расчетные активная и реактивная мощности, отнесенные к шинам 6-10 кВ ГПП, определяются из выражений:

$$\begin{aligned} P_{p\Sigma} &= \left(\sum P_p^H + \sum P_p^B \right) \cdot K_{p.m} + P_{p.o} + \Delta P_T + \Delta P_{л}; \text{ кВт} \\ Q_{p\Sigma} &= \left(\sum Q_p^H + \sum Q_p^B \right) \cdot K_{p.m} + \Delta Q_T, \text{ кВАр} \end{aligned} \quad (3.48)$$

где $K_{p.m}$ – коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки отдельных групп электроприемников, принимаемый в пределах 0,9-0,95. $\Delta P_T, \Delta Q_T$ – потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах см. §5 (5.17, 5.19).

Так как высоковольтная сеть еще не выбрана, то приближенно потери мощности в ней можно определить из выражения:

$$\Delta P_{л} = 0,03 S_p^H, \text{ кВт} \quad (3.49)$$

где S_p^H – расчетная мощность предприятия на шинах напряжением до 1000 В за максимально загруженную смену.

$$\text{где } S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma})^2}$$

Расчетная нагрузка на шинах ГПП определяют по значению расчетных нагрузок отходящих линий $\sum P_{p\Sigma}$; $\sum Q_{p\Sigma}$ и мощности компенсирующих устройств:

$$S_{pГПП}^{нн} = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma} - Q_{ку})^2} \quad (3.50)$$

где $Q_{ку}$ – мощность компенсирующих устройств;

$$Q_{ку} = Q_{p\Sigma} - Q_c \quad (3.51)$$

где Q_c - наибольшее значение реактивной мощности, передаваемой из сети энергосистемы в сеть предприятия в режиме наибольших активных нагрузок энергосистемы:

$$Q_c = \alpha \cdot P_{p\Sigma} \quad (3.52)$$

Для предприятий, расположенных в Сибири:

$\alpha = 0,24$, если величина напряжения питающей линии 35 кВ;

$\alpha = 0,29$, если величина напряжения питающей линии 110 кВ;

$\alpha = 0,40$, если величина напряжения питающей линии 220 кВ и выше.

Знание этой нагрузки необходимо для выбора числа и мощности силовых трансформаторов ГПП и коммутационно-защитной аппаратуры ГПП.

6. Полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения, необходимая для выбора линий, питающих трансформаторы ГПП определяется:

$$S_{pГПП} = \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{т.ГПП})^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{т.ГПП} - Q_{ку})^2} \quad (3.53)$$

Так как трансформаторы цеховых подстанций и высоковольтная сеть еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них можно определить из выражений:

Потери мощности в трансформаторах ГПП определяются:

$$\begin{aligned} \Delta P_{т.ГПП} &= 0,02 S_{p\Sigma}, \text{ кВт}; \\ \Delta Q_{т.ГПП} &= 0,1 S_{p\Sigma}, \text{ кВАр}. \end{aligned} \quad (3.54)$$

где $S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma})^2}$

Таблица 3.9

Определение расчетных нагрузок 0,38 и 6-10 кВ по цехам завода по установленной мощности и коэффициенту спроса (образец)

№ по ген. пл	Наименование потребителей	Силовая нагрузка				
		P_n , кВт	K_c	$\cos\phi/\text{tg}\phi$	P_p , кВт	Q_p , кВар
1	2	3	4	5	6	7
Потребители электроэнергии 0,38 кВ						
1	Литейная черных металлов	1200	0,75	0,8/0,75	900	675
2	Литейная цветных металлов	600	0,75	0,8/0,75	450	337,5
3	Цех обработки блоков двигателей	580	0,3	0,65/1,17	174	203,6
4	Цех обработки поршней, шатунов и др. деталей	500	0,3	0,6/1,33	150	199,5
5	Цех сборки и испытания двигателей	1100	0,6	0,8/0,75	660	495
6	Штамповочный цех №1	900	0,5	0,6/1,33	450	598,5
7	Штамповочный цех №2	450	0,4	0,8/0,75	180	135
8	Цех производства мелких двигателей	390	0,3	0,7/1,02	117	119
9	Сборочный цех №1	630	0,4	0,6/1,33	252	335
10	Сборочный цех №2	810	0,5	0,7/1,02	405	413
11	Ремонтно-механический цех	1054	0,4	0,7/1,02	422	430
	Итого по 0,38 кВ:	8214	-	-	4160	3941,1
Потребители электроэнергии 6-10 кВ						
1	Литейная черных металлов	1300	0,9	0,8/0,75	1170	877,5
2	Литейная цветных металлов	1000	0,9	0,8/0,75	900	675
5	Цех сборки и испытания двигателей	1200	0,7	0,8/0,75	840	630
	Итого по 6-10 кВ:	3500	-	-	2910	2182,5

Таблица 3.10

(образцу)

Определение расчетных осветительных нагрузок по цехам завода

№ по ген. плану	Наименование потребителя	Осветительная нагрузка						Силовая и осветительная нагрузки			
		F , м ²	$P_{уд.о.}$, Вт/м ²	$P_{н.о.}$, кВт	$K_{с.о.}$	$P_{ро.}$, кВт	$P_p + P_{ро.}$, кВт	Q_p , кВт	S_p , кВА		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Потребители электроэнергии 0,38 кВ											
1	Литейная черных металлов	7813	14	109,4	0,95	104	1004	675	1210		
2	Литейная цветных металлов	7813	14	109,4	0,95	104	554	337,5	649		
3	Цех обработки блоков двигателей	6250	17	106	0,95	101	275	203,6	342		
4	Цех обработки поршней, шатунов и др.деталей	6250	17	106	0,95	101	251	199,5	321		
5	Цех сборки и испытания двигателей	6250	16	100	0,95	95	755	495	903		
6	Штамповочный цех №1	6250	16	100	0,95	95	545	598,5	809		
7	Штамповочный цех №2	4815	16	77	0,95	73	253	135	287		
8	Цех производства мелких двигателей	4700	17	80	0,85	68	185	119	220		
9	Сборочный цех №1	4815	16	77	0,95	73	325	335	467		
10	Сборочный цех №2	17620	16	282	0,95	268	673	413	790		
11	Ремонтно-механический цех	1815	15	27	1,0	27	449	430	622		
	Территория завода	120000	0,22	26,4	1,0	26,4	26,4	-	-		
	Итого по 0,38 кВ	Fц=74391	-	1200,2	-	1135,4	-	-	-		
Потребители электроэнергии 6-10 кВ											
1	Литейная черных металлов	-	-	-	-	-	1170	877,5	1462		
2	Литейная цветных металлов	-	-	-	-	-	900	675	1125		
5	Цех сборки и испытания двигателей	-	-	-	-	-	840	630	1050		
	Итого по 6-10 кВ						2910	2182,5	3637,5		

3.5. Определение пиковых токов

Для распределительной линии, питающей одиночный электроприемник, пиковый ток равен пусковому току этого ЭП:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{п}}, \text{ А}, \quad (3.55)$$

где $I_{\text{п}}$ – пусковой ток электроприемника, определяемый по паспортным данным ЭП.

При отсутствии паспортных данных пусковой ток может быть принят равным:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{н}} = \kappa \cdot I_{\text{н}}, \text{ А} \quad (3.56)$$

где $I_{\text{н}}$ – номинальный ток двигателя, κ – кратность пуска, которая может быть принята:

- для асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором и синхронных – 5-кратному значению номинального тока;
- для асинхронных электродвигателей с фазным ротором и двигателей постоянного тока – $2,5I_{\text{н}}$;
- для печных и сварочных трансформаторов – $3I_{\text{н}}$ (без приведения к ПВ = 100 %).

Для распределительной линии, питающей группу одновременно запускаемых ЭП:

$$I_{\text{пик}} = \sum_{i=1}^n I_{\text{п}i}, \text{ А}, \quad (3.57)$$

где $I_{\text{п}i}$ – пусковой ток i -ого ЭП.

Для магистрали пиковой нагрузкой является пуск электроприемника с самым большим пусковым током в то время, когда все остальные ЭП нормально работают:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{п макс}} + \sum_{i=1}^n I_{\text{н}i}, \text{ А}, \quad (3.58)$$

где $I_{\text{н}i}$ – номинальный ток i -ого нормально работающего ЭП.

Для питающей линии

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{п макс}} + (I_{\text{р}} - K_{\text{и}} I_{\text{н макс}}), \text{ А}, \quad (3.59)$$

где $I_{\text{п макс}}$ – наибольший пусковой ток ЭП в группе; $I_{\text{р}}$ – расчетный максимальный ток всех ЭП, питающихся от данной линии; $K_{\text{и}}$ – коэффициент использования запускаемого ЭП; $I_{\text{н макс}}$ – номинальный ток ЭП с наибольшим пусковым током.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите основные способы определения расчетных нагрузок.
2. Как рассчитать нагрузку однофазных электроприемников.
3. Объяснить метод расчета с использованием коэффициента расчетной мощности.
4. Какие уровни (ступени) системы электроснабжения Вы знаете.
5. Как влияет ступень системы электроснабжения на выбор способа расчета нагрузок.
6. Как рассчитать осветительную нагрузку цеха.
7. Как рассчитать высоковольтную нагрузку с помощью метода коэффициента расчетной мощности.
8. Чему равен пиковый ток группы электроприемников.

ГЛАВА 4 РАЗМЕЩЕНИЕ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ НА ГЕНЕРАЛЬНОМ ПЛАНЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

4.1. Построение картограммы нагрузок.

Главную понижительную подстанцию (ГПП) в целях экономии металла и электроэнергии рекомендуется устанавливать в центре электрических нагрузок предприятия. Трансформаторные подстанции максимально приближают к центрам электрических нагрузок, насколько позволяют производственные условия. Это дает возможность построить экономически целесообразную и надежную систему электроснабжения, так как сокращается протяженность сетей вторичного напряжения, уменьшаются потери энергии и отклонение напряжения.

В настоящее время разработаны методы определения места расположения подстанций по территории промышленного предприятия, при которых достигаются наименьших затрат. При равномерно распределенной нагрузке рекомендуется применять метод, использующий положение теоретической механики и позволяющий определить центр электрической нагрузки предприятия. Для этого нужно провести аналогию между массами и электрическими нагрузками. Картограмма нагрузок, представляет собой размещенные на генплане предприятия площади, ограниченные кругами, которые в определенном масштабе соответствуют расчетным нагрузкам цехов.

На генплане завода произвольно наносятся оси координат и определяются значения x_i и y_i для каждого цеха. Координаты центра электрических нагрузок завода x_0 и y_0 определяются по формулам:

$$x_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot x_i}{\sum P_{pi}}, \quad (4.1)$$

$$y_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot y_i}{\sum P_{pi}}. \quad (4.2)$$

где x_i , y_i – координаты центра электрической нагрузки i -го цеха, P_{pi} – расчетная активная мощность i -го цеха с учетом освещения, кВт.

Радиусы окружностей для каждого цеха определяются из выражения:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \text{ мм} \quad (4.3)$$

где P_{pi} – расчетная активная мощность i -го цеха с учетом освещения, кВт; m – масштаб для определения площади круга, кВА/мм², (**постоянный для всех цехов предприятия**).

Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаются отдельными кругами. Считаем, что нагрузка по цеху распределена равномерно, поэтому центр нагрузок совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех в плане. Каждый круг может быть разделен на секторы, соответствующие величинам силовой и осветительной нагрузок. В этом случае картограмма отражает структуру нагрузки цеха. Угол сектора осветительной нагрузки в градусах определяется по выражению:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{po}}{P_{pi}}, \quad (4.4)$$

где P_{pi} – активная расчетная нагрузка цеха (силовая + осветительная) и P_{po} – осветительная нагрузка цеха.

Расчёты систематизируем в виде таблицы 4.1, представленной ниже.

Все известные методы нахождения ЦЭН сводятся к тому, что центр электрических нагрузок определяется, как некоторая постоянная точка на плане. Исследования показали, что такое положение нельзя считать правильным и ЦЭН следует рассматривать как некоторый условный центр, так как определение его еще не решает до конца задачи выбора местоположения подстанции. Дело в том, что положение, найденное по тому или иному математическому методу условного центра электрических нагрузок не будет постоянным. Это объясняется изменением потребляемой приемниками мощности, развитием предприятия.

В соответствии со сказанным выше ЦЭН описывает на плане фигуру сложной формы. Поэтому правильнее говорить не о ЦЭН как некоторой постоянной точке на плане, а о зоне рассеяния ЦЭН. Зона рассеяния может определяться для статического состояния системы и с учетом динамики (развития) системы электроснабжения.

Таблица 4.1

Расчетные данные для построения картограммы нагрузок (образец)

№ цеха по ген. плану	$P_{p.i}$, кВА	P_{po} , кВт	r , мм	α , град	x_i , м	y_i , м	$P_{p.i} \cdot x_i$, кВА·м	$P_{p.i} \cdot y_i$, кВА·м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Потребители 0,4 кВ								
1	1210	104	19,6	31	113	520	137000	630000
2	649	104	14,4	58	360	520	234000	337500
3	342	101	10,4	106	113	400	39000	137000
4	321	101	10,1	113	360	400	116000	128000
5	903	95	16,9	38	113	290	102000	262000
6	809	95	16	42	360	290	291000	235000
7	287	73	9,6	92	275	160	79000	46000
8	220	68	8,3	111	570	290	125000	64000
9	467	73	12	56	275	60	128500	28000
10	790	268	15,9	122	570	460	450000	363500
11	622	27	14	16	590	160	367000	100000
Потребители 6-10 кВ								
1	1462	-	21,6	-	160	520	234000	760000
2	1125	-	19	-	410	520	461000	585000
5	1050	-	18,2	-	160	290	168000	304500
Итого:	10257	-	-	-	-	-	2931500	3980500

$$x_0 = \frac{\sum P_{p.i} \cdot x_i}{\sum P_{p.i}} = \frac{2931500}{10257} = 286 \text{ м};$$

$$y_0 = \frac{\sum P_{p.i} \cdot y_i}{\sum P_{p.i}} = \frac{3980500}{10257} = 388 \text{ м}$$

4.2. Построение зоны рассеяния центра электрических нагрузок

Для определения зоны рассеяния ЦЭН необходимо прежде всего найти закон распределения координат ЦЭН. Исследования показали[7], что распределение случайных координат ЦЭН следует нормальному закону распределения (закону Гаусса-Лапласа), т.е.:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma_X \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \exp\left(-\frac{(x-a_X)^2}{2\sigma_X^2}\right); \quad (4.5)$$

$$f(y) = \frac{1}{\sigma_Y \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \exp\left(-\frac{(y-a_Y)^2}{2\sigma_Y^2}\right) \quad (4.6)$$

где a_x, a_y – математические ожидания случайных координат; σ_x^2, σ_y^2 – дисперсии случайных координат.

Математические ожидания случайных координат в нашем случае – это координаты ЦЭН $a_x=x_0; a_y=y_0$.

Если ввести обозначение (4.7 и 4.8)

$$h_X = \frac{1}{\sigma_X \cdot \sqrt{2}}; \quad (4.7)$$

$$h_Y = \frac{1}{\sigma_Y \cdot \sqrt{2}}, \quad (4.8)$$

называемые мерами мощности случайных величин, закон распределения запишется в следующем виде(4.9; 4.10):

$$f(x) = \frac{h_X}{\sqrt{\pi}} * e^{-h_X^2 * X^2}; \quad (4.9)$$

$$f(y) = \frac{h_Y}{\sqrt{\pi}} * e^{-h_Y^2 * Y^2}. \quad (4.10)$$

Так как координаты x и y изменяются одновременно, то от одномерной плоскости распределения вероятностей исследуемых величин можно перейти к двумерной функции распределения вероятностей случайных независимых координат:

$$f(x, y) = \frac{h_X * h_Y}{\pi} * e^{-(h_X^2 * X^2 + h_Y^2 * Y^2)}. \quad (4.11)$$

Выражение получено, при условии, что начало координат совмещено с математическими ожиданиями, в нашем случае с координатами ЦЭН. Функция $f(x, y)$, может быть изображена в системе $ху$ поверхностью, носящей название поверхности нормального распределения.

Зона рассеяния центра электрических нагрузок представляет собой эллипс, как сечение поверхности нормального распределения. При доверительной вероятности $P=0,95$, что случайная точка x, y попадет в эллипс, его полуоси равны:

$$R_X = \frac{\sqrt{3}}{h_X} ; \quad R_Y = \frac{\sqrt{3}}{h_Y} . \quad (4.12)$$

Форма эллипса зависит от соотношений (4.13; 4.14):

$$\sigma_X^2 = \sum_{i=1}^n P_{Xi} * (x_i - x_{0a})^2 ; \quad (4.13)$$

$$\sigma_Y^2 = \sum_{i=1}^n P_{Yi} * (y_i - y_{0a})^2 \quad (4.14)$$

где P_{Xi} , P_{Yi} – эмпирические вероятности или эмпирическая частность появления x_i , y_i в относительных единицах:

$$P_{Xi} = P_{Yi} = \frac{P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} . \quad (4.15)$$

Для построения зоны рассеяния ЦЭН промышленного объекта достаточно осуществить параллельный перенос осей координат, так, чтобы начало новой системы совпало с координатами ЦЭН.

На основании расчетных значений R_X и R_Y на генеральном плане предприятия (или плане расположения нагрузок в цехе) строят эллипс рассеяния нагрузок. Местоположение главной понизительной подстанции на генеральном плане выбирается в любой наиболее удобной и приближенной к координатам ЦЭН x_0 , y_0 точке, не выходящей за пределы построенной зоны рассеяния ЦЭН. В этом случае высшее напряжение будет максимально приближено к центру потребления электроэнергии, а распределительные сети будут иметь минимальную протяженность. Если по каким-либо причинам (технологическим, архитектурным, эллипс рассеяния попадает на территорию цеха и др.) нельзя расположить источник питания в зоне рассеяния нагрузок, то его смещают в сторону внешнего источника питания. При этом увеличатся годовые приведенные затраты на систему электроснабжения, обусловленные этим смещением

Пример 4.1.

Для промышленного предприятия, генплан которого приведен на рис. Построить зону рассеяния ЦЭН. (рис. 4.1.)

Исходные данные (координаты, м; мощности, кВт):

$P_1=1200, \text{ кВт}; x_1=160, \text{ м}; y_1=20, \text{ м}; P_2=1000, \text{ кВт}; x_2=190, \text{ м}; y_2=50, \text{ м}; P_3=150, \text{ кВт}; x_3=30, \text{ м}; y_3=110, \text{ м}; P_4=1300, \text{ кВт}; x_4=40, \text{ м}; y_4=60, \text{ м}; P_5=800, \text{ кВт}; x_5=90, \text{ м}; y_5=120, \text{ м}; P_6=2200, \text{ кВт}; x_6=160, \text{ м}; y_6=120, \text{ м}; P_7=790, \text{ кВт}; x_7=115, \text{ м}; y_7=80, \text{ м}; P_8=230, \text{ кВт}; x_8=80, \text{ м}; y_8=40, \text{ м};$

Решение:

1. Определим координаты ЦЭН по формулам (4.1 и 4.2)

$$x_o = \frac{\sum P_{pi} \cdot x_i}{\sum P_{pi}} = \frac{1200 \cdot 160 + 1000 \cdot 190 + 150 \cdot 30 + \dots + 230 \cdot 80}{1200 + 1000 + 150 + \dots + 230} = 126,7 \text{ м}$$

$$y_o = \frac{\sum P_{pi} \cdot y_i}{\sum P_{pi}} = \frac{1200 \cdot 20 + 1000 \cdot 50 + 150 \cdot 110 + \dots + 230 \cdot 40}{1200 + 1000 + 150 + \dots + 230} = 78,3 \text{ м}$$

2. Определяем параметры нормального закона распределения по выражениям (4.13; 4.14 и 4.7 и 4.8)

$$\sigma_X^2 = \sum_{i=1}^8 (0,185 \cdot (160 - 126,7)^2 + 0,154 \cdot (190 - 126,7)^2 + \dots + 0,035 \cdot (80 - 126,7)^2) = 3185,026$$

$$\sigma_Y^2 = \sum_{i=1}^8 (0,185 \cdot (20 - 78,3)^2 + 0,154 \cdot (50 - 78,3)^2 + \dots + 0,035 \cdot (40 - 78,3)^2) = 1700,92$$

$$\text{где } P_{X1} = P_{Y1} = \frac{P_1}{\sum_{i=1}^8 P_i} = \frac{1200}{7670} = 0,185; \quad P_{X2} = P_{Y2} = 0,154; \quad P_{X3} = P_{Y3} = 0,023;$$

$$P_{X4} = P_{Y4} = 0,201; \quad P_{X5} = P_{Y5} = 0,123; \quad P_{X6} = P_{Y6} = 0,339; \quad P_{X7} = P_{Y7} = 0,122;$$

$$P_{X8} = P_{Y8} = 0,035.$$

$$h_X = \frac{1}{56,436 \cdot \sqrt{2}} = 0,0125; \quad h_Y = \frac{1}{41,24 \cdot \sqrt{2}} = 0,0171$$

3. Определяем полуоси эллипса рассеяния по формуле (4.12)

$$R_X = 138,24 \text{ м}; \quad R_Y = 101,01 \text{ м}$$

Для построения зоны рассеяния в данном случае достаточно перенести оси ординат параллельно самим себе в точку x_o, y_o и по осям x и y отложить соответствующие R_X и R_Y .

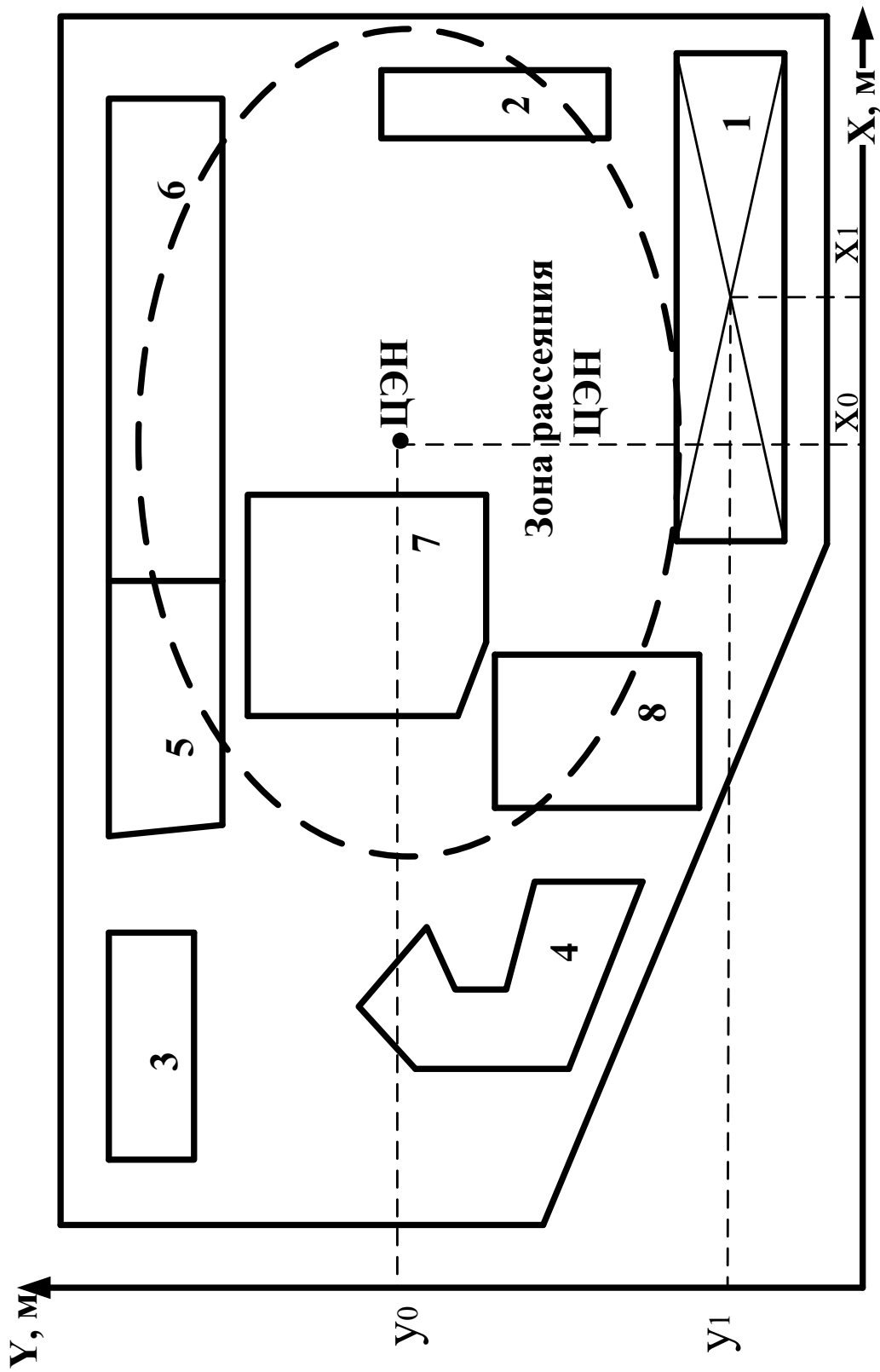


Рис. 4.1. Генплан предприятия с построением зоны рассеяния ЦЭН к примеру 4.1

Вопросы для самопроверки

1. Как определить месторасположение ГПП.
2. Какие факторы влияют на выбор места установки ГПП.
3. К чему приведет смещение ГПП из ЦЭН в другое место.
4. В каких случаях смещают главную понизительную подстанцию из ЦЭН.
5. Что такое зона рассеяния ЦЭН.
6. К чему приводит смещение главной понизительной подстанции из зоны рассеяния ЦЭН.

ГЛАВА 5 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Цеховые трансформаторные подстанции (ЦТП) предназначены для приема электрической энергии на напряжении 6–35 кВ, понижения напряжения до 0,4 кВ и распределения электроэнергии между потребителями энергии и электроприемниками.

Цеховые ТП подразделяются по количеству, единичной мощности, схеме соединения обмоток, способу охлаждения трансформаторов, схеме распределительного устройства низшего напряжения, комплектности поставки. Выбор цеховых ТП должен быть обоснован в проекте, особенно это актуально для энергоемких предприятий со значительной низковольтной нагрузкой.

Все ЦТП в зависимости от конструкции и степени защиты от окружающей среды делят на стационарные, монтируемые на месте строительства, и комплектные, которые полностью изготавливаются на заводах и крупными блоками монтируются на промышленных предприятиях. При проектировании следует отдавать предпочтение комплектным трансформаторным подстанциям, обеспечивающим большую надежность и сокращение сроков строительства.

По возможности ТП устанавливают в центре электрических нагрузок, максимально приближая к цеховым электроприемникам, что позволяет сократить протяженность сетей 0,4 кВ и уменьшить в них потери мощности и энергии. Для этого рекомендуется применять внутрицеховые ТП, а также встроенные в здание цеха или пристроенные к нему ТП, питающие отдельные цеха или части их (рис 5.1). Пристроенной называется подстанция, непосредственно примыкающая к основному зданию, встроенной – подстанция, вписанная в общий контур здания, внутрицеховая – расположенная внутри производственного здания (в открытом или отдельном закрытом помещении). Отдельно стоящие закрытые цеховые подстанции устанавливают, когда невозможно разместить ТП внутри цехов или у наружных их стен по требованиям технологии или пожаро- и взрывоопасности производства. Применение внешних отдельно стоящих цеховых ТП целесообразно:

- при питании от одной ТП нескольких цехов с небольшой электрической нагрузкой;
- при наличии в цехах взрывоопасных производств;

- при невозможности расположения ТП внутри цеха по соображениям производственного характера;
- при наличии нагрузки расположенной вне цеха.

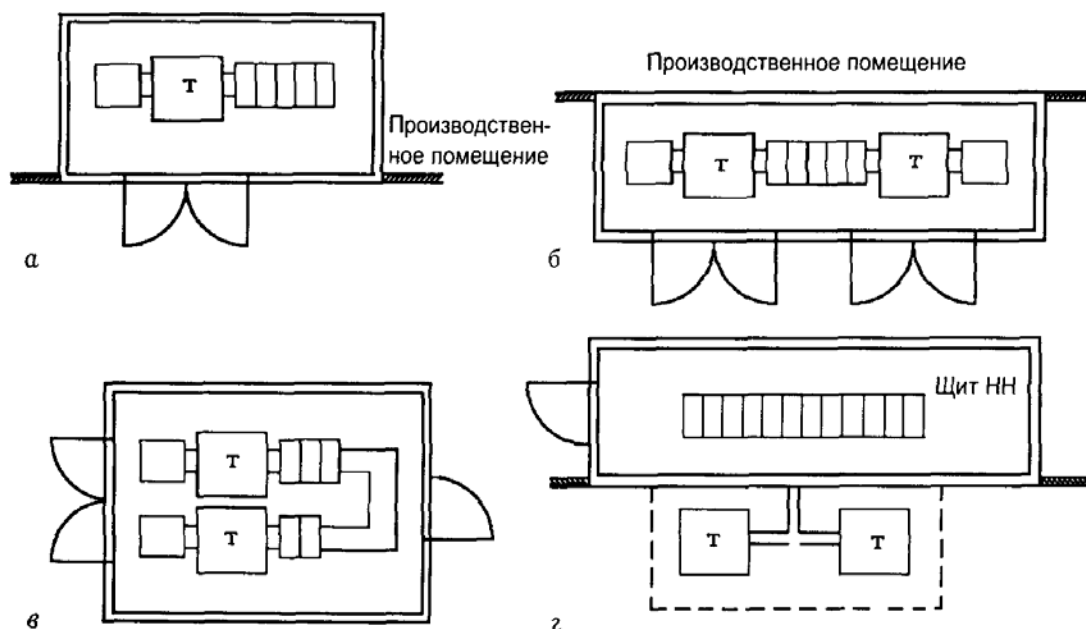


Рис. 5.1. Варианты размещения цеховых КТП и их компоновки:
 а) однитрансформаторная КТП встроенного типа; б) двухтрансформаторная КТП пристроенного типа; в) КТП отдельно стоящая; г) КТП с наружной установкой трансформаторов

Внутрицеховые трансформаторные подстанции стремятся расположить между колоннами, в мертвой зоне обслуживания подъемных кранов, под антресолями, чтобы максимально использовать полезную площадь цеха под производственные нужды. При шаге колонн, недостаточном для размещения между ними подстанций, допускается нахождение одной из колонн в пределах помещения подстанции. При равномерном распределении ЭП с большими нагрузками и насыщенности цеха технологическим оборудованием целесообразно выделять специальный пролет для размещения ЦТП. Их размещают с наибольшим приближением к центру питаемой нагрузки со смещением в сторону источника питания.

Выбранная подстанция должна занимать минимум полезной площади цеха, удовлетворять требованиям пожарной и электрической безопасности и не создавать помех производственным процессам. Встроенные и пристроенные подстанции располагаются вдоль одной из длинных сторон цеха или в шахматном порядке вдоль двух его сторон при небольшой ширине цеха. Допускается минимальное расстояние 10 м

между соседними камерами разных внутрицеховых подстанций, а также между КТП.

Минимальные габариты размещения КТП в длину:

однотрансформаторные до 1000 кВ·А	7–8м
1600–2500 кВ·А	8–9м
двухтрансформаторные до 1000 кВ·А	12–13м
1600 кВ·А	16,5 м

Ширина для всех КТП не менее 4,3 м.

Внутрицеховые подстанции могут размещаться только в зданиях со степенью огнестойкости I и II и с производствами, отнесенными к категориям Г и Д согласно противопожарным нормам.

Трансформаторы цеховых ТП мощностью 400 - 2500 кВ·А выпускаются со схемами соединения обмоток "звезда-звезда" с допустимым током нулевого вывода, равным 0,25 номинального тока трансформатора, или "треугольник-звезда" с нулевым выводом, рассчитанным на ток, равный 0,75 номинального тока трансформатора. По условиям надежности действия защиты от однофазных КЗ в сетях напряжением до 1 кВ и возможности подключения несимметричных нагрузок предпочтительным является применение трансформаторов со схемой соединения "треугольник-звезда".

В данном разделе необходимо указать способ присоединения цеховых трансформаторов к распределительной сети, тип выбранной КТП, ее комплектацию и компоновку.

Радиальные схемы питания ТП: Радиальное питание небольшой мощности однотрансформаторных ТП (до 630 кВ·А) производится по одиночной радиальной линии без резервирования по высокому напряжению при отсутствии потребителей I категории. Взаимное резервирование в объеме 25–30 % на однотрансформаторных ТП следует осуществлять переключками напряжением до 1 кВ (при схеме «трансформатор – магистраль») для отдельных ТП, где резервирование необходимо.

Радиальные схемы цеховых двухтрансформаторных бесшинных ТП следует осуществлять от разных секций РП (рис. 5.2), питая каждый трансформатор отдельной линией. Каждую линию и трансформатор рассчитывают на покрытие нагрузок I категории и основных нагрузок II категории при аварийном режиме. При отсутствии данных о характере нагрузок каждая линия и каждый трансформатор цеховой ТП выбирается предварительно из расчета: мощность трансформатора должна составлять 80-90% от расчетной мощности нагрузок, подключаемых к ТП.[11]

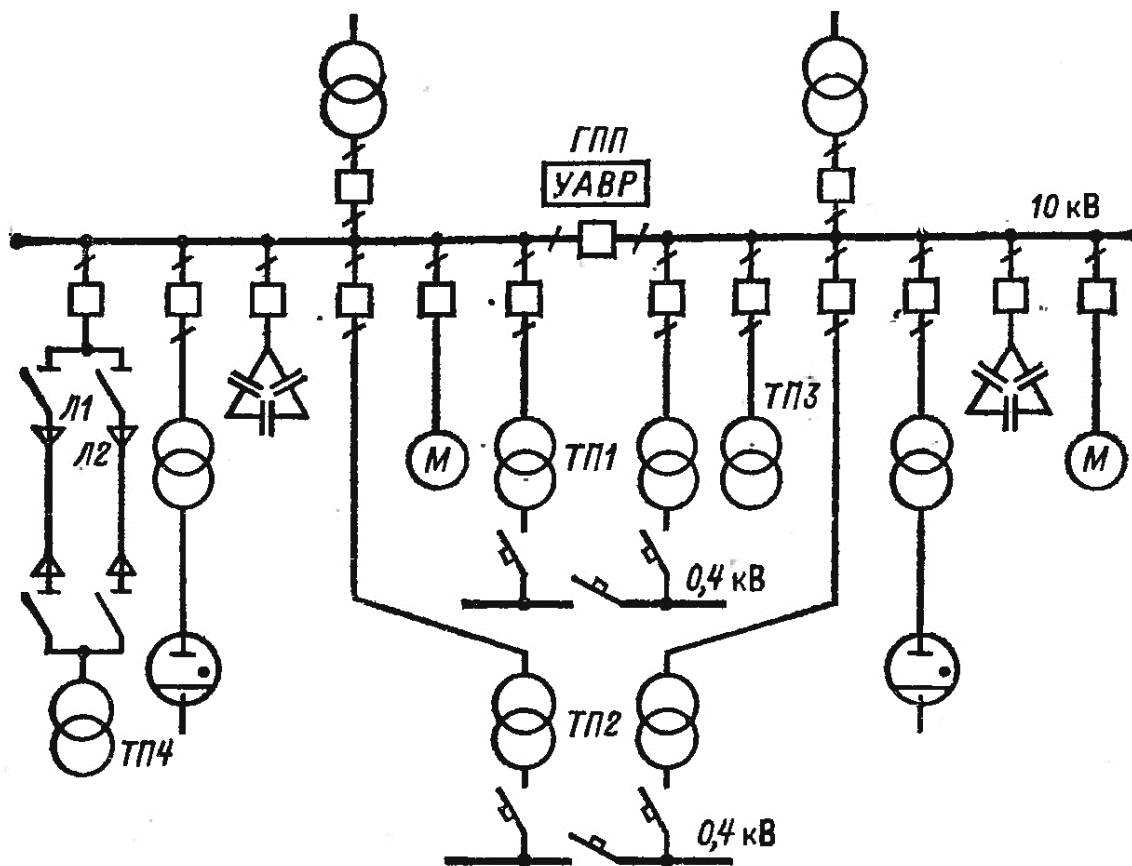


Рис. 5.2. Пример исполнения радиальной схемы питания

Магистральные схемы питания ТП должны применяться:

- при линейном расположении ТП, обеспечивающего прямое прохождение магистралей от источника питания до потребителей. Число трансформаторов, присоединенных к одной магистрали, должно быть 2–3 при мощности трансформатора 1600–2500 кВ·А и 4–5 при мощности 250–630 кВ·А;
- при необходимости резервирования ТП от другого ИП в случае планового или аварийного выхода из работы основного питающего пункта;
- во всех других случаях, когда магистральные схемы имеют технико-экономические преимущества по сравнению с другими схемами.

При решении вопроса о выборе трансформаторной подстанции следует руководствоваться следующими положениями:

- число трансформаторов на подстанции определяется из условия надежности питания с учетом категории потребителей электроэнергии и выбранной схемы питания;
- намечаются возможные варианты мощности трансформаторов с учетом допустимой их перегрузки в рабочем и послеаварийном режимах, и

на основании технико-экономического сопоставления выбирается приемлемый вариант с учетом возможного увеличения нагрузок.

Магистральные схемы целесообразно применять при расположении подстанции на территории предприятия, близком к линейному, что способствует прямому прохождению магистралей от источника питания до потребителей и тем самым сокращению длины магистрали.

Недостатком магистральных схем является более низкая надежность по сравнению с радиальными схемами, так как исключается возможность резервирования на низком напряжении одностранформаторных подстанций при питании их по одной магистрали.

Существует много разновидностей магистральных схем, которые с учетом надежности делят на две группы: одиночные магистрали (рис. 5.3) и схемы с двумя и более сквозными магистралями (рис. 5.4).

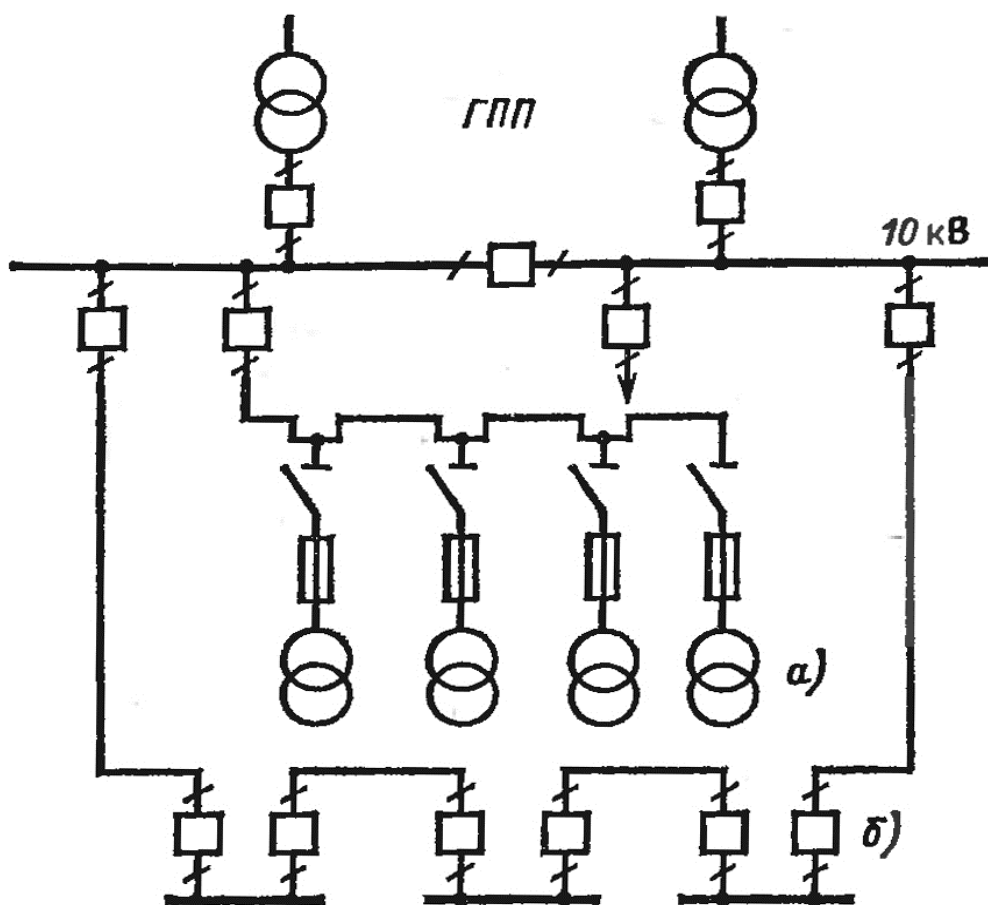


Рис. 5.3. Одиночные магистральные схемы:
а – с односторонним питанием; б – с двухсторонним питанием

Одиночные магистрали без резервирования допускаются только для потребителей III категории. Схемы с двумя и более сквозными магистралями имеют высокую надежность и могут применяться для потребителей любой категории надежности.

Двойные сквозные магистрали целесообразны для цеховых подстанций или РП с двумя секциями сборных шин (M1 и M2 рис. 4.4) или же для цеховых двухтрансформаторных подстанций без сборных шин на стороне высокого напряжения (M3 и M4; рис. 5.4). В зависимости от передаваемой мощности к каждой магистрали подключают от двух до четырех подстанций.

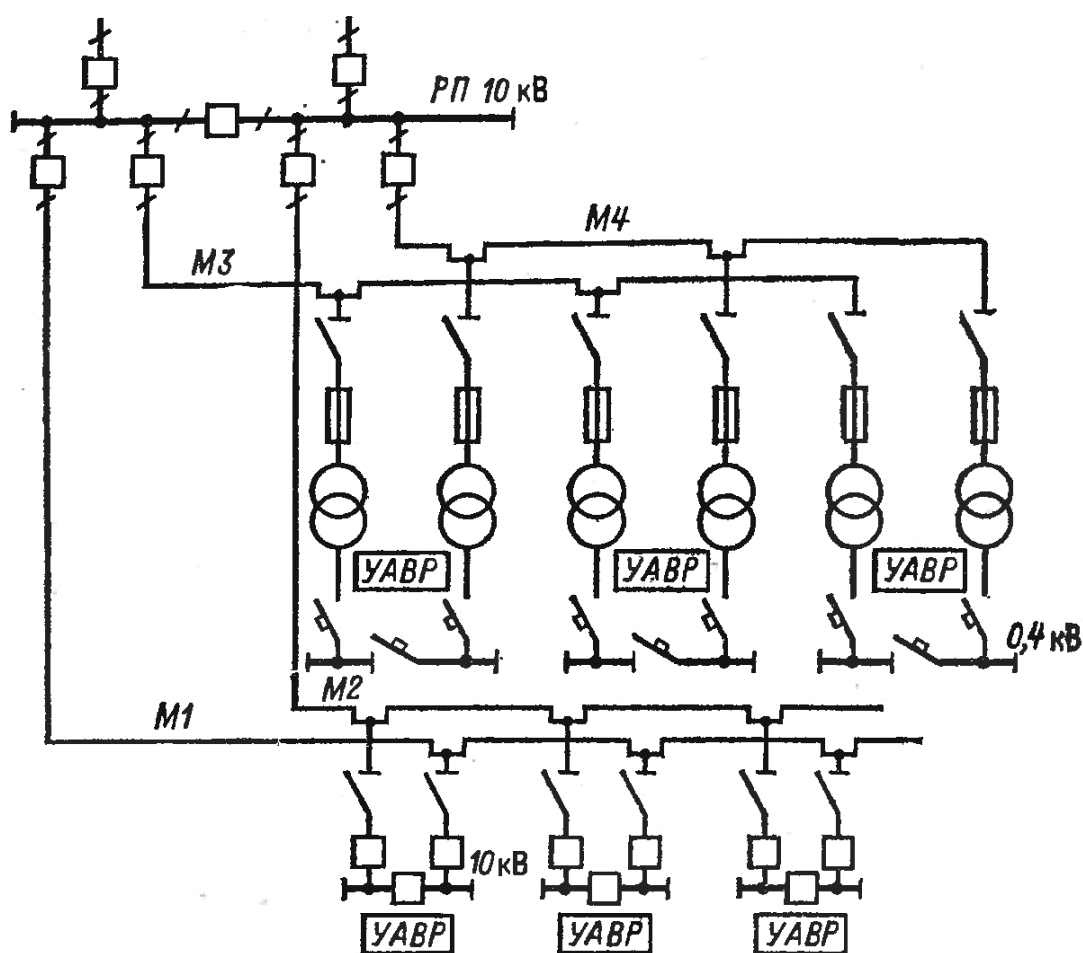


Рис. 5.4. Двойные магистральные схемы

Секции шин ТП и РП в нормальном режиме работают отдельно. В случае аварии на одной магистрали ТП или РП подключают к магистрали, оставшейся в работе.

При магистральных схемах питания цеховых подстанций на вводе к трансформатору устанавливается более дешевая коммутационная аппаратура в виде выключателя нагрузки или разъединителя.

В практике проектирования и эксплуатации схемы внутризаводского распределения электроэнергии, построенные только по радиальному или только по магистральному принципу, применяют редко. Сочетание преимуществ радиальных и магистральных схем позволяет создать систему электроснабжения с наилучшими технико-экономическими показателями.

Цеховые трансформаторные подстанции, как правило, не имеют распределительного устройства высокого напряжения (РУВН) и отличаются только конструкцией (в зависимости от завода-изготовителя см. табл. П.4.). В состав подстанции может входить РУВН, если в цехе имеются высоковольтные электроприемники (двигатели, электротехнологические установки), либо если цеховые трансформаторы запитаны по магистральной схеме. Цеховая трансформаторная подстанция может не иметь РУНН, если цеховые электрические сети выполняются по схеме "блок трансформатор – магистраль" БТМ (см § 2.1). В этом случае функцию распределительного устройства низкого напряжения выполняет магистральный шинопровод (ШМА), проложенный в цехе.

5.1. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

Цеховые трансформаторы имеют следующие номинальные мощности: 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500 кВ·А.

С увеличением мощности трансформаторов растут токи короткого замыкания. Поэтому единичная мощность трансформаторов, питающих электроустановки до 1000 В, ограничивается допустимыми величинами тока короткого замыкания. Считают нецелесообразным применение трансформаторов с вторичным напряжением 0,4 кВ мощностью более 2500 кВ·А [5,18]. Поэтому предельная мощность трансформаторов, изготавливаемых заводами на напряжение (0,4–0,66) кВ, составляет 2500 кВ·А.

Число типоразмеров трансформаторов должно быть минимальным. Для энергоемких производств, при значительном количестве цеховых ТП, рекомендуется унифицировать единичные мощности трансформаторов.

Цеховые подстанции могут быть однитрансформаторными и двухтрансформаторными.

Выбор числа трансформаторов на ТП зависит от требуемой степени надежности электроснабжения.

Рекомендуется широкое применение однотрансформаторных подстанций для питания электроприемников III и даже II категории [11]. Однотрансформаторные КТП можно применить и для питания электроприемников I категории, если их мощность не превышает 15–20 % мощности трансформатора и возможно резервирование подстанций на вторичном напряжении переключателями с АВР.

Двухтрансформаторные цеховые подстанции применяют при преобладании электроприемников I и II категории и в энергоемких цехах при удельной мощности нагрузки выше $0,5 \div 0,7 \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$. Двухтрансформаторные КТП используют для питания электроприемников любой категории по надежности электроснабжения в следующих случаях:

- суточный или годовой график нагрузки цеха очень неравномерен (например, односменная работа цеха, когда выгодно в ненагруженные часы отключать один трансформатор);
- возможен дальнейший быстрый рост нагрузки;
- удельная мощность нагрузки не менее $0,4 \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$.

Питание электроприемников I категории следует предусматривать от двухтрансформаторных и трехтрансформаторных подстанций. Трехтрансформаторные подстанции рекомендуется применять в тех случаях, когда имеется возможность примерно равномерно распределить подключаемую нагрузку по секциям распределительного устройства до 1 кВ подстанции. Также более двух трансформаторов используют для питания цеховых ЭП при необходимости отдельного питания силовой и осветительной нагрузки цеха; если имеются мощные ЭП, требующие блочного питания, или нагрузка цеха превышает нагрузочную способность двухтрансформаторной КТП с трансформаторами мощностью 2500 кВ·А (приблизительно $> 3500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$). Цеховые ТП с количеством трансформаторов более двух используют **только при надлежащем обосновании необходимости их применения**. [5].

При выборе числа и мощности трансформаторов цеховых ТП рекомендуется. [11]:

- устанавливать трансформаторы одинаковой мощности.
- по возможности, применять трансформаторы мощностью более 1000 кВ·А при наличии группы ЭП большой мощности (например электропечей) или значительного числа однофазных ЭП, а также при наличии ЭП с частыми пиками нагрузок (например электросварочных установок) и в цехах с высокой плотностью нагрузки;

- стремиться к возможно большей однотипности трансформаторов цеховых ТП;

- выбирать при двухтрансформаторных ТП, а также при однострансформаторных ТП с магистральной схемой электроснабжения мощность каждого трансформатора с таким расчетом, чтобы при выходе из работы одного трансформатора оставшийся в работе мог нести всю нагрузку потребителей I и II-категории, потребители III категории временно отключаются. В этом случае при загрузке трансформатора на 0,7 его номинальной мощности при отключении одного из них на ТП оставшийся в работе трансформатор будет загружен до 1,4.

Количество цеховых ТП непосредственно влияет на затраты на распределительные устройства напряжением 6÷20 кВ и внутризаводские и цеховые электрические сети. Так, при уменьшении числа ТП (т. е. при увеличении их единичной номинальной мощности) уменьшается число ячеек РУ, суммарная длина линий и потери электроэнергии и напряжения в сетях 6÷20 кВ, но возрастает стоимость сетей напряжением 0,4 кВ и потери в них. Увеличение числа ТП, наоборот, снижает затраты на цеховые сети, но увеличивает число ячеек РУ 6÷20 кВ и затраты на сети напряжением 6÷20 кВ. При некотором количестве трансформаторов с номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}$ можно добиться минимума приведенных затрат при обеспечении заданной степени надежности электроснабжения. Такой вариант будет являться оптимальным, и его следует рассматривать как окончательный.

Номинальные мощности трансформаторов ($S_{\text{ном.т}}$) определяются плотностью нагрузки цехов и выбираются, как правило, одинаковыми для всей группы цехов, исходя из рациональной их загрузки в нормальном режиме и с учетом минимально необходимого, резервирования в послеаварийном режиме.

Ориентировочно выбор номинальной мощности цеховых трансформаторов производится по удельной плотности нагрузки σ :

$$\sigma = \frac{S_{\text{расч.н}}}{F_{\text{ц}}}, \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2 \quad (5.1)$$

где $S_{\text{расч.н}}$ – суммарная расчетная мощность предприятия напряжением до 1000В; $F_{\text{ц}}$ – площадь всех цехов предприятия.

Рекомендуемые номинальные мощности трансформаторов для различных плотностей нагрузок приведены в табл. 5.1.

Минимальное возможное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{\min} = \frac{P_{\text{расч.н.}}}{\beta_{\text{т}} \cdot S_{\text{н.тр}}}, \quad (5.2)$$

где $P_{\text{расч.н.}}$ – суммарная расчетная активная нагрузка с учетом освещения, подведенная к трансформаторам в сети ниже 1000 В; $\beta_{\text{т}}$ – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора; $S_{\text{н.тр}}$ – номинальная мощность одного трансформатора, МВА.

Согласно [11,19] рекомендуется применять следующие коэффициенты загрузки трансформаторов:

- при преобладании нагрузок I-категории на двухтрансформаторных ТП $K_3 = 0,65-0,7$;
- при преобладании нагрузок II-категории на двухтрансформаторных ТП и взаимном резервировании на вторичном напряжении $K_3 = 0,7-0,8$;
- при преобладании нагрузок II-категории и наличии складского резерва трансформаторов, а также при нагрузках III-категории $K_3 = 0,9-0,95$.

Полученное значение N_{\min} округляется до ближайшего большего целого числа.

Таблица 5.1

Рекомендуемые номинальные мощности трансформаторов в зависимости от удельной плотности нагрузки по заводу

Удельная плотность нагрузки, σ , кВ·А/м ²	Рекомендуемая номинальная мощность трансформатора, $S_{\text{н.тр}}$, кВ·А
0,05–0,1	630
0,10–0,2	1000
0,2–0,3	1600
> 0,3	2500

В случаях, когда нагрузка не распределена, а сосредоточена на отдельных участках цеха, выбор единичной мощности трансформаторов цеховых ТП не следует производить по критерию удельной плотности нагрузки.

При значительном количестве устанавливаемых цеховых ТП и сосредоточенной нагрузке выбор единичной мощности трансформаторов следует производить на основании технико-экономического расчета.

5.2. Сравнение вариантов и выбор оптимального числа трансформаторов на цеховых трансформаторных подстанциях с учетом компенсации реактивной мощности

Электрическая сеть представляет собой единое целое, и правильный выбор средств компенсации для сетей промышленного предприятия напряжением до 1000 В, а также в сети 6–10 кВ, можно выполнить только при совместном решении задачи.

На промышленных предприятиях основные потребители реактивной мощности присоединяются к сетям до 1000 В. Компенсацию реактивной мощности можно выполнять при помощи синхронных двигателей или батарей конденсаторов, присоединенных непосредственно к сетям до 1000 В или реактивная мощность может передаваться в низковольтную сеть со стороны 6–10 кВ от синхронных двигателей, конденсаторных батарей, сети энергосистемы. Источники реактивной мощности напряжением 6–10 кВ экономичнее соответствующих источников до 1000 В, но передача мощности в сеть до 1000 В может привести к увеличению числа трансформаторов, в следствие необходимости увеличения их пропускной способности, и увеличению потерь электроэнергии в сети и трансформаторах. Поэтому рекомендуется выбрать оптимальное число трансформаторов и источников реактивной мощности со стороны ниже 1000В, с учетом минимума затрат на компенсацию реактивной мощности.

5.2.1. Выбор оптимального числа трансформаторов цеховых подстанций

При выборе числа и мощности ЦТП одновременно решают вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжения до 1000 В [5, 17, 19].

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, рассчитывают по минимуму приведенных затрат в два последовательных расчетных этапа:

1. Выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;

2. Определяют дополнительную мощность конденсаторных батарей с целью снижения потерь в трансформаторах и линиях напряжением 6/10 кВ.

Суммарная расчетная мощность батарей ниже 1000 В равна:

$$Q_{БК, Н} = Q_{БК, Н1} + Q_{БК, Н2}, \quad (5.3)$$

где $Q_{БК, Н1}$ и $Q_{БК, Н2}$ – суммарные мощности батарей, определенные на двух указанных этапах расчета.

Реактивная расчетная мощность батарей найденная по () распределяется между трансформаторами цеха пропорционально их реактивным нагрузкам.

Минимальное возможное число цеховых трансформаторов N_{\min} одинаковой мощности $S_{\text{ном тр}}$, предназначенных для питания технологически связанных нагрузок, определяется по формуле:

$$N_{\min} = \frac{P_{\text{расч.н.}}}{\beta_{\text{тр}} S_{\text{ном тр}}} + \Delta N, \quad (3.4)$$

где $P_{\text{расч.н.}}$ – суммарная расчетная активная нагрузка с учетом освещения всех цехов подведенная к трансформаторам в сети ниже 1000 В; $S_{\text{ном тр}}$ – принятая номинальная мощность одного трансформатора; $\beta_{\text{тр}}$ – коэффициент загрузки трансформаторов (см пункт 5.1); ΔN – добавка до ближайшего большего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{тр.эк}} = N_{\min} + m, \quad (5.5)$$

где m – дополнительное число трансформаторов.

Экономически оптимальное число трансформаторов определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности с учетом постоянных составляющих капитальных затрат:

$$Z^* = \beta_{\text{тр}} (Z_{\text{НК}} - Z_{\text{ВК}}) / Z_{\text{ТП}} = \beta_{\text{тр}} Z_{\text{ТП}}^*, \quad (5.6)$$

где $Z_{\text{НК}}$, $Z_{\text{ВК}}$, $Z_{\text{ТП}}$ – соответственно усредненные приведенные затраты на низковольтные конденсаторные батареи НК, батареи конденсаторов выше 1000 В ВК и цеховую трансформаторную подстанцию; $Z_{\text{ТП}}^* = \frac{Z_{\text{НК}} - Z_{\text{ВК}}}{Z_{\text{ТП}}}$.

При известных удельных затратах, формирующих значение $Z_{\text{ТП}}^*$, оптимальное количество трансформаторов рекомендуется определять по кривым рис. 5.5.

Если расчетная точка А ($N_{тр\ min}$, $z_{ТП}^*$), лежащая в зоне t графика, оказалась правее границы точки Б ($N_{тр\ min}$, ΔN) этой же зоны, отвечающей ранее принятой величине ΔN , то к $N_{тр\ min}$ прибавляется число m , в противном случае – число $(m - 1)$. При отсутствии достоверных стоимостных показателей для практических расчетов допускается принимать $z_{nc}^* = 0,5$ и $N_{тр\ эк}$ определять в зависимости от t ($N_{тр\ min}$, ΔN) по рис. 5.6.

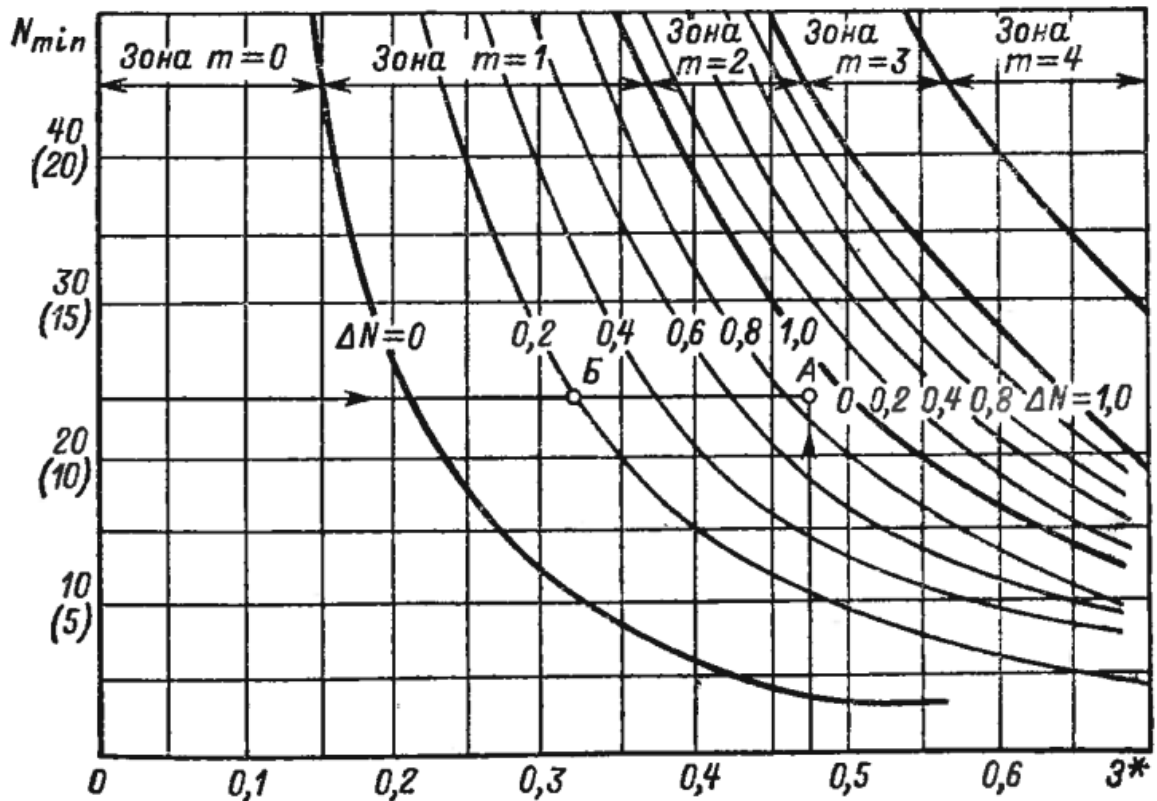


Рис. 5.5. Кривые определения дополнительного числа трансформаторов по фактическим $z_{ТП}^*$ при $\beta_{тр} = 0,7 \div 0,8$ (значения N_{min} в скобках для $\beta_{тр} = 0,9 \div 1,0$)

При трех трансформаторах и менее номинальную мощность трансформатора выбирают исходя из наибольшей расчетной активной нагрузки ниже 1000 В $P_{расч.н.}$ по условию:

$$S_{ном\ тр} \geq \frac{P_{расч.н.}}{\beta_{тр} N}, \quad (5.7)$$

По выбранному количеству трансформаторов определяют наибольшую располагаемую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжения до 1000 В:

$$Q_{\max.тр} = \sqrt{(N_{тр.эк} \cdot \beta_{тр} \cdot S_{ном.тр})^2 - P_{расч.н}^2}, \quad (5.8)$$

Суммарная мощность батарей ниже 1000 В для данной группы трансформаторов составит:

$$Q_{БК,Н1} = Q_{расч.н} - Q_{\max.тр}, \quad (5.9)$$

где $Q_{расч.н}$ – суммарная расчетная реактивная нагрузка ниже 1000 В.

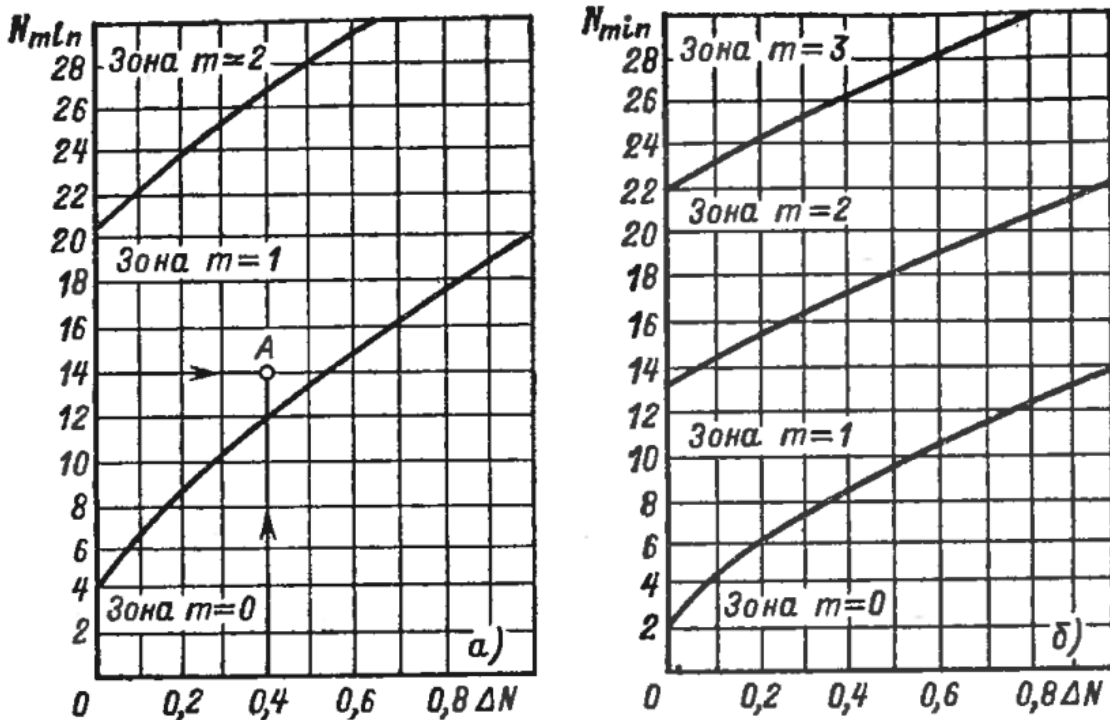


Рис. 5.6. Зоны для определения дополнительного числа трансформаторов:

а) $\beta_{тр} = 0,7 \div 0,8$; б) $\beta_{тр} = 0,9 \div 1,0$

Если окажется, что $Q_{БК,Н1} < 0$, то по первому этапу расчета установка низковольтных БК не требуется (мощность $Q_{БК,Н1}$ в (5.3) принимается равной нулю).

5.2.2. Определение мощности батарей конденсаторов с целью оптимального снижения потерь

Дополнительная суммарная мощность БК до 1000 В для данной группы трансформаторов $Q_{БК,Н2}$ определяется по формуле:

$$Q_{БК,Н2} = Q_{расч.н} - Q_{БК,Н1} - \gamma N_{тр.эк} S_{ном.тр} \quad (5.10)$$

где γ – расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от показателей $K_{р1}$, $K_{р2}$ и схемы питания цеховой подстанции: для радиальной схемы по рис. 5.7; для магистральной схемы с двумя трансформаторами по рис. 5.8; для магистральной схемы с тремя и более трансформатора-

ми $\gamma = K_{p1} / 30$; для двухступенчатой схемы питания трансформаторов от распределительного пункта 6 / 10 кВ, на которых отсутствуют источники реактивной мощности, $\gamma = K_{p1} / 60$.

Значение K_{p1} зависит от удельных приведенных затрат на батареи напряжением до и выше 1000 В и стоимости потерь:

$$K_{p1} = \frac{(z_{н,к} - z_{в,к})}{C_0} 10^3, \quad (5.11)$$

где C_0 – расчетная стоимость потерь по таблице 5.2 (только для расчета компенсации реактивной мощности).

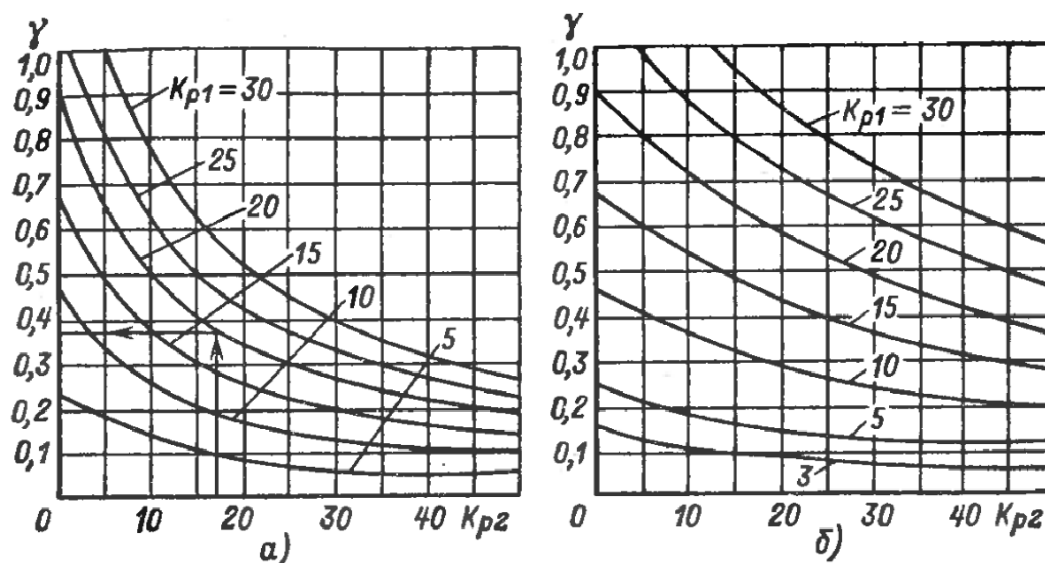


Рис. 5.7. Кривые определения коэффициента γ для радиальной схемы питания трансформаторов: а) $U_{ном} = 6$ кВ; б) $U_{ном} = 10$ кВ

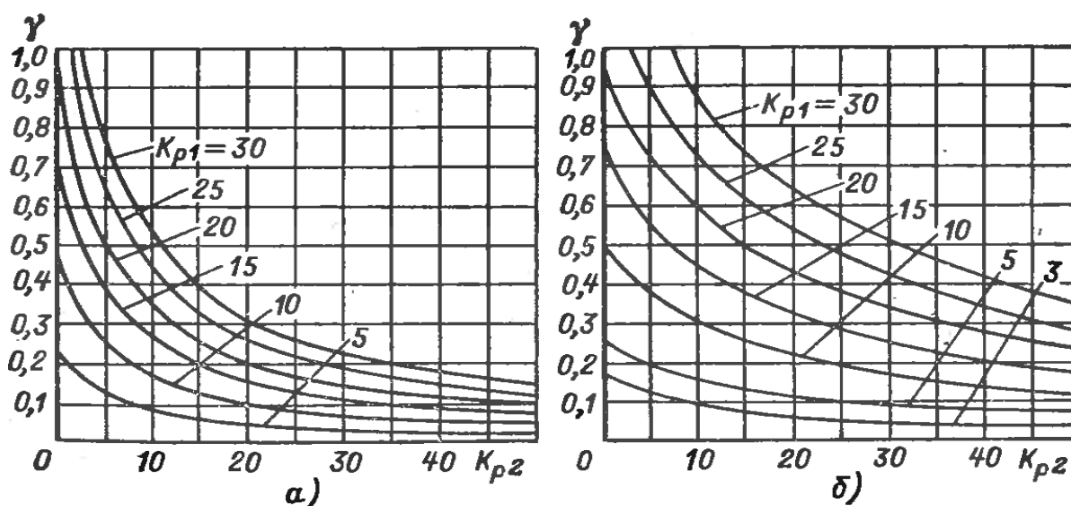


Рис. 5.8. Кривые определения коэффициента γ для магистральной схемы питания трансформатора : а) $U_{ном} = 6$ кВ; б) $U_{ном} = 10$ кВ

Таблица 5.2

Показатели стоимости потерь и значения K_{p1} для различных районов

Объединенная энергосистема	Количество рабочих смен	Расчетная стоимость потерь C_0 , у.е./кВт	Удельный коэффициент потерь K_{p1}
Центра, Северо-Запада, Юга	1	52	24
	2	106	12
	3	112	11
Средней Волги	1	64	19
	2	93	13
	3	106	12
Урала	1	56	22
	2	91	14
	3	117	11
Северного Кавказа	1	89	14
	2	95	13
	3	103	12
Сибири	1	85	15
	2	85	15
	3	85	15
Востока	1	136	9
	2	136	9
	3	136	9

При отсутствии достоверных стоимостных показателей для практических расчетов K_{p1} рекомендуется принимать по таблице 5.2.

Значение K_{p2} определяется по формуле:

$$K_{p2} = \frac{l S_{\text{ном тр}}}{F}, \quad (5.12)$$

где F – сечение линии; l – длина линии (при магистральной схеме с двумя трансформаторами – длина участка до первого трансформатора).

При отсутствии соответствующих данных допускается значение K_{p2} принимать по таблице 5.3.

Если окажется, что $Q_{BK, H2} < 0$, то для данной группы трансформаторов реактивная мощность $Q_{BK, H2}$ принимается равной нулю.

Таблица 5.3

Значение K_{p2} в зависимости от l и $S_{ном тр}$

Номинальная мощность трансформатора, кВ·А	Коэффициент K_{p2} , при длине питающей линии, l , км				
	до 0,5	от 0,5 до 1,0	от 1,0 до 1,5	от 1,5 до 2,0	свыше 2,0
400	2	4	7	10	17
630	2	7	10	15	27
1000	2	7	10	15	27
1600	3	10	17	23	40
2500	5	16	26	36	50

5.2.3. Определение мощности батарей конденсаторов в сетях напряжением выше 1000 В

Расчетная реактивная нагрузка в сетях 6 / 10 кВ промышленных предприятий $Q_{ВНрасч}$ находится:

$$Q_{ВНрасч} = Q_{расч. вн} + Q_{тр неск} + \Delta Q \text{ кВар}, \quad (5.13)$$

где $Q_{расч. вн}$ – расчетная нагрузка приемников 6/10 кВ, $Q_{тр неск}$ – некомпенсированная нагрузка сети до 1000 В, питаемой через трансформаторы цехов (5.14), ΔQ – потери реактивной мощности сети 6 / 10 кВ.

$$Q_{тр неск} = Q_{тр. max} - Q_{БК, Н} + \Delta Q_{тр} \text{ кВар}, \quad (5.14)$$

где $Q_{тр. max}$ – наибольшая расчетная реактивная нагрузка трансформатора; $Q_{БК, Н}$ – фактически принятая мощность конденсаторов до 1000 В, определяем по (5.3); $\Delta Q_{тр}$ – суммарные реактивные потери в трансформаторе при его коэффициенте загрузки с учетом компенсации (табл.5.4.). Для каждого распределительного трансформаторной подстанции или распределительного пункта определяется его расчетная некомпенсированная реактивная нагрузка.

Суммарная расчетная реактивная мощность батарей конденсаторов 6 / 10 кВ для всего предприятия определяется из условия баланса реактивной мощности:

$$Q_{БК ВН} = \sum_{i=1}^{i=n} Q_{ВНрасч, ni} - Q_{СД расп} - Q_c, \text{кВар} \quad (5.15)$$

где $Q_{ВНрасч, ni}$ – расчетная реактивная нагрузка на шинах 6 / 10 кВ i -го распределительного пункта или трансформаторной подстанции; $Q_{СД расп}$ – располагаемая мощность синхронных двигателей (5.17);

n – количество распределительных пунктов или подстанций на предприятии; Q_c – реактивная мощность, передаваемая из сети энергосистемы в сеть предприятия определяемая по (3.52)

Таблица 5.4

Реактивные потери в трансформаторе кВАр при коэффициенте загрузки $\beta_{тр}$

Номинальная мощность трансформатора, кВА	$\beta_{тр}$					
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
400	13	15	18	20	23	26
630	20	23	28	33	39	45
1000	28	34	41	49	58	69
1600	41	51	62	75	90	107
2500	62	79	99	121	146	175

Минимальное значение реактивной мощности, которую может вырабатывать синхронный двигатель в сеть по условию устойчивой работы двигателя определяется формулой:

$$Q_{СД \min} = \frac{\beta_{СД} \cdot P_{СД \text{ ном}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}}}{\eta}, \text{ кВар} \quad (5.16)$$

где $\beta_{СД} = \frac{P_{СД \text{ факт}}}{P_{СД \text{ ном}}}$ – коэффициент загрузки по активной мощности; $P_{СД \text{ факт}}$, $P_{СД \text{ ном}}$ – фактическая и номинальная активные мощности; $\operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}}$ – номинальный коэффициент реактивной мощности; η – КПД двигателя.

При необходимости выполнения компенсации на напряжении 6 / 10 кВ следует рассматривать возможность получения дополнительной реактивной мощности от синхронных двигателей, если их $\beta_{СД} < 1$. При номинальной активной мощности двигателей, равной или больше указанной в таблице 5.6, экономически целесообразно использовать полностью располагаемую реактивную мощность синхронного двигателя, определенную по формуле:

$$Q_{СД \text{ расн}} = Q_{СД \text{ эк}} = \alpha_m \cdot Q_{СД \text{ ном}}, \text{ кВар} \quad (5.17)$$

где α_m – коэффициент допустимой перегрузки СД, зависящий от его загрузки по номинальной активной мощности (определяется по табл. 5.7.); $Q_{СД\ расч}$, $Q_{СД\ эк}$ – располагаемая и экономически целесообразная реактивная мощности.

Таблица 5.6

Мощности синхронных двигателей, при которых их целесообразно использовать полностью для компенсации реактивной мощности

Объединенная энергосистема	Кол-во раб. смен	Номинальная активная мощность синхронного двигателя, кВт, при частоте вращения, об/мин							
		3000	1000	750	600	500	375	300	250
Центра, Северо-Запада, Юга	1	1000	1000	1600	1600	1600	2000	2000	2500
	2	2500	5000	6300	5000	6300	–	–	–
	3	2500	5000	6300	5000	6300	–	–	–
Средней Волги	1	1250	1600	2000	2000	2000	2500	2500	3200
	2	2000	2500	3200	3200	4000	–	–	–
	3	2500	5000	6300	5000	6300	–	–	–
Урала	1	1000	1000	1600	1600	1600	2000	2000	2500
	2	2000	2500	3200	3200	4000	–	–	–
	3	2500	5000	6300	6300	–	–	–	–
Северного Кавказа	1	2000	2500	3200	3200	4000	6300	6300	–
	2	2000	3200	4000	4000	4000	6300	6300	–
	3	2500	5000	6300	5000	6300	–	–	–
Сибири	1	2000	2500	3200	3200	4000	–	–	–
	2	2000	2500	3200	3200	4000	–	–	–
	3	2000	2500	3200	3200	4000	–	–	–
Востока	1	5000	6300	8000	10000	10000	–	–	–
	2	5000	6300	8000	10000	10000	–	–	–
	3	5000	6300	8000	10000	10000	–	–	–

Для синхронных двигателей номинальной активной мощностью менее указанной в таблице 5.6 их экономически целесообразная загрузка по реактивной мощности принимается равной номинальной $Q_{СД\ эк} = Q_{СД\ ном}$.

Оценка располагаемой мощности может быть выполнена и по соотношению:

$$Q_{СД\ расч} = Q_{СД\ эк} = \frac{K_{пер} P_{СД\ ном} \operatorname{tg} \varphi_{ном}}{\eta}, \quad (5.18)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент перегрузки по реактивной мощности, который зависит от загрузки двигателя активной мощностью $\beta_{СД}$,

подводимого напряжения и технических данных двигателя (определяется по таблице 5.8).

Таблица 5.7.

Средние значения α_m для синхронных двигателей серий СДН, СТД, СД и СДЗ

Серия, номинальное напряжение и частота вращения двигателя	Напряжение на зажимах	Коэффициент загрузки β		
		0,9	0,8	0,7
СДН, 6 и 10 кВ (для всех частот вращения)	0,95	1,31	1,39	1,45
	1,0	1,21	1,27	1,33
	1,05	1,06	1,12	1,17
СДН, 6 кВ: 600 – 1000 об/мин 375 – 500 об/мин 187 – 300 об/мин 100 – 167 об/мин	1,1	0,89	0,94	0,96
	1,1	0,88	0,92	0,94
	1,1	0,86	0,88	0,9
	1,1	0,81	0,85	0,87
	1,1	0,9	0,98	1,0
СДН, 10кВ: 1000 об/мин 250 – 750 об/мин	1,1	0,86	0,9	0,92
	0,95	1,3	1,42	1,52
	1,0	1,23	1,34	1,43
СТД, 6 и 10 кВ (частота вращения 3000 об/мин)	1,05	1,12	1,23	1,31
	1,1	0,9	1,08	1,16
	0,95	1,16	1,26	1,36
СД и СДЗ 380 В (для всех частот вращения)	1,0	1,15	1,24	1,32
	1,05	1,1	1,18	1,25
	1,1	0,9	1,06	1,15

Таблица 5.8

Зависимость коэффициента перегрузки по реактивной мощности синхронных двигателей $K_{пер}$ от напряжения и коэффициента загрузки по активной мощности $\beta_{СД}$

Серия, номинальное напряжение и частота вращения двигателя	Относительное напряжение на зажимах двигателя $U_{отн}$	Коэффициент перегрузки по реактивной мощности $K_{пер}$ при коэффициенте загрузки $\beta_{СД}$		
		0,9	0,8	0,7
СДН, 6 и 10 кВ, для всех частот вращения	0,95	1,31	1,39	1,45
	1	1,21	1,27	1,33
	1,05	1,06	1,12	1,17

Серия, номинальное напряжение и частота вращения двигателя	Относительное напряжение на зажимах двигателя $U_{отн}$	Коэффициент перегрузки по реактивной мощности $K_{пер}$ при коэффициенте загрузки $\beta_{СД}$		
		0,9	0,8	0,7
СДН, 6 кВ 600–1000 об/мин 375–500 об/мин 187–300 об/мин 100–167 об/мин	1,1	0,89	0,94	0,96
	1,1	0,88	0,92	0,94
	1,1	0,86	0,88	0,9
	1,1	0,81	0,85	0,87
СДН, 10 кВ 1000 об/мин 250–750 об/мин	1,1	0,9	0,98	1
	1,1	0,86	0,9	0,92
СТД, 6 и 10 кВ, 3000 об/мин	0,95	1,3	1,42	1,52
	1	1,23	1,34	1,43
	1,05	1,12	1,23	1,31
	1,1	0,9	1,08	1,16
СД и СДЗ 380 В, для всех частот вращения	0,95	1,16	1,26	1,36
	1	1,15	1,24	1,32
	1,05	1,1	1,18	1,25
	1,1	0,9	1,06	1,15

Если энергосистема задает входную реактивную мощность на стороне 35 кВ и выше ГПП предприятия, то должны быть учтены потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП.

Если окажется, что мощность $Q_{БКВН} < 0$, ее принимают равной нулю.

Установку отдельных ВБК рекомендуется предусматривать на тех РП, где реактивная мощность соответствует мощности $Q_{БКВН}$ и имеется техническая возможность их присоединения.

Суммарная реактивная мощность ВБК распределяется между отдельными РП или ТП пропорционально их некомпенсированной реактивной нагрузке на шинах 6 или 10 кВ и округляется до ближайшей стандартной мощности ККУ.К каждой секции РП рекомендуется подключать ККУ одинаковой мощности, но не менее 1000 кВар. При меньшей мощности батареи ее целесообразно устанавливать на питающей цеховой подстанции, если она принадлежит промышленному предприятию. Основные технические характеристики комплектных конденсаторных установок приведены в табл. 5.9–5.11.

Таблица 5.9

Регулируемые конденсаторные установки 6 / 10 кВ

Тип	Номинальная мощность, кВАр	Номинальное напряжение, кВ	Количество ступеней	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
				основание		высота	
				длина	ширина		
УКЛ56-6,3-450У3	450	6,3	1	2210	820	1600	570
УКЛ56-6,3-900У3	900	6,3	2	3010	820	1600	825
УКЛ56-6,3-1350У3	1350	6,3	3	3810	820	1600	1080
УКЛ56-6,3-1800У3	1800	6,3	4	4610	820	1600	1335
УКЛ56-6,3-2250У3	2250	6,3	5	5410	820	1600	1590
УКЛ56-6,3-2700У3	2700	6,3	6	6210	820	1600	1845
УКЛ56-6,3-3150У3	3150	6,3	7	7010	820	1600	2100
УКЛ56-10,5-450У3	450	10,5	1	2210	820	1600	570
УКЛ56-10,5-900У3	900	10,5	2	3010	820	1600	825
УКЛ56-10,5-1350У3	1350	10,5	3	3810	820	1600	1080
УКЛ56-10,5-1800У3	1800	10,5	4	4610	820	1600	1335
УКЛ56-10,5-2250У3	2250	10,5	5	5410	820	1600	1590
УКЛ56-10,5-2700У3	2700	10,5	6	6210	820	1600	1845
УКЛ56-10,5-3150У3	3150	10,5	7	7010	820	1600	2100
БКФЭ-12,6-800У1	800	12,6	16	1670	1490	1070	640
БКФЭ-12,6-1000У1	1000	12,6	20	1950	1490	1070	750
БКШЭ-12,6-2200У1	2200	12,6	22	1800	1490	1350	1530

Таблица 5.10

Нерегулируемые (УК) и регулируемые по напряжению (Н) и реактивной мощности (М) конденсаторные установки 6 / 10 кВ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Шкала номинальных мощностей, кВАр
УК-6-Q У3	6,3	300, 600, 900, 1200, 1500, 1800
УКН(М)-6-Q У3	6,3	300, 600, 900, 1200, 1500, 1800
УК-6-Q У1	6,3	450, 675, 900, 1125
УКС-6-Q У1	6,3	90, 180
УКН(М)-6-Q У1	6,3	300, 600, 900, 1200, 1500, 1800
УК-10-Q У3	10,5	300, 600, 900, 1200, 1500, 1800
УКН(М)-10-Q У3	10,5	300, 600, 900, 1200, 1500, 1800
УК-10-Q У1	10,5	450, 675, 900, 1125
УКС-10-Q У1	10,5	90, 180
УКН(М)-10-Q У1	10,5	300, 600, 900, 1200, 1500, 1800

Примечания. 1. Q – мощность по шкале. 2. С – мачтовая установка

Таблица 5.11

Комплектные конденсаторные установки напряжением 0,4 кВ
с автоматическим регулированием

Тип	Мощность, квар	Кол- во ступеней	Мощность ступеней	Габариты, мм			Масса, кг
				Длина	Ширина	Высота	
УКМ 58-04-20-10УЗ	20	2	2x10	530	430	1010	47
УКМ 58-04-30-10УЗ	30	3	3x10	530	430	1010	62
УКМ 58-04-50-25УЗ	50	2	2x25	530	430	1010	70
УКМ 58-04-50-10-У	50	5	5x10	530	430	1010	78
УКМ 58-04-67-33,3 УЗ	67	2	2x33,3	530	430	1010	85
УКМ 58-04-100-33,3УЗ	100	3	1x33,3+1x67	680	430	610	110
УКМ 58-04-112,5-37,5УЗ	112,5	3	1x37,5+1x75	680	430	1610	110
УКМ 58-04-Ш-33,3-УЗ	133	4	2x33,3+1x67	680	430	1610	125
УКМ 58-04-150-30УЗ	150	5	1x30+2x60	680	430	1610	132
УКМ 58-04-167-33,3УЗ	167	5	1x33,3+2x67	860	430	1610	137
УКМ 58-04-180-30УЗ	180	6	2x30+2x60	860	430	1610	145
УКМ 58-04-200-33,3УЗ	200	6	2x33,3+2x67	860	430	1610	168
УКМ 58-04-225-37,5УЗ	225	6	2x37,5+2x75	860	430	1610	168
УКМ 58-04-268-67УЗ	268	4	4x67	860	430	1610	195
УКМ 58-04-300-33,3УЗ	300	9	4x67+1x33,3	1250	580	1610	210
УКМ 58-04-335-67УЗ	335	5	5x67	1250	580	1610	285
УКМ 58-04-337,5-37,5УЗ	337,5	9	1x37,5+4x75	1250	580	1610	285
УКМ 58-04-402-67УЗ	402	6	6x67	1430	580	1610	305
УКМ 58-04-536-67УЗ	536	8	8x67	430	580	1610	562
УКМ 58-04-603-67УЗ	603	9	9x67	1430	580	1610	585

Примечание: У – установка конденсаторная; КМ – регулируется по РМ; 58 – конструктивное исполнение; 04 – номинальное напряжение, кВ; 200 – номинальная мощность, квар; 33,3 – мощность ступени регулирования, квар; У – климатическое исполнение (умеренное); 3 – для внутренней установки.

На промышленном предприятии обычно имеется ряд вспомогательных цехов и объектов электроснабжения с нагрузкой в сотни киловатт. Для этих цехов следует выполнить расчет числа и выбор мощности КТП отдельно от основных цехов, по суммарной нагрузке вспомогательных цехов. Если электроснабжение вспомогательных цехов от отдельных крупных КТП, может привести к удорожанию сети НН и росту потерь мощности и напряжения. Для вспомогательных цехов целесообразно применять КТП небольшой мощности (до 400 кВ·А) с учетом плотности нагрузки в этих цехах.

При окончательном выборе количества цеховых трансформаторов в целом по заводу принимаются во внимание, что длина кабельных линий напряжением до 1 кВ не должна превышать 200 м.

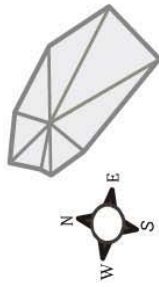
После выбора числа и мощности цеховых трансформаторов распределяют активные нагрузки цехов между ними равномерно. Активная нагрузка, приходящаяся на один цеховой трансформатор, может быть определена как:

$$P_1 = \frac{\sum (P_p + P_{p.o})}{N} = \frac{\sum P_p^H}{N}, \text{ кВт} \quad (5.19)$$

Число трансформаторов N_i , которое следует установить в том или ином цехе, определяется делением нагрузки цеха $P_p + P_{p.o}$ на P_1 :







$$N_i = \frac{P_{p.o} + P_p}{P_1}. \quad (5.20)$$

Если получается число дробное, то объединяют нагрузки близлежащих цехов. После этого на плане предприятия обозначают места расположения цеховых ТП и намечают схему их питания от ГПП (см. рис. 5.9 и 5.10).



Номер цеха по плану	Наименование цеха
1	Административный корпус
2	Холодный склад
3	Цех по производству теннисных столов №1
4	Цех по производству теннисных столов №2
5	Сушильный цех №1
6	Сушильный цех №2
7	Цех обработки каменных плит №1
8	Цех обработки каменных плит №2
9	Цех по производству бильярдных столов №1
10	Цех по производству бильярдных столов №2
11	Гараж
12	Котельная

Условные обозначения

-  Распределительное устройство ГПП
-  Цеховая двухтрансформаторная подстанция
-  Распределительный пункт до 1000 В
-  Распределительная сеть выше 1000 В
-  Распределительная сеть до 1000 В
-  Электрическая нагрузка до 1000 В (заштрихованный сектор – нагрузка освещения)
- 696 Расчетная мощность цеха, кВт
- 287 Расчетная активная мощность освещения, кВт

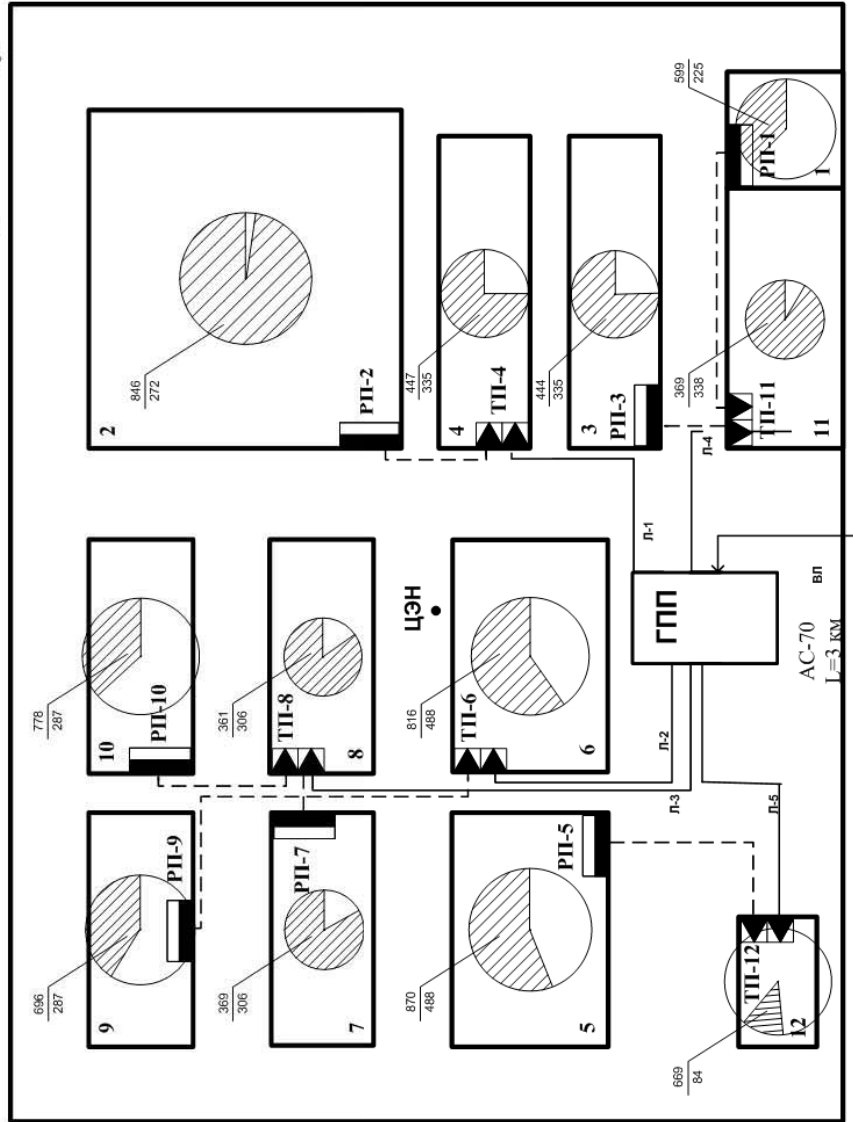


Рис. 5.9. Генплан предприятия с картограммой нагрузок (образец)

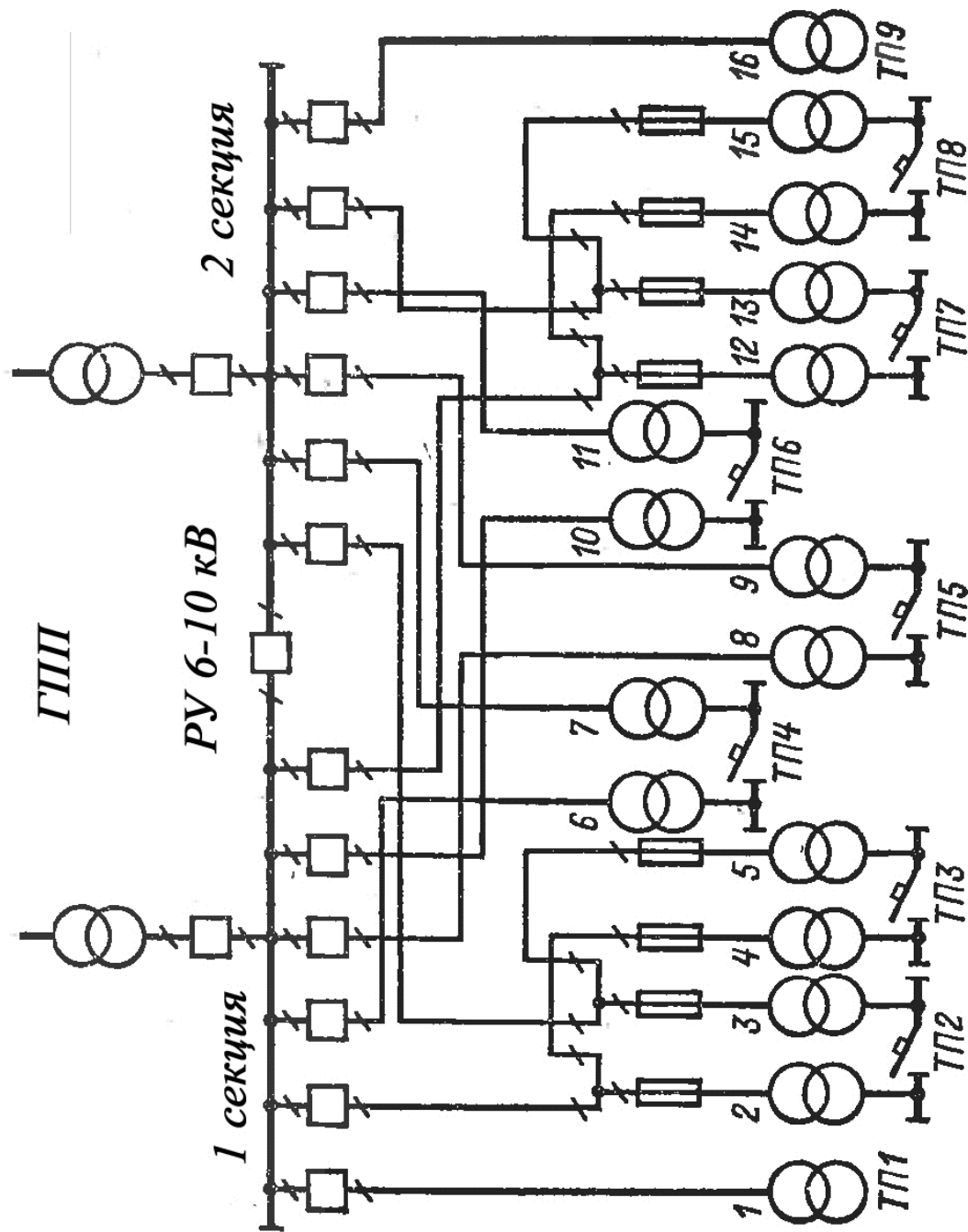


Рис. 5.10. Схема питания цеховых подстанций (образец)

Пример 5.1.

Выбрать число и мощность силовых трансформаторов для механического завода с учетом компенсации реактивной мощности.

Исходные данные:

Наибольшая расчетная суммарная активная мощность $P_{\max} = 26,5$ МВт, суммарная реактивная нагрузка $Q_{\max} = 21,31$ М·Вар. Напряжение питающей линии 10 кВ. Завод расположен в Сибири, работает в две смены. Удельная плотность нагрузки завода $0,32$ кВ·А/м², потребители цеха относятся ко III категории по надежности. Цеховые трансформаторы питаются по радиальной схеме, длина линий в пределах 2 км.

Решение:

Первый этап расчета:

Учитывая удельную плотность нагрузки, выбираем (по табл. 5.1) к установке трансформатор с номинальной мощностью 2500 кВ·А. Коэффициент загрузки, при преобладании потребителей третьей категории по надежности, принимаем равным 0,9.

1. Определяем минимальное число цеховых трансформаторов (первый этап расчетов):

$$N_{\min} = \frac{P_{\max}}{\beta_{\text{тр}} S_{\text{ном тр}}} + \Delta N = 26,5 / (0,9 \cdot 2,5) + 0,22 = 12$$

2. Так как мы не знаем достоверных стоимостных показателей принимаем $z_{\text{nc}}^* = 0,5$ и определяем дополнительное число трансформаторов m по рисунку 5.6 б. При $N_{\min} = 12$ и $\Delta N = 0,22$ $m = 1$

Оптимальное число трансформаторов по (5.5):

$$N_{\text{опт}} = N_{\min} + m = 12 + 1 = 13$$

3. Определяем по (5.8) наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать в сеть ниже 100 В через 13 трансформаторов, М·Вар:

$$Q_{\max, \text{тр}} = \sqrt{(N_{\text{тр.эк}} \cdot \beta_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}})^2 - P_{\text{расч.л}}^2} = \sqrt{(13 \cdot 0,9 \cdot 2,5)^2 + 26,5^2} = 12,38$$

4. Определяем мощность батарей до 1 кВ, по первому этапу расчета, М·Вар:

$$Q_{\text{БК, Н1}} = Q_{\max} - Q_{\text{тр}} = 21,31 - 12,38 = 8,93 \text{ Мвар}$$

Второй этап расчета:

1. Определяем дополнительную суммарную мощность БК до 1000 В для данной группы трансформаторов $Q_{\text{БК, Н2}}$:

$$Q_{\text{БК, Н2}} = Q_{\max} - Q_{\text{БК, Н1}} - \gamma N_{\text{тр эк}} S_{\text{ном тр}} = 21,31 - 8,93 - 0,23 \cdot 13 \cdot 2,5 = 4,91 \text{ Мвар}$$

где γ определяем по рис. 5.7, б для радиальной схемы с питающим напряжением 10 кВ. Коэффициенты K_{p1} и K_{p2} , определяем по табл.5.2 и 5.3 соответственно.

2. Суммарная мощность конденсаторных батарей до 1 кВ, равна:

$$Q_{БК, Н} = Q_{БК, Н1} + Q_{БК, Н2} = 8,93 + 4,91 = 13,84 \text{ Мвар}$$

3. Суммарная мощность конденсаторных батарей до 1 кВ распределяется пропорционально их реактивным нагрузкам (табл. 5.12).

Таблица 5.12

Результаты расчета к примеру 5.1

Тр-р	Расчетная нагрузка $Q_{\max \text{ тр }},$ кВар	Расчетная мощность $Q_{БК, Н},$ кВар	Количество и марка НБК	Фактическая мощность НБК, квар
T1	1775	1152	5×200+1×150	1150
T2	1775	1152	5×200+1×150	1150
T3	1950	1252	6×200+1×50	1250
T4	1670	1079	5×200+1×67	1067
T5	1900	1234	6×200+1×30	1230
T6	1578	1025	5×200	1000
T7	1610	1051	5×200+1×50	1050
T8	1610	1051	5×200+1×50	1050
T9	1820	1172	5×200+1×150	1150
T10	1790	1162	5×200+1×150	1150
T11	1020	673	2×335	670
T12	1020	673	2×335	670
T13	1792	1164	5×200+1×150	1150
Итого	21310	13840		13737

Пример 5.2

Выбрать число и мощность высоковольтных БК для исходных данных к примеру 5.1, при условии, что на территории завода имеется высоковольтная нагрузка мощностью $Q_{\max \text{ ВН}} = 14.3$ МВар; реактивная мощность, передаваемая из сети энергосистемы в сеть предприятия $Q_c = 8,373$ МВар; на одном из РП установлены 4 синхронных двигателя с техническими данными:

Тип СДН, Активная мощность $P_{\text{ном.СД}}=2700\text{кВт}$; реактивная мощность $Q_{\text{ном. СД}}=1000\text{кВар}$: частота вращения $n=1000$ об/мин; коэффициент загрузки $K_{\text{СД}}=0,8$; коэффициент мощности $\text{tg } \varphi=0,48$; $\cos \varphi=0,9$.

Решение:

Определяем располагаемую реактивную мощность синхронных двигателей:

Так как $K_{\text{СД}} < 1$, и в соответствии с табл. 5.6 для двигателей с активной мощностью 2700 кВт, располагаемую реактивную мощность экономически целесообразно использовать полностью. Рассчитываем располагаемую реактивную мощность синхронного двигателя по формуле (5.17):

$$Q_{\text{СД расч}} = Q_{\text{СД эк}} = \alpha_m \cdot Q_{\text{СД ном}} = 0,94 \cdot 1000 = 940\text{кВар},$$

где $\alpha_m = 0,94$ (по табл. 5.7.).

Суммарная располагаемая мощность всех двигателей:

$$\sum Q_{\text{СД расч}} = Q_{\text{СД расч}} \cdot n = 940 \cdot 4 = 3760\text{кВар}$$

Найдем не скомпенсированную нагрузку в сети до 1000В по формуле 5.14:

$$Q_{\text{тр неск}} = Q_{\text{тр. max}} - Q_{\text{БК, Н}} + \Delta Q_{\text{тр}} = 21310 - 13737 + 146 \cdot 13 = 9471 \text{ кВар},$$

где $\Delta Q_{\text{тр}}$ принято из табл. 5.4 (для трансформаторов номинальной мощностью 2500 кВ·А см пример 5.1, коэффициент загрузки после компенсации 0,9); $Q_{\text{тр. max}}$ – наибольшая расчетная реактивная нагрузка трансформатора (см пример 5.1); ; $Q_{\text{БК, Н}}$ – фактически принятая мощность конденсаторов до 1000 В (см табл. 5.11)

Расчетная реактивная нагрузка в сети 10 кВ находим по 5.13:

$$Q_{\text{ВН расч}} = Q_{\text{расч. вн}} + Q_{\text{тр неск}} = 4,022 + 9,471 = 13,493 \text{ МВар},$$

Зарядная мощность линий распределительной сети в часы максимума нагрузки $\Delta Q_{\text{зар}}$ ориентировочно равна потерям в индуктивности линий $\Delta Q_{\text{л}}$ и в расчетах не учитывается.

Суммарная расчетная реактивная мощность батарей конденсаторов в сети 10 кВ для всего предприятия определим по 5.15:

$$Q_{\text{БК ВН}} = \sum_{i=1}^{i=n} Q_{\text{ВН расч, ni}} - Q_{\text{СД расч}} - Q_c = 13,493 - 3,76 - 8,373 = 1,36, \text{МВар}$$

Принимаем по табл. 5.9 к установке регулирующую конденсаторную установку типа УКЛ56-10,5-1350У3 с номинальной мощностью 1350 кВар.

5.3. Расчет потерь мощности в трансформаторах

Суммарные потери мощности в трансформаторе состоят из потерь холостого хода и нагрузочных потерь, зависящих от фактической нагрузки трансформатора S_{ϕ} .

Потери активной мощности:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_x + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\phi}}{S_{\text{н.тр}}}\right)^2 = \Delta P_x + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \beta_T^2, \text{ кВт} \quad (5.21)$$

Потери активной мощности холостого хода ΔP_x , обусловлены потерями мощности в стали трансформаторов на перемагничивание и вихревые токи, нагревающие магнитопровод трансформатора. Активные потери короткого замыкания $\Delta P_{\text{кз}}$ зависят от загрузки трансформатора и идут на нагрев обмоток трансформатора.

Потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_x + \Delta Q_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\phi}}{S_{\text{н.тр}}}\right)^2 = \Delta Q_x + \Delta Q_{\text{кз}} \cdot \beta_T^2, \text{ кВАр} \quad (5.22)$$

где $\Delta Q_x = S_{\text{н.тр}} \cdot I_x / 100$ – потери реактивной мощности трансформатора мощностью $S_{\text{н}}$ на холостом ходу, обуславливающие реактивную проводимость трансформатора; $\Delta Q_{\text{кз}} = S_{\text{н.тр}} \cdot U_{\text{кз}} / 100$ – реактивные потери КЗ в трансформаторе при полной нагрузке, вызванные рассеянием магнитного потока; I_x , $U_{\text{к}}$ – ток холостого хода и напряжение короткого замыкания.

Если на общую нагрузку работают **раздельно** n однотипных трансформаторов, то потери мощности можно рассчитать как:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_x \cdot n + \Delta P_{\text{кз}} \cdot n \cdot \left(\frac{S_{\phi}}{S_{\text{н.тр}}}\right)^2 = \Delta P_x \cdot n + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \beta_T^2 \cdot n, \text{ кВт} \quad (5.23)$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_x \cdot n + \Delta Q_{\text{кз}} \cdot n \cdot \left(\frac{S_{\phi}}{S_{\text{н.тр}}}\right)^2 = \Delta Q_x \cdot n + \Delta Q_{\text{кз}} \cdot \beta_T^2 \cdot n, \text{ кВАр} \quad (5.24)$$

При наличии на подстанции n одинаковых **параллельно** работающих трансформаторов потери мощности составят соответственно:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_x \cdot n + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \frac{1}{n} \cdot \left(\frac{S_{\phi}}{S_{\text{н.тр}}}\right)^2 = \Delta P_x \cdot n + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \beta_m^2 \cdot \frac{1}{n}, \text{ кВт} \quad (5.25)$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_x \cdot n + \Delta Q_{\text{кз}} \cdot \frac{1}{n} \cdot \left(\frac{S_{\phi}}{S_{\text{н.тр}}}\right)^2 = \Delta Q_x \cdot n + \Delta Q_{\text{кз}} \cdot \beta_m^2 \cdot \frac{1}{n}, \text{ кВАр} \quad (5.26)$$

Следует обратить внимание, что коэффициент загрузки в формулах (5.23-5.26) берется по факту загрузки на один трансформатор.

Пример расчета потерь в трансформаторах рассмотрен в задаче по выбору сечения линии 10кВ (см. пример 6.1).

Вопросы для самопроверки

1. Выбор места расположения цеховых подстанций.
2. Критерии выбора единичной мощности трансформатора цеховых ТП и количества трансформаторов.
3. В каких случаях можно установить одно- двух- трехтрансформаторные цеховые ТП.
4. Обоснование схемы питания цеховых ТП.
5. Выбор количества трансформаторов цеховых ТП с учетом компенсации потребляемой предприятием реактивной мощности.
6. Как рассчитать потери мощности в трансформаторах.
7. Как влияет режим работы трансформатора на потери мощности в нем.

ГЛАВА 6

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Электроснабжение завода осуществляется от подстанции энергосистемы. При наличии одного источника питания в целях резервирования принимается схема внешнего электроснабжения по двум радиальным линиям (ГПП с двумя трансформаторами связи). Питающие линии выполняются воздушными. В нормальном рабочем режиме пропускная способность каждой из питающих линий составляет не менее половины расчетной нагрузки завода. В аварийном режиме работы любая из питающих линий, с учетом допустимой перегрузки (до 30 %), должна обеспечить электроэнергией потребителей первой и второй категорий..

Если предприятие удалено от ИП на небольшое расстояние (до нескольких километров) и пропускная способность линии 6–10 кВ обеспечивает питание потребителей, то электроэнергия подводится к РП, от которых распределяется между цеховыми ТП и высоковольтными электроприемниками. Для предприятий с расчетной полной мощностью нагрузки более 30 МВА, имеющих удаленные ИП, следует предусматривать понижающие подстанции с высшим напряжением 35 кВ и выше [21, 22].

Электроснабжение крупных промышленных объектов с потребляемой мощностью 40 мВ-А и более целесообразно осуществлять с помощью глубоких вводов, при которых сети 35–220 кВ максимально приближены к электроустановкам потребителей при минимальном числе ступеней трансформации.

На ГПП и подстанциях глубокого ввода (ПГВ), как правило, устанавливаются два понижающих трансформатора одинаковой единичной мощностью, что значительно упрощает схему и конструкцию подстанций и обеспечивает надежное электроснабжение потребителей электроэнергии. Однотрансформаторные ГПП и ПГВ допускается применять лишь в отдельных случаях при обеспечении питания электроприемников первой категории в послеаварийном режиме по сети вторичного напряжения от соседних ИП. В системах электроснабжения, как правило, следует применять глубокое секционирование всех звеньев системы, начиная от ИП и заканчивая шинами до 1 кВ ТП, а иногда и цеховых низковольтных РП.

При построении системы электроснабжения промышленного предприятия (СЭС) обычно предусматривают отдельную работу линий и трансформаторов, что приводит к уменьшению токов КЗ, упрощению схем коммутации и релейной защиты. Параллельная работа элементов СЭС рекомендуется в следующих случаях [22]:

а) при отдельной работе не удается обеспечить требуемое быстродействие восстановления питания для успешного самозапуска электродвигателей;

б) при питании секций подстанций от разных источников возможно их несинхронное включение при работе устройств АВР;

в) при питании мощных резкопеременных и ударных нагрузок для обеспечения требуемых показателей качества электроэнергии.

Существует несколько главных принципов формирования межцеховых электросетей [23]:

1. Наличие двух и более независимых источников.

2. Секционирование сборных шин подстанций. Этот принцип позволяет сохранить источники питания независимыми, что является основой обеспечения надежности.

3. Исключение обратных перетоков энергии, т. е. передачи энергии по сети в сторону ее источника. Такая передача приводит к дополнительным потерям.

6.1. Схемы и конструктивное исполнение ГПП

Конструкции ГПП напряжением 220–110–35/10–6 кВ выполняются по двум схемам: 1 – с выключателями (рис. 6.1 и 6.2, б), 2 – по упрощенной схеме с применением короткозамыкателей и отделителей (рис. 6.2, а и 6.3).

Схема ГПП с выключателями

Схемы ГПП по рис. 6.1 и 6.2, б применяются при питании подстанций по транзитным линиям 110–220 кВ или по линиям с двухсторонним питанием [20, 21]. Как вариант может быть применена схема со второй (показана пунктиром) перемычкой со стороны линий, выполненных разъединителями.

Схемы с выключателями в электроснабжении промышленных предприятий по капитальным затратам более дорогие в сравнении со схемами с отделителями и короткозамыкателями, поэтому они требуют обоснования применения выключателей.

Требования со стороны эксплуатации к повышению надежности и оперативности управления системой ЭСПП на 6УР, 5УР (рис. 3.1) привели к более частому применению блочных схем, представленных на

рис. 6.1 и 6.3, б, т. е. к отказу от установки короткозамыкателей и переходу к установке выключателей.

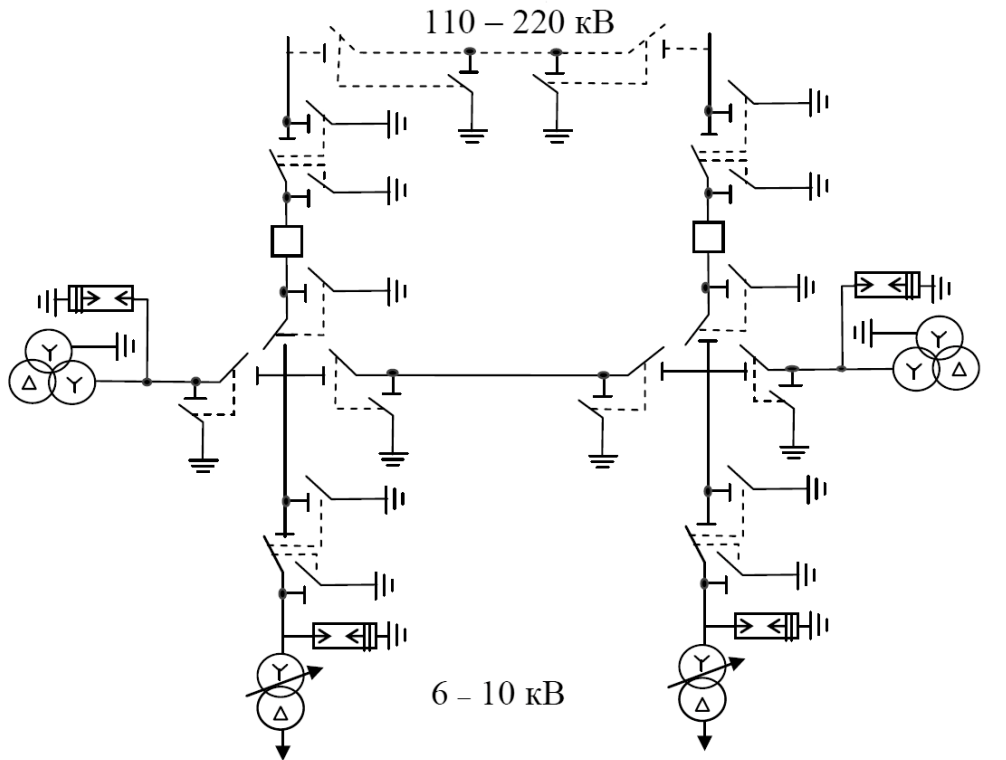


Рис. 6.1. Схема подстанции с перемычками (мостиками) между питающими линиями и выключателями

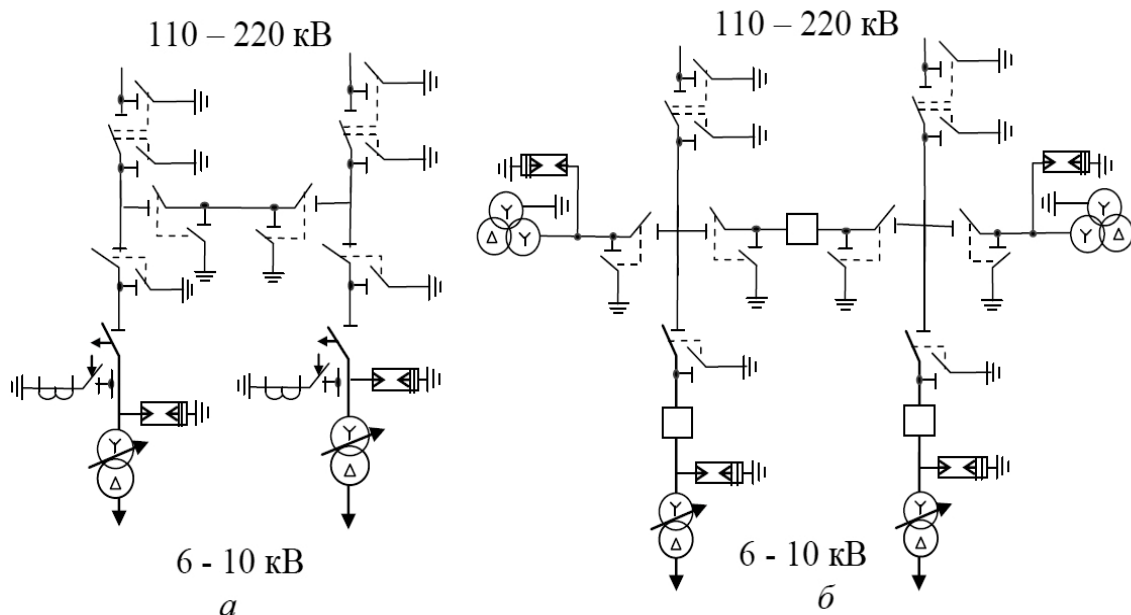


Рис. 6. 2. Схема подстанции с перемычками (мостиками) между питающими линиями: а – с короткозамыкателями и отделителями; б – с выключателями

Упрощенные схемы ГПП с применением отделителей и короткозамыкателей

Большинство подстанций промышленных предприятий выполняются без сборных шин на стороне первичного напряжения по блочному принципу. На рис. 6.3 приведены схемы блочных ГПП, выполненные без переключки (мостика) между питающими линиями (35) 110–220 кВ [20, 21]. На схемах показаны двухобмоточные трансформаторы

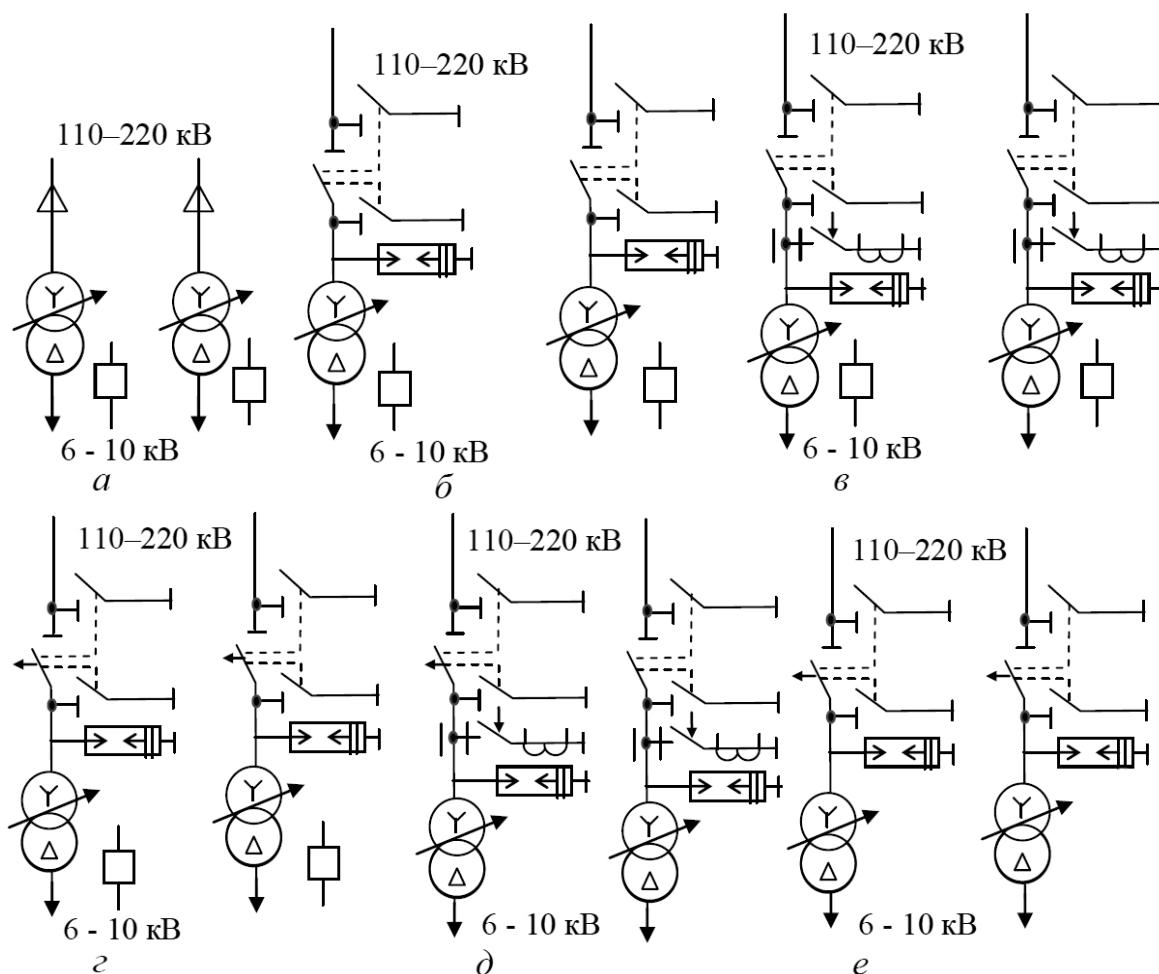


Рис. 6.3. Безмостиковые схемы блочных ГПП (описание в тексте)

Схема (рис. 6.3, *a*) – простейшая при радиальном питании и получила распространение при закрытом вводе кабельной линии в трансформатор и целесообразна при загрязненной окружающей среде, при необходимости размещения ГПП на плотно застроенном участке. При повреждении в трансформаторе (рис. 6.3, *a*) отключающий импульс защиты трансформатора передается на отключение выключателя на питающей подстанции.

В схеме (рис. 6.3, б) на спуске проводов воздушной линии к трансформатору устанавливается разъединитель, создающий ремонтный разъем.

На рис. 6.3, в приведена схема с воздушными линиями с установкой короткозамыкателей и ремонтных разъединителей. Головной выключатель защищает линию и трансформатор.

При магистральном питании для отпаячных ГПП используется схема, представленная на рис. 6.3, г. Отделителем осуществляются оперативные отключения трансформатора.

Для питания от одной воздушной линии нескольких подстанций, так называемыми отпайками, используется схема (рис. 6.3, д, е). Она может быть применена и при радиальном питании, когда есть вероятность присоединения к этой линии других подстанций.

6.2. Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия

Выбор напряжения питающих и распределительных сетей зависит от мощности, потребляемой предприятием, его удаленности от источника питания, напряжения источника питания, количества и единичной мощности ЭП (электродвигателей, электрических печей, преобразователей и т. д.).

Экономически целесообразное напряжение питающей линии ГПП можно оценить по формуле Илларионова:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (6.1)$$

где L – расстояние от источника питания, км; P – передаваемая мощность, равная расчетной нагрузке предприятия, отнесенной к шинам ВН ГПП, МВт.

Далее по стандартной шкале выбирают два близлежащих значения номинального напряжения и производят технико-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения с разными напряжением питания: $U'_{cm} \leq U \leq U''_{cm}$, где U'_{cm} и U''_{cm} – стандартные значения номинального напряжения, кВ. Выполнение технико-экономических расчетов в каждом отдельном случае повышает трудоемкость проектирования электроснабжения. Для удобства проектирования можно использовать следующие основные рекомендации по выбору напряжения:

Напряжение 35 кВ имеет экономические преимущества при передаваемой мощности не более 10 МВА.

Напряжение 110 кВ целесообразно применять при потребляемой промышленным предприятием мощности 10-150 МВА.

При мощностях, превышающих 120-150 МВА, для электроснабжения промышленного предприятия целесообразно использовать напряжение питающей линии 220 кВ.

6.3. Выбор мощности трансформаторов ГПП

Мощность трансформаторов ГПП определяется активной нагрузкой и реактивной мощностью, передаваемой от энергосистемы. Мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них, второй принял основную нагрузку подстанции с учетом допускаемой перегрузки в послеаварийном режиме и возможного временного отключения потребителей третьей категории. Согласно ГОСТ 14209-85 для трансформатора допускается длительная аварийная перегрузка 40% и систематическая перегрузка в зависимости от условия охлаждения, типа трансформатора и графика нагрузки. Если неизвестны действительные значения допустимых перегрузок, то в учебном проектировании можно принять аварийную перегрузку 40%.

Мощность трансформаторов на ГПП определяется по формуле

$$S_{н.тр} = \frac{S_{р.ГПП}}{2 \cdot \beta_T}, \quad (6.2)$$

где $S_{р.ГПП}$ – полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП (по 3.49); β_T – коэффициент загрузки трансформаторов ГПП; 2 – число трансформаторов на ГПП.

Полученное значение $S_{н.тр}$ округляется до ближайшего большего стандартного значения.

Проверка обеспечения требуемой мощности предприятия с учетом возможной допустимой перегрузки трансформатора:

$$S_{р.ГПП} < 1.4 \cdot S_{н.тр} \quad (6.3)$$

6.4. Выбор сечения линии, питающей ГПП

Линии, питающие трансформаторы ГПП, выполняются воздушными двухцепными проводом марки АС. При проектировании ВЛ напряжением до 500 кВ включительно выбор сечения проводов производится по нормированным показателям В качестве таких показателей исполь-

зуются нормированные значения экономической плотности тока. Суммарное сечение F проводов фазы проектируемой ВЛ можно найти как:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{р}}}{j_{\text{н}}}, \quad (6.4)$$

где $I_{\text{р}}$ – расчетный ток, А; $j_{\text{н}}$ – нормированная плотность тока, А/мм² (по табл. 6.1).

Проверке по экономической плотности тока не подлежат:

- сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1 кВ при T_{max} до 5000 ч;
- ответвления к отдельным электроприемникам $U < 1$ кВ, а также осветительные сети;
- сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений;
- сети временных сооружений, а также устройства со сроком службы 3–5 лет.

Таблица 6.1

Экономическая плотность тока, А/мм²

Проводник	При T_{max} , ч		
	1000-3000	3000-5000	> 5000
Неизолированные провода и шины:			
Медные	2.5	2.1	1.8
Алюминиевые	1.3	1.1	1
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
Медными	3	3.1	2.7
Алюминиевыми	1.6	1.4	1.2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
Медными	3.5	3.1	2.7
Алюминиевыми	1.9	1.7	1.6

Расчетный ток приходящийся на одну линию:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{рГГП}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (6.5)$$

В послеаварийном или ремонтном режиме:

$$I_{\text{р.а.}} = \frac{S_{\text{рГГП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (6.6)$$

Полученное сечение $F_{\text{эк}}$ округляется до ближайшего из стандартного ряда.

После выбора сечения необходимо проверить его:

1. По допустимой токовой нагрузке по нагреву и по перегрузочной способности (в послеаварийном или ремонтном режиме при отключении одной из питающих линий)

$$I_p \leq I_{\text{доп}}, \quad (6.7)$$

$$1,3 \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.а.}}, \quad (6.8)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток для выбранного сечения, А; I_p – расчетный ток в нормальном режиме, А; $I_{\text{р.а.}}$ – расчетный ток в послеаварийном режиме, А.

2. По условию механической прочности: согласно условию механической плотности на воздушных линиях выше 1кВ могут применяться алюминиевые провода сечением не менее 35 мм², сталеалюминевые и стальные – не менее 25 мм².

3. По допустимой потере напряжения: допустимую длину питающей линии определим:

$$l_{\text{доп}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}\%} \cdot k_3 \geq l, \quad (6.9)$$

где $l_{\Delta U 1\%}$ – длина линии при полной нагрузке на 1 % потери напряжения, км (табл П.5.1)]; $\Delta U_{\text{доп}\%}$ – допустимая потеря напряжения, %;

$\Delta U_{\text{доп}\%} = 5\%$, $\Delta U_{\text{доп.ав}\%} = 10\%$; $k_3 = \frac{I_{\text{доп}}}{I_p}$ – коэффициент загрузки ли-

нии; $l_{\text{доп}}$ – допустимая длина линии, км; l – фактическая длина линии, км.

4. По условиям коронирования проводов. Проверке подлежат линии напряжением $U_n \geq 110$ кВ.:

Проверяется выполнение условия

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (6.10)$$

где E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода (6.11), E_0 – начальная напряженность возникновения коронного разряда (6.13).

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} \quad (\text{кВ/см}), \quad (6.11)$$

$D_{\text{ср}}$ – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, зависит от расположения фаз проводов на опорах [23]:

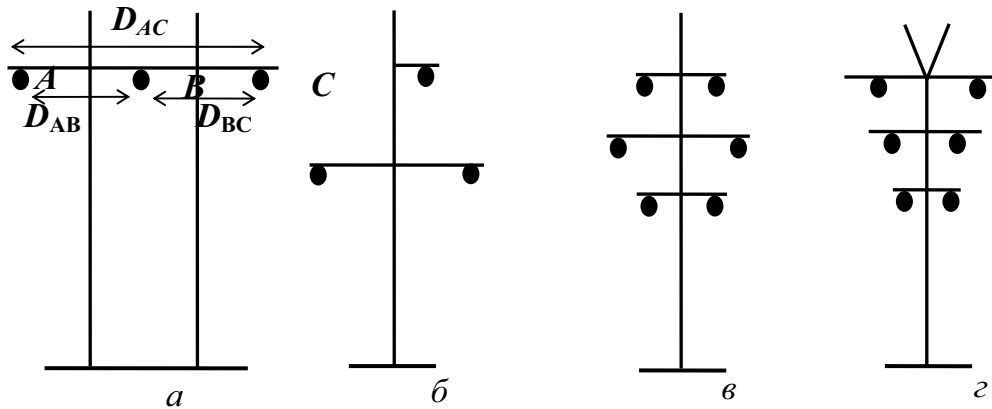


Рис. 6.4. Расположение проводов и тросов на опорах:
 а – горизонтальное; б – треугольником; в – шестиугольником (бочкой);
 г – обратной елкой.

Среднегеометрическое расстояние между фазами определяется следующим выражением:

$$D_{\text{cp}} = \sqrt[3]{D_{\text{AB}} \cdot D_{\text{BC}} \cdot D_{\text{AC}}}, \quad (6.12)$$

где $D_{\text{AB}} \cdot D_{\text{BC}} \cdot D_{\text{AC}}$ – расстояния между проводами отдельных фаз.

$$E_0 = 24,5 \cdot m \left(1 + \frac{0.613}{(\delta \cdot r)^{0,4}} \right), \text{ кВ/см} (10^5 \cdot \text{В/м}), \quad (6.13)$$

где $m = 0,82 - 0,92$ (зависит от конфигурации провода) – коэффициент гладкости провода; $\delta = 1,04 - 1,05$ (для районов с умеренным климатом) – относительная плотность воздуха, определяемая атмосферным давлением и температурой воздуха; r – радиус провода [23].

Можно использовать также приведенные в ПУЭ [4] минимально допустимые по условиям короны сечения проводов воздушных линий электропередач для напряжения 110 кВ минимальное сечение – АС 70/11.

6.5. Выбор сечения воздушных и кабельных линий напряжением выше 1000 В

Сечение кабельных линий выбирается по нормированной плотности тока по (6.4). В качестве расчетного тока принимается ток в нормальном режиме определяемый мощностью (3.11) по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{(P_p^H + \Delta P_T)^2 + (Q_p^H + \Delta Q_T)^2}}{n_{\text{лин}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \text{ А} \quad (6.14)$$

где P_p^H, Q_p^H – расчетные нагрузки на шинах НН; $\Delta P_T, \Delta Q_T$ – потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах (5.23, 5.24); $n_{\text{лин}}$ – число питающих линий. Расчетный ток определяется исходя из нормального режима работы электроустановки, при его определении не следует учитывать увеличение тока при аварийных ситуациях. Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного сечения.

Сечение, полученное по (6.4) необходимо проверить:

1. По допустимому нагреву максимальным расчетным током и током послеаварийного режима
2. По условию нагрева при КЗ (по термической стойкости). Кабели защищенные предохранителями, по условию термической стойкости не проверяются [4].
3. По потере напряжения.

Кабельные линии, питающие цеховые трансформаторы, проверяются по нагреву максимальным расчетным током, который определяется по выражению:

$$I_{p.\text{max}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном}i} + n_{\text{тр}} \cdot \Delta S_{\text{тр}}}{n_{\text{лин}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (6.15)$$

где $S_{\text{ном}i}$ – номинальная мощность i -го трансформатора; $n_{\text{тр}}$ – число трансформаторов, питающихся по кабелю в нормальном режиме, $\Delta S_{\text{тр}}$ – потери мощности в трансформаторах (5.23, 5.24); $n_{\text{лин}}$ – число питающих линий.

Длительно допустимый ток кабеля $I_{\text{доп}}$, соответствующий выбранному по нормированной плотности сечению, должен обеспечить по тепловому нагреву прохождение по линии максимального расчетного тока по выражению:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{p.\text{max}} / \kappa_1 \cdot \kappa_2 \cdot \kappa_3, \quad (6.16)$$

где $\kappa_1, \kappa_2, \kappa_3$ – коэффициенты, учитывающие влияние температуры окружающей среды, влияние рядом проложенных кабельных линий, фактическое удельное тепловое сопротивление земли. [4].

Сечение жил линий, которые могут работать в послеаварийных режимах с перегрузкой, выбирают по условию:

$$\kappa_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{п.ав} / \kappa_1 \cdot \kappa_2 \cdot \kappa_3 \quad (6.17)$$

где $I_{п.ав}$ – расчетный ток линии в послеаварийном режиме, находится по токовой нагрузке приходящейся на одну линию, при выходе из строя второй линии; $k_{пер}$ – кратность перегрузки, допускаемая согласно [4].

После расчета токов выше 1 кВ сечение жил кабеля необходимо проверить на термическую стойкость при КЗ. Минимально допустимое сечение проводника по данному условию определяется по выражению:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \text{ мм}^2 \quad (6.18)$$

где C_T – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника (табл.6.2, 6.3); где B_k – тепловой импульс тока КЗ, A^2c (6.19);

Таблица 6.2.

Значения параметра C_m кабелей

Характеристика кабелей	Значение $C_T, A \cdot c^{1/2}/\text{мм}^2$
1. Кабели до 10 кВ: с медными жилами с алюминиевыми жилами	140 90
2. Кабели 20-35 кВ: с медными жилами с алюминиевыми жилами	105 70
3. Кабели и изолированные провода с полихлорвиниловой или резиновой изоляцией: с медными жилами с алюминиевыми жилами	120 75
4. Кабели и изолированные провода с полиэтиленовой изоляцией: с медными жилами с алюминиевыми жилами	103 65

$$B_k = I_{по}^2 (\tau + T_a), \quad (6.19)$$

где $I_{по}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ; τ – расчетное время отключения выключателя (8.10); T_a – постоянная затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с определяется как:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}}, \text{ с} \quad (6.20)$$

где x_{Σ} , r_{Σ} – результирующие индуктивное и активное сопротивление схемы относительно точки КЗ; ω – угловая частота; $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314 \text{ рад/с}$.

Таблица 6.3.

Значения параметра C_m проводов

Материал провода	Марка провода	Значения параметра C_m , А·с/мм ² , при допустимых температурах нагрева проводов при КЗ, °С		
		160	200	250
1 Медь	М	-	142	162
2 Алюминий	А, АКП, Ал, АпКП	76	90	-
3 Алюминиевый сплав	АН, АНКП,	69	81	-
	АЖ, АЖКП	66	77	-
4 Алюминий - сталь	АСК, АпС, АСКС, АпСКС, АпСК, АС, АСКП	76	90	-

Из трех найденных сечений (по нормированной плотности тока, нагреву и термической стойкости) принимается большее.

Выбранное сечение проверяют по потере напряжения. При необходимости поддержания напряжения у потребителей в узких пределах решается вопрос о способах регулирования напряжения.

Потерю напряжения в линиях напряжением до 35 кВ определяют по формуле:

$$\Delta U = 3 \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{уд} \cdot \cos \varphi + x_{уд} \cdot \sin \varphi), \text{ В} \quad (6.21)$$

где I_p – расчетный ток линии, А; $r_{уд}$, $x_{уд}$ – активное и реактивное удельные сопротивления линий, Ом/км; l – длина линии, км; $\cos \varphi$, $\sin \varphi$ – соответствуют коэффициенту мощности $\text{tg} \varphi$ в конце линии.

Значения удельных сопротивлений для кабельных линий приведены в табл П.6.

По абсолютному значению потерь напряжения из-за различного уровня номинальных напряжений трудно судить о допустимости потерь напряжения, поэтому потери напряжения, определенные по формуле (6.21), выражаем в процентах от номинального напряжения по формуле:

$$\Delta U_{\text{ном}} \% = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \quad (6.22)$$

Относительные потери напряжения считают приемлемыми, если они в нормальных режимах работы не превышают в сетях низкого напряжения 5 %, а в сетях высокого напряжения – 8 %.

По условиям коронирования выбирают минимально допустимое сечение только для воздушных линий. Для жил кабельных линий даже самое малое стандартное сечение обеспечивает отсутствие коронирования.

Выбор сечений кабеля по механической прочности также не производится, так как стандартное минимальное сечение удовлетворяет этому условию.

Долгие годы в категории кабелей среднего напряжения, к которым относятся кабели напряжением 10 кВ, превалировали кабели с бумажной пропитанной изоляцией (БПИ). Это связано с тем, что БПИ являлась единственным видом изоляции на данное напряжение. Наряду с этим шел интенсивный поиск изоляционного материала на основе полимерных композиций, который обладал бы значительными преимуществами и мог заменить БПИ. Такой материал был изготовлен на основе полиэтилена и получил название «сшитый полиэтилен». Сшитый полиэтилен имеет существенные преимущества перед термопластичным: высокие электрические и механические параметры в более широком диапазоне рабочих температур, малую гигроскопичность (водопроницаемость).

Указанные выше положительные качества сшитого полиэтилена достигаются благодаря процессу сшивки. Термин «сшивка» подразумевает изменение молекулярной структуры полиэтилена. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) призваны заменить морально устаревшие кабели с пропитанной бумажной изоляцией. В настоящее время многие страны практически полностью перешли на использование силовых кабелей среднего напряжения с изоляцией из СПЭ и имеют положительный опыт эксплуатации. Так в США и Канаде данные кабели занимают 85 % всего рынка силовых кабелей, Германии и Дании – 95 %, а в Японии, Франции, Финляндии и Швеции – 100 %.

В последнее время в России ведущие энергосистемы также ориентированы на использование кабелей среднего напряжения с изоляцией из СПЭ при прокладке новых кабельных линий и замене старых. Их же рекомендуется использовать в курсовом проекте.

Переход на кабели с изоляцией из СПЭ взамен кабелей с БПИ обусловлен рядом неоспоримых преимуществ:

- более высокая надежность в эксплуатации;
- меньшие расходы на реконструкцию и содержание кабельных линий;
- низкие диэлектрические потери (коэффициент диэлектрических потерь 0,001 вместо 0,008);
- большая пропускная способность за счет увеличения допустимой температуры нагрева жил: длительный (90 °С вместо 70 °С), при перегрузке (130 °С вместо 90 °С);
- более высокий ток термической устойчивости при коротком замыкании (250 °С вместо 200 °С);
- низкая допустимая температура при прокладке без предварительного подогрева (-20 °С вместо 0 °С);
- низкое влагопоглощение;
- меньший вес, диаметр и радиус изгиба, что облегчает прокладку на сложных трассах;
- возможность прокладки на трассах с неограниченной разностью уровней;
- более экологичный монтаж и эксплуатация (отсутствие свинца, масла, битума).

Маркировка кабелей из сшитого полиэтилена:

А – алюминиевая жила (без обозначения – медная жила);

Пв – изоляция из сшитого полиэтилена;

П – оболочка из полиэтилена;

Пу – оболочка из полиэтилена увеличенной толщины; В – оболочка из поливинилхлоридного (ПВХ) пластиката;

Внг-LS – оболочка из ПВХ пластиката пониженной пожароопасности («LS» – Low Smoke – низкое дымо- и газовыделение);

г – продольная герметизация водоблокирующими лентами;

2г – двойная герметизация (водоблокирующими лентами и алюмополиэтиленовой лентой).

Пример 6.1

Выбрать сечение кабельной линии Л1 напряжением 10 кВ, питающий две однострансформаторные подстанции ТП1 и ТП2 по магистральной схеме (рис 6.5). Кабель проложен в траншее, температура земли +15° С. Длина линии равна 450м. На подстанции установлены трансформаторы со следующими данными:

ТП1: $S_{ном}=1000$ кВА; $\Delta P_x=3,3$ кВт; $\Delta P_k=12,2$ кВт; $I_x=2,8\%$; $U_x=5,5\%$.

ТП2: $S_{ном}=630$ кВА; $\Delta P_x=2,27$ кВт; $\Delta P_k=8,5$ кВт; $I_x=2\%$; $U_x=5,5\%$.

Расчетные нагрузки трансформаторов со стороны низкого напряжения до 1 кВ. $P_{p1}=890$ кВт, $Q_{p1}=350$ кВар; $P_{p2}=375$ кВт, $Q_{p2}=270$ кВар;

Число часов использования максимума нагрузки $T_{max} = 5200$ ч. Установившееся значение тока КЗ в начале линии $I_{\infty} = 3,9$ кА, приведенное время КЗ $t_{отк} = 1,2$ с.

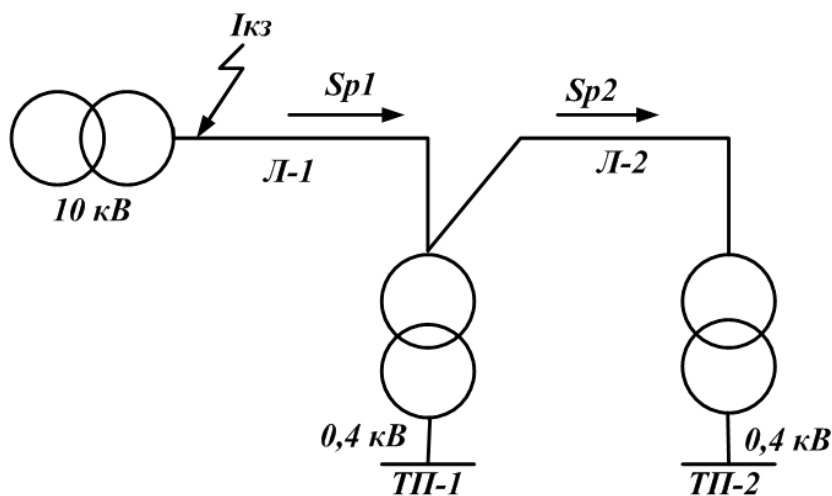


Рис. 6.5. Схема сети к примеру 6.1

Решение:

Определяем потери активной и реактивной мощности в трансформаторах по выражениям (5.23) и (5.24)

ТП1:

коэффициент загрузки:

$$\beta_{T1} = \sqrt{P_{p1}^2 + Q_{p1}^2} / S_{н.тр1} = \sqrt{890^2 + 350^2} / 1000 = 0,956$$

потери активной мощности:

$$\Delta P_{T1} = \Delta P_x + \Delta P_k \cdot \beta_{T1}^2 = 3,3 + 12,2 \cdot 0,956^2 = 14,5 \text{ кВт}$$

потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_{T1} = (I_x + U_k \cdot \beta_{T1}^2) \cdot S_{н.тр} / 100 = (2,8 + 5,5 \cdot 0,956^2) \cdot 1000 / 100 = 78,3 \text{ кВар}$$

ТП2:

коэффициент загрузки:

$$\beta_{T2} = \sqrt{P_{p2}^2 + Q_{p2}^2} / S_{н.тр2} = \sqrt{375^2 + 270^2} / 630 = 0,73$$

потери активной мощности:

$$\Delta P_{T2} = \Delta P_x + \Delta P_k \cdot \beta_{T2}^2 = 2,27 + 8,5 \cdot 0,73^2 = 6,84 \text{ кВт}$$

потери реактивной мощности

$$\Delta Q_{T2} = (I_x + U_k \cdot \beta_{T2}^2) \cdot S_{н.тр} / 100 = (2 + 5,5 \cdot 0,73^2) \cdot 630 / 100 = 31,22 \text{ кВар}$$

Находим расчетную нагрузку линии Л1, с учетом потерь в трансформаторе ТП1 и ТП2:

$$S_{p.l1} = \sqrt{(P_{p1} + P_{p2} + \Delta P_{r1} + \Delta P_{r2})^2 + (Q_{p1} + Q_{p2} + \Delta Q_{r1} + \Delta Q_{r2})^2} = \sqrt{(1286,34^2 + 729,52^2)}$$

$$S_{p.l1} = 1478,81 \text{ кВА}$$

Расчетный ток кабельной линии ЛЛ:

$$I_{p.l1} = S_{p.l1} / \sqrt{3} \cdot U_{ном} = 1478,81 / \sqrt{3} \cdot 10 = 85,4 \text{ А}$$

По выражению (6.4) определяем сечение жил кабеля ЛЛ по экономической плотности тока, приняв по табл. (6.1) при $T_{max} = 5200 \text{ ч}$, $j_{эк} = 1,6 \text{ А/мм}^2$. Площадь сечения жил кабеля по экономической плотности тока:

$$F_{эк1} = \frac{I_{p.l1}}{j_{эк}} = \frac{85,4}{1,6} = 53,4 \text{ мм}^2$$

Выбираем кабель АПвП (3×50) с допустимым током при прокладке в земле при расположении в плоскости $I_{доп} = 180 \text{ А}$

Максимальный расчетный ток линии:

$$I_{p.max1} = (S_{н.тр1} + S_{н.тр2} + \Delta S_{тр1} + \Delta S_{тр2}) / \sqrt{3} \cdot U_{ном} =$$

$$= (1000 + 630 + 79,63 + 31,96) / \sqrt{3} \cdot 10 = 100,67 \text{ А}$$

Проверяем кабельную линию по условиям допустимого нагрева (6.16): $180 \geq 100,67$ условие выполняется

Значит выбранная по нормированной плотности тока кабельная линия проходит по условию нагрева.

Проверяем выбранное сечение по нагреву током КЗ. С этой целью определяем тепловой импульс тока по формуле (6.19)

$$B_k = (3,9 \cdot 10^3)^2 \cdot (1,3 + 0,01) = 19,925 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

Минимальное сечение жил кабеля по термической стойкости определяем по выражению (6.18), приняв расчетный коэффициент $C = 95, \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$

$$F_{min} = \frac{\sqrt{19,925 \cdot 10^6}}{95} = 46,98 \text{ мм}^2$$

Принятое сечение линии проходит по нагреву токами КЗ.

Проверяем сечение линии по потерям напряжения по формуле:

$$\Delta U = 3 \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{уд} \cdot \cos \varphi + x_{уд} \cdot \sin \varphi) =$$

$$= 3 \cdot 85,4 \cdot 0,45 \cdot (0,443 \cdot 0,87 + 0,177 \cdot 0,49) = 54,4 \text{ В}$$

где $\cos \varphi = P_{p.l1} / S_{p.l1} = 1286,3 / 1478,8 = 0,87$ $\sin \varphi = 0,49$

Абсолютное значение потерь напряжения:

$$\Delta U_{ном} \% = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{54,4}{10 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 0,54\%$$

Из расчетов видно, что потери напряжения незначительные.

Вопросы для самопроверки

1. В чем преимущества схем с отделителем и короткозамыкателем.
2. Обоснования к применению схем подстанций выключателями.
3. Как рассчитать рациональное напряжение питающей системы.
4. Условия выбора и проверки воздушных линий питающих ГПП предприятия.
5. Условия выбора и проверки линии внутриводского электроснабжения.
6. По какому условию выбирается мощность трансформаторов ГПП.

ГЛАВА 7

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) необходим для выбора аппаратуры и проверки элементов электроустановок (шин, изоляторов, кабелей и т. д.) на электродинамическую и термическую устойчивость, а также уставок срабатывания защит и проверки их на чувствительность срабатывания. Расчетным видом КЗ для выбора или проверки параметров электрооборудования обычно считают трехфазное КЗ.

Расчет токов КЗ с учетом действительных характеристик и действительных режимов работы всех элементов системы электроснабжения сложен. Поэтому для решения большинства практических задач вводят допущения, которые не дают существенных погрешностей [11]:

- трехфазная сеть принимается симметричной;
- не учитываются токи нагрузки;
- не учитываются емкости, а следовательно, и емкостные токи в воздушной и кабельной сетях;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- не учитываются токи намагничивания трансформаторов.

В зависимости от назначения расчета токов КЗ выбирают расчетную схему сети, определяют вид КЗ, местоположение точек КЗ на схеме и сопротивления элементов схемы замещения. Расчет токов КЗ в сетях напряжением до 1000 В и выше имеет ряд особенностей, которые рассматриваются ниже.

При расчете токов КЗ в большинстве случаев требуется знать следующие значения:

- I_{n0} (I'') – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ (сверхпереходной ток);
- i_y – ударный ток КЗ;
- I_y – действующее значение полного тока КЗ за первый период;
- I_∞ – ток установившегося режима;
- $I_{пт}$ – периодическая составляющая тока КЗ в момент времени $t = \tau$.

Для систем электроснабжения промышленных предприятий типичным случаем является питание от источника неограниченной мощности. В этом случае можно считать, что в точке КЗ амплитуда периодической составляющей тока КЗ во времени не изменяется, а следовательно, оста-

ется также неизменным в течение всего процесса КЗ и ее действующее значение $I_{n0} = I_{nt} = I_{\infty}$.

7.1. Расчет токов КЗ в сети выше 1 кВ

Расчет токов КЗ в установках напряжением выше 1000 В имеет ряд особенностей по сравнению с расчетом токов КЗ в установках напряжением до 1000 В. Эти особенности заключаются в следующем:

- активные сопротивления элементов системы электроснабжения при определении тока КЗ не учитывают, если выполняется условие: $r_{\Sigma} < (x_{\Sigma} / 3)$, где r_{Σ} и x_{Σ} – суммарные активные и реактивные сопротивления элементов системы электроснабжения до точки КЗ;
- при определении токов КЗ учитывают подпитку от двигателей высокого напряжения: подпитку от синхронных двигателей учитывают как в ударном, так и в отключаемом токе КЗ; подпитку от асинхронных двигателей – только в ударном токе КЗ.

Расчет токов КЗ ведем в относительных единицах. Для этого все расчетные данные приводят к базисному напряжению и базисной мощности.

В качестве базисных величин принимают $U_{\delta} = U_{cp}$ – напряжение ступени, на которой находится точка КЗ; за базисную мощность, принимают мощность одного трансформатора ГПП или условную единицу мощности, например 100 или 1000 МВА.

Шкала U_{δ} – 230; 115; 37; 10.5; 6.3; 3.15; 0.69; 0.4; 0.23 кВ.

Для расчета токов КЗ составляется расчетная схема – упрощенная однолинейная схема электроустановки, в которой учитывают все источники питания (п/ст энергосистемы, генераторы ТЭЦ), трансформаторы, воздушные и кабельные линии, реакторы.

По расчетной схеме составляется схема замещения, в которой указываются сопротивления всех элементов и намечаются точки для расчета токов КЗ.

Базисные сопротивления в относительных единицах определяются по следующим формулам:

- сопротивления воздушных и кабельных линий

$$r_{\delta^*} = r_{y\delta} l \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}; \quad (7.1)$$

$$x_{\delta^*} = x_{y\delta} l \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \quad (7.2)$$

где $r_{y\delta}$ и $x_{y\delta}$ – удельное активное и индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км; l – длина линии, км;
 - индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_{\delta^*} = \frac{U_k \cdot S_{\delta}}{100 S_{н.тр}}, \quad (7.3)$$

где U_k – напряжение КЗ трансформатора, %;
 - индуктивное сопротивление реактора

$$x_{\delta^*} = \frac{x_p \cdot I_{\delta} \cdot U_n}{100 I_n \cdot U_{\delta}}, \quad (7.4)$$

где x_p – сопротивление реактора, %;

где I_{δ} – базисный ток:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \text{кА} \quad (7.5)$$

Для генераторов, трансформаторов, высоковольтных линий обычно учитываются только индуктивные сопротивления. При значительной протяженности сети (кабельной и воздушной) учитываются также их активные сопротивления. Считается, что целесообразно учитывать активное сопротивление, если $r_{\Sigma} > \frac{x_{\Sigma}}{3}$, где r_{Σ} и x_{Σ} – суммарные активные и реактивные сопротивления до места КЗ.

Исходные параметры элементов схемы (U_k, x_p, r_0, x_0) определяются по каталогам или справочникам [6,15,17].

Действующее значение установившегося тока КЗ:

$$I_{по} = I_{\infty} = I_{пт} = \frac{I_{\delta}}{Z_{\delta^*\Sigma}}, \text{кА} \quad (7.6)$$

где $Z_{\delta^*\Sigma}$ – полное сопротивление от источника питания до точки КЗ, выраженное в относительных единицах и приведенное к базисной мощности:

$$Z_{\delta^*\Sigma} = \sqrt{r_{\delta^*\Sigma}^2 + x_{\delta^*\Sigma}^2}. \quad (7.7)$$

Если активное сопротивление не учитывается, то $Z_{\delta^*\Sigma} = x_{\delta^*\Sigma}$.

По величине $I_{по} = I_{\infty} = I_{пт}$ проверяют электрические аппараты и токоведущие части на термическую устойчивость.

Ударный ток через полпериода с момента возникновения КЗ

$$i_y = k_y \sqrt{2} I_{н.о}, \text{кА} \quad (7.8)$$

где k_y – ударный коэффициент, который можно найти как:

$$k_y = 1 + e^{-1/T_a}, \quad (7.9)$$

ударным коэффициентом k_y учитывается (через T_a (6.19)) соотношение между активным и индуктивным сопротивлениями цепи КЗ.

При вычислении тока КЗ в удаленных от генератора точках, где активное сопротивление значительно (за трансформаторами малой мощности, в кабельной сети), ударный коэффициент определяют по кривой зависимости $k_y = f(T_a) = f[x/(314r)]$ (рис. 7.1).

Наибольшее действующее значение полного тока КЗ в течение первого периода КЗ, а так же как и для мгновенных значений тока КЗ,

$$I_y = \sqrt{I_{no}^2 + I_{af}^2}. \quad (7.11)$$

По величине I_y проверяются аппараты на динамическую устойчивость (в течение первого периода КЗ).

$$I_y = \sqrt{I_{no}^2 + [\sqrt{2} I_{no} (k_y - 1)]^2} = I_{no} \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2} = I_{no} q, \quad (7.12)$$

где $q = \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}$.

Значения коэффициентов k_y и q , в зависимости от места КЗ, приведены в табл. 7.1.

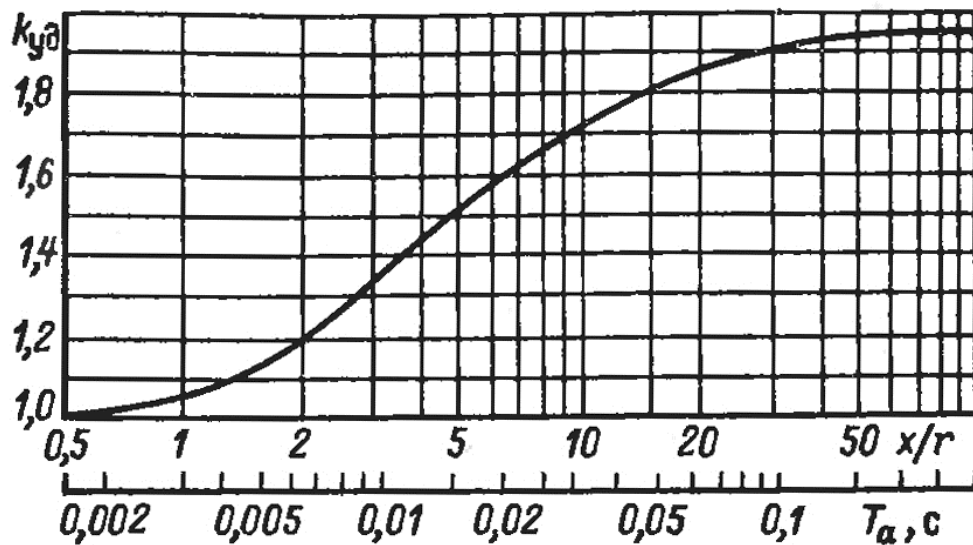


Рис. 7.1. Кривая для определения ударного коэффициента k_y

Влияние синхронных и асинхронных ЭД на токи КЗ

Учет подпитки мест короткого замыкания от электродвигателей производится, если двигатели непосредственно связаны с точкой короткого замыкания электрически и находятся в зоне малой удаленности. Токи короткого замыкания от двигателей, отдаленных от точки корот-

кого замыкания ступенью трансформации или через обмотки сдвоенного реактора, как правило, не учитываются.

Таблица 7.1

Значения коэффициентов k_y и q , в зависимости от места КЗ

Место короткого замыкания	Коэффициенты	
	k_y	q
Выводы явнополюсного гидрогенератора:		
• без успокоительной обмотки,	1,95	1,68
• с успокоительной обмоткой	1,93	1,65
Выводы турбогенератора	1,91	1,63
В цепи без учета активного сопротивления	1,80	1,52
На стороне НН трансформаторов, кВА		
• 630–1000,	1,30	–
• 100–400	1,20	1,09

Если синхронные ЭД подключены к точке КЗ кабельными линиями длиной не более 300 м, начальное значение периодической составляющей тока КЗ $I_{н.0}$ без учета внешнего сопротивления

$$I_{с.д} = I_{н.0} = E_0'' I_{н.д} / x_d'', \quad (7.13)$$

с учетом внешнего сопротивления

$$I_{с.д} = \frac{E_0'' I_{н.д}}{\sqrt{(x_d'' + X_{вн*})^2 + r_{вн*}^2}}, \quad (7.14)$$

где x_d'' – сверхпереходное реактивное сопротивление двигателя по продольной оси, отн. ед.; E_0'' – сверхпереходная ЭДС в начальный момент КЗ, отн. ед.; $I_{н.д}$ – номинальный ток двигателя; $X_{вн*}$, $r_{вн*}$ – индуктивная и активная составляющие внешнего сопротивления. Значение сверхпереходной ЭДС:

$$E_0'' = \sqrt{\cos^2 \varphi_n + (\sin \varphi_n + x_d'')^2}, \quad (7.15)$$

где $\cos \varphi_n$ – номинальный коэффициент мощности в режиме перевозбуждения.

Периодическая составляющая тока КЗ в произвольный момент времени определяется по кривым затухания. Значение $I_{н.t}$ в момент отключения выключателя

$$I_{н.t} = I_{н.0} \cdot K_t, \text{ кА} \quad (7.16)$$

где ($K_t = 0,7$ при $t = 0$ и $K_t = 0,6$ при $t = 0,25$ с).

Влияние асинхронных ЭД учитывается, как правило, только в ударном токе КЗ. При этом максимальное значение тока КЗ от этих ЭД при трехфазном КЗ на их выводах определяется по выражению:

$$i_M = \sqrt{2} \frac{0,9}{x_d''} I_{н.д}, \quad (7.17)$$

где x_d'' – относительное сверхпереходное индуктивное сопротивление АД; $I_{н.д}$ – номинальный ток АД.

Если отсутствуют справочные данные по x_d'' на АД, то допускается принимать $x_d'' = 1/K_{пуск} \cong 0,2$, где $K_{пуск}$ – средняя кратность пускового тока двигателя; при $x_d'' = 0,2$ значение $i_M = 6,5 I_{н.д}$.

Пример 7.1.

Рассчитать токи КЗ для точек K_1 , K_2 , при питании потребителя от системы неограниченной мощности. Параметры необходимые для расчета приведены на рис 7.2.

Решение:

1. Расчет производится в относительных единицах. Принимаем базисную мощность $S_б = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и среднее напряжение ступени с точками КЗ $U_б = U_{cp} = 6,3 \text{ кВ}$. Определяем базисный ток по (7.5)

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{100}{1,73 \cdot 6,3} = 0,918 \text{ кА}.$$

2. Составляем схему замещения (рис. 7.2, б) и нумеруем её элементы в порядке их расположения от системы бесконечной мощности в направлении к точкам КЗ.

3. Определяем в соответствии с (7.1÷7.3) сопротивление элементов схемы замещения в базисных единицах.

Трансформаторы Т1 и Т2:

$$x_{1*} = x_{2*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{н.тр}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10}{6,3} = 0,167;$$

Воздушная линия:

$$x_{3*} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_б^2} = 0,33 \cdot 2 \cdot \frac{10}{6,3^2} = 0,166;$$

$$r_{3*} = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_б^2} = 0,4 \cdot 2 \cdot \frac{10}{6,3^2} = 0,202;$$

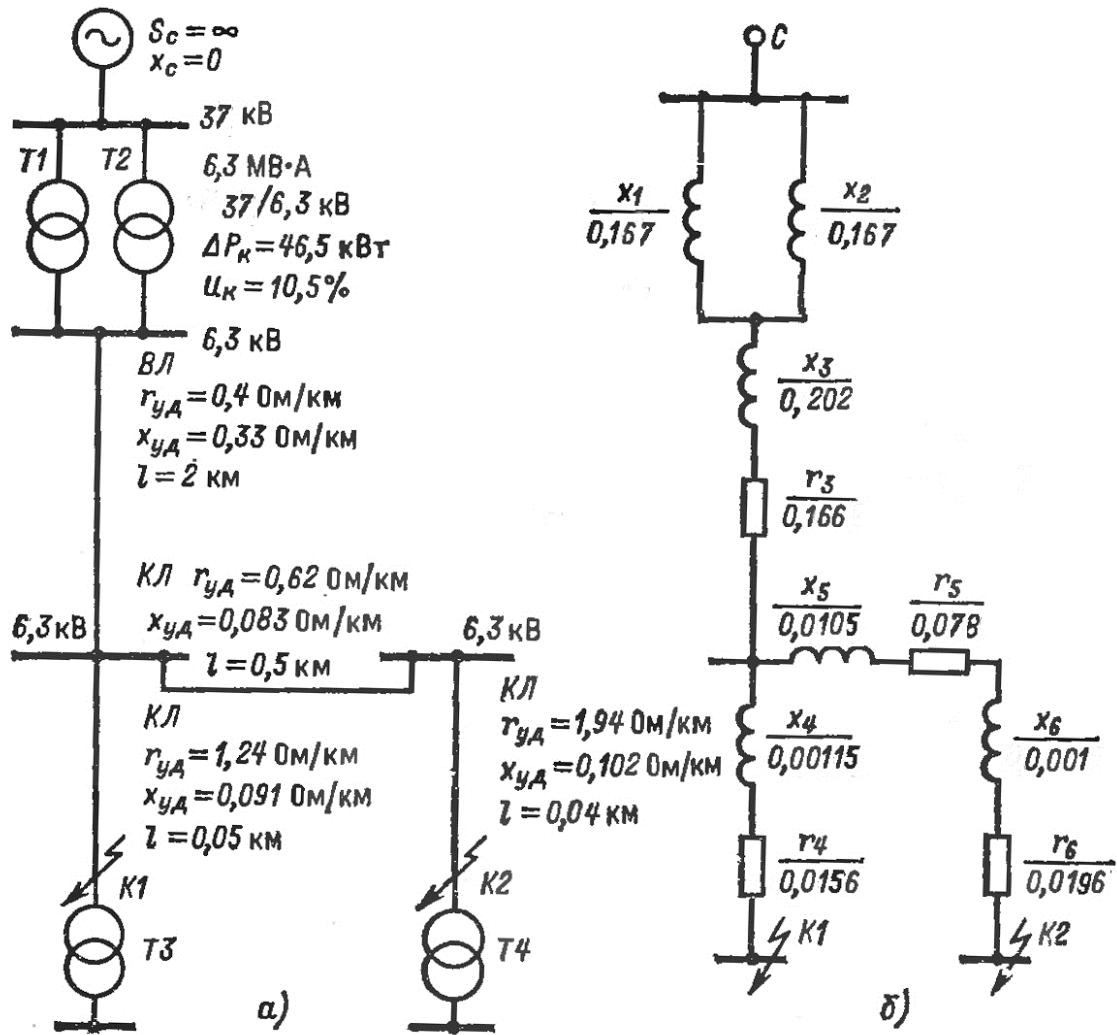


Рис. 7.2. а) – исходная схема и б) – схема замещения к примеру 7.1

Кабельные линии:

$$x_{4*} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,091 \cdot 0,05 \cdot \frac{10}{6,3^2} = 0,00115;$$

$$r_{4*} = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 1,24 \cdot 0,05 \cdot \frac{10}{6,3^2} = 0,0156;$$

$$x_{5*} = 0,083 \cdot 0,5 \cdot \frac{10}{6,3^2} = 0,0105;$$

$$r_{5*} = 0,62 \cdot 0,5 \cdot \frac{10}{6,3^2} = 0,0781;$$

$$x_{6*} = 0,102 \cdot 0,04 \cdot \frac{10}{6,3^2} = 0,001;$$

$$r_{6*} = 1,94 \cdot 0,04 \cdot \frac{10}{6,3^2} = 0,0196.$$

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$x_{\Sigma 1*} = \frac{x_{1*} \cdot x_{2*}}{x_{1*} + x_{2*}} + x_{3*} + x_{4*} = 0,0835 + 0,166 + 0,00115 = 0,251;$$

$$r_{\Sigma 1*} = r_{3*} + r_{4*} = 0,202 + 0,0156 = 0,2176;$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$x_{\Sigma 2*} = \frac{x_{1*} \cdot x_{2*}}{x_{1*} + x_{2*}} + x_{3*} + x_{5*} + x_{6*} = 0,0835 + 0,166 + 0,0105 + 0,001 = 0,261;$$

$$r_{\Sigma 2*} = r_{3*} + r_{5*} + r_{6*} = 0,202 + 0,0781 + 0,0196 = 0,2997.$$

Так как условие $r_{\Sigma} < \frac{x_{\Sigma}}{3}$ не выполняется, то в обоих случаях в расчетах учитываются активные сопротивления.

4. Ток КЗ в рассматриваемых точках составит:

$$I_{к,К1} = \frac{I_0}{Z_{\Sigma 1*}} = \frac{I_0}{\sqrt{x_{\Sigma 1*}^2 + r_{\Sigma 1*}^2}} = \frac{0,918}{\sqrt{0,251^2 + 0,2176^2}} = 2,77 \text{ кА};$$

$$I_{к,К2} = \frac{I_0}{Z_{\Sigma 2*}} = \frac{I_0}{\sqrt{x_{\Sigma 2*}^2 + r_{\Sigma 2*}^2}} = \frac{0,918}{\sqrt{0,261^2 + 0,2997^2}} = 2,31 \text{ кА}$$

5. Определяем ударный ток в точках К1 и К2. Находим ударный коэффициент по кривой, представленной на рис. 7.1, в зависимости от соотношения $\frac{x_{\Sigma}}{r_{\Sigma}}$.

$$\text{Для точки К1 } T_{a1} = \frac{x_{\Sigma 1*}}{r_{\Sigma 1*}} = \frac{0,251}{0,2176} = 1,15; \quad k_{y1} = 1,08;$$

$$\text{Для точки К2 } T_{a2} = \frac{x_{\Sigma 2*}}{r_{\Sigma 2*}} = \frac{0,261}{0,2997} = 0,871; \quad k_{y1} = 1,05;$$

Ударный ток составит:

$$i_{y1} = k_{y1} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к,К1} = 1,08 \cdot 2,77 \cdot \sqrt{2} = 4,23 \text{ кА};$$

$$i_{y2} = k_{y2} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к,К2} = 1,05 \cdot 2,31 \cdot \sqrt{2} = 3,43 \text{ кА};$$

Расчет токов КЗ может выполняться в относительных или именованных единицах, по расчетным кривым. Подробно способы расчета токов КЗ рассмотрены в [5, 14, 27].

7.2. Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000В

Расчет токов КЗ в сети ниже 1000 В необходим для проверки защитных аппаратов по отключающей способности, проверки защит по чувствительности действия и шинопроводов (ШМА, ШРА) по термической и электродинамической стойкости.

С этой целью рассчитываются токи трехфазного короткого замыкания ($I_k^{(3)}$) на выходе защитных аппаратов, токи однофазного КЗ ($I_k^{(1)}$) в конце защищаемой зоны аппарата защиты, ток трехфазного КЗ и ударный (i_y) в начале шинопровода.

Этот расчет в сравнении с расчетом токов КЗ в сетях напряжением выше 1 кВ обладает следующими особенностями:

- мощность системы (S_c) принимается бесконечной, т. е. напряжение на шинах цеховых ТП считается неизменным при КЗ в сети до 1 кВ;

- учитываются активные и индуктивные сопротивления до точки КЗ всех элементов, сети **необходимо** учитывать следующие сопротивления:

1) индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, включая силовые трансформаторы, проводники, трансформаторы тока, реакторы, токовые катушки автоматических выключателей;

2) активные сопротивления элементов короткозамкнутой цепи;

3) активные сопротивления различных контактов и контактных соединений;

4) значения параметров синхронных и асинхронных электродвигателей.

При расчетах токов КЗ **рекомендуется** учитывать:

1) сопротивление электрической дуги в месте КЗ;

2) изменение активного сопротивления проводников короткозамкнутой цепи вследствие их нагрева при КЗ;

3) влияние комплексной нагрузки (электродвигатели, преобразователи, термические установки, лампы накаливания) на ток КЗ, если номинальный ток электродвигателей нагрузки превышает 1,0 % начального значения периодической составляющей тока КЗ, рассчитанного без учета нагрузки.

- расчет ведется в именованных единицах, напряжение принимается на 5 % выше номинального напряжения сети ($U = 1,05U_{нсети} = 400$ В при $U_{нсети} = 380$ В), сопротивления всех элементов схемы замещения выражаются в МОм.

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение перио-

дической составляющей трехфазного тока КЗ в кА без учета подпитки от электродвигателей рассчитывают по формуле:

$$I_K = I'' = I_\infty = \frac{1,05 \cdot U_{\text{нсети}}}{\sqrt{3} \cdot Z_\Sigma}, \text{ кА}, \quad (7.18)$$

где Z_Σ – суммарное полное сопротивление до точки КЗ, включая сопротивление силового трансформатора, равное:

$$r_T = \frac{P_K \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном.Т}}^2}, \text{ мОм}; \quad (7.19)$$

$$x_T = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном.Т}}} \cdot \sqrt{\left(\frac{U_{\text{кз}}}{100}\right)^2 + \left(\frac{\Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{ном.Т}}}\right)^2} \text{ мОм}, \quad (7.20)$$

где $S_{\text{ном.Т}}^2$ – номинальная мощность трансформатора, кВА; $\Delta P_{\text{кз}}$ – потери КЗ в трансформаторе, кВт; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, В; $U_{\text{кз}}$ – напряжение КЗ трансформатора, %.

Ударный ток:

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K. \quad (7.21)$$

Сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока (ТТ) для различных коэффициентов трансформации, катушек автоматов и переходные сопротивления контактов автоматов, рубильников и предохранителей приведены в табл. 7.2, а также в [15, 17, 19, 24].

Эквивалентное индуктивное сопротивление системы, приведенное к ступени низшего напряжения сети, рассчитывается по формуле:

$$x_H = x_B \cdot \left(\frac{U_{\text{ном.НН}}}{U_{\text{ном.ВН}}}\right)^2, \quad (7.22)$$

где x_H – сопротивление элемента системы электроснабжения высшего напряжения, приведенное к низшему напряжению; x_B – сопротивление элемента системы электроснабжения высшего напряжения; $U_{\text{ном.НН}}$, $U_{\text{ном.ВН}}$ – соответственно номинальные напряжения низшей и высшей ступеней, среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотке низшего напряжения трансформатора, В.

Активное и индуктивное сопротивления кабельных и воздушных линий электропередачи определяется по соотношениям:

$$R_{\text{кл,вл}} = r_0 \cdot l, \text{ мОм}; X_{\text{кл,вл}} = x_0 \cdot l, \text{ мОм}, \quad (7.23)$$

где x_0 и r_0 – индуктивное и активное погонное сопротивление проводников, соответственно; l – длина проводников.

Погонное индуктивное сопротивление воздушных линий электропередачи с проводами из цветных металлов зависит от среднего геометрического расстояния между проводами. Его значение приводится в справочной литературе.

Активное и индуктивное сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока принимают по справочным данным [17] или приложению П.7.

Автоматические выключатели, рубильники, переходные сопротивления. Сопротивления токовых катушек и переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических выключателей, рубильников, а также переходные сопротивления контактов и контактных соединений (вставных контактов, болтовых соединений шин и др.) принимают по справочникам и каталогам [24]. Приблизительно сопротивление контактов рекомендуется учитывать следующим образом: 0,1 мОм – для контактных соединений кабелей; 0,01 мОм – для шинопроводов; 1,0 мОм – для коммутационных аппаратов.

Сопротивление реактора:

$$x_p = \frac{U_{кз} \cdot U_{ном}}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{ном}}, \text{мОм} \quad (7.24)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение реактора; $I_{ном}$ – номинальный ток реактора; $U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания, %. Активное сопротивление реакторов 6(10) кВ мало и в расчетах не учитывается.

Асинхронные двигатели учитываются в том случае, если они непосредственно подключены к месту КЗ короткими ответвлениями до 5-6 м. Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ за первый период от асинхронного двигателя можно приближенно определить как

$$I_{кдвиг} = \frac{0,9}{X_{*двиг}''} \cdot I_{ндвиг}, \text{кА} \quad (7.25)$$

где $X_{*двиг}'' = 0,2$ – относительное сверхпереходное индуктивное сопротивление двигателя; $I_{ндвиг}$ – номинальный ток двигателя.

Асинхронные двигатели учитываются в том случае, если они непосредственно подключены к месту КЗ короткими ответвлениями до 5–6 м.

Полное мгновенное значение ударного тока КЗ от питающей сети и двигателей составит

$$i_y = \sqrt{2} \cdot (K_y I_k + 4,5 \cdot I_{н.двиг}) = \sqrt{2} K_y I_k + 6,5 \cdot I_{н.двиг}. \quad (7.27)$$

Таблица 7.2

Значения активных и индуктивных сопротивлений в [мОм]

Наименование	Активное сопротивление R, мОм	Индуктивное сопротивление X, мОм	Переходное сопротивление контактов примерно, мОм		
Сопротивление катушек максимального тока автоматов при номинальном токе, А	50	2,7	1,3		
	70	1,3	1,0		
	100	0,86	0,75		
	140	0,55	0,65		
	200	0,28	0,6		
	400	0,1	0,4		
	600	0,094	0,25		
	>1000	не учитывается			
Переходное сопротивление рубильников при номинальных токах, А					
	100		0,5		
	200		0,4		
	400		0,2		
	600		0,15		
1000		0,08			
Сопротивление первичных обмоток ТТ при коэффициенте трансформации	Сопротивление, мОм класса точности				
	1	2	1	2	
	100/5	1,70;	0,75	2,70;	0,70
	150/5	0,75;	0,33	1,20;	0,30
	200/5	0,42;	0,19	0,67;	0,17
	300/5	0,20;	0,08	0,30;	0,08
	400/5	0,11;	0,05	0,17;	0,04
	600/5	0,05;	0,02	0,07;	0,02
≥ 1000/5	не учитывается				

Значение K_y в сетях напряжением до 1 кВ меньше, чем в сетях выше 1 кВ из-за большого активного сопротивления цепи КЗ. Значения K_y можно определить по кривым затухания (рис.7.1) или расчетом в зависимости от x_Σ / r_Σ .

В приближенных расчетах при определении i_y на шинах цеховых ТП мощностью 400–1000 кВА можно принимать $K_y = 1,3$, а при более удаленных точках КЗ – $K_y \approx 1,0$.

В соответствии с требованиями ПУЭ к занулению проводимость петли фаза – нуль (КТП –ЭП – КТП) должна быть такой, при которой ток однофазного КЗ на корпус ЭП $I_{кз}^{(1)}$ превышал бы в определенное число раз (k) номинальный ток аппарата защиты сети ($I_{н.вст}, I_{н.расц}$)

$$I_{кз}^{(1)} \geq kI. \quad (7.28)$$

Значения k приведены в табл. 7.3.

Таблица 7.3

Кратность тока замыкания в зависимости от вида защитного аппарата.

Вид защитного аппарата	Кратность тока КЗ для помещений со средой	
	нормальная	взрывопожароопасная
Плавкий предохранитель $I = I_{н.вст}$	$I_{кз}^{(1)} \geq 3 I_{н.вст}$	$I_{кз}^{(1)} \geq 4 \cdot I_{н.вст}$
Автом. выключатель с обратной зависимой от тока характеристикой $I = I_{н.расц}$	$I_{кз}^{(1)} \geq 3 \cdot I_{н.расц}$	$I_{кз}^{(1)} \geq 6 \cdot I_{н.расц}$
Автомат только с электромагнитным расц. (отсечкой) без зависимой части характеристики $I = I_{уст. сраб. авт}$	$I_{кз}^{(1)} \geq 1,4 \cdot I_{уст. сраб. авт}$ при $I_{на} \leq 100 A$ $I_{кз}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{уст. сраб. авт}$ при $I_{на} > 100 A$	

Для расчета $I_{кз}^{(1)}$ по ПУЭ рекомендуется следующая упрощенная формула:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_\phi}{Z_T/3 + Z_n}, \quad (7.29)$$

где U_ϕ – фазное напряжение сети; $Z_T/3$ – сопротивление силового трансформатора при однофазном замыкании на корпус. Значения $Z_T/3$ приведены в табл. 7.4

Полное сопротивление петли: фазный – нулевой провод

$$Z_n = \sqrt{(R_\phi + R_\delta + R_n + R_{TT} + R_A)^2 + (X' + X'' + X_c + X_{TT} + X_A)^2}, \quad (7.30)$$

где R_ϕ, R_n – суммарные активные сопротивления фазного и нулевого проводов всех участков рассчитываемой цепочки (ТП – ЭП – ТП). Для проводов из цветных металлов R_ϕ и R_n равны омическому сопротивлению при $f = 50$ Гц ($R = \frac{1}{\gamma} \cdot l/S$); R_δ – сопротивление дуги в точке КЗ принимается равным 0,03 Ом; R_{TT}, X_{TT} – активное и индуктивное сопротивление трансформатора тока $R_{TT} = 0,00015$ Ом; $X_{TT} = 0,00021$ Ом; R_A, X_A – активное и индуктивное сопротивление автоматических выключателей; $R_A = 0,0004$ Ом, $X_A = 0,00099$ Ом; X_c – сопротивление питающей системы, принимается равным 0,0032 Ом при мощности КЗ системы 100 и 200 МВА; X' – внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль, принимается равным 0,6 Ом/км; X'' – внутреннее индуктивное сопротивление проводов зануления. Учитывается только для проводов, выполненных из стали: $X'' = 0,6 \cdot R_{cm}$,

где R_{cm} – величина активного сопротивления для различных профилей стали, определяется по кривым [26]

Таблица 7.4

Сопротивление силового трансформатора при однофазном замыкании на корпус

	При мощности трансформатора, кВА				
	160	250	400	630	1000
$Z_T/3$, мОм	54	35	19	14	9

В табл. значения $Z_T/3$ приведены к напряжению 400 В при схеме соединения обмоток Δ/Y_0 .

Из рассмотренной методики определения токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ следует:

- ток КЗ в сети напряжением до 1 кВ определяется сопротивлением (мощностью) трансформатора цеховой ТП, сопротивлениями элементов цеховой электрической сети и переходными сопротивлениями (включая сопротивление дуги в месте КЗ);
- поскольку цеховые ТП выпускаются комплектными, то все их оборудование (шкафы высокого и низкого напряжений с установленными в них автоматами, трансформаторами тока, шинами и другими элементами

ми) рассчитано на длительный нормальный режим работы и отвечает требованиям устойчивости к токам КЗ в сети низкого напряжения трансформатора данной мощности;

- если в цеховой электрической сети применяются комплектные магистральные и распределительные шинопроводы, то выбор их по номинальному току позволяет, как правило, удовлетворять и требованиям устойчивости к действию тока КЗ.

Таким образом, во многих случаях отпадает необходимость в проверке оборудования напряжением до 1 кВ на устойчивость к токам КЗ.

Расчет токов КЗ в сети напряжением до 1 кВ является обязательным, если эта сеть выполнена кабелем или проводом в трубах, так как в этом случае необходима проверка сети и защитных аппаратов на термическую и динамическую стойкость, а также обязательно производится проверка цеховой сети 0,38 кВ по условиям срабатывания защиты при однофазных КЗ.

Подробные примеры расчета тока КЗ в сети до 1 кВ приведены в [24].

Пример 7.2.

Рассчитать токи КЗ в точках сети 0,4 кВ, указанных на рис 7.3, при условии, что сопротивления элементов схемы электроснабжения высшего напряжения до цехового трансформатора составляют $r_{\Sigma 10} = 338$ мОм; $x_{\Sigma 10} = 447,9$ мОм. Длина шинопровода ШМА до точки К2 $l = 10$ м, до точки К3 $l = 20$ м; длина шинопровода радиального ШРА до точки присоединения РП1 $l = 15$ м, до М1 $l = 20$ м; длина кабельной линии до РП1 $l = 10$ м, до РП2 $l = 20$ м.

Решение:

Приводим сопротивления системы высшего напряжения к напряжению 0,4 кВ.

$$x_{\Sigma 10.н} = x_{\Sigma 10.в} \cdot \left(\frac{U_{ном.НН}}{U_{ном.ВН}} \right)^2 = 447,9 \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,72 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 10.н} = r_{\Sigma 10.в} \cdot \left(\frac{U_{ном.НН}}{U_{ном.ВН}} \right)^2 = 338 \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,62 \text{ мОм}.$$

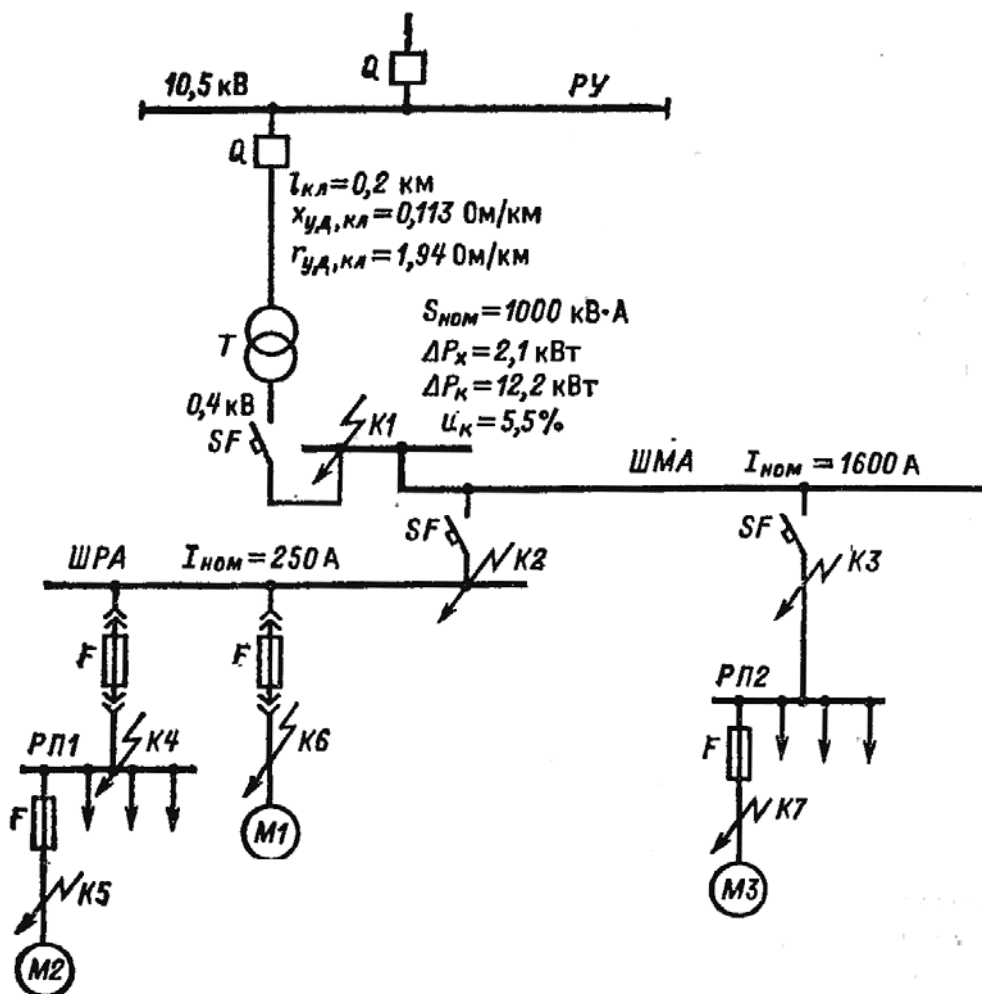


Рис. 7.3. Исходная схема для примера 7.2

1. Определяем сопротивление цехового трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ.Т}^2} = \frac{12,2 \cdot 0,4^2}{1000^2} = 1,95 \text{ мОм};$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{U_K, \%}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{НОМ.Т}}\right)^2} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ.Т}} \cdot 10^6 = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{12,2}{1000}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{100} \cdot 10^6 = 8,23 \text{ мОм}$$

2. Рассчитываем ток КЗ в точке К1 на вводе низшего напряжения цеховой ТП.

Суммарное активное сопротивление, кроме сопротивлений элементов системы электроснабжения высшего напряжения и цехового трансформатора, должно учитывать переходные сопротивления контактов. Для этой цели в расчет вводим добавочное сопротивление, которое на шинах подстанции составляет 15 мОм:

$$r_{\Sigma K1} = r_{\Sigma 10.н} + r_T + r_{доб} = 0,62 + 1,95 + 15 = 17,57 \text{ мОм.}$$

Суммарное реактивное сопротивление равно:

$$x_{\Sigma K1} = x_{\Sigma 10.н} + x_T = 0,72 + 8,23 = 9,85 \text{ мОм.}$$

Ток КЗ в точке К1 равен:

$$I_{K1} = \frac{1,05 \cdot 380}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma K1}^2 + x_{\Sigma K1}^2}} = \frac{400}{1,73 \cdot 19,5} = 11,85, \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К1:

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K1} = 1 \cdot 1,41 \cdot 11,85 = 16,82 \text{ кА}$$

Значение K_y определяем по кривой (см. рис. 7.1).

Аналогично рассчитываем ток КЗ в других точках цеховой сети. При этом учитываем сопротивления шинопроводов, кабельных линий и переходные сопротивления контактов. Результаты расчетов сведены в табл. 7.5.

Таблица 7.5

Результаты расчета к примеру 7.2

Точка	x_{Σ} , мОм	$r_{доб}$, мОм	r_{Σ} , мОм	I_K	i_y
К2	9,19	20	22,88	9,38	13,32
К3	9,41	20	23,19	9,24	13,11
К4	12,34	25	31,03	6,92	9,69
К5	13,02	30	55,43	4,06	5,73
К6	13,39	25	32,08	6,65	9,45
К7	11,45	25	86,4	2,65	3,77

Вопросы для самопроверки

1. Какие условия и основные допущения принимаются при расчете токов КЗ в системах электроснабжения.
2. В каких случаях допускается не учитывать активные сопротивления элементов схемы электроснабжения.
3. Особенности расчета токов КЗ в сетях напряжением выше 1000В.
4. Особенности расчета токов КЗ в сетях напряжением ниже 1000 В.
5. На каких участках электрической сети необходимо определять токи КЗ.
6. Каковы цели расчета токов КЗ.
7. Для чего производится расчет тока КЗ в петле фаза-нуль.

ГЛАВА 8

ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ АППАРАТОВ

Аппараты системы электроснабжения выбирают по условиям длительной номинальной работы, режиму перегрузок и режиму возможных коротких замыканий. Выбранные по номинальным напряжению и току аппараты проверяются на динамическую и термическую стойкость к токам КЗ, на отключающую способность. Измерительные трансформаторы дополнительно проверяются на соответствие их работы требуемому классу точности. Указанные расчетные значения сравниваются с допустимыми для данного аппарата. Для обеспечения надежной безаварийной работы расчетные значения должны быть не менее допустимых, принятых по каталогу или паспорту аппарата.

Номинальное напряжение аппарата $U_{\text{ном.ап}}$ должно соответствовать классу его изоляции с некоторым запасом по электрической прочности (порядка 10–15 %):

$$U_{\text{ном.ап}} \geq U_{\text{ном}}, \quad (8.1)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение установки, в которой используется аппарат.

Правильный выбор аппарата по номинальному току обеспечивает отсутствие опасных перегревов частей аппарата при его длительной работе в нормальном режиме. Это требование выполняется, если максимальный действующий рабочий ток цепи $I_{\text{раб.мах}}$ не превышает номинальный ток аппарата:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном.ап}}. \quad (8.2)$$

8.1. Выбор высоковольтных выключателей

Выбор высоковольтных выключателей производится:

- по напряжению электроустановки (сети):

$$U_{\text{н.а}} \geq U_{\text{н}}, \quad (8.3)$$

- по длительному току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}, \quad (8.4)$$

где $I_{\text{н}}$ – номинальный ток выключателя (по каталогу); $I_{\text{раб.мах}}$ – максимальный рабочий ток.

Рабочий максимальный ток в сети с двумя параллельно работающими трансформаторами можно определить с учетом допустимой перегрузки трансформатора на 40 % при отключении одного из них:

$$I_{\text{раб.мах}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}} \quad (8.5)$$

Рабочий максимальный ток сети с двумя параллельно работающими линиями определяется с учетом возможности передать всю мощность по одной линии при отключении другой:

$$I_{\text{раб.мах}} = 2 \cdot I_{\text{ном}} \quad (8.6)$$

– по действующему значению тока:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.с}}; \quad (8.7)$$

где $I_{\text{по}}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА; $I_{\text{пр.с}}$ – действующее значение предельного сквозного тока КЗ (по каталогу);

– по амплитудному значению тока:

$$i_y \leq i_{\text{пр.с}}; \quad (8.8)$$

где i_y – ударный ток КЗ, (определяется по 7.8), кА; $i_{\text{пр.с}}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока (по каталогу), кА.

- по отключающей способности:

По ГОСТ 687-78Е отключающая способность выключателя характеризуется следующими параметрами:

а) номинальным током отключения $I_{\text{отк.ном}}$ в виде действующего значения периодической составляющей отключаемого тока;

б) допустимым относительным содержанием аperiodической составляющей в токе отключения β_n , %;

в) нормированными параметрами переходного восстанавливающего напряжения (ПВН).

При времени срабатывания выключателя более 0,08 с и питании электроустановки от энергосистемы проверять выключатели по отключающей способности можно без учета аperiodической составляющей тока КЗ [15]:

$$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{откл.н}}, \quad (8.9)$$

где $I_{\text{п.т}}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ к моменту τ размыкания контактов выключателя, кА, далее, учитывая, что расчет ведется для шин системы бесконечной мощности и неизменного напряжения, принимаем, $I_{\text{п.т}} = I_{\text{по}}$; $I_{\text{откл.н}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА.

Расчетное время отключения выключателя τ определяется по выражению по отключающей способности.

$$\tau = t_{\text{р.з.мин}} + t_{\text{с.в.откл}}, \quad (8.10)$$

где $t_{\text{р.з.мин}}$ – минимальное время срабатывания первой ступени защиты, принимаемое равным 0,01 с для первой ступени защиты, и 0,01 с + Δt_c – для последующих ступеней, где Δt_c – степень селективности, 0,3–0,5 с

для быстродействующей защиты; $t_{с.в.откл}$ – собственное время отключения выключателя [20]:

- для маломасляных выключателей на 10 кВ ВМП $t_{с.в.откл}=0,12$ с;

- МГГ – $t_{с.в.откл}= 0,15$ с;

- для электромагнитных ВЭМ – $t_{с.в.откл}=0,07$ с.

- На отключение полного тока КЗ с учетом апериодической составляющей тока КЗ выключатель проверяется по выражению:

$$\sqrt{2} I_{п.т} + i_{а.т} \leq \sqrt{2} I_{откл.н} (1 + \beta_H / 100), \quad (8.11)$$

где $i_{а.т}$ – апериодическая составляющая в момент расхождения контактов выключателя, кА; β – нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока КЗ, определяется по кривой рис. 8.1.

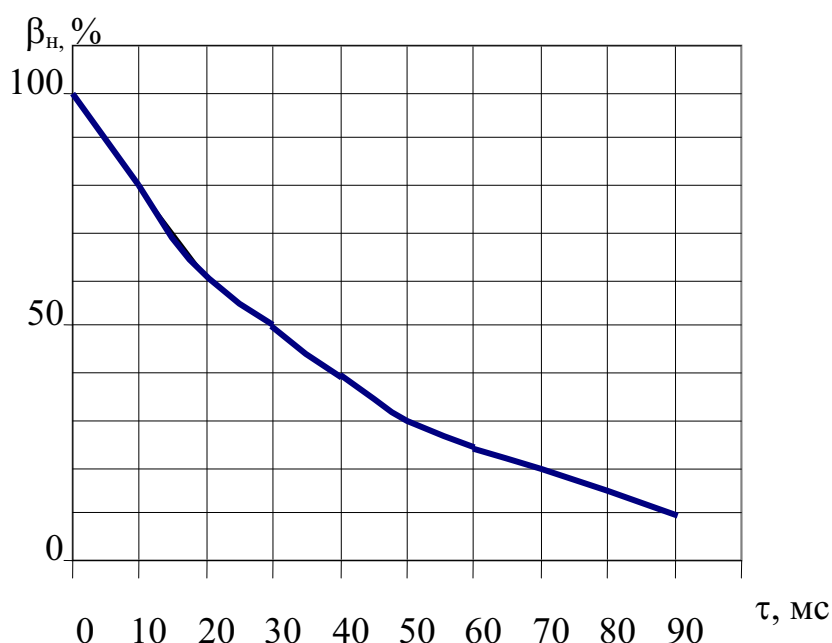


Рис. 8.1. Нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока короткого замыкания, протекающего через выключатель

- На термическую стойкость выключатели проверяются по расчетному импульсу квадратичного тока КЗ B_K ($кА^2 \cdot с$) и найденным в каталоге значениям I_T и t_T :

$$B_K \leq I_T^2 t_T, \quad (8.12)$$

где I_T – допустимый ток термической стойкости выключателя (по каталогу), кА; t_T – время термической стойкости выключателя при протекании тока I_T , с.

При удаленном КЗ значение B_K определяется по формуле:

$$B_k = I_{по}^2 (\tau + T_a), \quad (8.13)$$

где τ – расчетное время отключения тока КЗ, см. (8.10).

В табл. 8.1 приведены значения постоянной времени цепи КЗ T_a и ударного коэффициента k_y для различных мест КЗ.

Таблица 8.1.

Значение постоянной времени цепи короткого замыкания и ударного коэффициента k_y для различных мест КЗ в системе

Место короткого замыкания	T_a , с	k_y
Шины станции 6–10 кВ с генераторами 30–60 МВт	0,185	1,95
За линейным реактором генераторного напряжения	0,125	1,93
Шины высокого напряжения РУ с трансформаторами 100 МВА и выше	0,14	1,94
То же с трансформаторами 32–80 МВА	0,115	1,93
Сборные шины 6–10 кВ понижающих подстанций с трансформаторами 100 МВ·А и выше	0,095	1,9
То же с трансформаторами 25–80 МВА	0,065	1,85
То же с трансформаторами 20 МВ·А и ниже и с трансформаторами 32 МВА с расщепленными обмотками	0,05	1,8
Токи короткого замыкания за реакторами с номинальным током, А: – 1000 и выше, – 630 и ниже	0,23; 0,10	1,96; 1,90
РУ 6-10 кВ промышленных предприятий	0,01	1,37
На стороне вторичного напряжения понижающих трансформаторов мощностью 1 МВА и менее	–	1,3
В распределительных сетях 0,4 кВ	–	1,1

8.2. Выбор разъединителей, короткозамыкателей и отделителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток. При ремонтных работах разъединителем создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Отделитель внешне не отличается от разъединителя, но у него для отключения имеется пружинный привод, который позволяет отключать отделитель автоматически. Включение отделителей производится вручную. Отделители, также как и разъединители, могут иметь заземляющие ножи с одной или двух сторон.

Короткозамыкатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для создания искусственного короткого замыкания в электрической цепи. Короткозамыкатели применяются в упрощенных схемах подстанций для того, чтобы обеспечить надежное отключение поврежденного трансформатора после создания искусственного короткого замыкания действием релейной защиты питающей линии.

Выбор разъединителей и отделителей производится: по напряжению установки (8.1), по току (8.2), по конструкции и роду установки. Их проверяют по электродинамической и термической стойкости (8.8 и 8.12). При проверке по электродинамической стойкости ударный ток, определяется по (7.8). При проверке на термическую стойкость тепловой импульс B_k определяется по выражению (8.13).

Короткозамыкатели выбираются по тем же условиям, но без проверки по току нагрузки. Результаты расчетов по выбору высоковольтных аппаратов для удобства необходимо свести в таблицу 8.2.

Таблица 8.2

Выбор высоковольтных аппаратов

Условия выбора	Расчетные данные сети	Каталожные данные	
		Отделители, разъединители	Короткозамыкатели
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{ном}$
$I_{расч} \leq I_{ном.}$	$I_{расч}$	$I_{ном.}$	–
$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд}$	$i_{пр.с}$	$i_{пр.с}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	B_k	$I_T^2 t_T$	$I_T^2 t_T$

8.3. Выбор высоковольтных предохранителей

Номинальные токи плавких вставок предохранителей следует выбирать так, чтобы не возникало ложное срабатывание предохранителя вследствие толчков тока при включении трансформатора на небольшую нагрузку, а также при включении электродвигателей или батарей конденсаторов. Для выполнения этого условия ток плавкой вставки выбирается в 1,4–2,5 раза больше номинального тока защищаемого электро-

приемника. С учетом этого выбор предохранителя следует производить на основе данных табл. 8.3.

Таблица 8.3

*Рекомендуемое соответствие токов предохранителей ПК
и защищаемых электроприемников*

Номинальный ток защищаемого электроприемника, А	Номинальный ток плавкой вставки предохранителя, А	Номинальный ток защищаемого электроприемника, А	Номинальный ток плавкой вставки предохранителя, А
0,5	2	20	40
1	3	30	50
2	5	55	75
3	7,5	70	100
5	10	100	150
8	15	145	200
10	20	210	300
15	30	300	400

Применение предохранителей с номинальным напряжением, отличным (большим или меньшим) от номинального напряжения сети, не допускается. Условия выбора предохранителей приведены в табл. 8.4, в ней $I_{откл.н}$ – предельный (наибольший) ток отключения предохранителя, А.

Таблица 8.4

Условия выбора предохранителей выше 1 кВ

Расчетный параметр защищаемой цепи	Номинальные параметры предохранителя	Условия выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{р.мах}$	$I_{ном}$	$I_{р.мах} \leq I_{ном}$
$I_{п.о}$	$I_{откл.н}$	$I_{п.о} \leq I_{откл.н}$

8.4. Выбор реакторов

Реакторы устанавливаются: на сборных шинах подстанций или питающих линиях для ограничения тока (мощности) короткого замыкания; на шинах подстанций или питающих линиях для обеспечения необходимого значения остаточного напряжения; для ограничения пусковой мощности при пуске асинхронных или синхронных двигателей.

Реактор выбирают:

- по напряжению, формула (8.1):

- по длительному току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном.LR}}, \quad (8.14)$$

где $I_{\text{ном.LR}}$ – номинальный ток реактора; $I_{\text{раб.мах}}$ – максимальный рабочий ток.

- по сопротивлению:

Необходимая реактивность реактора при заданном снижении тока короткого замыкания определяется по формуле

$$x_{\text{расч.LR}} = \left(\frac{I_{\text{б}}}{I_{\text{по}}} - x_{*б} \right) \cdot \frac{I_{\text{ном.LR}}}{U_{\text{ном.LR}}}, \quad (8.15)$$

где $x_{\text{расч.LR}}$ – расчетное сопротивление реактора, %; $I_{\text{ном.LR}}$, $U_{\text{ном.LR}}$ – номинальные ток и напряжение реактора; $I_{\text{по}}$ – допустимый ток КЗ для расчетной точки (задается или принимается для устанавливаемой высоковольтной аппаратуры); $x_{*б}$ – относительное базисное сопротивление схемы замещения до точки установки реактора при токе $I_{\text{б}}$.

Реактор проверяют:

- На электродинамическую устойчивость:

$$i_y \leq i_{\text{дин.}}$$

где $i_{\text{дин.}}$ – ток динамической стойкости реактора (по каталогу).

- На термическую устойчивость:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 (\tau + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}, \quad i_y \leq i_{\text{дин.}}$$

где $I_{\text{тер}}$, $t_{\text{тер}}$ – номинальные параметры реактора (по каталогу).

- По величине остаточного напряжения:

$$U_{\text{ост}} \% = x_{\text{номLR}} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{по}}}{U_{\text{ном}}}, \% \quad (8.16)$$

где $x_{\text{номLR}}$ – номинальное сопротивление реактора (по каталогу), выбранного по $x_{\text{расч.LR}}$.

8.5 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения

Трансформаторы тока и напряжения служат для подключения измерительных приборов и устройств релейной защиты.

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению, формула (8.1):

- по длительному току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (8.17)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток первичной обмотки. Желательно чтобы $I_{\text{ном}}$ был как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности.

- по конструкции и классу точности:

Трансформаторы тока для присоединения счетчиков, по которым ведутся денежные расчеты, должны иметь класс точности 0,5. Для технического учета допускается применение трансформаторов тока класса точности 1, для включения указывающих электроизмерительных приборов – не ниже 3, для релейной защиты – класса 10 %.

Трансформаторы тока проверяют:

- на электродинамическую устойчивость:

$$i_y \leq k_{\text{дин}} \sqrt{2} I_{\text{ном}}, \quad (8.18)$$

где $k_{\text{дин}}$ – кратность динамической устойчивости по каталогу; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток первичной обмотки.

- на термическую устойчивость:

$$B_k \leq (k_T I_{\text{ном}})^2 t_t, \quad (8.19)$$

где B_k – тепловой импульс; k_T – кратность термической устойчивости по каталогу; t_t – время термической устойчивости по каталогу.

- по классу точности:

Чтобы погрешность трансформатора тока не превысила допустимую для данного класса точности, вторичная нагрузка Z_{2p} не должна превышать номинальную $Z_{2\text{ном}}$, задаваемую в каталогах.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому принимают $Z_{2p} = r_{2p}$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k, \text{ Ом} \quad (8.20)$$

Для определения сопротивления приборов, питающихся от трансформаторов тока, необходимо составить таблицу – перечень электроизмерительных приборов, устанавливаемых в данном присоединении.

Суммарное сопротивление приборов рассчитывается по суммарной мощности:

$$r_{\text{приб}} = S_2 / I_{2\text{ном}}^2, \text{ Ом}, \quad (8.21)$$

где S_2 – суммарная мощность, потребляемая приборами, ВА; $I_{2\text{ном}}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора, А. В распределительных устройствах 6–10 кВ применяются трансформаторы с $I_{2\text{ном}} = 5$ А, в РУ 110–220 кВ – 1 А или 5 А.

Сопротивление контактов r_k принимают 0,05 Ом при двух-трех и 0,1 Ом – при большем количестве приборов.

Сопротивление проводов рассчитывается по их сечению и длине. Для алюминиевых проводов минимальное сечение 4 мм², для медных 2,5 мм².

Если при принятом сечении провода вторичное сопротивление цепи трансформаторов тока окажется больше $Z_{2\text{ном}}$ для заданного класса точности, то необходимо определить требуемое сечение проводов с учетом допустимого сопротивления вторичной цепи:

$$r_{\text{пр.треб}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k, \text{ Ом} \quad (8.22)$$

Требуемое сечение провода мм²

$$F_{\text{треб}} = \frac{\rho l_p}{r_{\text{пр.треб}}}, \text{ мм}^2, \quad (8.23)$$

где ρ [Ом · мм²/м] – удельное сопротивление провода.

Полученное сечение округляется до большего стандартного сечения контрольных кабелей: 2,5; 4; 6; 10 мм².

Расчетная длина провода $l_{\text{расч}}$, м, зависящая от схемы соединения трансформатора тока и расстояния l от трансформатора до приборов рис. 8.1.

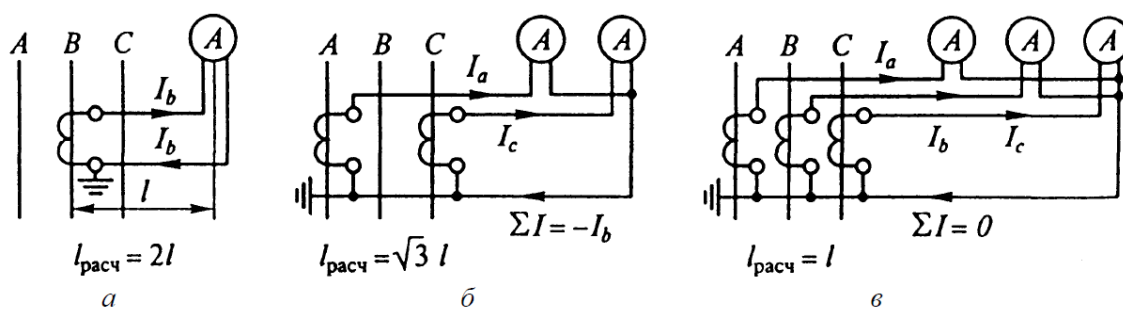


Рис. 8.1. Схемы соединения измерительных трансформаторов тока и приборов:

а – включение в одну фазу; б – включение в неполную звезду;

в – включение в полную звезду

При этом длина l может быть принята ориентировочно для РУ 6–10 кВ: при установке приборов в шкафах КРУ $l = 4$ –6 м; на щите управления $l = 30$ –40 м; для РУ 35 кВ $l = 45$ –60 м; для РУ 110–220 кВ $l = 65$ –80 м.

Перечень приборов, устанавливаемых на подстанции в зависимости от напряжения и типов линий, приведены в [28], технические данные некоторых приборов приведены в табл. 8.5.

Таблица 8.5

Щитовые электроизмерительные приборы

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, В·А/число катушек		cosφ	sinφ
		напряжения	тока		
Амперметр	Э351	-	0,5/1	1	0
	Э350	-	0,5/1	1	0
	Э377	-	0,1/1	1	0
Вольтметр	Э350	3/1	-	1	0
	Э351	3/1	-	1	0
	Э377	2/1	-	1	0
Ваттметр	Д365	1,5/2	0,5/2	1	0
Варметр	Д365	1,5/2	0,5/2	1	0
Счетчик активной энергии	И680	2,3/2	2,5/2	0,38	0,925
Счетчик реактивной энергии	И673	2,3/2	2,5/2	0,38	0,925

Условия выбора трансформатора тока сведены в табл. 8.6.

Таблица 8.6

Условия выбора трансформатора тока

Расчетный параметр цепи	Каталожные данные трансформатора тока	Условие выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб.мах}$	$I_{1ном}$	$I_{раб.мах} \leq I_{1ном}$
i_y	$i_{м.дин}$ или $k_{дин}$	$i_y \leq i_{м.дин}$ или $i_y \leq k_{дин} \sqrt{2} I_{1ном}$
B_k	$I_T; t_T$ или $k_T; I_{1ном}$	$B_k \leq I_T^2 t_T$ или $B_k \leq (k_T I_{1ном})^2 t_T$
Z_2	$Z_{2ном}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

Трансформаторы напряжения выбирают:

- по напряжению, формула (8.1)

- по конструкции и классу точности:

При подключении к трансформаторам напряжения счетчиков они должны работать в классе точности 0,5.

Трансформаторы напряжения проверяют:

- на класс точности

$$S_{2\text{расч}} < S_{2\text{ном}}, \text{ В}\cdot\text{А} \quad (8.24)$$

где $S_{2\text{расч}}$ – расчетная мощность, потребляемая вторичной цепью, В·А; $S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной цепи трансформатора напряжения, обеспечивающая его работу в заданном классе точности, В·А.

Для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, в качестве $S_{2\text{ном}}$ необходимо взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме неполного открытого треугольника – удвоенную мощность одного трансформатора. В выбранном классе точности, если нагрузка (вторичная) превышает номинальную мощность, часть приборов подключают к дополнительно установленному трансформатору напряжения. Для упрощения расчетов можно не разделять расчетную нагрузку по фазам, тогда

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}i} \cos \varphi_i)^2 + (\sum S_{\text{приб}i} \sin \varphi_i)^2}. \text{ В}\cdot\text{А} \quad (8.25)$$

При определении вторичной нагрузки сопротивление соединительных проводов не учитывается, так как оно мало. Однако ПУЭ требует оценить потерю напряжения, которая в проводах от трансформаторов к счетчикам не должна превышать 0,5 %, а в проводах к щитовым измерительным приборам – 3 %. Сечение провода, выбранное по механической прочности, отвечает, как правило, требованиям потерь напряжения.

Вопросы для самопроверки

1. Условия выбора и проверки высоковольтных выключателей.
2. Условия выбора и проверки разъединителей, короткозамыкателей, отделителей, предохранителей и реакторов.
3. Условия выбора и проверки трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.
4. При каких условиях ТТ и ТН соответствуют требуемому классу точности.
5. Объяснить на примере своей работы назначение выбранных высоковольтных установок.

ГЛАВА 9 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЦЕХА

Электроснабжение цеха выполняется в следующей последовательности.

1. Приемники цеха распределяются по пунктам питания (силовым распределительным шкафам или шинопроводам), выбирается схема и способ прокладки питающей сети цеха (от ТП до пунктов питания см. гл. 2). Выбор способа прокладки питающей сети производится с учетом характера окружающей среды и возможных условий места прокладки. Исполнение силовых распределительных пунктов и шинопроводов должно соответствовать характеру окружающей среды (см. рис. 9.4)

2. Определяются расчетные электрические нагрузки по пунктам питания цеха (см. табл.3.8).

3. Производится выбор силовой распределительной сети и аппаратов защиты и управления цеха (см. табл. 9.5).

4. Производится выбор сечений питающей сети по длительно допустимой токовой нагрузке из условия нагрева и проверка их по потере напряжения.

5. Производится расчет питающей и распределительной сети по условиям допустимой потери напряжения и построения эпюры отклонений напряжения для цепочки линий от шин ГПП до зажимов одного наиболее удаленного от цеховой ТП или наиболее мощного электроприемника для режимов максимальной и минимальной нагрузок, а в случае двухтрансформаторной подстанции и послеаварийного режима (см. рис. 9.7).

6. Для участка цеховой сети (от вводного автомата на подстанции до самого мощного или наиболее удаленного электроприемника) строится карта селективности действия аппаратов защиты (см. рис. 9.10).

7. Производится расчет токов короткого замыкания для участка цеховой сети от ТП до наиболее мощного электроприемника цеха. Полученные данные наносятся на карту селективности действия аппаратов защиты.

9.1. Выбор электрооборудования напряжением до 1кВ

9.1.1. Выбор и проверка комплектных шинопроводов

Магистральные и распределительные шинопроводы, применяемые в цеховых сетях для передачи и распределения электроэнергии, выбираются таким образом, чтобы номинальный ток шинопровода I_n был не менее расчетного тока:

$$I_p \leq I_n, \quad (9.1)$$

где I_n – номинальный ток шинопровода, А.

При этом для одного магистрального шинопровода величина I_n определяется по номинальной мощности трансформатора, питающего этот шинопровод.

Технические характеристики магистральных шинопроводов приведены в табл. П. 1.1, П. 1.2., распределительных – П. 1.3, П. 1.4.

Возможные варианты подключения распределительных шинопроводов (ШРА) к питающей линии показаны на рис. 9.1.

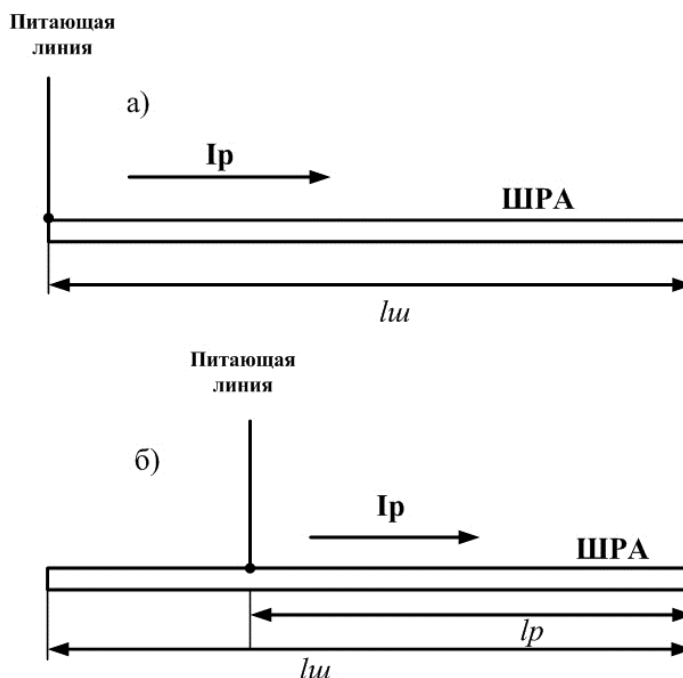


Рис. 9.1. Возможные варианты подключения распределительных шинопроводов: а – в начале шинопровода; б – в произвольной точке

Если ШРА подключается не в начале, то он выбирается по расчетному току наиболее загруженного плеча от точки присоединения питающей линии до конца шинопровода. При этом считается, что ШРА имеет по всей длине равномерно распределенную нагрузку.

Следовательно, наиболее загруженным является плечо с большей длиной. Предварительно вычисляется ток нагрузки на 1 м шинпровода по выражению:

$$i_{p.ш} = \frac{S_{p.ш}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot l_{ш}}, \text{ А/м} \quad (9.2)$$

где $S_{p.ш}$ – расчетная мощность ШРА, кВ·А; $l_{ш}$ – длина ШРА, м.

Расчетный ток, по которому выбираем шинпровод, в случае подключения в произвольной точке:

$$I_p = i_{p.ш} \cdot l_p, \text{ А} \quad (9.3)$$

Для оценки уровня напряжения, подводимого к ЭП, запитанным от шинпроводов, необходимо учитывать потери напряжения в шинпроводе.

Потери напряжения в шинпроводе определяют по формуле:

$$\Delta U_{ш} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_n} (r_0 \cos \varphi_{cp} + x_0 \sin \varphi_{cp}) \sum_{i=1}^n I_{pi} \cdot l_i, \quad \% \quad (9.4)$$

где r_0 , x_0 – соответственно удельные активное и индуктивное сопротивления шинпроводов, Ом/км; $\cos \varphi_{cp}$ – средневзвешенный коэффициент нагрузки шинпровода; U_n – номинальный ток сети, В; I_{pi} – ток расчетный i -той нагрузки, А; l_i – длина шинпровода от ввода до точки подключения i -той нагрузки, км.

При токе нагрузки, близком к номинальному току шинпровода, потери напряжения допускается определять по линейной потере напряжения на 100 м шинпровода по формуле:

$$\Delta U_{ш} = \frac{\Delta U_{лш} \cdot l_{ш}}{U_n}, \quad \% \quad (9.5)$$

где $\Delta U_{лш}$ – линейная потеря напряжения шинпровода, В; $l_{ш}$ – длина шинпровода до точки подключения нагрузки, м; U_n – номинальное напряжение, В.

После расчета токов короткого замыкания необходимо сделать проверку выбранных сечений шинпроводов по термической и электродинамической стойкости. Для этого ток трехфазного КЗ ($I_k^{(3)}$), рассчитанный в начале шинпровода следует сравнить с термической стойкостью шинпровода, а ударный ток – с электродинамической стойкостью по условиям:

$$I_k^{(3)} \leq i_{tc}, \text{ кА}, \quad (9.6)$$

$$i_{уд} \leq i_{уд \text{ доп.}}, \text{ кА}, \quad (9.7)$$

где i_{tc} – термическая стойкость шинпровода, кА; $i_{уд \text{ доп.}}$ – электродинамическая стойкость шинпровода, кА, взятые из технических характеристик.

Пример 9.1

Определить потерю напряжения в магистральном шинопроводе типа ШМА4-1600, состоящем из трех участков. Длины участков, и их расчетные мощности указаны на рис 9.2.

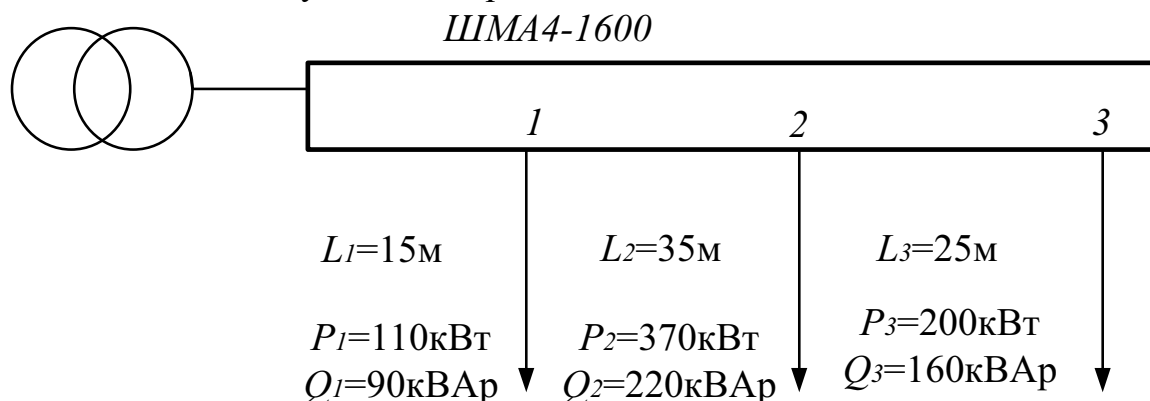


Рис. 9.2. Схема подключения ЭП к ШМА для примера 9.1

Решение:

По справочным данным табл. П. 1.1. определяем удельные активные и индуктивное сопротивления ШМА4-1600: $r_0=0,0297$ Ом/км; $x_0=0,0143$ Ом/км.

Находим мощность, передаваемую на первом участке, она состоит из нагрузок всех узлов:

$$S_{p1} = \sqrt{(P_{p1}+P_{p2}+P_{p3})^2+(Q_{p1}+Q_{p2}+Q_{p3})^2} = \sqrt{(110+370+200)^2+(90+220+160)^2} = \\ = \sqrt{(680)^2+(470)^2} = 826,62\text{кВ}\cdot\text{А}$$

Расчетный ток на рассматриваемом участке:

$$I_{p.1} = \frac{S_{p.1}}{\sqrt{3}\cdot U_H} = \frac{826,62}{\sqrt{3}\cdot 0,38} = 1257,41, \text{ А}$$

Коэффициенты мощности на первом участке:

$$\cos\varphi_1 = \frac{P_{p.1}}{S_{p.1}} = \frac{680}{826,62} = 0,82; \sin\varphi_1 = 0,57$$

Находим мощность, передаваемую на втором участке, она состоит из нагрузок второго и третьего соответственно:

$$S_{p2} = \sqrt{(P_{p2}+P_{p3})^2+(Q_{p2}+Q_{p3})^2} = \sqrt{(370+200)^2+(220+160)^2} = \\ = \sqrt{(570)^2+(380)^2} = 685,05\text{кВ}\cdot\text{А}$$

Расчетный ток на рассматриваемом участке:

$$I_{p.2} = \frac{S_{p.2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{685,05}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1042,06, \text{ А}$$

Коэффициенты мощности на втором участке:

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_{p.2}}{S_{p.2}} = \frac{570}{685,05} = 0,83; \sin \varphi_2 = 0,56$$

Аналогично находим токовую нагрузку и коэффициенты для третьего участка:

$$I_{p.3} = 389,6 \text{ А}; \cos \varphi_3 = 0,78; \sin \varphi_3 = 0,63$$

По формуле 9.4 проводим расчет потери напряжения в магистральном шинопроводе:

$$\Delta U_{ш} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{380} (0,0297 \cdot (1257 \cdot 0,82 \cdot 0,015 + 1042 \cdot 0,83 \cdot 0,035 + 389,6 \cdot 0,78 \cdot 0,025) + 0,0143 \cdot (1257 \cdot 0,57 \cdot 0,015 + 1042 \cdot 0,56 \cdot 0,035 + 389,6 \cdot 0,63 \cdot 0,025)) = 0,96\%$$

9.1.2. Выбор силовых распределительных пунктов

В качестве силовых распределительных пунктов (РП) можно выбирать щиты распределительные, либо типовые РП. Типовые РП комплектуются либо предохранителями (серии ШР11 и ШРС1), либо автоматическими выключателями (серии ПР8501, ПР 8503, ПР24 и др.)

Распределительные пункты выбирают по степени защиты, по номинальному току ввода, по количеству отходящих линий, типу защитного аппарата (с предохранителями или с автоматическими выключателями) и номинальному току аппаратов для присоединений. Если отходящие линии необходимо защищать только от токов КЗ, то целесообразнее использовать РП с предохранителями, номенклатура и технические параметры которых приведены в приложении П. 8. В случае необходимости защиты линий от токов КЗ и от токов перегрузки следует выбирать распределительные пункты с АВ, технические данные которых приведены в приложении П. 9.

Согласно ПУЭ от перегрузки должны быть защищены:

- сети внутри помещений, выполненные открыто проложенными проводниками с горючей наружной оболочкой или изоляцией;

- осветительные сети в жилых и общественных зданиях, в торговых помещениях, служебно-бытовых помещениях промышленных предприятий, включая сети для переносных и бытовых ЭП, а также в пожароопасных зонах;
- частых аварийных отключений (испытательные, лабораторные и т.п. установки).
- силовые сети на промышленных предприятиях, в жилых и общественных зданиях, торговых помещениях – только в случае, когда по условиям технологического процесса или по режиму работы сети может возникнуть длительная перегрузка проводников;
- сети всех видов во взрывоопасных зонах классов В-I, В-Ia; В-II, В-IIa.

9.1.3. Выбор защитной аппаратуры

В цеховых сетях могут возникать следующие ненормальные по току режимы работы:

- увеличение тока вследствие перегрузки;
- увеличение тока в момент пуска или самозапуска двигателей;
- увеличение тока вследствие КЗ.

Короткие замыкания могут привести к пожару или даже взрыву, если не принять мер к быстрому отключению поврежденного участка линии, ЭП и т. п. Защита от токов КЗ является обязательной для всех элементов сети, время ее действия должно быть минимальным для уменьшения термического и динамического эффектов от тока КЗ и необходимо, чтобы обеспечивалась селективность (избирательность) ее действия.

Перегрузка является менее опасной и в ряде случаев допускается отказ от применения защиты проводников от перегрузки.

В качестве аппаратов защиты электрических сетей применяются предохранители и автоматические выключатели. Для защиты электроприемников и сетей от токов КЗ следует широко применять плавкие предохранители, не допуская необоснованного использования автоматических выключателей. Автоматические выключатели должны устанавливаться в случаях [29]:

- 1) необходимости автоматизации управления;
- 2) необходимости обеспечения более быстрого по сравнению с предохранителями восстановления питания, если при этом не имеют решающего значения вероятность неселективных отключений и отсутствие эффекта ограничения тока КЗ;

В остальных случаях рекомендуется применять предохранители типа ППНИ. Предохранители с закрытой плавкой вставкой без напол-

нителя (например, типа ПР2) допускается использовать в небольших (преимущественно передвижных) установках и при расширении действующих установок с такими предохранителями.

Плавкие предохранители для защиты сетей должны устанавливаться во всех нормально незаземленных полюсах и фазах. Установка предохранителей в нулевых проводниках запрещается.

Аппараты защиты по возможности следует устанавливать непосредственно в местах присоединения защищаемых проводников. Длина незащищенного участка ответвления от питающей линии до защищенного аппарата в случае необходимости может приниматься до 6 м. На этом участке сечение проводников должно быть выбрано по расчетному току. Для ответвлений в труднодоступных местах (например, на большой высоте) аппарат допускается устанавливать на расстоянии до 30 м от точки ответвления. При этом необходимо, чтобы пропускная способность проводников ответвления была не ниже расчетного тока и не менее 10 % пропускной способности защищенного участка магистрали [4, 30].

Выбор плавких предохранителей

Предохранители предназначены для защиты от токов короткого замыкания. Предохранители имеют простую конструкцию, небольшие размеры и сравнительно малую стоимость. Однако предохранителям присущи и серьезные недостатки, ограничивающие область их применения, к числу которых относятся: большой разброс срабатывания плавкой вставки – до 50 % по току, необходимость замены плавкой вставки или всего предохранителя после однократного срабатывания, возможность работы двигателя на двух фазах при перегорании предохранителя на одной фазе и др.

Предохранители выбирают по следующим параметрам:

– по номинальному напряжению: номинальное напряжение предохранителей $U_{нпр.}$ должно быть, как правило, равно номинальному напряжению сети, где они устанавливаются:

$$U_{нпр.} = U_c; \quad (9.8)$$

– по номинальному току предохранителя $I_{нпр.}$:

$$I_{нпр.} \geq I_p; \quad (9.9)$$

Они должны защищать ЭД от токов КЗ, но не должны отключать цепь при пуске ЭД. Эти требования выполняются при соблюдении следующих условий (для плавких вставок с малой тепловой инерцией):

$$I_{нвст} \geq I_{ндв}, \quad (9.10)$$

$$I_{н.вст} \geq \frac{I_{пуск\ дв}}{K_{п}}, \quad (9.11)$$

где $I_{пуск\ дв}$ – пусковой ток ЭД, $K_{п}$ – коэффициент кратковременной тепловой перегрузки вставки, учитывающий условия пуска ЭД;

Для легкого пуска (время разгона не более 10 с) $K_{п}=2,5$, для тяжелого – частые и длительные пуски (время разгона более 10 с) $K_{п}=1,6 \div 2,0$, для сварочных аппаратов $K_{п}=1,6$.

$I_{н.вст}$ выбирается по шкале наибольшим значением из (9.11) и (9.12). Для проводов и кабелей, питающих группу ЭД от магистрали или силового распределительного шкафа, вместо $I_{пуск\ дв}$ в формуле (9.12) подставляют значение пикового тока линии, рассчитанного по выражению (3.58, 3.59).

Номинальный ток вставки для защиты ответвления, идущего к сварочному аппарату, выбирается из соотношения:

$$I_{н.вст} \geq 1,2 \cdot I_{н.св} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (9.12)$$

где $I_{н.св}$ – номинальный ток сварочного аппарата при номинальной продолжительности включения.

Плавкие вставки для защиты трехфазных конденсаторных установок выбираются из соотношения

$$I_{н.вст} \geq \frac{n \cdot Q_{к}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} \geq \frac{Q_{н\ бк}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}, \quad (9.13)$$

$$I_{н.вст} \leq \frac{1,6 \cdot n \cdot Q_{к}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} \leq \frac{1,6 \cdot Q_{н\ бк}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}, \quad (9.14)$$

где $Q_{к}$ – номинальная мощность одного конденсатора, кВАр; $U_{н}$ – номинальное напряжение сети; n – общее количество конденсаторов в батарее (во всех фазах), штук.

Дополнительно предохранители проверяются по предельному току отключения

$$I_{пр\ откл} \geq I_{\infty}, \quad (9.15)$$

где I_{∞} – трехфазный ток КЗ в месте установки предохранителя.

Последовательно включенные предохранители должны быть проверены по селективности. Учитывая разброс защитных характеристик плавких вставок, селективность защиты может быть обеспечена, если $I_{н.вст}$ ниже лежащей по току, будет различаться не менее, чем на две ступени шкалы вышележащей ступени. По защитным характеристикам плавких предохранителей определяют время отключения при протека-

нии максимального тока КЗ ($I_k^{(3)}$). Селективность срабатывания предохранителей обеспечивается, если время отключения более удаленного от места повреждения предохранителя не менее чем в три раза больше времени отключения предохранителя, ближайшего к месту КЗ.

Технические характеристики некоторых типов предохранителей представлены в приложении П. 10.

Выбор автоматических выключателей

Выбор автоматических выключателей можно разделить на следующие этапы:

1. Выбор типа автомата.

2. Выбор номинального тока автомата по условию

$$I_{\text{ном. а}} \geq I_{\text{длит}} \cdot \quad (9.16)$$

3. Выбор номинального тока теплового расцепителя автоматов $I_{\text{ном. расц т}}$ по условию:

$$I_{\text{ном. расц т}} \geq I_{\text{длит}} \cdot \quad (9.17)$$

4. Проверка по току срабатывания (уставки) электромагнитного расцепителя:

$$\text{для группы ЭП} - I_{\text{ср. расц. э}} \geq 1,25 I_{\text{пик}} \quad (9.18)$$

$$\text{для отдельного ЭП} - I_{\text{ср. расц. э}} \geq 1,5 I_{\text{пуск}} \quad (9.19)$$

где $I_{\text{ном. а}}$ – номинальный ток АВ; $I_{\text{ном. расц т}}$ – номинальный ток теплового расцепителя; $I_{\text{ср. расц. э}}$ – ток срабатывания (ток уставки) электромагнитного расцепителя (9.20); $I_{\text{длит}}$ – длительный максимальный рабочий ток линии (расчетный – для группы ЭП, и номинальный для отдельного ЭП); $I_{\text{пик}}$ – пиковый ток группы ЭП (3.58, 3.59), $I_{\text{пуск}}$ – пусковой ток ЭП.

$$I_{\text{ср. расц. э}} = I_{\text{ном. расц т}} \cdot K_{\text{кз}}, \text{ А} \quad (9.20)$$

где $K_{\text{кз}}$ – уставка срабатывания в зоне КЗ, берется по справочным данным выключателя.

Номинальные токи расцепителей соседних автоматических выключателей последовательно включенных в сеть должны различаться не менее чем на одну ступень. Номинальные токи расцепителей автоматического выключателя, ближайшего к источнику питания (вводного в ТП), должны быть не менее чем в 1,5 раза больше, чем у наиболее удаленного. Выполнение этих условий обеспечивает селективность срабатывания тепловых расцепителей. При коротких замыканиях селективность защиты обеспечиваться не будет, так как электромагнитные расцепители при токах, равных или больших их токов уставки, срабатывают практически мгновенно. Для гарантированного обеспечения селективности следует

выбирать АВ с регулируемой характеристикой срабатывания, у которых возможно задавать (выставлять) время срабатывания.

Технические характеристики некоторых автоматических выключателей серий ВА приведены в приложении П. 11.

Пример 9.2

Выбрать предохранитель типа ППНИ для асинхронного электродвигателя с легкими условиями пуска. Параметры электродвигателя: $P = 40$ кВт; $U = 380$ В; $\cos\varphi = 0,83$; $\eta = 91\%$; $K = 5,5$. Условия окружающей среды нормальные.

Решение:

По выражение (3.1) определяем номинальный ток электродвигателя:

$$I_H = \frac{P_H \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_H \cos\varphi \eta} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,83 \cdot 0,91} = 70,49 \text{ А}$$

Пусковой ток для асинхронного двигателя найдем по (3.56):

$$I_{п} = 5 \cdot I_H = 5 \cdot 70,48 = 352,44 \text{ А}$$

Т. к. по условиям задачи пуск легкий, коэффициент кратковременной тепловой перегрузки вставки примем равным 2,5. По формулам (9.11 и 9.12) выбираем плавкую вставку предохранителя:

$$\begin{aligned} I_{н\text{вст}} &\geq I_H \\ I_{н\text{вст}} &\geq 70,49 \\ I_{н\text{вст}} &\geq \frac{I_{\text{пуск дв}}}{K_{п}} \\ I_{н\text{вст}} &\geq \frac{352,44}{2,5} = 140,98 \end{aligned}$$

Этим условиям соответствует (см табл П. 9.2) предохранитель ППНИ-33 габарит ООС с током плавкой вставки $I_{н\text{вст}} = 160$ А.

Пример 9.3.

Для двигателя данные которого приведены в предыдущем примере, в качестве защитного аппарата выбрать автоматический выключатель серии ВА.

Решение:

Номинальный ток автомата и его расцепителя выбираем по условию (9.17 и 9.18).

$$I_{\text{ном. а}} \geq 70,49 \text{ А}; \quad I_{\text{ном. расц т}} \geq 70,49.$$

По [31] принимаем автоматический выключатель типа ВА57-35-35 с $I_{\text{ном. а}} = 100$ А и электронным расцепителем $I_{\text{ном. расц т}} = 80$ А. Определим необходимую уставку срабатывания в зоне КЗ по (9.19 и 9.20)

$$K_{\text{кз}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{пуск}}}{I_{\text{ном. расц т}}} = \frac{352,44}{80} = 4,4 \quad (9.21)$$

принимая уставку срабатывания в зоне кз $K_{кз} = 6$

9.2. Выбор сечений силовых линий

Сечения силовых линий выбираются по допустимому нагреву длительно протекающим максимальным током нагрузки, по потере напряжения и по условию соответствия выбранному аппарату защиты.

9.2.1. Выбор сечений по допустимому нагреву

Силовые линии разделяют на распределительные, непосредственно питающие один или несколько ЭП, и питающие, которые питают группу электроприемников, но непосредственно к ним не подключаются.

Сечение по допустимому нагреву выбирают по условию:

$$I_{\text{доп}} \cdot K_{\text{п1}} \cdot K_{\text{п2}} \geq I_{\text{дл}}, \quad (9.22)$$

где $I_{\text{дл}}$ – длительно протекающий максимальный рабочий (расчетный) ток нагрузки, А; $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток, для выбранного сечения, А; $K_{\text{п1}}, K_{\text{п2}}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие фактическую температуру окружающей среды и количество совместно проложенных линий.

За расчетный ток нагрузки линии, питающей одиночный электроприемник, принимается номинальный ток нагрузки этого ЭП:

$$I_{\text{р}} = I_{\text{н}}, \text{ А.} \quad (9.23)$$

Для линии, питающей многодвигательный агрегат с одновременным пуском электродвигателей, расчетный ток нагрузки равен сумме номинальных токов двигателей:

$$I_{\text{р}} = \sum_{i=1}^n I_{\text{нi}}, \text{ А.} \quad (9.24)$$

Причем во взрывоопасных зонах (кроме В-Іб и В-Іг) длительно допустимый ток ответвления к электродвигателю с короткозамкнутым ротором должен быть не менее $1,25 I_{\text{ном}}$ двигателя.

Поправочный коэффициент необходимо учитывать при прокладке линий в жарких помещениях, а также при прокладке кабелей в коробах. Значения поправочных коэффициентов в зависимости от температуры окружающей среды для разных видов изоляции жил приведены в табл. 9.1; в зависимости от способа прокладки кабелей в коробах – в табл. 9.2.

Таблица 9.1

Поправочные коэффициенты на токи для кабелей в зависимости от температуры воздуха

Материал изоляции жил кабеля	Значение K_n при температуре воздуха, °С					
	+25	+30	+35	+40	+45	+50
резиновая изоляция	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
поливинилхлоридная (ПВХ) изоляция	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
изоляция из сшитого полиэтилена (СПЭ-изоляция)	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74

Таблица 9.2

Значения поправочных коэффициентов для кабелей, прокладываемых в коробах

Способ прокладки	Количество проложенных проводов и кабелей		Снижающий коэффициент для проводников, питающих	
	одножильных	многожильных	отдельные ЭП с коэффициентом использования до 0,7	группы ЭП и отдельные ЭП с коэффициентом использования более 0,7
Многослойно и пучками	–	До 4	1,00	–
	2	5 – 6	0,85	–
	3 – 9	7 – 9	0,75	–
	10 – 11	10 – 11	0,70	–
	12 – 14	12 – 14	0,65	–
	15 – 18	15 – 18	0,60	–
Однослойно	2 – 4	2 – 4	–	0,67
	5	5	–	0,60

Значения длительно допустимых токов для кабелей и проводов приведены в П.11.

Принятое сечение проводников должно быть не менее требуемого по механической прочности.

По механической прочности площадь минимального сечения алюминиевых проводников для присоединения к неподвижным электроприемникам внутри помещения должна быть не менее 4 мм² при прокладке на изоляторах, 2 мм² – при других способах прокладки.

При прокладке нескольких кабелей в земле (в том числе и при прокладке в трубах) длительно допустимые нагрузки необходимо уменьшать, применяя коэффициенты, приведенные в таблице 9.3, без учета резервных кабелей.

Таблица 9.3

Поправочные коэффициенты на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле (в трубах или без труб)

Расстояние между кабелями в свету, мм	Коэффициент при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Прокладка нескольких кабелей в земле при расстоянии между ними менее 100 мм не рекомендуется.

9.2.2. Проверка сечений на соответствие выбранному аппарату защиты

Выбранное сечение проводника по условиям нагрева должно быть согласовано с аппаратом защиты этого проводника по условию:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_3 \cdot K_3}{K_{\text{прокл}}}, \quad (9.25)$$

где K_3 – коэффициент защиты или кратность защиты, т. е. отношение длительно допустимого тока для провода или кабеля к номинальному току или току уставки срабатывания защитного аппарата при перегрузке или КЗ. K_3 определяется по табл. 9.3, составленной на основе §§ 3.1.9-3.1.12 ПУЭ; I_3 – номинальный ток или ток уставки срабатывания защитного аппарата. Что конкретно принимается за I_3 , указано в первом столбце табл. 9.4.

Таблица 9.4

Выбор уставки срабатывания защитного аппарата

Тип защитного аппарата и значения принимаемого тока защиты I_z	Коэффициент защиты K_z или кратность длительно допустимого тока для сетей			
	При обязательной защите от перегрузки			
	Провода с резиновой изоляцией или аналогичные по тепловым характеристикам изоляции		Кабели с бумажной изоляцией	Не требующие защиты от перегрузок
Взрыво- и пожароопасные помещения	Не взрыво- и не пожароопасные помещения			
Номинальный ток плавкой вставки предохранителей $I_z = I_{нвст}$	1,25	1,0	1,0	0,33
Ток уставки срабатывания автоматического выключателя, имеющего только максимальный мгновенно действующий расцепитель $I_z = I_{уст}$ при $kз$	1,25	1,0	1,0	0,22
Номинальный ток расцепителя выключателя с нерегулируемой обратозависимой от тока характеристикой (независимо от наличия или отсутствия отсечки) $I_z = I_{нрасц}$	1,0	1,0	1,0	1,0
Ток трогания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратозависимой от тока характеристикой (при наличии отсечки) $I_z = I_{уст}$ при перегрузке	1,0	1,0	0,8	0,66

Из двух условий 9.22, 9.25 – выбирается сечение проводника, удовлетворяющее обоим условиям. Но в тех случаях, когда $I_{доп}$ по (9.24) не совпадает с данными таблиц допустимых токов, допускается применение проводника ближайшего меньшего сечения, но не менее, чем это требуется по условию 9.22.

Пример 9.4

Для схемы, показанной на рис. 9.3, выбрать магистральный шинопровод ШМА, радиальный шинопровод ШР1, ШР2, автоматический выключатель QF1, QF2. Магистральный шинопровод запитан от цехового трансформатора ТМЗ с номинальной мощностью $S_{ном}=1000$ кВ·А. Распределительные шинопроводы имеют нагрузки ШРА1 – $S_{р1}=230$ кВ·А, ШРА2 – $S_{р2}=505$ кВ·А соответственно. Радиальный шинопровод ШРА2 подключен в произвольной точке, разделяющей его на два плеча с длинами $l_1=22$ м и $l_2=15$ м.

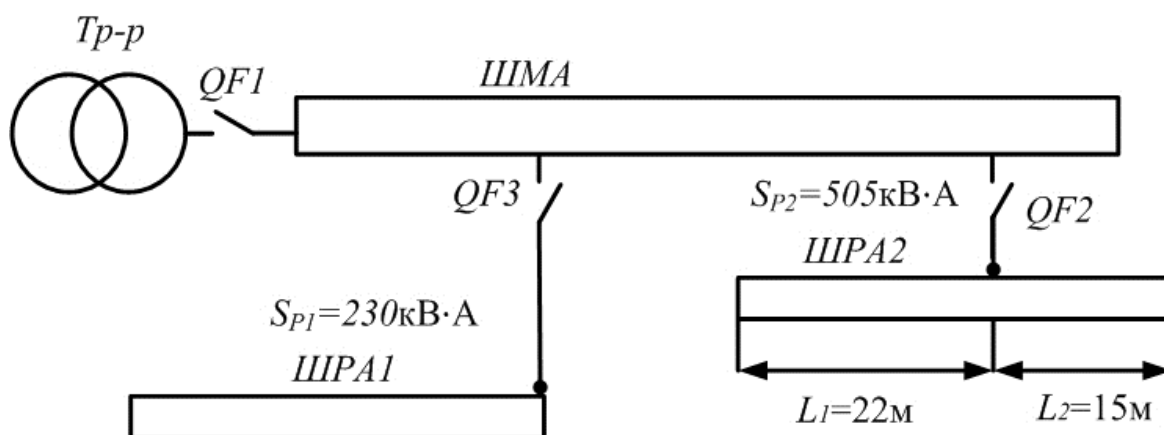


Рис. 9.3. Схема к примеру 9.3

Решение:

Магистральный шинопровод выбираем по номинальному току трансформатора из условия:

$$I_{номШМА} \geq I_{нтр} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1521 \text{ А}$$

Этому условию соответствует магистральный шинопровод ШМА4-1600 с номинальным током $I_{номШМА} = 1600$ А.

Выбираем по [31] автоматический выключатель типа ВА53-43, имеющий регулируемый полупроводниковый максимальный расцепитель с $I_{ном а} = 2000$ А. Принимаем ступень регулирования тока расцепителя равной $0,8 \cdot I_{ном а} = 0,8 \cdot 2000 = 1600$ А, что удовлетворяет условию (9.16).

Выбираем распределительный шинопровод ШР1 по условию 9.1:

$$I_{\text{ршра1}} \leq I_{\text{ном}}$$

$$I_{\text{ршра1}} = \frac{S_{\text{ршра1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 340 \text{ А}$$

Принимаем радиальный шинопровод типа ШРА4-400 с номинальным током $I_{\text{номШРА}} = 400 \text{ А}$.

Для выбора радиального шинопровода ШР2 вычисляем расчетную нагрузку на 1 м шинопровода по 9.2:

$$i_{\text{р.ш}} = \frac{S_{\text{р.ш}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot l_{\text{ш}}} = \frac{505}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot (15 + 22)} = 20,76, \text{ А/м}$$

Расчетный ток, по которому выбираем шинопровод по 9.3

$$I_{\text{р}} = i_{\text{р.ш}} \cdot l_{\text{р}} = 20,76 \cdot 22 = 456,75, \text{ А}$$

Принимаем шинопровод типа ШРА4-630 с номинальным током $I_{\text{номШРА}} = 630 \text{ А}$.

Для выбора защитного аппарата QF2 найдем расчетный ток шинопровода по формуле:

$$I_{\text{р.ш}} = \frac{S_{\text{р.ш}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{505}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 786 \text{ А}$$

Выбор номинального тока автоматического выключателя и номинального тока расцепителя производим по формулам 9.17,9.18.

$$I_{\text{ном. а}} \geq I_{\text{длит}}$$

$$I_{\text{ном. а}} \geq 786 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном. расц т}} \geq 786 \text{ А}$$

Примем автоматический выключатель типа ВА08– 0803 переменного тока с электронным расцепителем тока. Номинальный ток выключателя $I_{\text{ном.}}=800 \text{ А}$. Электронный расцепитель тока имеет регулируемую по току уставку. Выбираем номинальный тока расцепителя (регулируемый), I_{R} в зависимости от номинального тока выключателя по уставке к номинальному току. По справочным данным принимаем кратность номинального тока расцепителя, I_{R} к кратности $I_{\text{ном.а.}}$ равной единице. Тогда (регулируемый) ток расцепителя:

$$I_{\text{ном. расц R}} = I_{\text{ном. а}} \cdot 1 = 800 \text{ А} \geq 786 \text{ А}$$

Т.к. мы не знаем количество и мощность электроприемников, подключенных к шинопроводу, мы не можем найти пиковый ток шинопровода, но по справочным данным можно увидеть, что уставки срабатывания в зоне КЗ, для автоматического выключателя типа ВА08– 0803 находятся в широких пределах: $K_{\text{кз}} = 2; 3; 5; 6; 8; 9; 11; 12$, что гарантирует нам

возможность подобрать уставку срабатывания в зоне КЗ, при наличии точных данных о составе и мощности ЭП.

Пример 9.5

Для двигателя, данные которого приведены в примере 9.3, выбрать сечение питающей линии марки АВВГ, при условии, что линия проложена в лотке параллельно с двумя кабельными линиями. Температура окружающей среды $t=30^\circ$.

Решение:

Номинальный ток электродвигателя (пример 9.2):

$$I_{\text{н}} = \frac{P_{\text{н}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{\text{н}} \cos \varphi \eta} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,83 \cdot 0,91} = 70,49 \text{ А}$$

Пусковой ток для асинхронного двигателя $I_{\text{п}} = 352,44 \text{ А}$

По условию 9.22 выбираем допустимый ток линии:

$$I_{\text{доп}} \cdot K_{\text{п1}} \cdot K_{\text{п2}} \geq I_{\text{дл}}$$

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{дл}}}{K_{\text{п1}} \cdot K_{\text{п2}}} = \frac{70,49}{0,94 \cdot 1} = 75 \text{ А,}$$

где $K_{\text{п1}}, K_{\text{п2}}$ найдем по табл. 9.1 и 9.2. $K_{\text{п1}}=0,94$. – поправочный коэффициент, учитывающие фактическую температуру окружающей среды для кабеля с ПВХ изоляцией. По табл. 9.2 для одно- и многослойно проложенных линий при их числе до 4-х и отдельных ЭП, принимаем $K_{\text{п2}}=1$

Принимаем кабель АВВГ (3×35) с допустимым током $I_{\text{доп}}=90 \text{ А}$.

Находим сечение линии по условию согласования с аппаратами защиты:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{з}} \cdot K_{\text{з}}}{K_{\text{прокл}}} = \frac{80 \cdot 1}{0,94} = 85,1 \text{ А}$$

где в качестве $I_{\text{з}}$ по табл. 9.4 принят $I_{\text{ном. расц т}}$; за $K_{\text{з}}$ по табл. 9.4 принят 1 для условий обязательной защиты от перегрузки, не взрыво- и не пожароопасное помещение, кабельная линия с ПВХ изоляцией.

Кабель АВВГ (3×35) с допустимым током $I_{\text{доп}}=90 \text{ А}$. удовлетворяет обоим условиям. Принимаем его к исполнению.

Аналогично выбирают все линии и защитные аппараты в цеховой сети. Результаты можно представить в виде: рис. 9.4.; табл. 9.5.

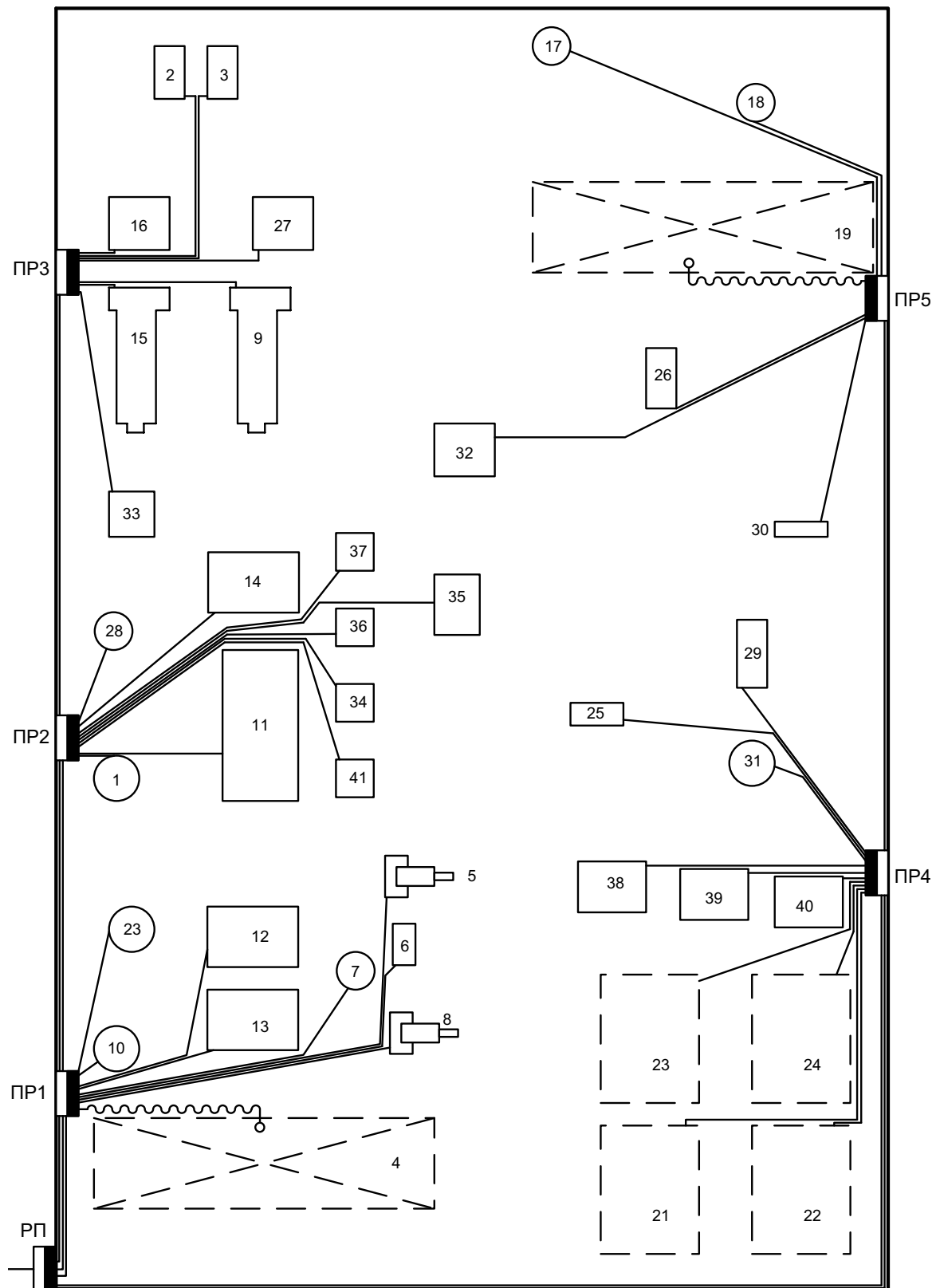


Рис. 9.4. Схема силовой сети цеха (образец)

Таблица 9.5

Пример выбора питающей сети (образец)

Наименование	Рн, кВт	cosφ	Ин,А	Кп	Ip,А	Защитная апп.	Ip.p	k	Ip.p.>1.5 Ip	Idоп	$I_{доп} \geq \frac{I_3 \cdot K_3}{K_{прокл}}$	Марка кабельной линии
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Круглошлифовальный станок	7	0,5	24,48	5	122,4	ВА 57-35	25	8	200>183,6	25	25	ABBГ (4*4)
Радиально-сверлильный станок	12	0,5	41,96	5	209,8	ВА 57-35	50	8	400>314,7	55	55	ABBГ (4*16)
Зубофрезерный станок	3	0,5	10,49	5	52,45	ВА 51-26	12,5	7	87,5>78,7	18	18	ABBГ (4*2,5)
Токарный станок	9	0,5	31,47	5	157,4	ВА 57-35	40	6	240>236	55	55	ABBГ (4*16)
Долбежный станок	7	0,5	24,48	5	122,4	ВА 57-35	25	8	200>183,6	25	25	ABBГ (4*4)
Токарный станок	4,2	0,5	14,69	5	73,43	ВА 57-35	16	8	128>110,2	18	18	ABBГ (4*2,5)
Молот №1	25	0,65	67,25	5	336,2	ВА 57-35	80	8	640>504,4	83	83	ABBГ (4*35)
Вибратор	20	0,8	43,71	5	218,6	ВА 57-35	50	8	400>327,8	55	55	ABBГ (4*16)

9.3. Расчет электрической сети по потере напряжения

Согласно ПУЭ для силовых сетей отклонение напряжения от номинального должно составлять не более $\pm 5\% U_n$. Для осветительных сетей промышленных предприятий и общественных зданий допускается отклонение напряжения от $+5$ до $-2,5\% U_n$, для сетей жилых зданий и наружного освещения $\pm 5\% U_n$.

Расчет цеховой сети по условиям допустимой потери напряжения и построение эпюры отклонения напряжения выполняется для цепочки линий от шин ГПП или ЦРП до зажимов одного наиболее удаленного от цеховой ТП или наиболее мощного ЭП для режимов максимальных и минимальных нагрузок (определяется из суточного графика нагрузок), а в случае двухтрансформаторной подстанции – и послеаварийного.

Потери напряжения в распределительных линиях определяются по формулам:

- при питании одиночного ЭП:

$$\Delta U_{\text{пл}} = \frac{P \cdot r_0 \cdot l + Q \cdot x_0 \cdot l}{10 \cdot U_n^2}, \%, \quad (9.26)$$

- для магистрали:

$$\Delta U\% = \frac{100}{U_n^2} \cdot \sum_{i=1}^n (r_0 \sum P_i \cdot l_i + x_0 \sum Q_i \cdot l_i) \quad (9.27)$$

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_{\text{ном}}} \left(\sum_{i=1}^{i=n} I'_i R_i \cos \varphi'_i + \sum_{i=1}^{i=n} I'_i X_i \sin \varphi'_i \right), \quad (9.28)$$

где R – активное сопротивление соответствующих участков сети, X – индуктивное сопротивление соответствующих участков сети, I' – линейный ток соответствующих участков линии, $\cos \varphi'$ – коэффициент мощности соответствующих участков линии, l – соответствующие длины участков сети, P_i, Q_i – активная и реактивная мощность на соответствующих участках магистрали.

- потери напряжения в питающей линии по (9.26) или:

$$\Delta U_{\text{пл}} = \frac{\sqrt{3} I_p l \cdot 100}{U_n^2} (r_0 \cos \varphi_{\text{ср}} + x_0 \sin \varphi_{\text{ср}}), \%, \quad (9.29)$$

где I_p – расчетный ток линии, А; I_{pi} – расчетный ток i -ой нагрузки магистральной линии, А; r_0, x_0 – соответственно удельные активное и индуктивное сопротивления линий, Ом/км; l – длина линии, км; l_i – длина линии до точки подключения i -ой нагрузки к магистрали, км; $\cos \varphi_{\text{ср}}$ – средневзвешенный коэффициент мощности группы электроприемников.

P_i, Q_i – соответственно расчетная активная и реактивная нагрузки участка линии.

Если ЭП, запитанные от одного РП или ШРА, имеют одинаковую мощность, то проверку сечений по потере напряжения следует проводить для наиболее удаленного электроприемника.

Активное сопротивление проводов и кабелей определяется по справочной литературе или из выражения:

$$r_o = \frac{1000}{\gamma \cdot s} [\text{Ом/км}], \quad (9.30)$$

где γ [м/Ом·мм²] – удельная проводимость (для алюминия $\gamma = 32$, для меди $\gamma = 53$); s – сечение фазы проводника [мм²].

В расчетной цепочке ГПП (ЦРП) – удаленный ЭП имеется цеховая ТП, поэтому нужно выполнить расчет падения напряжения в трансформаторе ΔU_T , в % U_n , а именно:

$$\Delta U_T = \beta_T \cdot (U_a \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2)^2, \quad (9.31)$$

где β_T – отношение фактической нагрузки одного трансформатора к его номинальной мощности в рассматриваемом режиме работы; U_a, U_p – активная и реактивная составляющие напряжения КЗ, $U_k \%$, равные

$$U_a \% = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{нт}} \cdot 100, \quad U_p \% = \sqrt{(U_k \%)^2 - (U_a \%)^2} \quad (9.32)$$

где $\cos \varphi_2$ и $\sin \varphi_2$ – коэффициенты мощности по нагрузке трансформатора (с учетом установки компенсирующих устройств); $\Delta P_{кз}$ – потери КЗ в трансформаторе, кВт.

Отклонение напряжения (от U_n) в любой точке сети рассчитывается по выражению:

$$V = V_{цп} \% + \delta U_T \% - \sum \Delta U \%, \quad (9.33)$$

где $V_{цп}$ – отклонение напряжения в центре питания, которое равно +5 % U_n в режиме максимальных нагрузок и U_n в режиме минимальных нагрузок сети; δU_T – «добавка», создаваемая цеховым трансформатором (табл. 9.4); ΔU – сумма потерь напряжения до какой-либо точки сети, начиная с центра питания (ГПП).

Под «добавкой» напряжения трансформатора понимается отклонение U от U_n для вторичной обмотки трансформатора, когда в первичной обмотке соответствующее ответвление.

Значение «добавки» регулируется изменениями числа витков первичной обмотки трансформатора, т. е. изменением коэффициента трансформации, по выражению:

$$U_2 = \frac{U_1 \cdot W_2}{W_1}. \quad (9.34)$$

Для этого у цеховых трансформаторов имеется от 3 до 5 ответвлений, которые переключаются в случае необходимости при отключенном трансформаторе. Значения δU_T , в зависимости от ответвления, принимаются по табл.9.4

Выбрать необходимую величину «добавки» можно из соотношения:

$$\delta U_T = V_{\text{тдоп}} + (\Delta U_{\text{цп-т}} + \Delta U_T) - V_{\text{цп}}, \quad (9.35)$$

где $U_{\text{цп-тп}}$ – потери напряжения на участке от ЦП до ТП; ΔU_T – потери напряжения в трансформаторе; $V_{\text{цп}}$ – отклонение напряжения в ЦП; $V_{\text{тдоп}}$ – допустимое отклонение напряжения цехового трансформатора, которое определяется из выражения:

$$V_{\text{тдоп}} = V_{\text{близ эп}} + \Delta U_{\text{тп-близ эп}}, \quad (9.36)$$

где $V_{\text{близ эп}}$ – верхний предел допустимых отклонений напряжения у ближайшего к ТП ЭП; $\Delta U_{\text{тп-близ эп}}$ – потери напряжения от ТП до ближайшего к ТП ЭП.

Таблица 9.4.

«Добавка» создаваемая цеховым трансформатором

Ответвления	- приближенно	- точно
+5	0	0,25
+2,5	2,5	
0	5,0	5,25
-2,5	7,5	
-5,0	10	10,8

Все расчеты по определению отклонений напряжения на каждом участке цепочки: ЦП – удаленный (мощный) ЭП для всех (двух, трех) режимов работы сети, сводятся в таблицу (см. табл. 4.3), по которой строятся эпюры отклонений напряжения для указанной цепочки. Если при этом окажется, что $\Delta U \%$ у удаленного ЭП больше допустимого, нужно увеличить сечение проводников.

Пример 9.6

Произвести расчет питающей и распределительной сети по условию допустимой потери напряжения и построить эпюры отклонения напряжения для цепи питания наиболее удаленного электроприемника от источника питания, для максимального и минимального режима работы потребителей. Исходные данные для расчета и схема питания при-

Коэффициенты мощности для вторичной нагрузки цехового трансформатора определяем по выражению:

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_2}{\sqrt{(P_2)^2 + (Q_2)^2}} = \frac{728,7}{\sqrt{(728,7)^2 + (723,3)^2}} = 0,71$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{Q_2}{\sqrt{(P_2)^2 + (Q_2)^2}} = \frac{723,3}{\sqrt{(728,7)^2 + (723,3)^2}} = 0,70$$

β_T – отношение фактической нагрузки одного трансформатора к его номинальной мощности в рассматриваемом режиме работы:

$$\beta_T = \frac{\sqrt{(P_2)^2 + (Q_2)^2}}{S_{н.тр}} = \frac{\sqrt{(728,7)^2 + (723,3)^2}}{1600} = 0,64$$

Определяем потери напряжения на цеховом трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta U_T &= \beta_T \cdot (U_a \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2)^2 = \\ &= 0,64 \cdot (1,03 \cdot 0,71 + 5,9 \cdot 0,7) + \frac{0,64^2}{200} \cdot (1,03 \cdot 0,7 - 5,9 \cdot 0,71)^2 = 2,6\%, \end{aligned}$$

С учетом потерь в обмотке ВН напряжение ВН будет равно:

$$U_{BH} = 10477 - 2,6 \cdot \frac{10500}{100} = 10204\text{В}$$

Напряжение на низкой стороне с учетом потерь будет составлять

$$\Delta U_3 = 400 \cdot \frac{10208,7}{10500} = 388,9\text{В}$$

Участок 3-4

Рассчитаем активное и реактивное сопротивления шинпровода ШМА:

$$R_{34} = r_{02} \cdot l_2 = 0,017 \cdot 0,02 = 0,00034\text{Ом.}$$

$$X_{34} = x_{02} \cdot l_2 = 0,008 \cdot 0,02 = 0,00016\text{Ом}$$

Т.к. ПР это первое ответвление от магистрального шинпровода, то потери на ШМА рассматриваем только на первом участке до ПР. Если бы по схеме соединения до ПР были бы другие ответвления, то потери на ШМА состояли бы из потерь других участков и расчет производили бы по формуле 9.27, 9.28. В нашем случае считаем по формуле 9.26.:

$$\Delta U_{34} = \frac{P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}}{10 \cdot U_n^2} = \frac{680 \cdot 0,00034 + 612,8 \cdot 0,00016}{10 \cdot 0,3889^2} = 0,218\%$$

Потери напряжения на данном участке в вольтах составляют:

$$\Delta U_{34} = 0,218 \cdot \frac{388,9}{100} = 0,847\text{В}$$

Тогда напряжение в конце данного участка составляет:

$$U_4 = 388,9 - 0,847 = 388,05\text{В};$$

Участок 4-5

Рассчитаем активное и реактивное сопротивления кабеля АНРГ (3×120+1×70):

$$R_{45} = r_{03} \cdot l_3 = 0,261 \cdot 0,037 = 0,009657\text{Ом}.$$

$$X_{45} = x_{03} \cdot l_3 = 0,008 \cdot 0,037 = 0,000296\text{Ом},$$

Определяем потери напряжения на данном участке:

$$\Delta U_{45} = \frac{P_{45} \cdot R_{45} + Q_{45} \cdot X_{45}}{10 \cdot U_{\text{н}}^2} = \frac{105 \cdot 0,009657 + 53,84 \cdot 0,000296}{10 \cdot 0,388^2} = 0,684\%$$

Потери напряжения на данном участке в вольтах составляет

$$\Delta U_{45} = 0,684 \cdot \frac{388}{100} = 2,65\text{В}$$

Напряжение в конце данного участка составит:

$$U_5 = 388 - 2,65 = 385,35\text{В};$$

Аналогично рассчитываем участок 5-6:

Потери напряжения на данном участке: $\Delta U_{56} = 0,049\%$;

Потери напряжения в вольтах: $\Delta U_{56} = 0,189\text{В}$;

Напряжение в конце данного участка: $U_6 = 385,19\text{В}$

Расчет минимального режима:

Для определения потоков мощностей минимального режима необходимо воспользоваться характерным суточным графиком электрических нагрузок электромеханического завода [17], в соответствии с которым минимальная активная мощность $P_{\text{min}} = 0,4 \cdot P_{\text{max}}$, а минимальная реактивная мощность $Q_{\text{min}} = 0,65 \cdot Q_{\text{max}}$. После этого расчет повторяется по принципу расчета максимального режима, но при уменьшенной передаваемой мощности.

Участок 1-2

Активное и реактивное сопротивления кабельной линии остается преж-

ним: $R_{12} = r_{01} \cdot l_1 = 0,32 \cdot 0,65 = 0,208\text{Ом}.$

$$X_{12} = x_{01} \cdot l_1 = 0,083 \cdot 0,65 = 0,125\text{Ом}$$

Определяем потери напряжения на данном участке:

$$\Delta U_{12} = \frac{P \cdot R_{12} + Q \cdot X_{12}}{10 \cdot U_{\text{н}}^2} = \frac{728,7 \cdot 0,4 \cdot 0,208 + 723,3 \cdot 0,65 \cdot 0,125}{10 \cdot 10,5^2} = 0,108\%$$

Определим потери напряжения в вольтах:

$$\Delta U_{12} = 0,108 \cdot \frac{10500}{100} = 11,37\text{В}$$

Тогда напряжение в конце данного участка составляет:

$$U_2 = 10500 - 11,37 = 10488,62\text{В}$$

По аналогии рассчитываем другие участки. Результаты расчета сводим в таблицу 9.5.

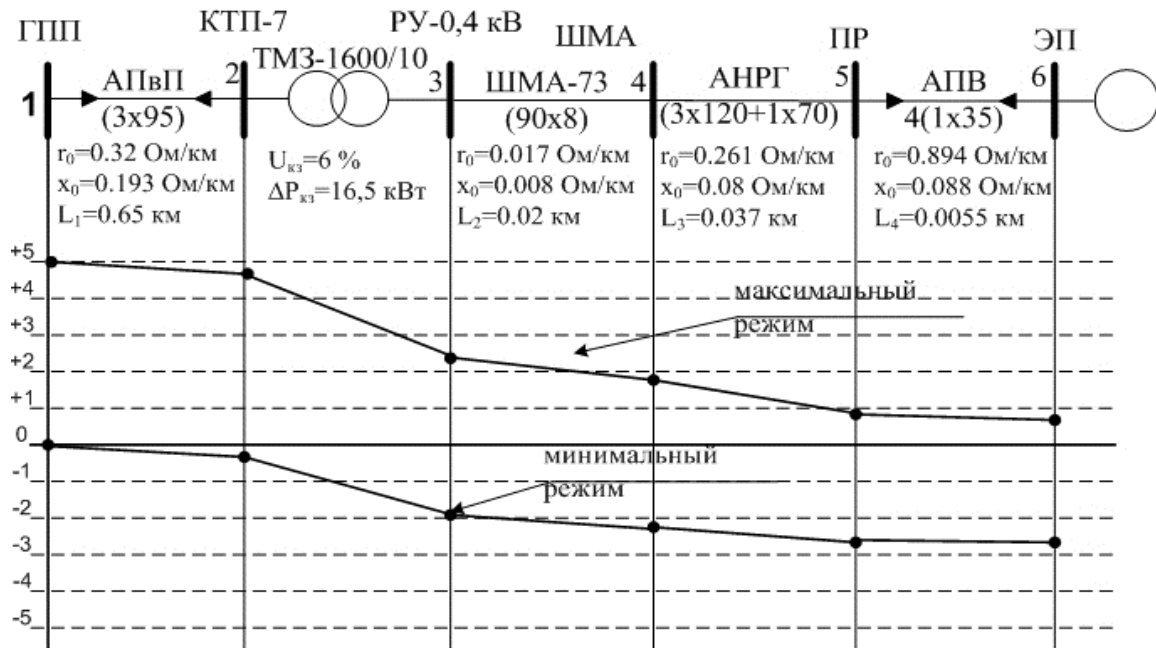


Рис. 9.7. Эюра отклонений напряжения к примеру 9.7

Таблица 9.5.

Результаты расчета к примеру 9.7

Обозначение участка	1 – 2	2 – 3	3 – 4	4 – 5	5 – 6
Марка кабеля сечение, мм ² ; длина, км	АПВП (3x95) 0,65	ТМЗ – 1600/10	ШМА-73 (90x8) 0,02	АНРГ(2x120+1 x70) 0,037	АПВ 4(1x35) 0,0055
Сопротивление активное, Ом/км реактивное, Ом/км	0,32 0,083	$S_{ном} = 1600$ кВА $U_k = 6$ % $\Delta P_{кз} = 16,5$ кВт	0,017 0,008	0,261 0,008	0,894 0,088
Нагрузки P+jQ максимальный минимальный режимы	728,7 +j723,3 291,48+j470,15	728,7 +j723,3 291,48+j470,15	680+j615,8 272+j400,27	105+j53,84 42+j35	11,9+j11,3 4,76+j7,35
Потери % напряжения максимальный минимальный режимы	0,219 0,108	2,6 1,92	0,618 0,102	0,684 0,272	0,189 0,02

9.4. Построение карты селективности действия аппаратов защиты

Карта селективности действия аппаратов защиты строится в логарифмической системе координат и служит для проверки правильности выбора аппаратов защиты. На карту селективности наносятся:

- 1) номинальный и пусковой ток электроприёмника;
- 2) расчётный и пиковый ток силового распределительного шкафа;
- 3) расчётный и пиковый ток подстанции;
- 4) защитные характеристики защитных аппаратов (автоматических выключателей);
- 5) значения токов КЗ в сети 0,4 кВ.

6) Перед построением карты селективности строят цепочку защит, начиная с вводного автомата на ТП до какого-либо ЭП, чаще до наиболее удаленного и мощного. На цепочке указываются все необходимые данные о токах на каждом ее участке в нормальном режиме и при КЗ, данные аппаратов защиты в этой цепочке и уставки их срабатывания. Технические данные и защитные характеристики некоторых автоматических выключателей приведены в приложении П.10 и в [31,32].

Подбор защитных характеристик по карте селективности может привести к необходимости увеличения токов плавких вставок и уставок автоматов на высших ступенях для соблюдения селективности

В сетях напряжением до 1 кВ, как и в сетях выше 1 кВ, необходимо обеспечить селективность действия защиты. Число ступеней защиты должно быть не более трех-четырёх: ответвления к ЭП, распределительному шкафу или шинопроводу и магистраль от трансформатора. Например, как показано на рис. 9.8, при повреждении одного из ЭД должен сработать его предохранитель П, отключив только поврежденный ЭП, при повреждении на линии ШР-5 должен сработать автоматический выключатель ВА74-40, а не ВА53-43 и не ВА74-45.

Селективность в работе предохранителей будет обеспечена, если $I_{нвст}$ по направлению потока энергии различаются не менее, чем на две ступени. Селективность в работе автоматических выключателей будет обеспечена при правильном выборе токов расцепителей, и отстройкой по времени у каждой последующей ступени. (см. рис.9.9). Время отключения автоматических выключателей увеличивается с увеличением уровня системы электроснабжения.

Пример 9.7:

Построить карту селективности для участка цеховой сети от вводного автомата на подстанции ТП до самого мощного электроприемника рис. 9.8. Данные для построения карты селективности представлены в табл. 9.6 и 9.7.

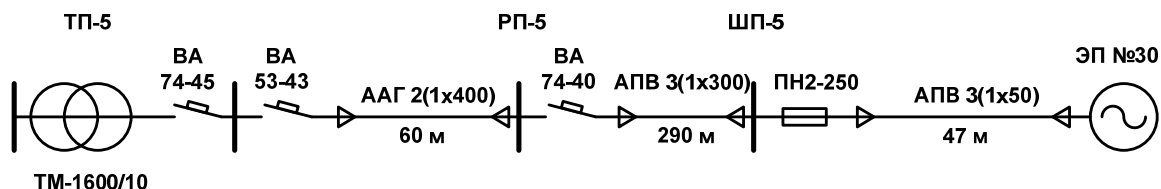


Рис. 9.8. Схема для построения селективности участка к примеру 9.7

Таблица 9.6

Данные для построения карты селективности

	ЭП	ШР-5	РП-5	ТП-5	I _{кз} в соотв. точках, кА			
					1	2	3	4
I _р , А	–	420,3	1486	2430,9	13, 2	4,7	2,1	1,5
I _{пик} , А	–	977,4	2441	3385				
I _{ном} , А	114	–	–	–				
I _{пуск} , А	570	–	–	–				

Таблица 9.7

Данные для построения карты селективности

Наименование аппарата защиты	Ном. ток расц. или пл. вст., А	Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ, А
ВА74-45(ТП)	2500	5000
ВА53-43(РП)	1600	3200
ВА74-40(ШР)	500	1500
ПН2-250(ЭП)	250	-

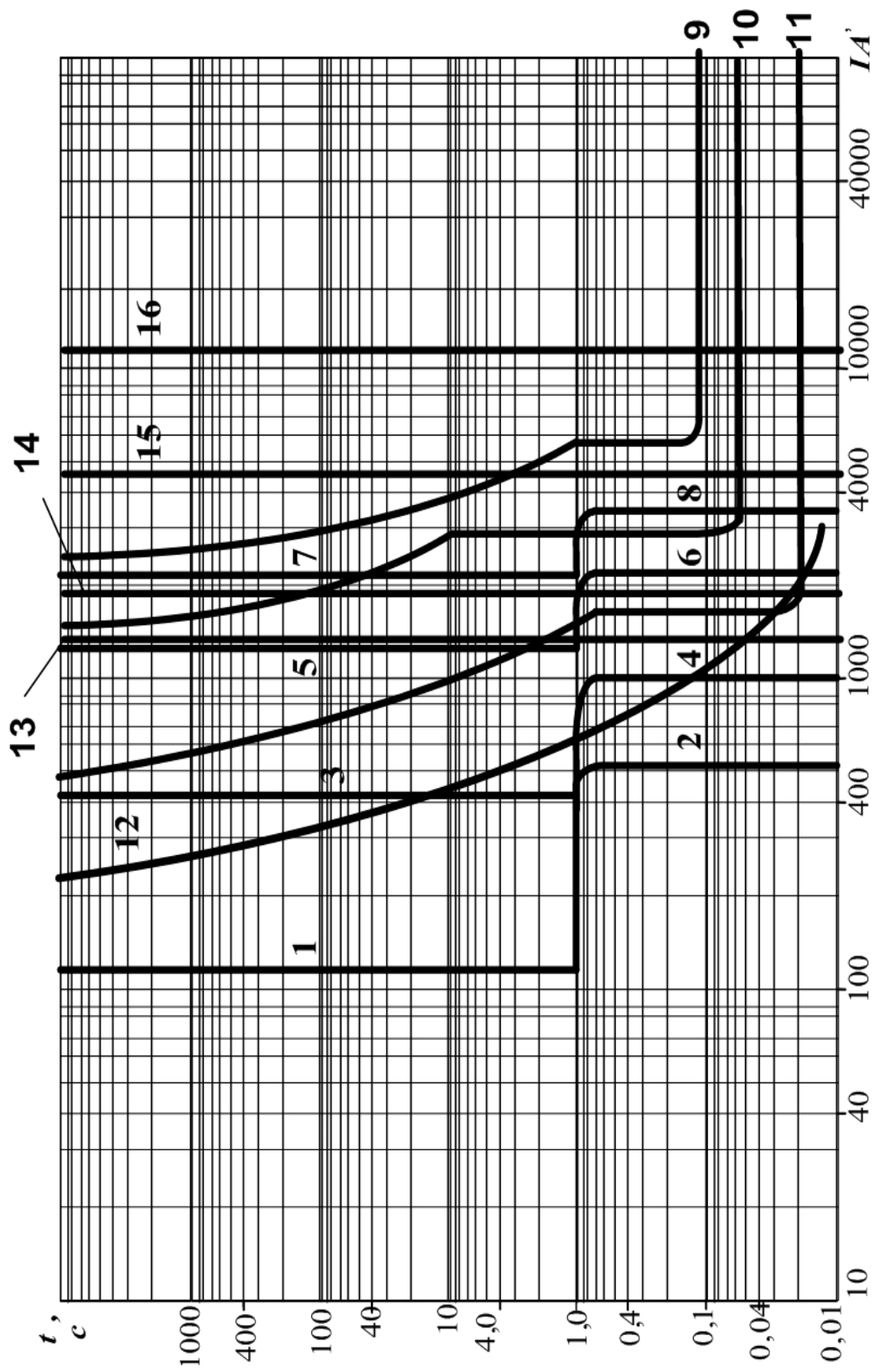


Рис. 9.9. Карта селективности действия аппаратов защиты к примеру 9.7

Обозначения на карте селективности:

- 1 – номинальный ток ЭП;
- 2 – пусковой ток ЭП;
- 3 – расчётный ток силового ШР-5;
- 4 – пиковый ток силового ШР-5;
- 5 – расчетный ток РП-5;
- 6 – пиковый ток РП-5;
- 7 – расчетный ток ТП-5;
- 8 – пиковый ток ТП-5;
- 9 – защитная характеристика автоматического выключателя ВА74-45;
- 10 – защитная характеристика автоматического выключателя ВА53-43;
- 11 – защитная характеристика автоматического выключателя ВА74-40;
- 12 – защитная характеристика предохранителя ПН2-250;
- 13, 14, 15, 16 – значения токов КЗ в точках К₄, К₃, К₂ и К₁ соответственно.

Вопросы для самопроверки

1. По каким условиям выбирается сечение линии в сетях ниже 1000 В?
2. Поясните сущность выбора сечения проводника по условиям нагрева и согласования выбранного сечения проводника с аппаратами защиты.
3. Выбор аппаратов защиты в сетях до 1 кВ.
4. Порядок построения эпюры отклонения напряжения для цепочки линий от ГПП или ЦРП до самого удаленного и мощность электроприемника.
5. Поясните порядок построения карты селективности и для чего она строится.
6. Как по карте селективности проверить выполнение условия селективности действия аппаратов защиты?
7. Способы уменьшения потерь напряжения.
8. Как определить потери напряжения в основных элементах системы электроснабжения?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений / Б.И. Кудрин. – 2-е изд. – М. : Интермет Инжиниринг, 200. – 672 с. ил.
2. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин – М. : Энергоатомиздат, 1984.
3. Федоров А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий: учебник для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. / А.А. Федоров, В.В. Каменева. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472с., ил.
4. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд. (отд. выпуска 7-го изд.). – М.: Главгосэнергонадзор России, 1998. – 608 с.
5. Федоров А.А. Электроснабжение промышленных предприятий: учеб. пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
6. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
7. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Электрооборудование и автоматизация / А.А. Федоров, Г.В. Сербиновский. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 624с., ил.
8. Б.Д. Жохов. Анализ причин превышения расчетных нагрузок и возможной их коррекции. К.: промышленная энергетика – № 7 – 1989 г – С. 17–21.
9. Указания по расчету электрических нагрузок (РТМ 36.18.32.4-92) // Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. 1992. № 7–8. С. 4–27. (ВНИПИ Тяжпромэлектропроект).
10. Пособие к РТМ 36.18.32.4 – 92, 2-я редакция. Разработка ВНИПИ ТПЭП, 1993г.
11. НТП ЭПП–94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий (взамен СН 174-75).
12. Мукосеев Ю.Я. Электроснабжение промышленных / Ю.Я. Мукосеев. – М.: Энергия, 1973.
13. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учеб. для сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Корнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.

14. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учеб. / Б.Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. – 363 с.
15. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию / под ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат. – Т. 1, 1986, – Т. 2, 1987.
16. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / ред. Б.Н. Неклепаев. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.
17. Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: учеб. пособие / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 2006. – 248 с.
18. Герасимов А.И. Проектирование электроснабжения цехов предприятий цветной металлургии: учеб. пособие / А.И. Герасимов. – 2-е изд., перераб. и доп.; ГАЦМиЗ. – Красноярск, 2003. – 208 с.
19. Мельников М.А. Внутрицеховое электроснабжение: учебное пособие / М.А. Мельников. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. – 167с.
20. Мельников М.А. Внутризаводское электроснабжение: учеб. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 160 с.
21. Федоров А.А. Методические указания по курсовому проектированию. Внутризаводское электроснабжение / А.А. Федоров, А.Г. Никольченко – М.: МЭИ, 1976. – 120 с.
22. ГОСТ 14209-97.
23. Руководящие указания по учету потерь на корону и помех от короны при выборе проводов воздушных линий электропередачи переменного тока 330–750 кВ и постоянного тока 800–1500 кВ – М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1975.
24. Кабышев А.В. Электроснабжение объектов. Ч. 2. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000 В: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009 – 168с.
25. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий / под ред. А.А. Федорова, Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 574 с.
26. Найфелд М.Р. Заземление, защитные меры электробезопасности. – М.: Высш. шк., 1980. – 424 с.
27. Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учеб. / Б.Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. – 363 с.
28. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.: ил.

29. Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий: СН 357-77. – М.: Стройиздат, 1977. – 96 с.
30. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова, М.Г. Зименкова, А.Г. Смирнова. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 464 с.
31. Низковольтные автоматические выключатели: учебное пособие / А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 346 с.
32. Кабышев А.В. Электроснабжение объектов. Часть 3. Защита в электроустановках до 1000 В: учебное пособие / А.В. Кабышев. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 215 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Комплектные шинопроводы

Таблица П.1.1

Технические данные магистральных шинопроводов переменного тока

Шинопровод					
Показатель	ШМА 4-1250	ШМА 4-1600	ШМА 5-2500	ШМА 4-3200	ШМА 4-4000
Номинальный ток, А,	1250	1600	2500	3200	4000
Амплитудное значение тока короткого замыкания, кА:					
	70	90	120	140	100
Сопротивление фазы (среднее) при номинальном токе и установившемся режиме, Ом/км:					
активное	0,33	0,030	0,017	0,015	0,011
индуктивное	0,18	0,014	0,008	0,005	0,009
полное	0,038	0,033	0,019	0,016	0,014
Полное сопротивление петли фаза-ноль (наибольшее значение), Ом/км	0,112	0,095	0,092	0,083	0,046
Потеря напряжения на длине 100 м при номинальном токе и нагрузке, сосредоточенной в конце линии					
(cosφ = 0,8), В	8,1	9,1	8,2	8,3	10,2
Количество и размеры сечения шин, мм:					
на фазу	1(8 × 140)	1 (8 × 160)	2 (8 × 140)	2 (8 × 160)	2(12 × 160)
Максимально допустимое расстояние между точками крепления, м	6				

Комплектные магистральные и распределительные шинопроводы применяются только для внутренней электропроводки. При необходимости выхода шинопровода за пределы помещения, а также на сложных трассах, в местах пересечения с инженерными сооружениями удобнее заменять секции магистрального шинопровода кабельными вставками марки АВВ на большие токи.

Магистральные шинопроводы ШМА 4 предназначены для магистральных четырехпроводных электрических сетей в системе с глухозаземленной нейтралью, служат для питания распределительных шинопроводов и пунктов, отдельных крупных электроприемников

Магистральные шинопроводы ШМА 5 переменного тока, пятипроводные предназначены для работы внутри производственных помещений в электрических сетях трехфазного тока частотой 50 и 60 Гц, на напряжение до 1000В (номинальное напряжение применяемых коммутационных аппаратов должно соответствовать номинальному напряжению шинопровода) с нулевым рабочим (N) и нулевым защитным (PE) проводниками Основные технические данные шинопроводов приведены в табл. П.1.2

Таблица П. 1. 2

Технические данные шинопроводов магистральных пятипроводных ШМА5

Шинопровод				
Показатель	ШМА 5-1250	ШМА 5-1600	ШМА 5-2500	ШМА 5-3200
Номинальный ток, А,	1250	1600	2500	3200
Амплитудное значение тока короткого замыкания, кА:				
- присоединительные секции	70	100	140	140
- прямые секции	50	70	100	100
Сопротивление фазы (среднее) при номинальном токе и установившемся режиме, Ом/км:				
активное	0,33	0,030	0,017	0,015
индуктивное	0,18	0,014	0,008	0,005
полное	0,038	0,033	0,019	0,016
Полное сопротивление петли фаза-ноль (наибольшее значение), Ом/км	0,112	0,095	0,092	0,083
Потеря напряжения на длине 100 м при номинальном токе и нагрузке, сосредоточенной в конце линии				
($\cos\phi=0,8$), В	8,1	9,1	8,2	8,3
Количество и размеры сечения шин, мм:				
на фазу	1(8 x 140)	1 (8 x 160)	2 (8 x 140)	2 (8 x 160)
на нулевой N проводник	1 (4 x 140)	1 (4 x 160)	2 (4 x 140)	2 (4 x 160)
Максимально допустимое расстояние между точками крепления, м	6			

Шинопроводы ШМА5 допускают применение в пожароопасных зонах П-I (при применении шинопровода в пожароопасных зонах класса П-I максимально допустимый ток составляет 65% номинального), П-Па

и не предназначены для эксплуатации в химически активных средах и взрывоопасных зонах.

Распределительные шинопроводы ШРА (с алюминиевыми жилами) и ШРМ (с медными шинами) предназначены для передачи и распределения электроэнергии напряжением 380/220 В при возможности непосредственного присоединения к ним электроприемников в системах с глухозаземленной нейтралью.

Номинальный ток ШРА – 250, 400, 630 А; ШРМ – 100, 250 А. Сопротивление петли фаза-нуль (полное) 0,29-0,55 Ом/км. Линейная потеря напряжения на длине 100 м при равномерно распределенной нагрузке и $\cos\varphi = 0,8$ лежит в пределах 7,5–8,5 В. Степень защиты по ГОСТ 14254–96-IP32. Материал шин шинопровода климатического исполнения: УЗ – алюминий, плакированный медью АПМ-2, ТЗ – медь ШМТ. Распределительные шинопроводы крепят так же, как и магистральные: на стойках, кронштейнах, подвесах. Технические данные шинопроводов ШРА и ШРМ даны в таблице П.2.1.

Таблица П. 1. 3

Технические данные распределительных шинопроводов переменного тока

Показатели	Тип шинопровода						
	ШРА-73			ШРМ-75			ШРА-74
Номинальный ток, А	250	400	630	100	250	400	630
Номинальное напряжение, В	380/220	380/220	380/220	380/220	380/220	380/220	380/220
Электродинамическая стойкость ударному току КЗ, кА	15	25	35	10	15	–	–
Сопротивление на фазу, Ом/км:							
активное	0,20	0,13	0,085	–	0,15	0,15	0,14
реактивное	0,10	0,10	0,075	–	0,20	0,20	0,10
Линейная потеря напряжения, В, на длине 100м при $\cos\varphi=0.8$	–	11.5	12.5	–	9.5	–	–
Размеры шин на фазу, мм	35×5	50×5	80×5	–	35×5	50×5	80×5

Примечание. Шинопровод ШРА-73 заменен на ШРА-4 на напряжение 660В.

Шинопровод трехфазный с нулевым рабочим (N) и защитным проводником РЕ (шина + корпус) и ответвлениями для питания токоприемников током от 16 до 400 А, предназначен для работы внутри производственных помещений в электрических сетях трехфазного тока частотой 50 и 60 Гц, на напряжение до 1000 В с глухозаземленной нейтралью. Основные технические данные приведены в таблице П. 2.2. Шинопровод предназначен для распределения электроэнергии, как при горизонтальной, так и при вертикальной прокладке. Высота вертикальной прокладки шинопровода не ограничивается. Шинопровод допускает применение в пожароопасных зонах классов П-I, П-II и П-Па, а также в помещениях с пыльной средой при условии выполнения требований транспортировки, хранения и монтажа. Шинопровод не предназначен для эксплуатации в химически активных средах и во взрывоопасных зонах. Вид климатического исполнения УЗ по ГОСТ 15150.

Таблица П. 1. 4

Технические данные распределительных шинопроводов пятипроводных ШМА5

Показатель	Шинопровод				
	ШМА5 - 250	ШМА5 - 400	ШМА5 - 630		
Габаритные размеры, мм	147x85	147x95	147x135		
Расчетный ток, А	250	400	630		
Класс напряжения	1000				
Амплитудное значение тока короткого замыкания, кА	30	52	84		
Действующее значение тока короткого замыкания, кА	15	25	40		
Материал проводника	AL	AL	AL		
Сечение фазы, мм ²	180	300	540		
Сечение нейтрали, мм ²	180	300	540		
Индуктивное сопротивление при 50Гц, мОм/м	0,095	0,074	0,052		
Активное сопротивление при 20 ⁰ С, мОм/м	0,174	0,104	0,058		
Полное сопротивление при 20 ⁰ С, мОм/м	0,198	0,128	0,078		
Активное сопротивление при макс тепловом режиме, Ом/м	0,205	0,120	0,068		
Полное сопротивление при макс тепловом режиме, мОм/м	0,226	0,144	0,086		
Падение напряжения при симметричной нагрузке сосредоточенной в конце линии	cosφ=0,7	мU/A/м	0,367	0,241	0,147
	cosφ=0,8	мU/A/м	0,383	0,248	0,149
	cosφ=0,9	мU/A/м	0,392	0,248	0,146
	cosφ=1,0	мU/A/м	0,356	0,213	0,119

Примечание: В ответвительные коробки по умолчанию устанавливаются автоматические выключатели с ручным приводом ВА88 - 32÷37. По согласованию с заказчиком возможна установка автоматических выключателей других фирм: ABB, Schneider, Legrand, и др.

П Р И Л О Ж Е Н И Е 2

Значения коэффициентов использования

Таблица П.2.1

Коэффициенты использования и мощности некоторых механизмов и аппаратов промышленных предприятий

Механизмы и аппараты	K_u	$\cos\varphi$
Металлорежущие станки мелкосерийного производства с нормальным режимом работы: мелкие токарные, строгальные, долбежные, фрезерные, сверлильные, карусельные, точильные, ножницы листовые, сортовые, фасонные, скрапные, арматурные.	0,12÷0,14	0,4÷0,5
То же, при крупносерийном производстве	0,16	0,5
То же, при тяжелом режиме работы: штамповочные прессы, автоматы, револьверные, обдирочные, зубофрезерные, а также крупные токарные, строгальные, фрезерные, карусельные и расточные станки	0,17	0,65
То же, с особо тяжелым режимом работы: приводы молотов, ковочных ; машин, ; волочильных станков, очистных барабанов, бегунов и др.	0,2÷0,24	0,65
Шлифовальные станки шарикоподшипниковых заводов	0,2÷0,35	0,65
Автоматические поточные линии обработки металлов	0,5÷0,6	0,7
Механические цехи, многошпиндельные автоматы для изготовления деталей из прутков	0,2	0,5÷0,6
Вентиляторы, эксгаустеры, санитарно-гигиеническая вентиляция	0,6÷0,8	0,8
Насосы, компрессоры, двигатель-генераторы	0,7	0,85
<u>Подъемно-транспортные механизмы</u>		
Элеваторы, транспортеры, шнеки, конвейеры несблокированные	0,4	0,75
То же заблокированные	0,55	0,75
Краны, тельферы при ПВ=25%	0,05	0,5
То же при ПВ=40%	0,1	0,5

<u>Сварочное оборудование</u>		
Сварочные трансформаторы для ручной дуговой сварки и резки металлов	0,3	0,35÷0,5
Сварочные машины шовные	0,25÷0,35	0,7
То же стыковые и точечные	0,25÷0,35	0,6
Сварочные трансформаторы для автоматической и полуавтоматической дуговой сварки	0,35	0,5
<u>Электрические печи</u>		
Печи сопротивления с непрерывной (автоматической) загрузкой, сушильные шкафы	0,7÷0,8	0,95
То же с периодической загрузкой	0,5	0,85
Печи сопротивления с неавтоматической загрузкой изделий	0,5	0,95
Мелкие нагревательные приборы	0,6	1,0
Индукционные печи низкой частоты	0,7	0,95
Двигатель-генераторы индукционных печей высокой частоты	0,7	0,8
Тиристорные преобразователи установок ТБЧ	0,7	0,65
Дуговые сталеплавильные печи емкостью от 3 до 10 т с автоматическим регулированием электродов для качественных сталей с механизированной загрузкой	0,75	0,9
Для фасонного литья с механизированной загрузкой	0,65	0,9
Дуговые сталеплавильные печи емкостью от 0,5 до 1,5 т для фасонного литья (в подсобных цехах с автоматическим регулированием электродов)	0,5	0,8
Вспомогательные механизмы дуговых печей и печей сопротивления	0,12	0,65

<u>Насосы, вентиляторы, компрессоры</u>		
Насосы, компрессоры, двигатель-генераторы	0,7	0,8÷0,85
Вентиляторы, эксгаустеры, вентиляционное оборудование	0,65	0,8
Насосы, компрессоры с синхронными электродвигателями	0,7	0,9
Поточные линии, станки с ЧПУ	0,6	0,7
Переносный электроинструмент	0,06	0,65
Вентиляторы, эксгаустеры, санитарно-техническая вентиляция	0,6-0,8	0,8-0,85
Насосы, компрессоры, дизель-генераторы и двигатель-генераторы	0,7-0,8	0,8-0,85
Краны, тельферы, кран-балки при ПВ = 25 %	0,06	0,5
То же при ПВ=40 %	0,1	0,5
Транспортеры	0,5-0,6	0,7-0,8
Сварочные трансформаторы дуговой сварки	0,25-0,3	0,35-0,4
Приводы молотов, ковочных машин, волочильных станков, очистных барабанов, бегунов и др.	0,2-0,24	0,65
Элеваторы, шнеки, несбалансированные конвейеры мощностью до 10 кВт	0,4-0,5	0,6-0,7
То же, заблокированные и мощностью выше 10 кВт	0,55-0,75	0,7-0,8
Однопостовые сварочные двигатель-генераторы	0,3	0,6
Многопостовые сварочные двигатель-генераторы	0,5	0,7
Сварочные машины шовные	0,2-0,5	0,7
Сварочные машины стыковые и точечные	0,2-0,25	0,6
Сварочные дуговые автоматы	0,35	0,5
Вакуум-насосы	0,95	0,85
Вентиляторы высокого давления	0,75	0,85
Вентиляторы к дробилкам	0,4-0,5	0,7-0,75
Газодувки (аглоэкструдеры) при синхронных двигателях	0,6	0,8-0,9
То же при асинхронных двигателях	0,8	0,8
Молотковые дробилки	0,8	0,85
Шаровые мельницы	0,8	0,8
Грохоты	0,5-0,6	0,6-0,7
Смесительные барабаны	0,6-0,7	0,8
Чашевые охладители	0,7	0,85
Сушильные барабаны и сепараторы	0,6	0,7
Электрофильтры	0,4	0,87
Вакуум-фильтры	0,3	0,4
Вагоноопрокидыватели	0,6	0,5
Грейферные краны	0,2	0,6
Лампы накаливания	0,85	1,0
Люминесцентные лампы	0,85-0,9	0,95

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Коэффициенты для расчета осветительной нагрузки

Таблица П. 3. 1

Коэффициенты спроса осветительных нагрузок

Характеристика помещения	K_{co}
Мелкие производственные здания и торговые помещения	1
Производственные здания, состоящие из отдельных крупных пролетов	0,95
Производственные здания, состоящие из ряда отдельных помещений	0,85
Библиотеки, административные здания, предприятия общественного питания	0,9
Лечебные заведения и учебные учреждения, конторско-бытовые здания	0,8
Складские здания, электрические подстанции	0,6
Аварийное освещение	1,0

Таблица П 3. 2

Удельная мощность (плотность) осветительной нагрузки, Вт/м²

Наименование объекта	$P_{уд}$
Литейные и плавильные цеха	12-19
Механические и сборочные цеха	11-16
Электросварочные и термические цеха	13-15
Инструментальные цеха	15-16
Деревообрабатывающие и модельные цеха	15-18
Блоки вспомогательных цехов	17-18
Инженерные корпуса	16-20
Центральные заводские лаборатории	20-27
Заводы горно-шахтного оборудования	10-13
Освещение территории	0.16

П Р И Л О Ж Е Н И Е 4

Комплектные трансформаторные подстанции 10(6) кВ

Комплектные трансформаторные подстанции Хмельницкого трансформаторного завода КТП-250...2500/10/0,4 УЗ

Применяются в системах электроснабжения промышленных предприятий в районах с умеренным климатом (от минус 40 до плюс 40 °С для КТП с масляными трансформаторами; от плюс 1 до плюс 40 °С для КТП с сухими трансформаторами).

УВН может быть выполнено в виде шкафа:

- глухого присоединения (короба для кабельного ввода);
- с выключателем нагрузки ВНП с дистанционным отключением;
- с выключателем нагрузки ВНПР с ручным приводом;
- с вакуумным выключателем ВВ/TEL с максимально-токовой защитой (ранее в шкафах на КТП напряжением 10(6) кВ не применялись высоковольтные выключатели).

На КТП устанавливается силовой трансформатор типа ТМЗ или ТСЗ исполнения У1. Схема и группа соединения обмоток: для масляного трансформатора Y/Y_н-0 или Д/Y-II; для сухого – Д/Y-11.

Основные параметры КТП указаны в табл. П.4.1.

Таблица П. 4.1

Технические параметры КТП

Параметр	Мощность трансформатора, кВА					
	250	400	630	1000	1600	2500
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	6–10					
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4	0,4	0,4; 0,69	0,4; 0,69	0,4; 0,69	0,4
Номинальный ток сборных шин, кА:						
УВН	0,25	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
РУНН	0,4	0,58	0,91	1,45	2,31	3,61
Ток термической стойкости на стороне НН, кА	10	25	25	25	30	40
Ток электродинамической стойкости на стороне НН, кА	25	50	50	50	70	100

Окончание табл. П. 4. 1

Габаритные размеры (ширина × длина × высота), мм						
Шкаф УВН:						
глухого ввода	625 × 430×1108			625 × 530 × 700		
с ВНП	880 × 950 ×1925			–		
с ВНПР	880 ×1300×2135			–		
с ВВ/TEL	–	880×x1300× 2135				
Шкаф РУНН:						
ввода ШНВ	600 × 1050 ×2200			600* × 1350×2200		
линейный ШНЛ	600 × 1050 ×2200			600* × 1350×2200		
секционный ШНС	600 × 1050 ×2200			600* ×1350×2200		
Установка трансформатора (от УВН до РУНН), мм: масляного сухого	1780	1880	2074 2540	2275 2680	2570 3256	4175

* 1200 мм для шкафов с выключателем Э40.

Однотрансформаторные КТП выпускаются левого или правого исполнения, двухтрансформаторные – однорядного или двухрядного исполнения. Характеристики шкафов УВН, РУНН приводятся в табл. П.4.2–П.4.4, основные технические характеристики автоматических выключателей приведены в табл. П.4.5. На рис. П.4.1, П.4.2 показаны схемы шкафов УВН и РУНН. Пример оформления принципиальной однолинейной схемы КТП с трансформаторами ТМЗ-630 приведен на рис. П.4.3.

Таблица П. 4. 2

Схема, тип выключателя и масса различных шкафов УВН

Тип	Схема	Тип выключателя	Масса, кг
УВН-ВВ	Рис. П.4.1, г	ВВ/TEL-630/10/20	500
ШВВ-2	Рис. П.4.1, б	ВНП-10/630	330
ШВВ-2	Рис. П.4.1, б*	ВНП-10/630	330
ВВ-1	Рис. П.4.1, а	–	43

* Применяется для КТП-1600.

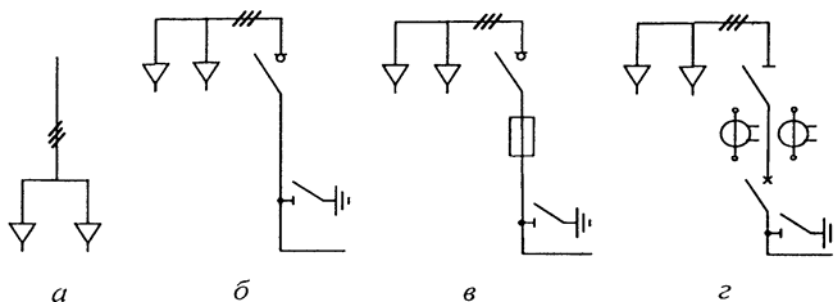


Рис. П. 4.1. Однолинейные схемы главных цепей УВН КТП производства Хмельницкого трансформаторного завода:
a – ВВ-1; *б* – ШВВ-2 (применяется для КТП-1600); *в* – ШВВ-2; *г* – УВН-ВВ

Таблица П. 4. 3

Технические характеристики шкафов РУНН КТП 630-1000 УЗ

Тип	Назначение	Схема	$I_{н1}, A$	$I_{н2}, A$ (число отходящих ли- ний)	$I_{н3}, A$
Шкафы со стационарными выключателями					
Левый ШНВ-12Л Правый ШНВ-12П*	Вводной 630 кВ·А	Рис. П 4.2, б	1000	250–400** (1 шт.) 250–630** (1 шт.)	910
Левый ШНВ-13Л Правый ШНВ-13П*	Вводной 1000 кВ·А	Рис. П 4.2,, б	1600	250–400** (1 шт.) 250–630** (1 шт.)	1445
Левый ШНС-13Л Правый ШНС-13П*	Секционный	Рис. П 4.2,ж	1000	250–400** (1 шт.) 250–630** (1 шт.)	1445
ШНЛ-23	Линейный	Рис. П 4.2, р	–	250–630** (1 шт.)	1445
Шкафы с выдвижными выключателями					
Левый ШНВ-2Л Правый ШНВ-2П*	Вводной 630 кВ·А	Рис. П 4.2, д	1000	250–400** (1 шт.) 250–630** (1 шт.)	910
Левый ШНВ-3Л Правый ШНВ-3П*	Вводной 1000 кВ·А	Рис. П 4.2, д	1600	250–400** (1 шт.) 250–630** (1 шт.)	1445
Левый ШНС-2Л Правый ШНС-2П*	Секционный	Рис. П 4.2, м	1000	250–400** (1 шт.) 250–630** (1 шт.)	1445
Левый ШНС-3Л Правый ШНС-3П*	Секционный	Рис. П 4.2, и	1000	250–400** (1 шт.) 250–630** (1 шт.)	1445
ШНЛ-7	Линейный	Рис. П 4.2, х	–	250–30** (1 шт.)	1445
ШНЛ-8	Линейный	Рис. П 4.2, н	–	1000 (1 шт.) 250–630** (2 шт.)	1445

Примечания:

1. $I_{н1}$, – номинальный ток вводного (секционного) автомата; $I_{н2}$, – номинальный ток отходящих линий; $I_{н3}$ – номинальный ток сборных шин.
2. В верхнем отсеке шкафов устанавливается выключатель отходящей линии на токи не более 400 А.

* Схема правого шкафа является зеркальным отражением схемы левого шкафа.

** Ток по заказу.

Таблица П. 4. 4

Технические характеристики шкафов РУНН КТП 1600-2500 УЗ

Тип	Назначение	Схема	$I_{н1}$, А	$I_{н2}$, А (число)	$I_{н3}$, А	Число подсоединяемых кабелей
Левый ШНВ-4Л Правый ШНВ-4П*	Вводной 1600 кВ·А	Рис. 4.3.2, г	2500	1000 (1 шт.)	2310	8
Левый ШНВ-5Л Правый ШНВ-5П*	Вводной 1600 кВ·А	Рис.4.3.2, а	4000	–	2310	0
Левый ШНВ-10Л Правый ШНВ- 10П*	Вводной 2500 кВ·А	Рис.4.3.2, а	4000	–	3610	0
ШНС-5	Секционный 1600 кВ·А	Рис. 4.3.2, л	1600	1000 (1 шт.)	2310	6
ШНС-10	Секционный 2500 кВ·А	Рис.4.3.2, е	2500	–	2310	6
ШНЛ-10	Линейный	Рис.4.3.2, ф	–	1600 (2 шт.)	3610	10
ШНЛ-11	Линейный	Рис.4.3.2, ф	–	1600 (1 шт.) 1000(1 шт.)	3610	10
ШНЛ-12	Линейный	Рис.4.3.2, ф	–	1000 (2 шт.)	3610	10
ШНЛ-13	Линейный	Рис. 4.3.2,х	–	250–630** (4 шт.)	3610	10
ШНЛ-14	Линейный	Рис. 4.3.2, у		1000 (1 шт.)	3610	5

Примечания:

$I_{н1}$, – номинальный ток вводного (секционного) автомата; $I_{н2}$, – номинальный ток отходящих линий; $I_{н3}$ – номинальный ток сборных шин.

* Схема правого шкафа является зеркальным отражением схемы левого шкафа.

** Ток по заказу.

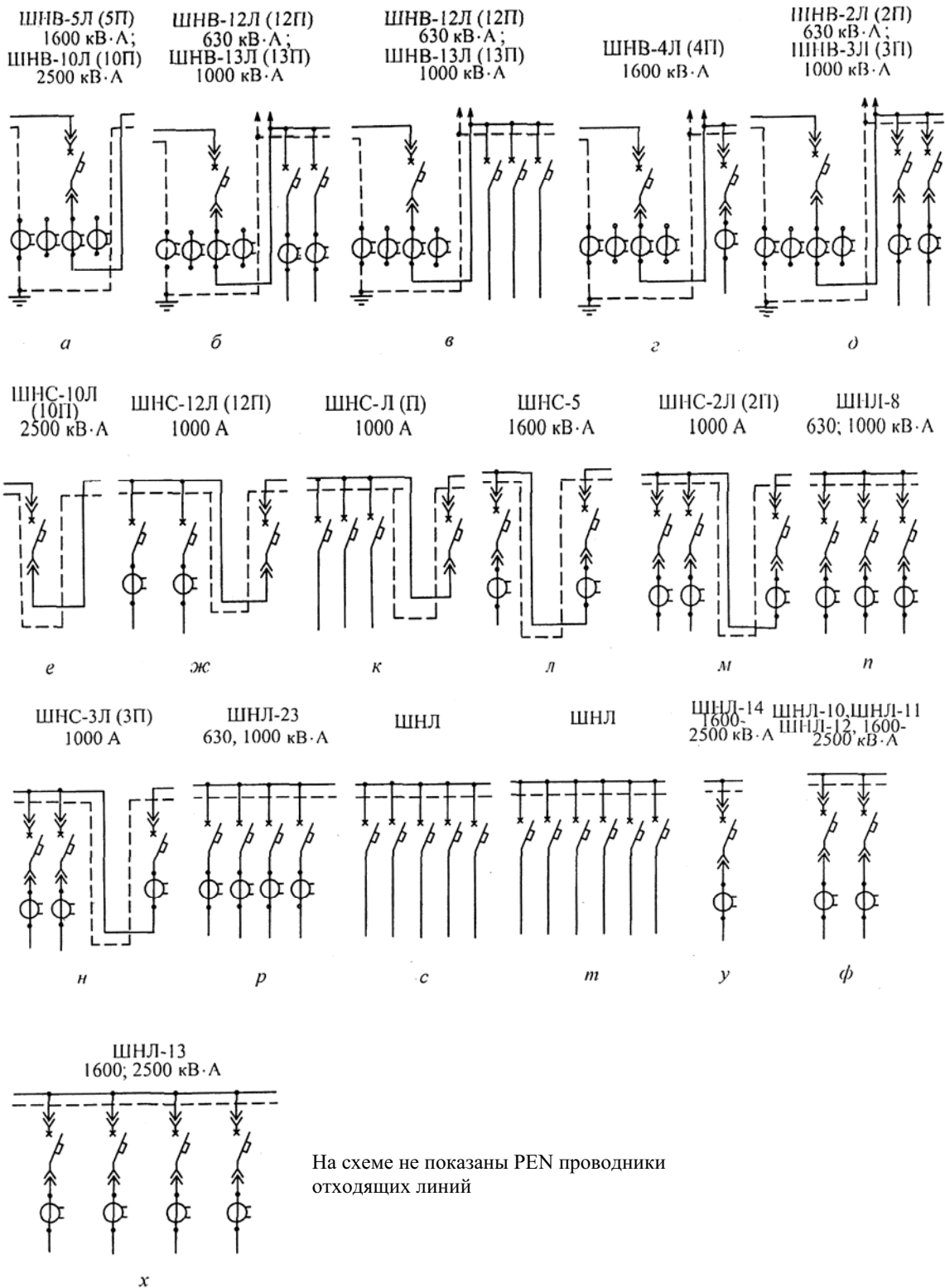


Рис. П. 4.2. Однолинейные схемы главных цепей шкафов РУНН КТП производства Хмельницкого трансформаторного завода

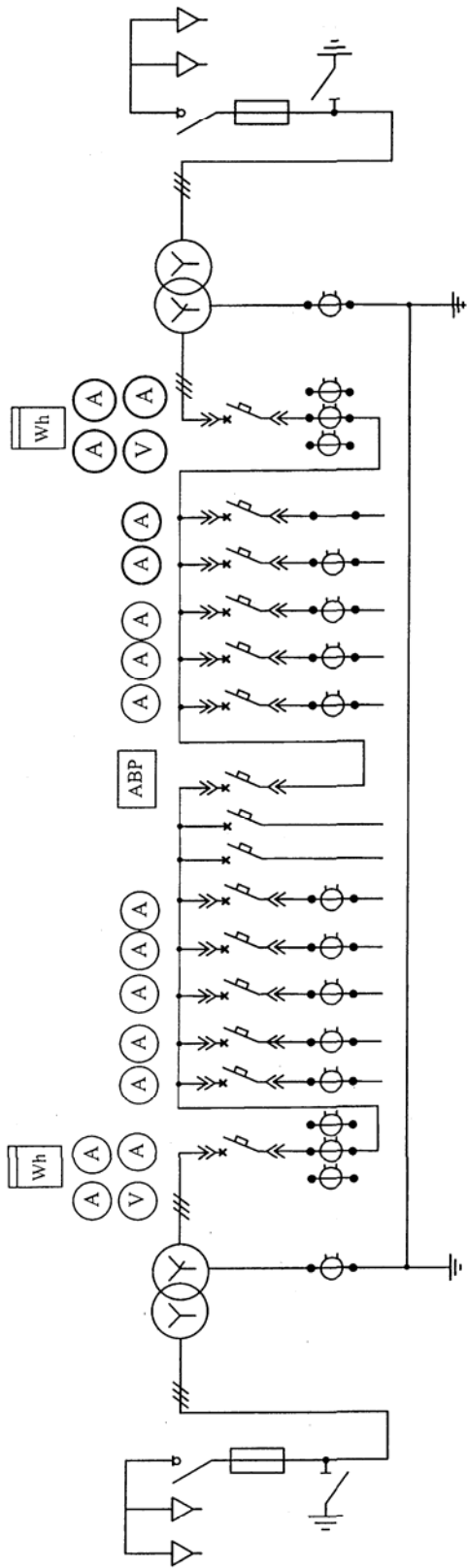
Таблица П. 4. 4

Параметры автоматических выключателей

Тип выключателя	$I_{на}, А$	Тип расцепителя	$I_{нр}, А$	Уставка по току срабатывания расцепителя	Вид установки выключателя	Вид привода
Э 40В	5000	Независимый	4000	1)	Выдвижной	Электро-двигатель
Э 25В	2500		2500			
Э16В	1600		1600			
Э06В	1000	То же	630 800 1000	1)	То же	Ручной
ВА55-43	1600	Полупроводниковый	1600	2)		Электро-двигатель
ВА55-41	1000		1000			
ВА51-39	630	Тепловой и электромагнитный	250 400 630	2500 А 4000 А 6300 А	Выдвижной или стационарный	Ручной
ВА04-36	250		16–250	3)	стационарный	

Примечание. Уставка по току срабатывания расцепителя:

- 1) – для выключателей при работе в режиме перегрузки 1,3 номинального тока в течение 2 ч с предварительной длительной нагрузкой 0,7 номинального тока;
- 2) – уставка полупроводникового расцепителя в зоне перегрузки 1,25 номинального тока;
- 3) – при токе 1,05 номинального расцепитель не должен срабатывать в течение времени менее 1 ч (из холодного состояния), при токе 1,05 номинального расцепитель должен срабатывать в течение 2 ч или 1 ч (из нагретого состояния).



Номер шкафа	—	—	1	2	3	4	5	
Тип шкафа (силового трансформатора)	ШВВ-2У3	ТМЗ-630	ШНВ-3У3Л	ШНЛ-8У3	ШНС-12У3Л	ШНЛ-8У3	ШНВ-3П	ТМЗ-630
Номера ячеек выключателя	—	—	1 2 3	4 5 6	7 8	9 10 11 12	13 14 15	

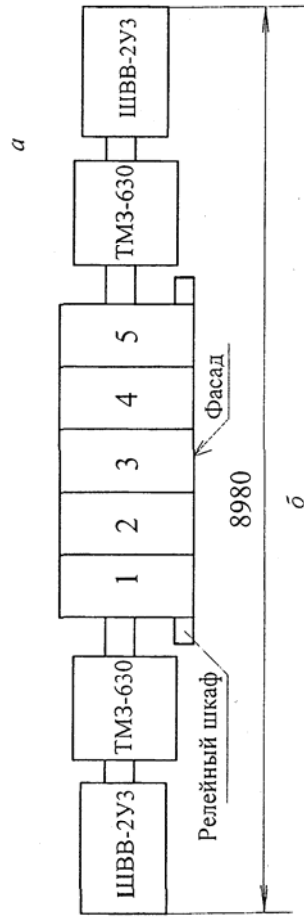


Рис. П. 4. 3 2КТП-630/10/0,4 У3 производства Хмельницкого трансформаторного завода:
 а – принципиальная однолинейная схема; б – план

Комплектные трансформаторные подстанции мощностью 630–1000 кВ А напряжением 6–11/0,4–0,69 кВ Чирчикского трансформаторного завода

Выпускаются климатические исполнения и категории размещения: УЗ и ТЗ по ГОСТ 15150–69 с масляными и сухими трансформаторами. Способы выполнения нейтрали трансформатора на стороне НН – глухо-заземленная или изолированная. Основные технические характеристики КТП 630 и 1000 кВ·А приведены в табл. П. 4. 5. Параметры шкафов УВН, РУНН приведены в табл. П. 4. 6– П. 4. 7. Схемы шкафов УВН, РУНН представлены на рис. П. 4. 4– П. 4. 6.

Таблица П. 4. 5

Технические характеристики КТП 630 и 1000

Параметр	КТП 630	КТП 1000
Частота переменного тока, Гц	50; 60	
Мощность силового трансформатора, кВА	630	1000
Номинальное напряжение на стороне ВН:		
для исполнения УЗ	6; 10	
для исполнения ТЗ	6; 6,9; 10; 11; 1,3,2* ; 13,8*	
Номинальное напряжение на стороне НН:		
для исполнения УЗ	0,4; 0,69	
для исполнения ТЗ	0,4; 0,415; 0,44; 0,48	
Номинальный ток сборных шин, А:		
УВН	60	100
РУНН	910	1450
Ток электродинамической стойкости сборных шин, кА:		
УВН	51; 64	
РУНН	50	
Односекундный ток термической стойкости, кА:		
УВН	20; 25	
РУНН	25	
Номинальный ток выключателей отходящих линий, А	250; 400; 630	

* Только для глухого ввода.

Таблица П. 4. 6

Технические характеристики шкафов УВН КТП 630, КТП 1000

Тип шкафа	Схема главных цепей	Габаритные размеры (высота × глубина × ширина), мм	Тип выключателя
Глухой ввод	Рис. 4.3.5, а	402 × 625 × 1000	—
ЛУВВ-2-1	Рис. 4.3.5, б	1169 × 965 × 2078	ВНП-10/630-20; ВНПр-10
ШВВ-2-2	Рис. 4.3.5, в	1169 × 965 × 2025	
ШВВ-2-3	Рис. 4.3.5, г	1489 × 965 × 2025	
ШВВ-3	Рис. 4.3.5, д	1200 × 860 × 2510	

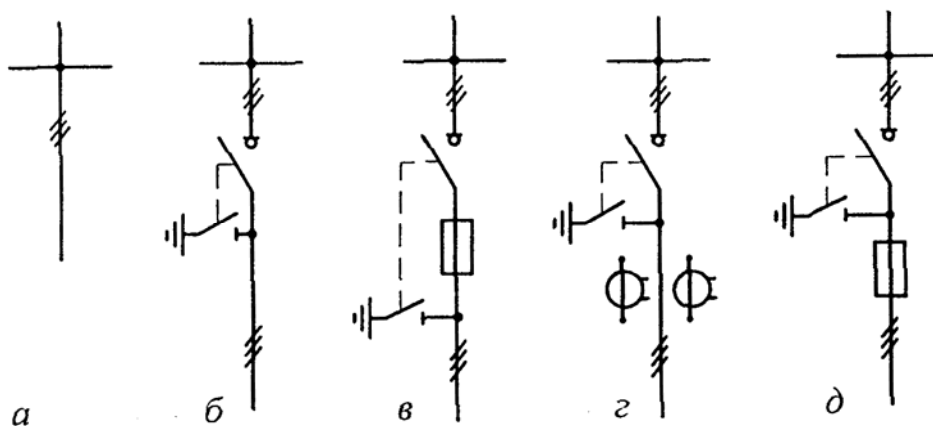
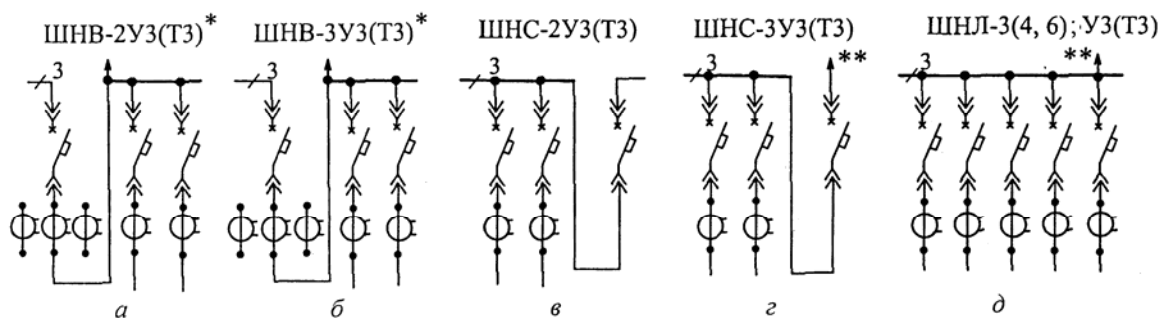


Рис. П.4.4. Однолинейные схемы главных цепей УВН КТП 630 и КТП 1000

Чирчикского трансформаторного завода:

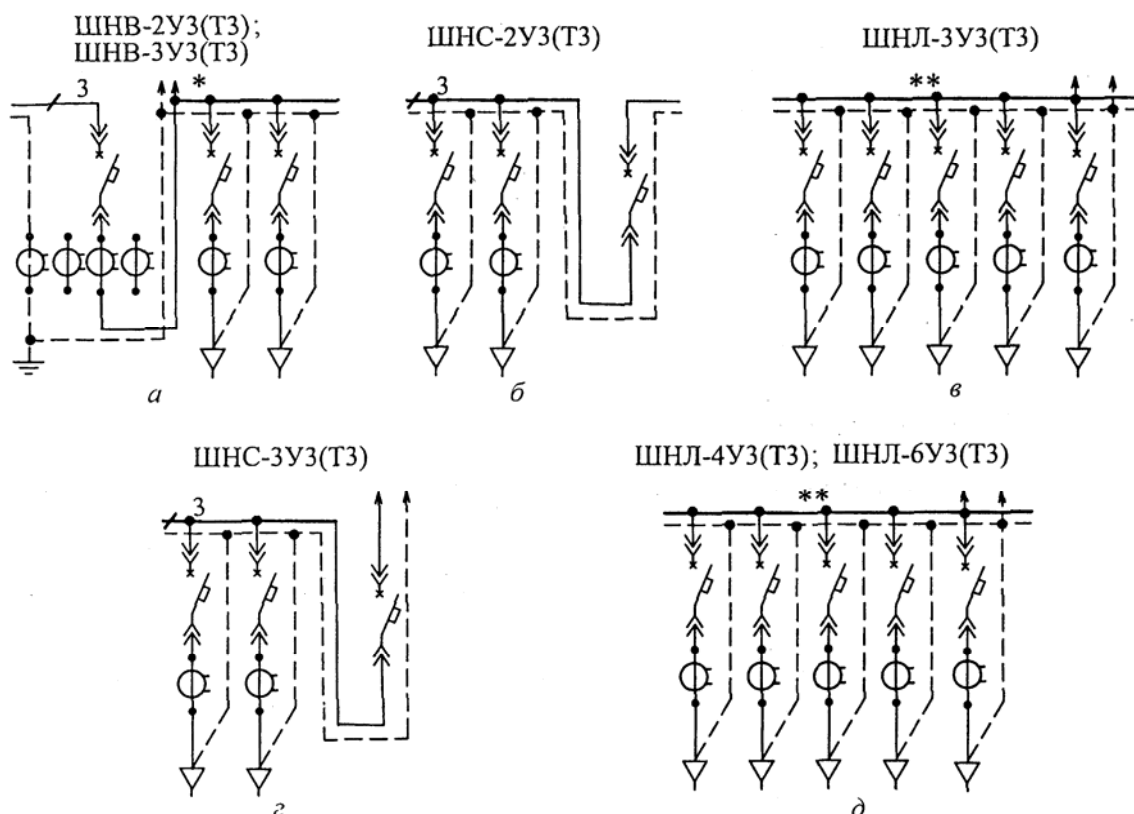
а – ВВ-1; б – ШВВ-2-1; в – ШВВ-2-2; г – ШВВ-2-3; д – ШВВ-3



* Применяется только для однотрансформаторных КТП.

** Выход шин на шинопровод в двухрядных КТП.

Рис. П. 4. 5. Однолинейные схемы главных цепей шкафов РУНН КТП 630 и КТП 1000 с изолированной нейтралью Чирчикского трансформаторного завода



* Применяется только для однотрансформаторных КТП. ** Выход шин на шинопровод в двухрядных КТП.

Рис. П. 4. 6. Однолинейные схемы главных цепей шкафов РУНН КТП 630 и КТП 1000 с глухозаземленной нейтралью Чирчикского трансформаторного завода

Таблица П. 4. 7
 Параметры шкафов РУНН КТП 630, КТП 1000

Тип шкафа	Тип выключателя		Номинальный ток трансформаторов тока, А			Схема
	вводного или секционного	отходящих линий	на вводе или секционировании	на отходящей линии	в PEN-проводнике	
ШНВ-2 УЗ(ТЗ)	ВА55-41	ВА52-39 ВА55-39	1000/5	400/5 600/5	800/5	П.4.6, а
ШНВ-3 УЗ(ТЗ)	ВА55-43	ВА53-39 ВА51-39	1500/5		800/5	П.4.6, б
ШНС-2 УЗ(ТЗ)	ВА55-41	ВА52-39 ВА55-39	—	400/5 600/5	—	П.4.6, в
ШНС-2 УЗ(ТЗ)	ВА55-41	ВА53-39 ВА51-39				П.4.6, г

Окончание табл. П. 4. 7

ШНЛ-3 УЗ(ТЗ)	–	ВА52-39 ВА52-39	–	300/5 300/5	–	П.4.6, д
ШНЛ-4 УЗ(ТЗ)	–	ВА55-39 ВА53-39	–	200/5 600/5	–	П.4.6, е
ШНЛ-6 УЗ(ТЗ)	–	ВА51-39 ВА53-39 ВА52-39 ВА51-39 ВА55-39	–	400/5 600/5 400/5 300/5 200/5	–	П.4.6, ж

*Комплектные трансформаторные подстанции 6(10)/0,4 кВ ОАО
«Самарский завод «Электроцит»*

Выпускаются с масляными и сухими трансформаторами с глухозаземленной и изолированной нейтралью на стороне НН. Климатическое исполнение и категория размещения: УЗ; ТЗ (У1; Т1 – для УВН и шинного моста, по специальному заказу – ТВЗ). Расположение подстанции может быть однорядным, двухрядным, на разных уровнях. Технические характеристики КТП приведены в табл. П 4. 8. Вся номенклатура применяемого оборудования – отечественная. Автоматические выключатели выдвижного исполнения.

Таблица П. 4. 8

Технические характеристики КТПП

Параметр	Мощность, кВ А:					
	250	400	630	1000	1600	2500
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	6; 10					
Наибольшее рабочее напряжение на стороне ВН, кВ	7,2; 12					
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4; 0,69					
Ток термической стойкости в течение 1 с,	20; 31,5					
кА: на стороне ВН на стороне НН	10	10	20	20	30	40
Ток электродинамической стойкости, кА: на						
стороне ВН	51; 81					
на стороне НН	25	25	50	50	70	100

* Специальный заказ

** По мере наличия серийного производства выключателя нагрузки.

Устройство и работа КТП

Ввод КТП со стороны ВН осуществляется непосредственным подключением сверху или снизу высоковольтного кабеля от питающей сети 10(6) кВ через выключатель нагрузки, размещаемый в шкафу УВН. В РУНН КТП применяется схема с одной системой сборных шин (для КТП 2500 используется расщепленная система сборных шин), секционированная с помощью автоматического выключателя.

В УВН (шкаф УВН-СТ) установлены выключатель нагрузки, плавкий предохранитель и заземляющий разъединитель. На подстанции могут быть установлены силовые трансформаторы ТМФ мощностью 250–400 кВА, ТМЗ мощностью 630–2500 кВ А и ТСЗ мощностью 250–2500 кВ А.

РУНН состоит из одной, двух или более транспортных групп, каждая группа состоит из нескольких шкафов РУНН. Шкаф разделен на следующие отсеки: отсек выключателей; релейный отсек с аппаратурой управления; отсек автоматики и учета электроэнергии; отсек шин и кабелей, где размещены сборные шины, шинные ответвления для кабельных и шинных присоединений и трансформаторы тока.

Шкафы комплектуются автоматическими выключателями производства Ульяновского завода «Контактор» ВА(51)52-39, ВА55-41, ВА55-43, А3794С.

Технические характеристики шкафов РУНН, параметры автоматических выключателей приведены в табл. П. 4.9, П. 4. 10, принципиальные схемы главных цепей шкафов УВН, РУНН показаны на рис. П. 4. 7- П. 4. 8.

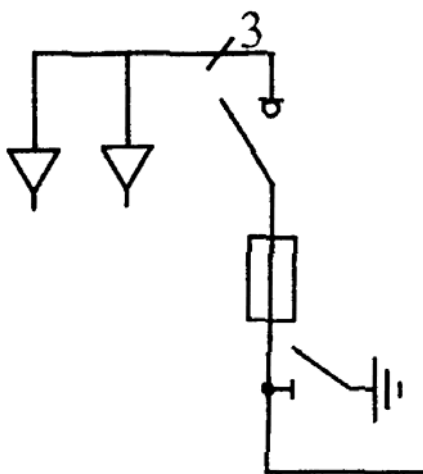


Рис. П. 4. 7 Однолинейная схема главных цепей УВН-СТ КТПШ производства Самарского завода «Электроцит»

Таблица П. 4. 9

Технические характеристики шкафов РУНН, тип и номинальный ток выключателя

Аппарат ввода (секция)	Отходящие линии		Аппарат ввода (секция)	Отходящие линии		Аппарат ввода (секция)	Отходящие линии	
	Выключатель	<i>n</i>		Выключатель	<i>n</i>		Выключатель	<i>n</i>
КТПП 250–1000 кВ А								
ШНВ-2УЗ			ШНВ-3УЗ			ШНВ-2.1УЗ		
ВА55-41 М12 1000	ВА55-39 630 А	2	ВА55-43 М-20	ВА53-39 А3794С	2	ВА55-41 1000	ВА55-41 1000	1
	ВА55-41 250–630 А			ВА55-41 250–630 А				
ШНВ3.1 УЗ			ШНС-2УЗ			ШНС-3УС		
ВА55-43 1600	ВА55-43 1600 или ВА55-41 1000	1	ВА55-41 М-12 1000 А	ВА53-39 А3794С ВА55-41 250–630 А	2	ВА52-39 630 А	А3794С ВА55-41 250–630 А	2
ШНС-2.1 УЗ			ШНЛ-3УЗ			ШНЛ-4УЗ		
ВА55-41 1000 А	ВА55-41 1000 А	1	–	ВА57-35 250 А	6	–	ВА-57-35, 250А	2
ВА55-43 1600 А							ВА52-39.630 А	2
ШНЛ-6УЗ								
–	А3794С 630 А ВА55-41 250–630 А	6						
КТПП 1600 кВ А								
ШНВ-11.0 (11.1; 11.2)*			ШНВ-11.3 (11.4; 11.5)*			ШНВ-9.0 (9.1)*		
Э-40В 4000 А	ВА55-41 или ВА53-41 1000 А	1	Э-40 В 4000 А	ВА55-43 или ВА53-43 1600	1	Э-40В 4000 А	–	–
ШНВ-7.0 (7.1; 7.2)*			ШНВ-10.0 (10.1;10.2)*			ШНС-5.0 (5.1)*		
Э-25В 2500 А	ВА55-41 ВА53-41 1000 А	1	Э-25Э 2500 А	ВА55-43 ВА53-43 1600 А	1	ВА55-43 ВА53-43 1600 А	ВА55-41 или ВА53-41 1000 А	1
ШНС-5.2 (5.3)*			ШНС-6.0(6.1)*			ШНЛ-6.0 (6.1, 6.2)*		
ВА55-43 ВА53-43 1600 А	ВА55-43 ВА53-43 1600 А	1	Э-25В 2500 А	ВА55-41 ВА53-41 1000 А	1	–	ВА55-41 ВА53-41 1000 А	2

Окончание табл. П. 4. 9

ШНЛ-7.0 (7.1; 7.2)*			ШНЛ-8.0 (8.1; 8.2)*			ШНЛ-9.1		
–	ВА55-43 ВА53-43 1600 А	2	–	ВА55-41 или ВА53-41 1000 А ВА55-43 или ВА53-43 1600 А	1 1	–	ВА55-41 до 630 А	4
КТПП 2500 кВ А								
ШНВ-12.0 (12.1)*			ШНВ-12.2 (12.3)*			ШНС-9.0 (9.1; 9.4)*		
Э40В 4000 А	ВА55-41 ВА53-41 1000 А	1	Э40В 4000 А	ВА55-43 ВА53-43 1600 А	1	Э-25В 2500 А	ВА55-41 ВА53-41 1000 А	1
ШНС-9.2 (9.5)*			ШНЛ-14.0 (14.1; 14.2)*			ШНЛ-15.0 (15.1; 15.2)*		
Э-25В 2500 А	ВА55-43 ВА53-43 1600 А	1	–	ВА55-43 ВА53-43 1600 А	2	–	Э25 2500 А ВА55-41 ВА53-41 1000 А	1 1

Примечания: * Шкафы отличаются исполнением отходящих линий (шинами вверх, шинами вниз), наличием выхода со сборных шин вверх на магистраль и др.

1. Ток термической стойкости: для шкафов КТПП 1600 кВ А – 30 кА; для шкафов КТПП 2500 кВ-А – 40 кА. 2. Ток электродинамической стойкости: для шкафов КТПП 1600 кВ-А – 70 кА; для шкафов КТПП 2500 кВ-А – 100 кА. 3. Марка и сечение магистральных шин: для шкафов КТПП 1600 кВ-А – ШМТ 2(100 × 10); для шкафов КТПП 2500 кВ-А – ШМТ 4(100 × 10). 4. Марка и сечение отпаек отходящих фидеров: для шкафов КТПП 1600 и 2500 кВ-А – ШМТ 2(60 × 10), 2(100 × 10).

Таблица П. 4.10

Параметры автоматических выключателей РУНН КТПП

Тип выключа- теля	Номинальный ток вы- ключателя, А	Тип расце- пителя	Номинальный ток расцепителя, А или о.е.*
А3794С	250; 400; 630	ПП	0,63; 0,8; 1,0
ВА57-35	250	Т	80; 100; 125; 160; 200; 250
ВА53-39; ВА55- 41	250;400;630	ПП	0,63; 0,8; 1,0
ВА52-39	630	Т	250; 320; 400; 500; 630
ВА53-41; ВА55- 41	1000	ПП	0,63; 0,8; 1,0
ВА55-43; ВА 53-43	1600		
Э25В	2500	ПП	1600; 2000; 2500

Э40В	4000	ПП	0,63; 0,8; 1,0
М-08	250;400;630		
М-12	1000		
М-20	1600		
М-25	2500	ПП	1600; 2000; 2500
М-40	4000	ПП	0,63; 0,8; 1,0

Примечания:

1. ПП – полупроводниковый расцепитель максимального тока; Т – тепловой расцепитель.

2. На вводе и секционировании применяются автоматические выключатели с электромагнитным и ручным приводом, на отходящих линиях – ручной дистанционный привод

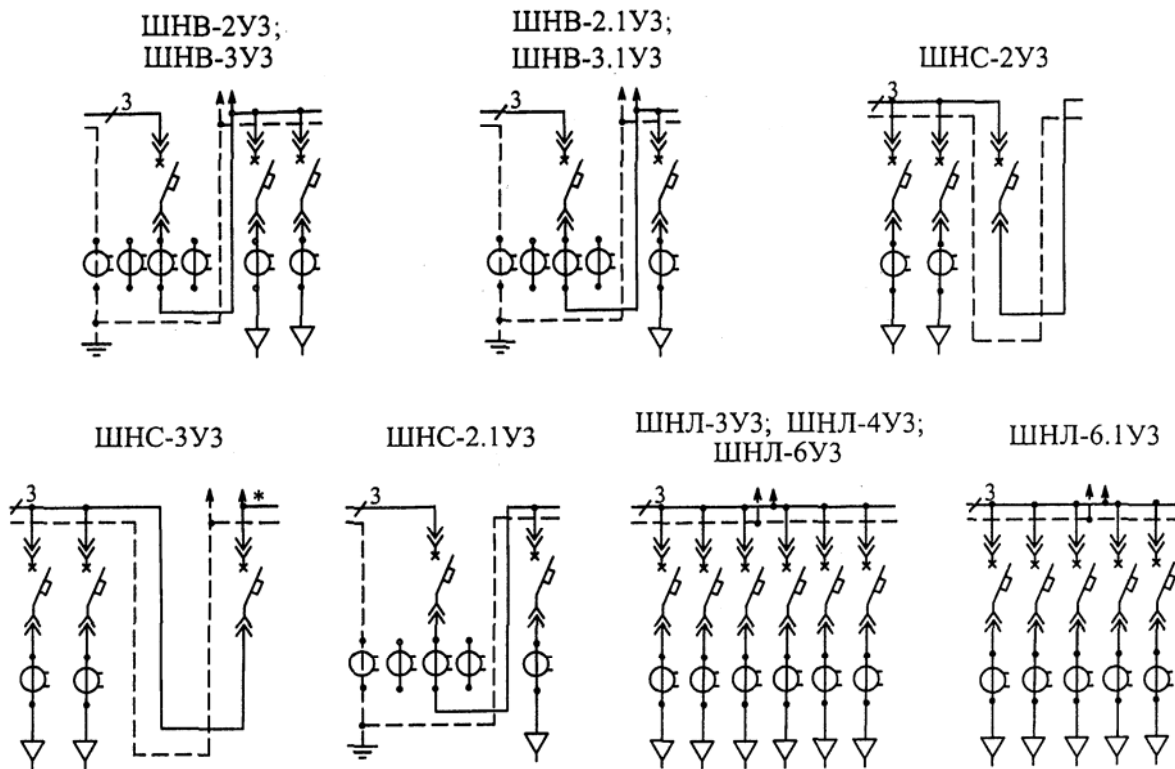
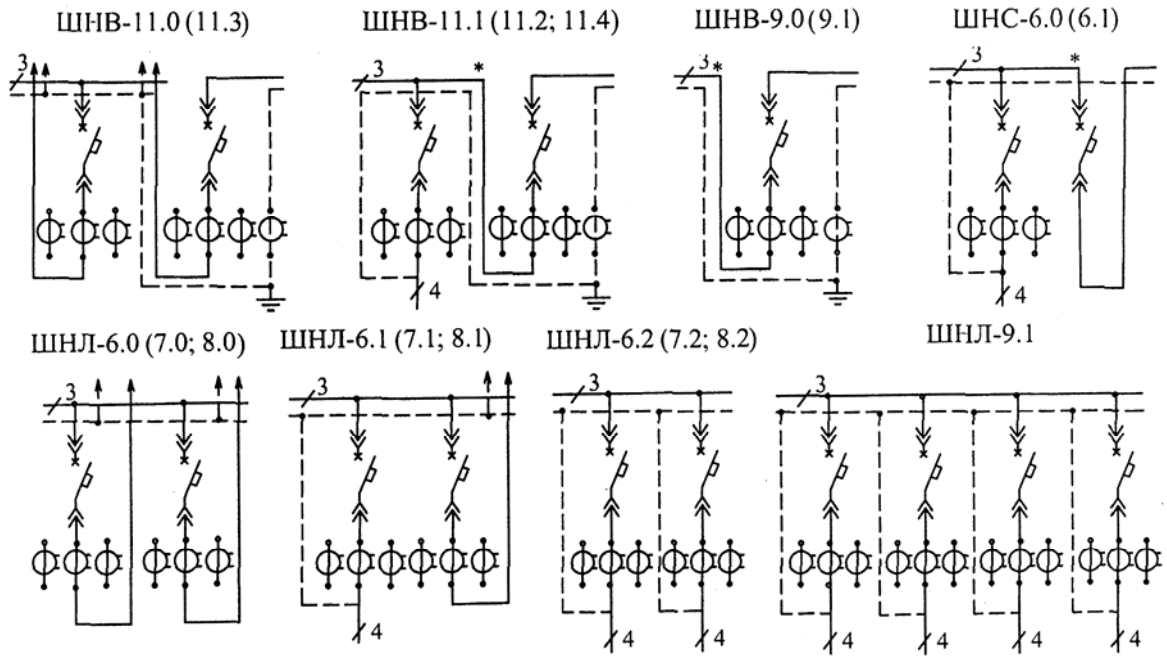
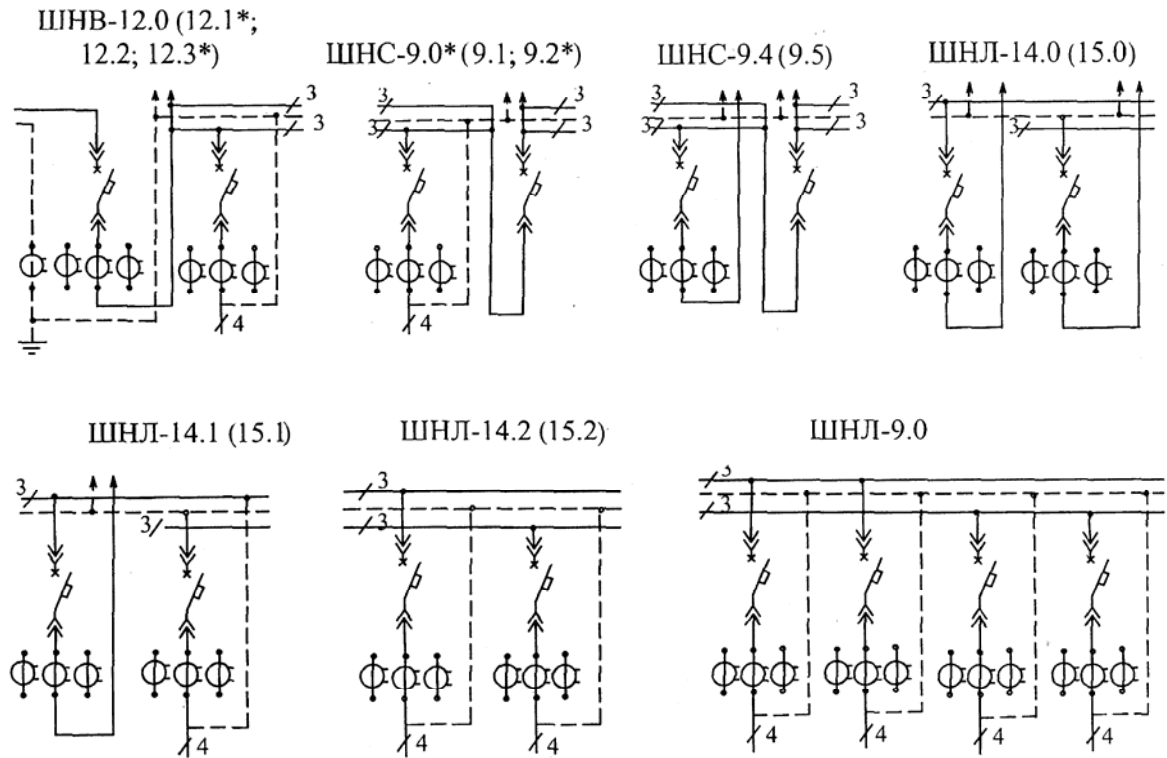


Рис. П. 4. 8 Схемы соединений шкафов РУНН КТПП 250–1000 кВ А производства Самарского завода «Электроцит» (шкафы для КТПП с изолированной нейтралью выполняются без связи с нейтралью)



* Шкафы с с выходом шин вверх на магистраль.

Рис. П. 4. 9. Схемы соединений шкафов РУНН КТПП 1600 кВ А производства Самарского завода «Электроцит»



* Шкафы без выхода шин вверх на магистраль.

Рис. П. 4. 10. Схемы соединений шкафов РУНН КТПП 2500 кВА производства Самарского завода «Электроцит»

Комплектные трансформаторные подстанции в металлической оболочке и блочные (ОАО "ПО Элтехника")

Комплектные трансформаторные подстанции в металлической оболочке на напряжение 6(10)/0,4 кВ мощностью от 100 до 1600 кВ · А

Применяют для электроснабжения промышленных предприятий, предприятий добывающей промышленности, объектов инфраструктуры. Комплектные трансформаторные подстанции производства ОАО "ПО Элтехника" можно перевозить любым видом транспорта, благодаря чему их удобно использовать в районах со слабо развитой инфраструктурой.

Комплектные распределительные пункты (КРП) на напряжение 6 и 10 кВ на базе КТП производства ОАО "ПО Элтехника" имеют модульную конструкцию и позволяют реализовать любые схемные решения.

В КТП используются маслonaполненные силовые трансформаторы МЭЗ им. Козлова, производства Укрэлектрoаппарат и др.; сухие трансформаторы производства ООО "Электрoфизика", TESAR (Италия) и др. технические характеристики комплектных трансформаторов представлены в табл. П. 4. 11. Имеют полную заводскую готовность для быстрого монтажа и ввода в эксплуатацию; позволяют изготавливать схемы любой степени сложности.

Таблица П. 4. 11

Технические характеристики КТП

Мощность силового трансформатора, кВ · А	До 1600
Номинальное напряжение, кВ:	
на стороне НН	6;10
на стороне ВН	0,4
Номинальный ток сборных шин, А	
на стороне НН	1250
на стороне ВН	До 6300
Ток термической стойкости, кА:	
на стороне ВН (2 с)	20
на стороне НН (1 с)	До 100
Ток электродинамической стойкости, кА:	
на стороне ВН	51
на стороне НН	До 275
тип ввода РУВН	Кабельный/воздушный

Блочные комплектные трансформаторные подстанции в бетонной оболочке (БКТПБ) напряжением 6(10)/0,4 кВ мощностью до 1250 кВ · А

Предназначены для электроснабжения жилищно-коммунальных, промышленных объектов, а также коттеджных поселков и зон индивидуальной застройки.

Общая характеристика модульных БКТПБ: компактны, имеют полную заводскую готовность для быстрого монтажа и ввода в эксплуатацию, а также возможность расширения однострансформаторной подстанции (БКТПБ) до двухтрансформаторной (2БКТПБ) и более путем добавления дополнительных модулей. Основные технические характеристики сведены в табл. П. 4. 12.

Таблица П. 4. 12

Технические характеристики БКТПБ

Мощность силового трансформатора, кВ · А	До 1600
Номинальное напряжение, кВ:	
на стороне НН	6;10
на стороне ВН	0,4
Номинальный ток сборных шин, А	
на стороне НН	630
на стороне ВН	630; 1000; 1600; 2000; 250
Ток термической стойкости сборных шин на стороне ВН для РУ, кА:	
с элегазовой изоляцией (1с).....	12,5; 20
с воздушной изоляцией	20; 25
Ток электродинамической стойкости сборных шин на стороне ВН для РУ, кА:	
с воздушной изоляцией	31,5; 51
с элегазовой изоляцией	51; 63
Ток термической стойкости РУНН (1 с), кА	До 100
Номинальное напряжение вторичных цепей, В:	
переменного тока	100; 220
постоянного тока	24; 110; 220
цепей защиты	24
основного освещения переменного тока	36
аварийного освещения постоянного тока	24

*Комплектные трансформаторные подстанции типа 2КТПП-6(10)/0,4
(внутренние) и серии ПКТПВР (наружные) (ОАО Невский завод
"Электроцилт")*

Комплектные трансформаторные подстанции типа 2КТПП-6(10)/0,4 кВ предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного электрического тока частоты 50 или 60 Гц в сетях электроснабжения электроприемников промышленных предприятий (табл. П. 4. 13).

В качестве силовых трансформаторов могут применяться как масляные, так и сухие трансформаторы.

Размещение подстанций может быть как одно-, так и двухрядное с шинным мостом.

Устройства релейной защиты и автоматики обеспечивают защиту от однофазных замыканий, перегрузки и режима АВР на стороне низкого напряжения.

Имеется возможность учета и измерения электроэнергии на вводе и линейных фидерах. Учет активной и реактивной мощности осуществляется на базе электронных счетчиков.

Подстанции типа 2КТПП допускают эксплуатацию в условиях климатического исполнения У, категории размещения 3. Они предназначены для работы в следующих условиях: рабочее значение температуры окружающего воздуха от – 25 до + 40 °С; относительная влажность окружающего воздуха не более 80 % при + 25 °С;

Таблица П. 4. 13

Технические характеристики 2КТПП – 6(10)/0,4 кВ

Параметр	Значение параметра					
Мощность, кВ·А	250	400	630	1000	1600	2500
Номинальное напряжение, кВ:						
на стороне ВН	6; 10					
на стороне НН	0,4					
Наибольшее напряжение на стороне ВН, кВ	7,2; 12					
Ток термической стойкости на стороне ВН/НН (1с), кА	20/10	20/10	20/10	20/30	20/30	20/40
Ток электродинамической стойкости на стороне ВН/НН, кА	51/25	51/25	51/50	51/50	51/70	51/100
Уровень изоляции	Нормальная					

*Комплектные двухтрансформаторные подстанции типов
2КТПА-НЭ, КТПП-НЭ (ОАО "Новая Эра", г. Санкт-Петербург)*

Комплектные двухтрансформаторные (автоматизированные) подстанции типа
2КТПА-НЭ

Предназначены для обеспечения надежного электроснабжения предприятий различных отраслей промышленности, где перерыв электроснабжения электроприемников может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный экономический и экологический ущерб, расстройство сложных технологических процессов (табл. П. 4. 14).

Подстанции типа 2КТПА-НЭ реализованы на новых принципах построения систем надежного энергоснабжения потребителей на стороне 0,4 кВ.

Отличительными особенностями 2КТПА-НЭ являются:

- единый комплекс силовой части (основные, аварийные источники и распределение электроэнергии) и устройств защиты и автоматики;
- применение в качестве источников электроэнергии сухих силовых трансформаторов и автоматизированных дизель-генераторных установок;
- изолированные шины шинных мостов;
- выполнение функций защит, автоматики и сигнализации посредством микропроцессорных блоков релейной защиты;
- состав защит, в котором кроме максимальной токовой защиты (МТЗ), защиты от перегрузки и однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) реализованы функции дальнего резервирования отказов за щит и выключателей в сети 0,4 кВ, а также блокировки МТЗ при пусках и самозапусках электродвигателей;
- запись и накопление информации о параметрах работы 2КТПА-НЭ и аварийных процессов;
- возможность включения в контур АСУ ТП предприятия в качестве устройства нижнего уровня посредством интерфейса RS-485 или волоконно-оптической линии связи;
- компоновка шкафов РУНН КТП с разделением отсеков сборных шин, вводных и распределительных блоков, отходящих кабелей, что обеспечивает высокую эксплуатационную надежность и безопасность;
- параметры 2КТПА-НЭ сравнимы с мировыми аналогами, в частности фирм Siemens, АВВ, Merlin Germ, а по некоторым характеристикам превосходят их;

- защита и автоматика 2КТПА-НЭ выполнена на микропроцессорных блоках РЗиА типа БМРЗ производства НТЦ "Механотроника" (Санкт-Петербург).

Таблица П. 4. 14

Технические характеристики КТП типа 2КТПА-НЭ

Параметр	Значение параметра				
	2КТПА-НЗ-400	2КТПА-НЗ-630	КТПА-НЗ-1000		
Мощность силового трансформатора, кВ·А	400	630	1000		
Схема соединения обмоток	А/Уо				
Напряжение КЗ, %	5,5				
Номинальное напряжение, кВ: на стороне ВН на стороне НН	6; 10 0,4				
Род тока	Переменный трехфазный				
Частота переменного тока, Гц	50				
Род тока и напряжение оперативных цепей, В	Постоянный, 20/220 В 50 Гц				
Номинальный ток сборных шин, А: с аварийным вводом без аварийных вводов	1000	630	1600	1000	1600 1600
Ток электродинамической стойкости на стороне НН, кА	35	25	50	50	50
Ток термической стойкости на стороне НН (1 с), кА	20	15	25	–	–

Таблица П. 4. 8

Технические данные трансформаторов цеховых подстанций

Тип	S _{ном} , кВА	Напряжение обмотки		Потери, кВт		U _{кз} , %	I _{хх} , %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
1	2	3	4	5	6	7	8
Трансформаторы масляные без регулирования напряжения под нагрузкой							
ТМ-25/6-10	25	6; 10	0,4	0,17	0,6	4,5	3,2
ТМ-40/6-10	40	6; 10	0,4	0,24	0,88	4,5	3,0
ТМ-63/6-10	63	6; 10	0,4	0,36	1,28	4,5	2,8
ТМ-100/6-10	100	6; 10	0,4	0,49	1,97	4,5	2,6
ТМ-160/6-10	160	6; 10	0,4; 0,69	0,73	2,65	4,5	2,4
ТМ-250/6-10	250	6; 10	0,4; 0,69	0,945	3,7	4,5	2,3
ТМ-400/6-10	400	6; 10	0,4; 0,69	1,2	5,5	5,5	2,1
ТМ-630/6-10	630	6; 10	0,4; 0,69	1,56	8,5	5,5	2,0

Окончание табл. П. 4. 8

Трансформаторы для комплектных подстанций							
ТМ-1000/6-10	1000	6; 10	0,4	2,45	12,2	5,5	1,4
ТМ-1600/6-10	1600	6; 10	0,4; 0,69	3,3	18	5,5	1,3
ТМ-2500/6-10	2500	6; 10	0,4; 0,69	4,6	25	5,5	1,0
ТСЗ-160/6-10	160	6; 10	0,23; 0,4; 0,69	0,7	2,7	5,5	4,0
ТСЗ-250/6-10	250	6; 10	0,23; 0,4; 0,69	1,0	3,8	5,5	3,5
ТСЗ-630/6-10	630	6; 10	0,4; 0,69	2,0	7,3	5,5	1,5
ТСЗ-1000/6-10	1000	6; 10	0,4; 0,69	3,0	11,2	5,5	1,5
ТСЗ-1600/6-10	1600	6; 10	0,4; 0,69	4,2	16	5,5	1,5
ТМЗ-630/6-10	630	6; 10	0,4	2,3	8,5	5,5	3,2
ТМЗ-1000/6-10	1000	6; 10	0,4	2,45	12,2	5,5	1,4
ТМЗ-1600/6-10	1600	6; 10	0,4	3,3	18	5,5	1,3
ТМФ-160/6-10	160	6; 10	0,4; 0,69	0,51	3,1	4,5	2,4
ТМФ-250/6-10	250	6; 10	0,4; 0,69	0,74	4,2	4,5	2,3
ТМФ-400/6-10	400	6; 10	0,4; 0,69	0,95	5,9	4,5	2,1
ТМФ-630/6-10	630	6; 10	0,4; 0,69	1,31	8,5	5,5	2

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Потери напряжения в высоковольтных линиях

Проверка выбранного сечения производится путем сопоставления допустимой потери напряжения с расчетной. Для силовых сетей отклонение напряжения от номинального должно составлять не более $\pm 5\% U_{\text{ном}}$. Для осветительных сетей промышленных предприятий и общественных зданий допускается отклонение напряжения от $+5$ до $-2,5\% U_{\text{ном}}$, для сетей жилых зданий и наружного освещения $\pm 5\% U_{\text{ном}}$.

В таблицах П. 5. 1 и П. 5.2 даны длины линий при полной нагрузке на 1% потери напряжения $l_{\Delta U 1\%}$. При заданной допустимой потере напряжения $\Delta U_{\text{доп}\%}$ по соотношению (6.9).

Таблица П. 5. 1

Воздушные двухцепные линии на металлических опорах

Напряже- ние, кВ	Сечение, мм ²	Вес.т/км на одну цепь	Потери мощ- ности кВт/км на одну цепь	Нагрузка, сотни кВА на одну цепь	Длина линии, м, при полной нагрузке на 1% потери напря- жения
35	35	0,31/0,45	88	10,3	1340
	50	0,39/0,59	113	13,3	1480
	70	0,55/0,83	125	16,6	1650
	95	0,77/1,16	134	20,3	1840
	120	0,93/1,48	140	23,0	2050
	150	1,21/1,85	149	27,0	2190
	185	1,48/2,31	161	31,2	2340
	240	1,96/2,99	176	36,9	2560
110	70	0,55/0,83	125	104	5100
	95	0,77/1,16	134	128	5700
	120	0,93/1,48	140	144	6400
	150	1,21/1,85	149	170	6800
	185	1,48/2,31	161	196	7300
	240	1,96/2,99	176	232	7900

Таблица П. 5. 2

Основные расчетные данные высоковольтных кабелей

Напряжение, кВ	Сечение жилы, мм ²	Кабели с алюминиевыми жилами		Кабели с медными жилами	
		Потери в одном кабеле при полной нагрузке, кВт/км	Длина кабеля на 1% потери напряжения, м	Потери в одном кабеле при полной нагрузке, кВт/км	Длина кабеля на 1% потери напряжения, м
6	10	40	185	41	310
	16	45	220	46	370
	25	50	260	47	445
	35	51	310	49	524
	50	54	360	52	600
	70	59	410	59	690
	95	61	470	61	790
	120	64	510	64	865
	150	67	560	66	935
	185	69	600	70	1020
	240	70	680	72	1150
10	16	36	400	37	535
	25	39	510	38	650
	35	42	560	43	730
	50	44	660	44	860
	70	44	780	45	1010
	95	50	860	49	1120
	120	54	930	53	1210
	150	56	1010	54	1320
	185	57	1100	58	1440
	240	58	1250	60	1570

П Р И Л О Ж Е Н И Е 6

Удельные сопротивления в высоковольтных линиях

Таблица П. 6.1

Реактивное сопротивление воздушных линий, Ом/км

Марка	При среднем геометрическом расстоянии между проводами, мм									
	800	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
A-35	0,352	0,366	0,391	0,410	–	–	–	–	–	–
A-50	0,341	0,355	0,380	0,398	0,413	0,423	0,433	0,442	–	–
A-70	0,331	0,345	0,370	0,388	0,402	0,413	0,423	0,431	–	–
A-95	0,319	0,333	0,358	0,377	0,393	0,402	0,413	0,421	–	–
A-120	0,313	0,327	0,352	0,371	0,385	0,396	0,405	0,414	–	–
A-150	0,305	0,315	0,344	0,363	0,376	0,388	0,398	0,406	0,416	0,422
A-185	0,298	0,311	0,339	0,355	0,370	0,382	0,391	0,399	0,409	0,416
A-240	–	0,304	0,329	0,347	0,361	0,372	0,382	0,391	0,401	0,406
A-300	–	0,297	0,322	0,340	0,354	0,366	0,376	0,381	0,394	0,401
A-400	–	0,289	0,315	0,331	0,344	0,356	0,366	0,374	0,386	0,391
A-500	–	0,281	0,305	0,324	0,337	0,348	0,389	0,366	0,377	0,383
A-600	–	0,275	0,300	0,318	0,330	0,343	0,353	0,361	0,370	0,377
AC-16	0,374	0,389	0,411	0,430	0,442	–	–	–	–	–
AC-25	0,362	0,376	0,398	0,407	0,417	0,431	–	–	–	–
AC-35	0,346	0,362	0,385	0,403	0,412	0,429	0,438	0,446	–	–
AC-50	0,338	0,353	0,374	0,392	0,406	0,418	0,427	0,435	–	–
AC-70	0,327	0,341	0,364	0,382	0,396	0,408	0,417	0,425	0,433	0,440
AC-95	0,317	0,331	0,353	0,371	0,385	0,397	0,406	0,414	0,422	0,429
AC-120 (ACK-120, ACУ-120, ACKУ-120)	0,309	0,323	0,347	0,365	0,379	0,391	0,400	0,408	0,416	0,423
AC-150 (ACO-150, ACK-150, ACУ-150, ACKУ-150)	–	–	–	0,358	0,372	0,384	0,398	0,401	0,409	0,416
AC-185 (ACO-185, ACK-185, ACУ-185, ACKУ-185)	–	–	–	–	0,365	0,377	0,386	0,394	0,402	0,409
AC-240 (ACO-240, ACKO-240, ACУ-240, ACKУ-240)	–	–	–	–	–	0,369	0,378	0,386	0,394	0,401
AC-300 (ACO-300, ACK-300, ACУ-300, ACKУ-300)	–	–	–	–	–	0,358	0,368	0,379	0,385	0,395

Таблица П. 6.2

Активное сопротивление кабельных и воздушных линий, Ом/км

Площадь сечения, мм ²	Жила трехжильного кабеля		Фаза, выполненная проводом марки			
	алюминиевая	медная	А	АС и АСО	АСУ	М
1	–	18,5	–	–	–	–
1,5	–	12,5	–	–	–	–
2,5	12,5	7,4	–	–	–	–
4	7,81	4,63	–	–	–	–
6	5,21	3,09	–	–	–	3,06
10	3,12	1,84	–	–	–	1,84
16	1,95	1,16	1,98	2,06	–	1,2
25	1,25	0,74	1,28	1,31	–	0,74
35	0,894	0,53	0,92	0,85	–	0,54
50	0,625	0,37	0,64	0,65	–	0,39
70	0,447	0,265	0,46	0,46	–	0,28
95	0,329	0,195	0,34	0,37	–	0,2
120	0,261	0,154	0,27	0,27	0,28	0,158
150	0,208	0,124	0,21	0,21	0,21	0,128
185	0,169	0,1	0,185	0,17	0,17	0,103
240	0,13	0,077	–	0,132	0,131	0,078
300	–	–	–	0,107	0,106	–
400	–	–	–	0,08	0,079	–

Таблица П. 6.3

Среднее значения погонных реактивных сопротивлений линий сети

Характеристика линий	x_0 , мОм/м
Кабельные линии напряжением:	
до 1000 В	0,06
6–10 кВ	0,08
Изолированные провода внутренней проводки	0,11
Шинопроводы	0,15
Воздушные линии напряжением:	
6–10 кВ	0,38
35–220 кВ	0,40
500 кВ (с тремя проводами в фазе)	0,29

Таблица П. 6.4

Индуктивное сопротивление кабеля с СПЭ-изоляцией напряжением 6, 10, 15, 20, 35 и 110 кВ при частоте 50 Гц с учетом заземления экрана с двух сторон. Ом/км

Сечение жилы, мм ²	Напряжение, кВ											
	6		10		15		20		55		110	
	треуг.	пл.	треуг.	пл.	Треуг.	пл.	треуг.	пл.	треуг.	пл.	треуг.	пл.
50	0,132	0,208	0,134	0,210	0,139	0,215	0,143	0,219	0,156	0,231	-	-
70	0,123	0,199	0,126	0,202	0,131	0,206	0,134	0,210	0,146	0,222	-	-
95	0,117	0,193	0,120	0,195	0,124	0,199	0,127	0,203	0,139	0,214	-	-
120	0,112	0,188	0,115	0,190	0,119	0,194	0,122	0,198	0,133	0,209	-	-
150	0,106	0,183	0,109	0,185	0,113	0,189	0,116	0,192	0,127	0,203	-	-
185	0,102	0,179	0,105	0,181	0,108	0,185	0,112	0,188	0,122	0,198	0,139	0,215
240	0,098	0,175	0,100	0,177	0,104	0,180	0,107	0,183	0,117	0,193	0,133	0,209
300	0,095	0,171	0,097	0,173	0,100	0,176	0,103	0,179	0,113	0,189	0,128	0,204
350	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,126	0,201
400	0,09	0,166	0,091	0,167	0,094	0,170	0,097	0,173	0,106	0,182	0,121	0,197
500	0,087	0,164	0,088	0,164	0,091	0,167	0,093	0,169	0,102	0,178	0,116	0,192
630	0,084	0,16	0,085	0,161	0,088	0,164	0,090	0,166	0,098	0,174	0,112	0,187
800	0,082	0,158	0,082	0,158	0,085	0,161	0,087	0,163	0,094	0,170	0,107	0,183
1000	0,079	0,155	0,080	0,156	0,082	0,158	0,084	0,160	0,091	0,167	0,103	0,179

Таблица П. 6.4

Сопротивление жилы постоянному току при температуре 20 °С, не менее, Ом/км

Жила	Сечение, мм ²					
	50	70	95	120	150	185
Медная	0,387	0,268	0,193	0,153	0,124	0,0991
Алюминиевая	0,641	0,443	0,320	0,253	0,206	0,164
Жила	Сечение жилы, мм ²					
	240	300	400	500	630	800
Медная	0,0754	0,0601	0,0470	0,0366	0,0280	0,0221
Алюминиевая	0,125	0,100	0,0778	0,0605	0,0464	0,0367

Примечание. Сопротивление жилы при температуре, отличной от 20 °С, вычисляется по формуле:

$$\text{для медной жилы: } R_t = R_{20}(234,5 + \tau) / 254,5;$$

$$\text{для алюминиевой жилы: } R_t = R_{20}(228 + \tau) / 254,5,$$

где τ – температура жилы; R_{20} – сопротивление жилы при температуре 20 °С; R_t – сопротивление жилы при температуре t °С.

П Р И Л О Ж Е Н И Е 7

Сопротивления элементов в сети ниже 1000 В

Таблица 7.1

Средние значения сопротивлений первичных обмоток трансформаторов тока

Коэффициент трансформации	Сопротивления, мОм, трансформаторов тока класса точности			
	1		3	
	$X_{т.т}$	$R_{т.т}$	$X_{т.т}$	$R_{т.т}$
20/5	67	42	17	19
30/5	30	20	8	8,2
40/5	17	11	4,2	4,8
50/5	11	7	2,8	3
75/5	4,8	3	1,2	1,3
100/5	1,7	2,7	0,7	0,75
150/5	1,2	0,75	0,3	0,33
200/5	0,67	0,42	0,17	0,19
300/5	0,3	0,2	0,08	0,09
400/5	0,17	0,11	0,04	0,05
600/5	0,07	0,05	0,02	0,02

Таблица 7.2

Переходные сопротивления на ступенях распределения

Ступень	Место	$R_{ст.п.},$ мОм	Дополнительные сведения
1	Распределительные устройства подстанции	15	Используются при отсутствии достоверных данных о контактах и их переходных сопротивлениях в сетях, питающихся от цеховых трансформаторов мощностью до 2500 кВА включительно
2	Первичные распределительные цеховые пункты	20	
3	Вторичные распределительные цеховые пункты	25	
4	Аппаратура управления электроприемников, получающих питания от вторичных РП	30	

Таблица 7.3

Средние значения сопротивлений отключающих аппаратов

Номинальный ток, А	Сопротивления расцепителей автоматических выключателей при 65°C, мОм		Переходные сопротивления контактов, R_k , мОм		
	R_a	X_a	автоматических выключателей	рубильников	разъединителей
50	5,50	4,50	1,3	—	—
70	2,40	2,00	1,00	—	—
100	1,30	1,20	0,75	0,50	—
150	0,70	0,70	0,70	0,45	—
200	0,40	0,50	0,60	0,40	—
400	0,15	0,17	0,40	0,20	0,20
600	0,12	0,13	0,25	0,15	0,15
1000	0,10	0,10	0,15	0,08	0,08
1600	0,08	0,08	0,10	—	0,06
2000	0,07	0,08	0,08	—	0,03
2500	0,06	0,07	0,07	—	0,03
3000	0,05	0,07	0,06	—	0,02
4000	0,04	0,05	0,05	—	—

Таблица 7.4

Активные переходные сопротивления неподвижных контактных соединений

Кабель		Комплектный шинопровод	
S , мм ²	R_k , мОм	$I_{ном}$, А	R_k , мОм
16	0,085	<i>Распределительный</i>	
25	0,064	250	0,009
35	0,056	400	0,006
50	0,043	630	0,0037
70	0,029	<i>Магистральный</i>	
95	0,027	1600	0,0034
120	0,024	2500	0,0024
185	0,021	3200	0,0012
240	0,012	4000	0,0011

Таблица 7.5

Сопротивление понижающих трансформаторов мощностью
до 1600 кВ·А, приведенные к вторичному напряжению 0,4/0,23 кВ

Мощность, кВ·А	Верхний предел первичного напряжения, кВ	Схема соединений обмоток	$\Delta P_{кз}$, кВт	$u_{кз}$, %	R_{mp} , МОм	X_{mp} , МОм	Z_{mp} , МОм	$Z_{mp}^{(1)}$, МОм
25	10	Y/Y _H	0,6	4,5	153,9	243,6	287	3110
		Y/Z _H	0,69	4,7	176,5	243	302	906
40	10	Y/Y _H	0,88	4,5	88	157	180	1949
		Y/Z _H	1,0	4,7	100	159	187,5	562
63	10	Y/Y _H	1,28	4,5	52	102	114	1237
		Y/Z _H	1,47	4,7	59	105	119	360
	20	Y/Y _H	1,28	5,0	52	116	127	1136
		Y/Z _H	1,47	5,3	59	121	134	407
100	10	Y/Y _H	1,97	4,5	31,5	64,7	72	779
		Y/Z _H	2,27	4,7	36,3	65,7	75	226
	35	Y/Y _H	1,97	6,5	31,5	99	104	764
		Y/Z _H	2,27	6,8	36,2	126,5	109	327
160	10	Y/Y _H	2,65	4,5	16,6	41,7	45	487
		Y/Z _H	3,1	4,7	19,3	42,2	47	141
	35	Y/Y _H	2,65	6,5	16,6	62,8	65	478
		Y/Z _H	3,1	6,8	19,3	65,2	68	203
250	10	Y/Y _H	3,7	4,5	9,4	27,2	28,7	312
		Y/Z _H	4,2	4,7	10,8	28	30	90
	35	Y/Y _H	3,7	6,5	9,4	40,5	46	305
		Y/Z _H	4,2	6,8	10,8	42,2	43,6	130
400	10	Y/Y _H	5,5	4,5	5,5	17,1	18	195
		Δ /Y _H	5,9	4,5	5,9	17	18	56
	35	Y/Y _H	5,5	6,5	5,5	25,4	26	181
630	10	Y/Y _H	7,6	5,5	3,1	13,6	14	129
		Δ /Y _H	8,5	5,5	3,4	13,5	14	42
	35	Y/Y _H	7,6	6,5	3,1	16,2	16,5	121
1000	10	Y/Y _H	12,2	5,5	2	8,5	8,8	81
		Δ /Y _H	—	—	—	—	—	27
	35	Y/Y _H	12,2	6,5	2	10,2	10,4	77
		Δ /Y _H	—	—	—	—	—	32
1600	10	Y/Y _H	18	5,5	1	5,4	5,4	54
		Δ /Y _H	—	—	—	—	—	16,5
	35	Y/Y _H	18	6,5	1	6,4	6,5	51
		Δ /Y _H	—	—	—	—	—	19,5

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

Шкафы распределительные

Шкафы (пункты) распределительные предназначены для приема и распределения электрической энергии в силовых и осветительных цепях переменного трехфазного тока напряжением до 660 В включительно, для защиты отходящих линий от токов перегрузки и коротких замыканий, для нечастых коммутаций электрических цепей (до шести раз за 1 ч). Выпускаются в навесном, утопленном и напольном исполнении. Многие серии распределительных шкафов снабжаются кнопками управления для пусков асинхронных двигателей. Номинальные токи шкафов: 100, 160, 250, 400, 630 А.

Шкафы состоят из металлической оболочки со встроенными в нее сборными шинами, аппаратами и приборами. Выпускаются в пяти- и четырехпроводном исполнении, с аппаратом на вводе (рубильником, автоматическим выключателем) и без него.

Шкафы классифицируются по следующим признакам:

- максимальному номинальному току;
- наличию или отсутствию вводных выключателей (или их типу);
- максимальному числу и типоразмеру выключателей (предохранителей) отходящих линий;
- способу и месту установки (напольное, навесное, утопленное).

На отходящих линиях устанавливаются: плавкие предохранители типов ПН2, НПН2, однополюсные и (или) трехполюсные автоматические выключатели. Число отходящих линий зависит от исполнения шкафов. Максимально возможное число: 30–36 – только однофазных или 10–12 только трехфазных отходящих линий.

Промышленностью выпускаются шкафы (пункты):

серий ШРС 1, ШРС-11 с плавкими предохранителями;

серий ШРС11, ШРС12 и все исполнения пунктов серии ПР (ПР11, ПР22В, ПР8000 и др.) с автоматическими выключателями.

Шкафы распределительные серии ПР8000 выпускаются Иркутским заводом низковольтных устройств, Дивногорским заводом низковольтной аппаратуры и другими предприятиями следующих исполнений: ПР8503, ПР8703.

Шкафы предназначены:

ПР8503 – для эксплуатации в цепях с номинальным напряжением до 660 В переменного тока частотой 50 и 60 Гц;

ПР8703 – для эксплуатации в цепях с номинальным напряжением до 440 В постоянного тока;

По требованию заказчика возможна установка двух - и четырехполюсных устройств защитного отключения на отходящих линиях. Основные технические характеристики шкафов предприятия «ИЗНУ» приведены в табл. П. 8. 1– П. 8. 3

Таблица П. 8.1

Шкафы распределительные ПР8503, ПР8703 на ток до 200 А

Типоисполнение		Автоматические выключатели		Типоисполнение		Автоматические выключатели	
		на вводе	отходящих линий			на вводе	отходящих линий
навесное	утопленное	Тип 1	Тип 2	навесное	утопленное	Тип 1	Тип 3
1130-2	–	1	4	1160-2	–	1	10
1130-1	3130-1			1160-1	3160-1		
1131-2	–	1	6	1161-2	–	1	8
1131-1	3131-1			1161-1	3161-1		
1132-2	–	1	8	1162-2	–	1	6
1132-1	3132-1			1162-1	3162-1		
1133-2	–	1	10	1163-2	–	1	4
1133-1	3133-1			1163-1	3163-1		
1134-2	–	–	12	1196-2	–	–	6
1134-1	3134-1			1196-1	3196-1		
1135-2	–	–	10	1197-2	–	–	8
1135-1	3135-1			1197-1	3197-1		
1136-2	–	–	8	1198-2	–	–	10
1136-1	3136-1			1198-1	3198-1		
1137-2	–	–	6	1199-2	–	–	12
1137-1	3137-1			1199-1	3199-1		

Примечание. Тип 1 – автоматический выключатель ВА-57-35 от 100 до 250 А; тип 2 – автоматический выключатель ВА-57-31 от 16 до 100 А; тип 3 – автоматический выключатель АЕ2040-10Б от 16 до 63 А.

Таблица П. 8. 2

Технические характеристики шкафов распределения ПР8503, ПР8703 с номинальным током до 500 А

Типоисполнение шкафов			Автоматические выключатели		
навесное	напольное	утопленное	вводной	отходящих линий	
				ВА57-31	ВА57-35
1001-2,1001-4	–	–	1	6	–
1001-06	2001-6	–	1	6	–
1001-1,1001-3	–	3001-1,3001-3	1	6	–
1001-5	2001-5	3001-5	1	6	–
1002-2,1002-4	2002-2, 2002-4	–	1	8	–
1002-1,1002-3	2002-1,2002-3	3002-1	1	8	–
1002-5	2002-5	3002-5	1	8	–
1002-6	2002-6	–	1	8	–
1003-2,1003-4	2003-2, 2003-4	–	1	10	–
1003-5,1003-6	2003-5, 2003-6	–	1	10	–
1003-1,1003-3	2004-1,2003-3	3003-1,3003-3	1	10	–
1004-2,1004-4	2004-2, 2004-4	–	1	12	–
1004-5,1004-6	2004-5, 2004-6	–	1	12	–
1004-1,1004-3	2004-1,2004-3	3004-1, 3004-3	1	12	–
1005-2,1005-4	2005-2, 2005-4	–	1	–	8
1005-1,1005-3	2005-1,2005-3	–	1	–	8
1005-5, 1005-6	2005-5, 2005-6	–	1	–	8
1006-2,1006-4	2006-2, 2006-4	–	1	–	6
1006-1,1006-3	2006-1,2006-3	–	1	–	6
1006-5,1006-6	2006-5, 2006-6	–	1	–	6

Продолжение табл. П. 8. 2

Типоисполнение шкафов			Автоматические выключатели		
навесное	напольное	утопленное	вводной	отходящих линий	
				ВА57-31	ВА57-35
1007-2,1007-4	2007-2, 2007-4	–	1	2	2
1007-1,1007-3	–	–	1	2	2
1007-5,1007-6	2007-5, 2007-6	–	1	2	2
1008-2,1008-4	2008-2,2008-4	–	1	4	2
1008-1,1008-3	2008-1,2008-3	–	1	4	2
1008-5,1008-5	2008-5,2008-6	–	1	4	2
1009-5,1009-4	2009-2, 2009-4	–	1	6	2
1009-1,1009-3	2009-1,2009-3	–	1	6	2
1009-5,1009-6	2009-5, 2009-6	–	1	6	2
1009-1,1009-3	2009-1,2009-3	–	1	6	2
1009-5,1009-6	2009-5, 2009-6	–	1	6	2
1010-2,1010-4	2010-2, 2010-4	–	1	8	2
1010-1,1010-3	2010-1,2010-3	–	1	8	2
1010-5, 1010-6	2010-5, 2010-6	–	1	8	2
1011-2,1011-4	–	–	–	6	–
1011-1,1011-3	–	3011-1	–	6	–
–	–	3011-3	–	6	–
1011-5,1011-6	–	3011-5	–	6	–
1012-2,1012-4	–	–	–	8	–
1012-6	2012-6	–	–	8	–
1012-1, 1012-3	–	3012-1, 3012-3	–	8	–
1012-5	2012-5	3012-5	–	8	–

Продолжение табл. П. 8. 2

Типоисполнение шкафов			Автоматические выключатели		
навесное	напольное	утопленное	вводной	отходящих линий	
				ВА57-31	ВА57-35
1013-2,1013-4	–	–	–	10	–
1013-6	2013-6	–	–	10	–
1013-1,1013-3	–	3013-1,3013-3	–	10	–
1013-5	2013-5	3013-5	–	10	–
1014-2,1014-4	–	–	–	12	–
1014-6	2014-6	–	–	12	–
1014-1,1014-3	2014-1,2014-3	3014-1,3014-3	–	12	–
1014-5	2014-5	3014-5	–	12	–
1015-1(3), 1015-2(4)	–	–	–	–	4
1015-5,1015-6	2015-5, 2015-6	–	–	–	4
1016-1(3), 1016-2(4)	–	–	–	–	6
1016-5,1016-6	2016-5, 2016-6	–	–	–	6
1017	–	–	–	2	2
1018	–	–	–	4	2
1019-1(3), 1019-2(4)	–	–	–	6	2
1019-5,1019-6	2019-5, 2019-6	–	–	6	2
1020	2020	–	–	8	2
1021-1(3), 1021-2(4)	–	–	–	2	4
1021-5, 1021-6	2021-5, 2021-6	–	–	2	
1022-1(3), 1022-2(4)	–	–	–	4	4
1022-5,1022-6	2022-5, 2022-6	–	–	4	4
1023-1(3), 1023-2(4)	2023-1(3), 2023-2(4)	–	1	2	4

Продолжение табл. П. 8. 2

Типоисполнение шкафов			Автоматические выключатели		
навесное	напольное	утопленное	вводной	отходящих линий	
				ВА57-31	ВА57-35
1023-5,1023-6	2023-5, 2023-6	–	1	2	4
1024-1(3), 1024-2(4)	2024-1(3), 2024-2(4)	–	1	4	4
1024-5,1024-6	2024-5, 2023-6	–	1	4	4
1051-2,1051-4	–	–	1	6	–
1051-3,1051-3	–	3051-1,3051-3	1	6	–
1051-5	2051-5	3051-5	1	6	–
1051-6	2051-6	–	1	6	–
1052-2,1052-4	2052-2, 2052-4	–	1	8	–
1052-5,1052-6	2052-5, 2052-6	–	1	8	–
1052-1,1052-3	2052-1,2052-3	3052-1,3052-3	1	8	–
1053-2,1053-4	2053-2, 2053-4	–		10	
1053-5,1053-6	2053-5, 2053-6	–	1	10	
1053-1,1053-3	2053-1,2053-3	3053-1,3053-3	1	10	–
1054-2,1054-4	2054-2, 2054-4	–	1	12	–
1054-5,1054-6	2054-5, 2054-6	–	1	12	–
1054-1,1054-3	2054-1,2054-3	3054-1,3054-3	1	12	–
1055-1(3), 1055-2(4)	2055-1(3), 2055-2(4)	–	1	–	8
1055-5,1055-6	2055-5, 2055-6	–	1	–	8
1056-1(3), 1056-2(4)	2056-1(3), 2056-2(4)	–	1	2	6
1056-5,1056-6	2056-5, 2056-6	–	1	2	6
1057-1(3), 1057-2(4)	2057-1(3), 2057-2(4)	–	1	4	2
1057-5,1057-6	2057-5, 2057-6	–	1	4	2
1058-1(3), 1058-2(4)	2058-1(3), 2058-2(4)	–	1	–	2

Продолжение табл. П. 8. 2

Типоисполнение шкафов			Автоматические выключатели		
навесное	напольное	утопленное	вводной	отходящих линий	
				BA57-31	BA57-35
1058-5,1058-6	2058-5, 2058-6	–	1	–	2
1059-1(3), 1059-2(4)	–	–	1	2	2
1059-5, 1059-6	2059-5, 2059-6	–	1	2	2
1060-1(3), 1060-2(4)	2060-1(3), 2060-2(4)	–	1	4	2
1060-5,1060-6	2060-5, 2060-6	–	1	4	2
1061-1(3), 1061-2(4)	2061-1(3), 2061-2(4)	–	1	6	–
1061-5, 1061-6	2061-5, 2061-6	–	1	6	–
1062-1(3), 1062-2(4)	2062-1(3), 2062-2(4)	–	1	8	–
1062-5,1062-6	2062-5, 2062-6	–	1	8	–
1063-2(4), 1063-6	–	–	–	6	–
1063-1, 1063-3	–	3063-1,3063-3	–	6	–
1063-5	–	3063-5	–	6	–
1064-2,1064-4	–	–	–	8	–
1064-1,1064-3	–	3064-1,3064-3	–	8	–
1064-5	2064-5	3064-5	–	8	–
1064-6	2064-6	–	–	8	–
1065-2 1065-4	–	–	–	10	–
1065-1,1065-3	–	3065-1,3065-3	–	10	–
1065-5	2065-5	3065-5	–	10	–
1065-6	2065-6	–	–	10	–
1066-2(4), 1066-6	2066-2(4), 2066-6	–	–	12	–
1066-1,1066-3	2066-1,2066-3	3066-1, 3066-3	–	12	–
1066-5	2066-5	3066-5	–	12	–
1067-1(3), 1067-2(4)	–	–	–	–	4
1067-5,1067-6	2067-5, 2067-6	–	–	–	4
1068-1(3), 1068-2(4)	–	–	–	2	4
1068-5,1068-6	2062-5, 2062-6	–	–	2	4
1069-1(3), 1069-2(4)	–	–	–	4	4
1069-5,1069-6	2069-5, 2069-6	–	–	4	4
1070-1(3), 1070-2(4)	–	–	–	–	6

Окончание табл. П. 8. 2

Типоисполнение шкафов			Автоматические выключатели		
навесное	напольное	утопленное	вводной	отходящих линий	
				ВА57-31	ВА57-35
1070-5,1070-6	2070-5, 2070-6	–	–	–	6
1071	–	–	–	2	2
1072	–	–	–	4	2
1073-1(3), 1073-2(4)	–	–	–	6	2
1073-5,1073-6	2073-5, 2073-6	–	–	6	2
1074	2074	–	–	8	2

Примечания.

1. В схемах 201–243 возможна замена трех однополюсных автоматов ВА 61F29-1 на один трехполюсный ВА 61A29-3.

2. В качестве выключателей ввода применяются: ВА57-39 (ВА52-39) с номинальным током – 630, 500, 400, 320 А, при этом номинальный ток шкафа – 500, 400, 320 и 250 соответственно; ВА57Ф35 с номинальным током – 250, 200, 160, 125, 100 А, при этом номинальный ток шкафа – 200, 160, 125, 100, 80 А соответственно.

Таблица П. 8. 3

Технические характеристики шкафов ПР8503, ПР8703 с номинальным током до 500 А с автоматическими выключателями серий ВА57F35 и ВА61F29-1В

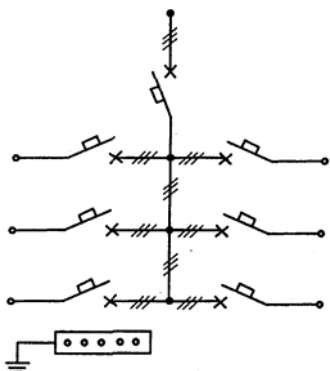
Типоисполнение шкафов			Автоматические выключатели		
навесное	напольное	утопленное	на вводе	отходящих линий	
				ВА61F29-1В	ВА57-35
1201-2	2201-2	–	ВА57-39 (ВА52-39)	4	24
1202-2	2202-2	–	ВА57-39 (ВА52-39)	4	18
1201-1	2201-1	–	–	–	–
1203-2	2203-2	–	ВА57-39 (ВА52-39)	4	12
1203-1	2203-1	–	–	–	–
1205-2	2205-2	–	ВА57-39 (ВА52-39)	2	24
1205-1	2205-1	–	–	–	–
1206-2	2206-2	–	ВА57-39 (ВА52-39)	2	18
1206-1	2206-1	–	–	–	–
1207-2	2207-2	–	ВА57-39 (ВА52-39)	2	12
1207-1	2207-1	–	–	–	–
1209-2	2209-2	–	–	4	24
1209-1	2209-1	–	–	–	–

Окончание табл. П. 8. 3

Типоисполнение шкафов			Автоматические выключатели		
навесное	напольное	утопленное	на вводе	отходящих линий	
				ВА61F29-1В	ВА57-35
1210-2	2210-2	–	–	4	18
1210-1	2210-1	–	–	–	–
1211-2	2211-2	–	–	4	12
1211-1	2211-1	–	–	–	–
1213-2	2213-2	–	–	2	24
1213-1	2213-1	–	–	–	–
1214-2	2214-2	–	–	2	18
1214-1	2214-1	–	–	–	–
1215-2	2215-2	–	–	2	12
1215-1	2215-1	–	–	–	–
1217-2	2217-2	3217-2	ВА57-39 (ВА52-39)	–	48
1217-1	2217-1	3217-1	–	–	–
1219-2	2219-2	3219-2	ВА57-39 (ВА52-39)	–	35
1219-1	2219-1	3219-1	–	–	–
1225-2	2225-2	3225-2	–	–	48
1225-1	2225-1	3225-1	–	–	–
1227-2	2227-2	3227-2	–	–	36
1227-1	2227-1	3227-1	–	–	–
1240-2	2240-2	3240-2	ВА57Ф35	–	48
1240-1	2240-1	3240-1	–	–	–
1241-2	2241-2	3141-2	ВА57Ф35	–	36
1241-1	2241-1	3241-1	ВА57-35	–	36
1242-2	2242-2	3242-2	–	–	48
1242-1	2242-1	3242-1	–	–	48

Схемы расположения выключателей в шкафах ПР8503, ПР8703 приведены на рис. 7.3.1.

Схемы 001, 051 и др.



Схемы 011, 063 и др.

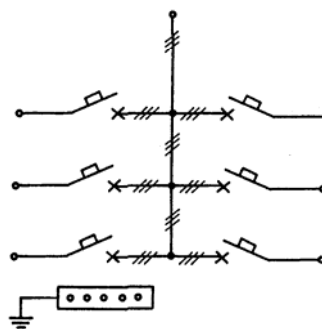


Схема 203

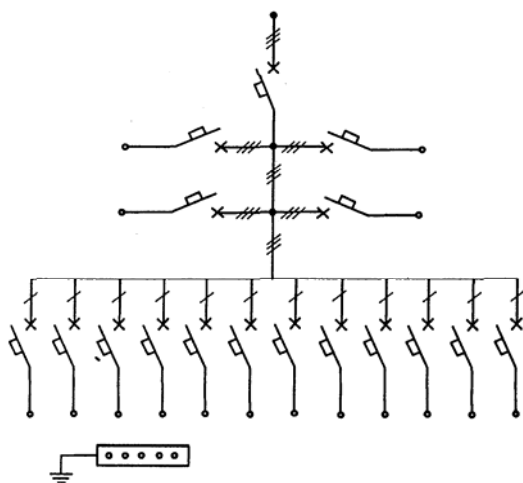
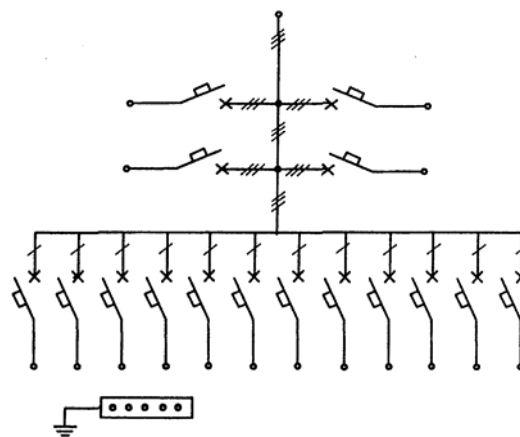
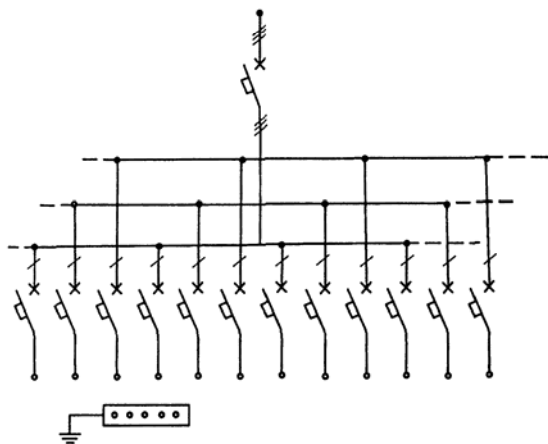


Схема 211



Схемы 217, 219, 240, 241 (число
однополюсных автоматов – до 48)



Схемы 225, 227, 242, (число
однополюсных автоматов – до 48)

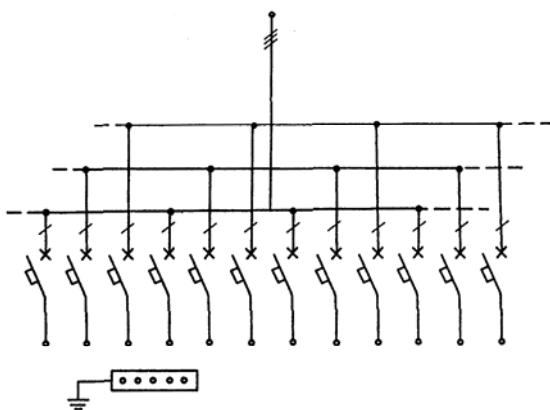


Рис. П. 8. 1 . Схемы расположения автоматических выключателей в распределительных шкафах серий ПР8503, ПР8703

Шкафы распределительные ПР8501 производства Иркутского завода низковольтных устройств выпускаются в климатическом исполнении У2, У3, Т2, Т3 и УХЛ3. Шкафы комплектуются вводными автоматическими выключателями серии ВА51, ВА57 с токоограничивающими и нетокоограничивающими электромагнитными и тепловыми расцепителями. Управление вводными выключателями на ток свыше 400 А предусматривается только при закрытой двери шкафа, для чего применены выключатели с электромагнитным приводом, а на двери установлены кнопки управления и сигнальная аппаратура, указывающая на положение выключателя. На отходящих линиях предусматриваются автоматические выключатели:

- однополюсные на токи от 10 до 63 А: АЕ2046, ВА21-29, ВА51-59;
- трехполюсные на токи от 10 до 100 А: ВА51-31, ВА51-35, ВА57-35;
- трехполюсные на токи от 160 до 250 А: ВА51-35, ВА57-35, АЕ20.

Допустимые значения тока электродинамической стойкости для шкафов: при номинальном токе до 400 А включительно – 25 кА; при токе 630 А – 50 кА. Технические характеристики шкафов распределительных ПР8501 приведены в табл. П 8.4.

Таблица П.8.4

Технические характеристики шкафов распределения

Номер шкафа	Номинальный ток вводного автоматического выключателя, А	Номинальный ток шкафа	Число автоматических выключателей отходящих линий		
			однополюсные на 10–63 А	трехполюсные на 10–100 А	трехполюсные на 160–250 А
001	–	144	3	–	–
002	–	144	6	–	–
003	–	144	3	1	–
004	–	144	–	2	–
005	–	144	12	–	–
006	–	144	6	2	–
007	–	144	–	4	–
008	–	144	18	–	–
009	–	144	12	2	–
010	–	144	6	4	–
011	–	225	–	6	–
012	–	225	12	–	–
013	–	225	6	2	–
014	–	225	–	4	–
015	–	225	18	–	–
016	–	225	12	2	–
017	–	225	6	4	–

Продолжение табл. П.8.4

Номер шкафа	Номинальный ток вводного автоматического выключателя, А	Номинальный ток шкафа	Число автоматических выключателей отходящих линий		
			однополюсные на 10–63 А	трехполюсные на 10–100 А	трехполюсные на 160–250 А
018	–	225	–	6	–
019	–	225	24	–	–
020	–	225	18	2	–
021	–	225	12	4	–
022	–	225	6	6	–
023	–	225	–	8	–
024	–	225	30	–	–
025	–	225	24	2	–
026	–	225	18	4	–
027	–	225	12	12	–
028	–	225	6	8	–
029	–	225	–	10	–
030	–	360	18	–	–
031	–	360	12	2	–
032	–	360	6	4	–
033	–	360	–	6	–
034	–	360	24	–	–
035	–	360	18	2	–
036	–	360	12	–	–
037	–	360	360	6	–
038	–	360	–	8	–
039	–	360	30	–	–
040	–	360	24	2	–
041	–	360	18	4	–
042	–	360	12	6	–
043	–	360	6	8	–
044	–	360	–	10	–
045	160	144	3	–	–
046	160	144	6	–	–
047	160	144	3	1	–
048	160	144	–	2	–
049	160	144	12	–	–
050	160	144	6	2	–
051	160	144	–	4	–

Продолжение табл. П.8.4

Номер шкафа	Номинальный ток вводного автоматического выключателя, А	Номинальный ток шкафа	Число автоматических выключателей отходящих линий		
			однополюсные на 10–63 А	трехполюсные на 10–100 А	трехполюсные на 160–250 А
052	160	144	18	–	–
053	160	144	12	2	–
054	160	144	6	4	–
055	160	144	–	6	–
056	250	225	12	–	–
057	250	225	6	2	–
058	250	225	–	4	–
059	250	225	18	4	–
060	250	225	12	2	–
061	250	225	6	4	–
062	250	225	–	6	–
063	250	225	24	–	–
064	250	225	18	2	–
065	250	225	12	4	–
066	250	225	6	6	–
067	250	225	–	8	–
068	250	225	30	–	–
069	250	225	24	2	–
070	250	225	18	4	–
071	250	225	12	6	–
072	250	225	6	8	–
073	250	225	–	10	–
074	400	360	–	4	–
075	400	360	18	–	–
076	400	360	12	2	–
077	400	360	6	4	–
078	400	360	–	6	–
079	400	360	24	–	–
080	400	360	18	2	–
081	400	360	12	4	–
082	400	360	6	6	–
083	400	360	–	8	–
084	400	360	30	–	–
085	400	360	24	2	–

Продолжение таблицы П. 8. 4

Номер шкафа	Номинальный ток вводного автоматического выключателя, А	Номинальный ток шкафа	Число автоматических выключателей отходящих линий		
			однополюсные на 10–63 А	трехполюсные на 10–100 А	трехполюсные на 160–250 А
086	400	360	18	4	–
087	400	360	12	6	–
088	400	360	6	8	–
089	400	360	–	10	–
090	630	567	–	6	–
091	630	567	–	8	–
092	630	567	–	10	–
093	630	567	–	12	–
094	630	567	–	–	4
095	630	567	–	2	2
096	630	567	–	4	2
097	630	567	–	6	2
098	630	567	–	8	2
099	400	360	–	4	–
100	400	360	18	–	–
101	400	360	12	2	–
102	400	360	6	4	–
103	400	360	–	6	–
104	400	360	24	–	–
105	400	360	18	2	–
106	400	360	12	4	–
107	400	360	6	6	–
108	400	360	–	8	–
109	400	360	30	–	–
110	400	360	24	2	–
111	400	360	3	–	–
112	400	360	6	–	–
113	400	360	3	1	–
114	400	360	–	2	–
115	630	567	–	6	–
116	630	567	–	8	–
117	630	567	–	10	–
118	630	567	–	12	–
119	630	567	–	–	4

Окончание табл. П.8.4

Номер шкафа	Номинальный ток вводного автоматического выключателя, А	Номинальный ток шкафа	Число автоматических выключателей отходящих линий		
			однополюсные на 10–63 А	трехполюсные на 10–100 А	трехполюсные на 160–250 А
120	630	567	–	2	2
121	630	567	–	4	2
122	630	567	–	6	2
123	630	567	–	8	2
124	400	360	–	4	–
125	400	360	18	–	–
126	400	360	12	2	–
127	400	360	6	4	4
128	400	360	6	6	–
129	400	360	24	–	–
130	400	360	18	2	–
131	400	360	12	4	–
132	400	360	6	6	–
133	400	360	–	8	–
134	400	360	30	–	–
135	400	360	24	2	–
136	400	360	18	4	–
137	400	360	12	6	–
138	400	360	6	8	–
139	400	360	–	10	–
140	4130	360	–	6	–
141	630	567	–	8	–
142	630	567	–	10	–
143	630	567	–	12	–
144	630	567	–	–	4
145	630	567	–	2	2
146	630	567	–	4	–
147	630	567	–	6	2
148	630	567	–	8	2

Пункты распределительные серии ПР24 укомплектованы автоматическими выключателями серии АЗ700. В зависимости от схемы в шкафах устанавливается 4, 6, 8 или 12 линейных автоматов. В таблице П. 8.5 приведены параметры и комплектация некоторых типов распределительных пунктов ПР24.

Таблица П. 8.5

Технические данные пунктов распределительных серии ПР24

Распределительный пункт		Встраиваемый выключатель				
Навесное исполнение	Напольное исполнение		Вводной		Линейный	
	Сверху и снизу проводами и кабелями с резиновой или с пластмассовой изоляцией	Снизу кабелями с бумажной изоляцией	Тип	Количество	(количество выключателей типов)	
Способ монтажа внешних проводников		Допустимый ток, А		Пределы регулировки номинального тока расцепителя, А	A3726ФУ3 и *	A3716ФУ3 и **
ПР24-3101(3401)	ПР24-5101(5401)	ПР24-7101(7401)	630(700)	–	2	–
ПР24-3102(3402)	ПР24-5102(5402)	ПР24-7102(7402)	630(700)	–	–	–
ПР24-3103(3403)	ПР24-5103(5403)	ПР24-7103(7403)	630(700)	–	2	–
ПР24-3104(3404)	ПР24-5104(5404)	ПР24-7104(7404)	630(700)	–	–	4
ПР24-3105(3405)	ПР24-5105(5405)	ПР24-7105(7405)	630(700)	–	–	–
ПР24-3206(3506)	ПР24-5206(5506)	ПР24-7206(7506)	630(700)	–	2	4
ПР24-3207(3507)	ПР24-5207(5507)	ПР24-7207(7507)	630(700)	–	–	4
ПР24-3208(3508)	ПР24-5208(5508)	ПР24-7208(7508)	630(700)	–	–	4
ПР24-3309(3609)	ПР24-5209(5509)	ПР24-7209(7509)	630(700)	–	–	2
ПР24-3310(3610)	ПР24-5210(5510)	ПР24-7210(7510)	630(700)	–	–	12
ПР24-3311(3611)	ПР24-5211(5511)	ПР24-7211(7511)	630(700)	–	–	10
ПР24-3312(3512)	ПР24-5212(5512)	ПР24-7212(7512)	550(600)	–	–	8
ПР24-3213	ПР24-5213	ПР24-7213	420	А3744С	2	–
ПР24-3214(3514)	ПР24-5214(5514)	ПР24-7214(7514)	550(600)	А3734С	–	2
ПР24-3215(3515)	ПР24-5215(5515)	ПР24-7215(7515)	550(600)	А3744С	–	4
ПР24-3216(3319)	ПР24-5216(5219)	ПР24-7216(7219)	420	А3744С	2	2
ПР24-3217(3517)	ПР24-5217(5517)	ПР24-7217(7517)	550(600)	А3734С	–	6(8)
ПР24-3218(3518)	ПР24-5218(5518)	ПР24-7218(7518)	550(600)	А3744С	–	4
ПР24-3320(3620)	ПР24-5220(5520)	ПР24-7220(7520)	550(600)	А3744С	–	–
ПР24-3321(3621)	ПР24-5221(5521)	ПР24-7221(7521)	550(600)	А3744С	–	8
ПР24-3322(3622)	ПР24-5222(5522)	ПР24-7222(7522)	550(600)	А3744С	–	6
ПР24-3223(3523)	ПР24-5223(5523)	ПР24-7223(7523)	550(600)	А3744С	–	4
				А3748Н	2	–

Окончание таблицы П. 8. 5

Навесное исполнение		Распределительный пункт		Встраиваемый выключатель			Линейный		
Способ монтажа внешних проводников		Напольное исполнение		Допустимый ток, А	Вводной		(количество выключателей типов)		
Сверху и снизу проводниками и кабелями с резиновой или с пластмассовой изоляцией	Снизу кабелями с бумажной изоляцией	Тип	Количество		Пределы регулирования номинального тока расцепителя, А	A3726ФУ3 и A3722ФУ3*	A3716ФУ3 и A3712ФУ3**	A3716ФУ3**	A3716ФУ3**
ПР24-3224(3524)	ПР24-5224(5524)	ПР24-7224(7524)	480(520)	A3738H	1	-	-	2	2
ПР24-3225(3525)	ПР24-5225(5525)	ПР24-7225(7525)	550(600)	A3748H	1	-	-	4	-
ПР24-3226(3526)	ПР24-5226(5526)	ПР24-7226(7526)	550(600)	A3748H	1	-	2	2	2
ПР24-3227(3527)	ПР24-5227(5527)	ПР24-7227(7527)	480(520)	A3738H	1	-	-	-	6
ПР24-3228(3528)	ПР24-5228(5528)	ПР24-7228(7528)	550(600)	A3748H	1	-	-	2	4
ПР24-3229(3529)	ПР24-5229(5529)	ПР24-7229(7529)	550(600)	A3748H	1	-	-	6	-
ПР24-3330(3630)	ПР24-5230(5530)	ПР24-7230(7530)	480(520)	A3738H	1	-	-	-	8
ПР24-3331(3631)	ПР24-5231(5531)	ПР24-7231(7531)	550(600)	A3748H	1	-	-	-	8
ПР24-3332(3632)	ПР24-5232(5532)	ПР24-7232(7532)	550(600)	A3748H	1	-	-	2	6
ПР24-3333(3633)	ПР24-5233(5533)	ПР24-7233(7533)	550(600)	A3748H	1	-	-	4	4

Примечания.

1. В скобках указаны пункты с другими допустимыми токами при той же комплектности.
2. Пункты выпускаются по степени защиты в двух исполнениях – IP21 и IP54, что отражается в обозначении пункта введением дополнительно к марке пункта обозначений 21У3 или 54У3, например ПР24-3101-21У3 и ПР24-3101-54У3.
3. * номинальный ток термобиметаллических расцепителей выключателей типов: А3726ФУ3-(160-250)А, А3722ФУ3-160А; ** – то же, для типов А3716ФУ3-(16-160)А, А3712ФУ3-160А; *** – то же, для типов А3716ФУ3-(16-80)А.

Шкафы распределительные ШР-11 и ШРС1 производства Иркутского завода низковольтных устройств применяются в силовых и осветительных сетях трехфазного переменного тока напряжением до 380 В частотой 50 и 60 Гц с глухозаземленной нейтралью. Шкафы рассчитаны на номинальные токи до 400 А и номинальное напряжение до 380 В. На вводе в шкаф устанавливается: рубильник; рубильник с предохранителем или два рубильника, на отходящих линиях – плавкие предохранители серий ПН-2 и НПН2. Основные технические характеристики шкафов приведены в табл. П. 8. 6, П.8 7, принципиальные схемы и внешний вид шкафов показаны на рис. П. 8. 2.

Таблица П. 8. 6

Технические характеристики шкафов ШР11, ШРС1

Номер и климатическое исполнение для шкафов Ш Р11 -737-XX-XX XX	Номер и климатическое исполнение для шкафов ШРС1-XXУЗ	Номинальный ток, А	Число предохранителей отходящих линий			Номер рисунка
			тип 1	тип 2	тип 3	
02-22 УЗ	20УЗ	250	5	–	–	П.8.2, б
01-54 У2	50УЗ	200	5	–	–	То же
02-22 УЗ	21 УЗ	250	–	5	–	» »
02-54 У2	51 УЗ	200	–	5	–	» »
03-22 УЗ	52УЗ	250	2	3	–	» »
03-54 У2	20УЗ	200	2	3	–	» »
04-22 УЗ	23УЗ	400	8	–	–	» »
04-54 У2	53УЗ	320	8	–	–	» »
05-22 УЗ	24 УЗ	400	–	8	–	» »
05-54 У2	54УЗ	320	–	8	–	» »
06-22 УЗ	–	400	–	–	8	» »
06-54 У2	–	320	–	–	8	» »
07-22 УЗ	–	400	–	3	2	» »
07-54 У2	–	320	–	3	2	» »
08-22 УЗ	26УЗ	400	–	–	5	» »
07-54 У2	–	320	–	3	2	» »
08-22 УЗ	26УЗ	400	–	–	5	» »
08-54 У2	56УЗ	320	–	–	5	
09-22УЗ	25УЗ	400	4	4	–	
09-54 У2	55УЗ	320	4	4	–	
010-22 УЗ	28УЗ	400	2	4	2	
010-54 У2	58УЗ	320	2	4	2	

Окончание табл. П. 8. 5

Номер и климатическое исполнение для шкафов Ш Р11 -737-XX-XX XX	Номер и климатическое исполнение для шкафов ШРС1-XXУЗ	Номинальный ток, А	Число предохранителей отходящих линий			Номер рисунка
			тип 1	тип 2	тип 3	
011-22 УЗ	27УЗ	400	–	6	2	
011-54 У2	57УЗ	320	–	6	2	
012-22 УЗ	–	400	8	–	–	
012-54 У2	–	320	8	–	–	
013-22 УЗ	–	400	–	8	–	
013-54 У2	–	320	–	8	–	
014-22 УЗ	–	400	–	–	8	
014-54У2	–	320	–	–	8	
015-22 УЗ	–	400	4	4	–	
015-54 У2	–	320	4	4	–	
016-22 УЗ	–	400	2	4	2	
016-54 У2	–	320	2	4	2	
017-22 УЗ	–	400	–	6	2	
017-54 У2	–	320	–	6	2	
018-22 УЗ	–	400	8	–	–	
018-54 У2	–	320	8	–	–	
019-22 У2	–	400	–	8	–	
019-54 У2	–	320	–	8	–	
020-22 УЗ	–	400	–	–	8	
020-54 У2	–	320	–	–	8	
021-22 УЗ	–	400	4	4	–	
021-54 У2	–	320	4	4	–	
022-22 УЗ	–	400	2	4	2	
022-54 У2	–	320	2	4	2	
023-22 УЗ	–	400	–	6	2	
023-54 У2	–	320	–	6	2	» »

Таблица П. 8.6

Технические данные шкафов распределительных серии ШР11

Тип шкафа	Аппараты ввода		Число трехфазных групп и номинальные токи, А, предохранителей отходящих линий
	Тип и номинальные токи, А		
	рубильник	предохранитель	
ШР11-73701	P16-353 250 А	—	5×60
ШР11-73702			5×100
ШР11-73703			2×60 + 3×100
ШР11-73504	P16-373 400 А	—	8×60
ШР11-73505			8×100
ШР11-73506			8×250
ШР11-73707			3×100 + 2×250
ШР11-73708			5×250
ШР11-73509			4×60 + 4×100
ШР11-73510			2×60 + 4×100 + 2×250
ШР11-73511			6×100 + 2×250
ШР11-73512	P16-373 400 А	400	8×60
ШР11-73513			8×100
ШР11-73514			8×250
ШР11-73515			4×60 + 4×100
ШР11-73516			2×60 + 4×100 + 2×250
ШР11-73517			6×100 + 2×250

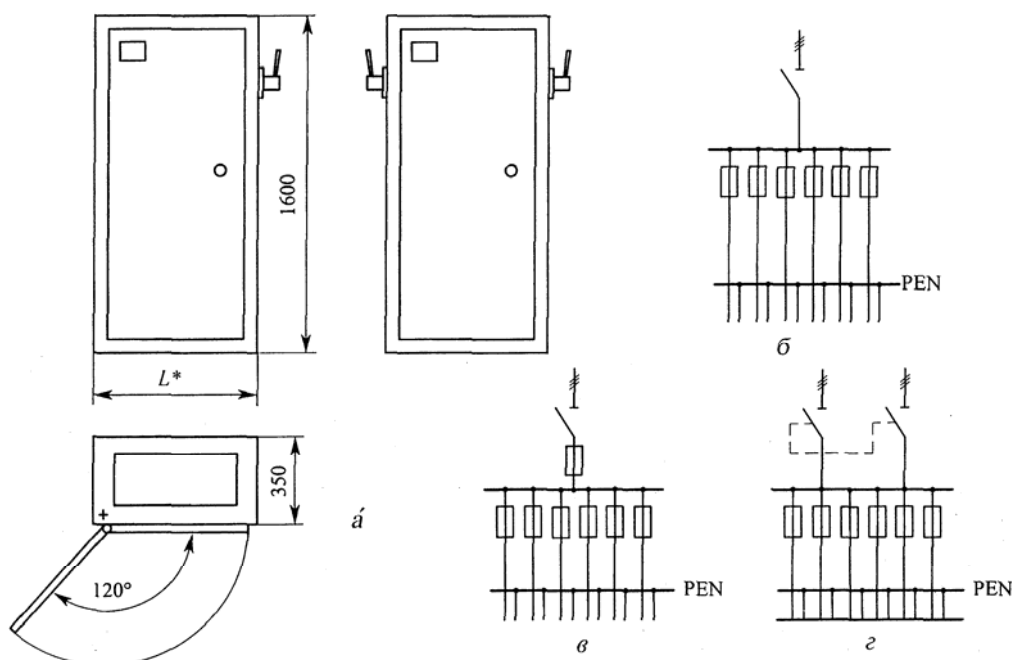


Рис. П. 8. 2 Габаритные размеры а) и (б-з) принципиальные схемы распределительных шкафов ШР-11, ШРС-1

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

Предохранители плавкие

Таблица П.9.1

Технические данные предохранителей НПН и ПН2

Тип предохранителя	Номинальный ток		Предельный ток отключения (действующее значение), А	При каком положении предохранителя	
	предохранителя, А	плавких вставок, А			
НПН-15	15	6; 10; 15	—		
НПН-60М	60	20; 25; 35; 45; 60	—		
Патроны разборные	ПН2-100	100	30; 40; 50; 60; 80; 100	50 000	При вертикальном и горизонтальном положении
	ПН2-250	250	80; 100; 125; 150; 200; 250	40 000	
	ПН2-400	400	200; 250; 300; 400	25 000	Только при вертикальном положении
	ПН2-600	600	300; 400; 500; 600	25 000	
	ПН2-1000	1000	500; 600; 750; 800; 1000	10 000	

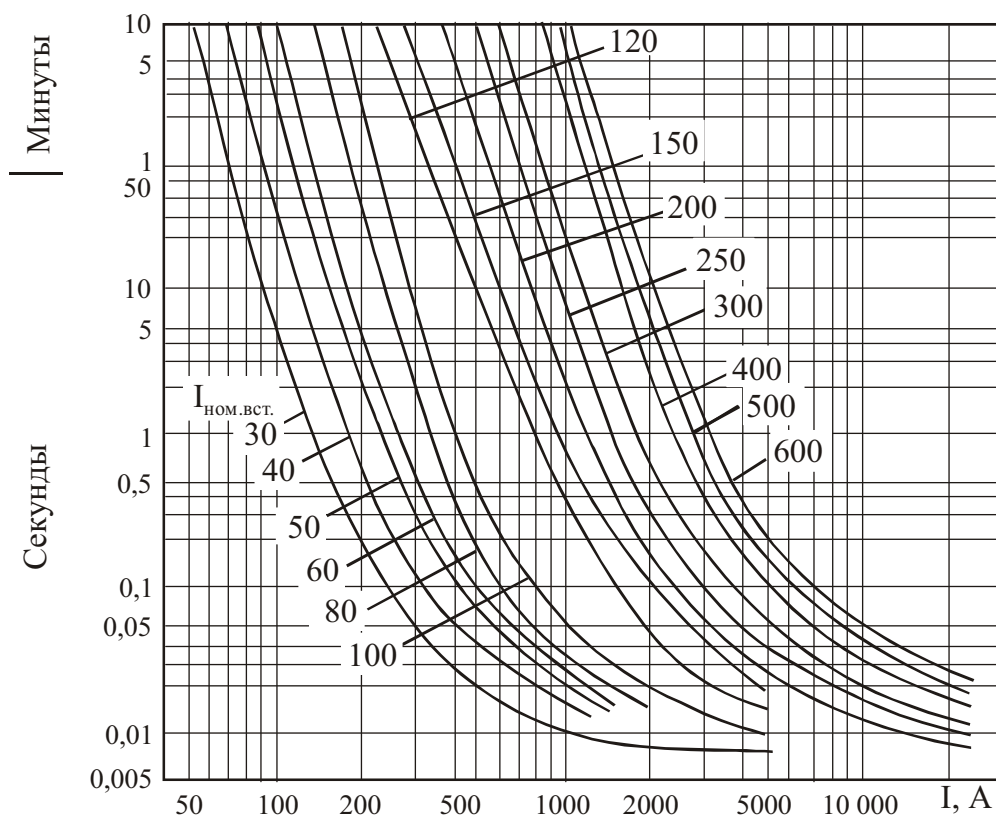


Рис. П.9.1 Защитные характеристики плавких вставок предохранителей ПН2

Предохранители плавкие серии ППНИ Предохранители плавкие серии ППНИ торговой марки ИЕК® предназначены для защиты промышленных установок и кабельных линий от перегрузки и короткого замыкания. Предохранители соответствуют требованиям ГОСТ Р 50339.0, ГОСТ Р 50339.2.

Предохранители используются в однофазных и трехфазных сетях переменного тока, напряжением до 660 В, частотой 50 Гц.

Область применения: вводно-распределительные устройства, шкафы и пункты распределительные, оборудование трансформаторных подстанций, шкафы низкого напряжения, шкафы и ящики управления.

Типоисполнения, технические характеристики предохранителей приведены в таблице П. 9. 2.

Времятоковые характеристики плавких вставок - на рисунке П. 9.2.

Номинальные токи предохранителей для совместного межуровневого использования приведены на рисунке П. 9. 3.

Таблица П.9.2

Технические данные предохранителей ППНИ

Наименование параметра	Значение					
Тип плавкой вставки	ППНИ-33	ППНИ-33	ППНИ-33	ППНИ-35	ППНИ-37	ППНИ-39
Габарит предохранителя	ООС	00	0	1	2	3
Номинальный ток плавкой вставки I_n , А	2; 4; 6; 8; 10; 12; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160	2; 4; 6; 8; 10; 12; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160	2; 4; 6; 8; 10; 12; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160	40; 50; 63; 80; 100; 125; 160; 200; 250	40; 50; 63; 80; 100; 125; 160; 200; 250; 315; 355; 400	100; 125; 160; 200; 250; 315; 355; 400; 500; 630
Тип держателя предохранителя	ДП-33 габарит 00	ДП-33 габарит 00	ДП-33 габарит 0	ДП-35 габарит 1	ДП-37 габарит 2	ДП-39 габарит 3
Номинальный ток, А	160			250	400	630
Номинальное напряжение, В	400; 500; 660					
Номинальная способность, кА	при 500 В 120					
	при 660 В 50					

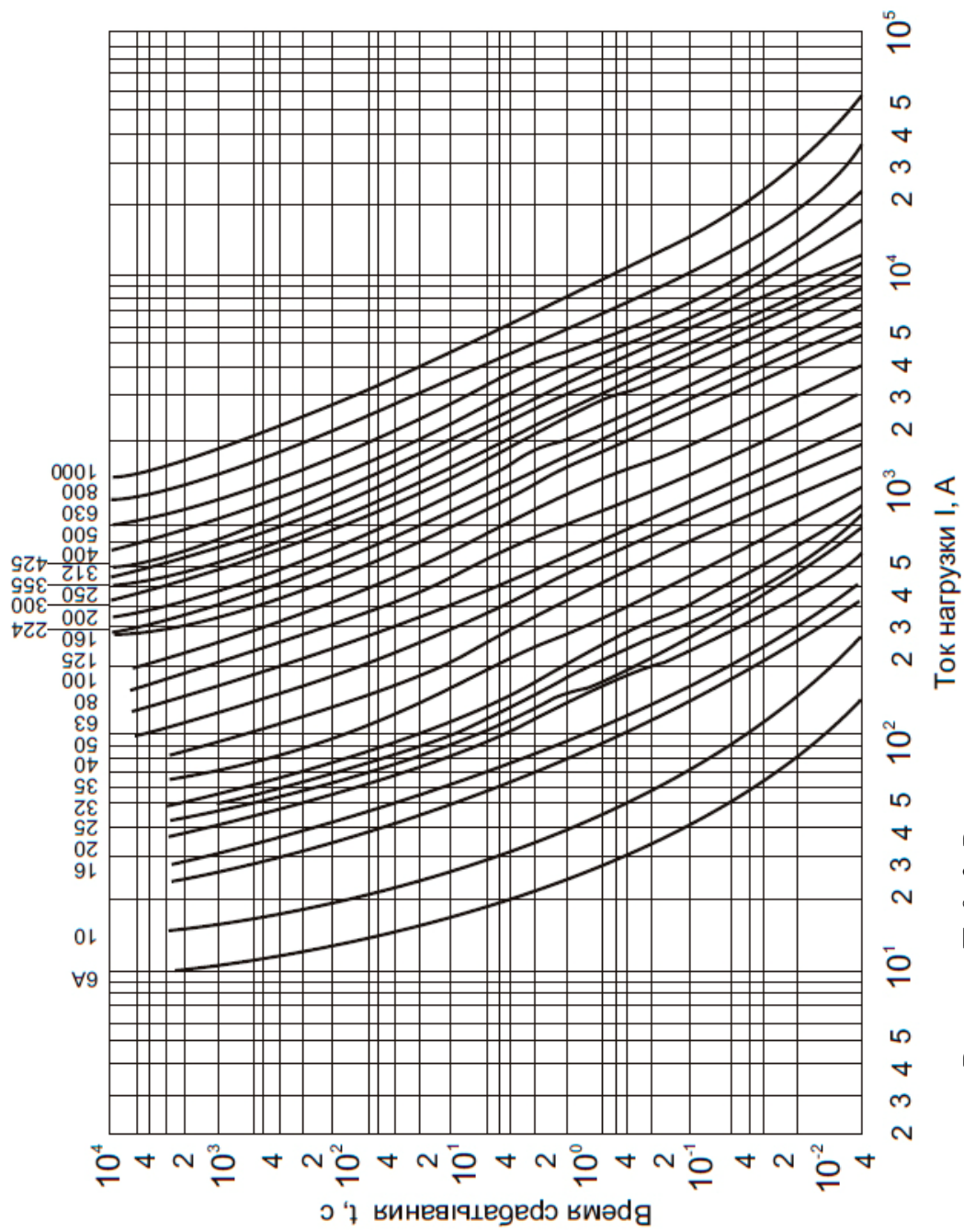


Рисунок П. 9. 2. Времятоковые характеристики плавающих вставок

П Р И Л О Ж Е Н И Е 10

Автоматические выключатели

Основные типы автоматических выключателей, общие сведения об автоматах, их параметры и защитные характеристики описаны в [30]. Здесь приведены некоторые из основных типов автоматов с техническими данными и времятоковыми характеристиками.

Таблица П. 10.1

Основные технические данные автоматических выключателей

Тип	U _{ном} , В	I _{ном} , А	Число полюсов	Вид расцепителя максимального тока		Номинальные токи расцепителя, А	Уставка срабатывания расцепителя		Время срабатывания, с			Пределная отключающая способность, кА	Вид привода
				в зоне перегрузки	в зоне КЗ		в зоне перегрузки	в зоне КЗ	при токе 1,05 I _{ном}	при токе 6 I _{ном}	в зоне КЗ		
Э06	=220	800; 1000	-	Полупроводниковый	Полупроводниковый	630; 800; 630; 800; 1000	-	3; 5; 7; 10	-	-	-	35	Ручной, электромагнитный
	=440											25	
	~380											40	
	~660											45	
Э16	=440	1250; 1600	-	Полупроводниковый	Полупроводниковый	630; 1000 1600	1,25	-	-	4; 8; 16	0,25; 0,45; 0,7	30	Ручной, электромагнитный
	~660											50	
Э25	=440	2000; 2500; 3200; 4000	-	Полупроводниковый	Полупроводниковый	1000; 1600 2500; 4000	1,25	-	-	4; 8; 16	0,25; 0,45; 0,7	55	Ручной, электромагнитный
	~660											85	
Э40	=440	4000; 5000; 6300	-	Полупроводниковый	Полупроводниковый	2500; 4000 6300	1,25	3; 5; 7	-	-	-	85	Ручной, электромагнитный
	~660												
	~660												
	~380												
ВА53-41	~380	1000	-	Полупроводниковый	Электромагнитный	Для полупроводникового 630; 800; 1000 Для электромагнитного 250; 400; 630; 1000	1,25	-	4; 8; 16	-	0,04	135	Ручной, электромагнитный
	~660											33,5	
	=440											110	
ВА55-41	~380	1000	-	Полупроводниковый	Электромагнитный	Для полупроводникового 630; 800; 1000 Для электромагнитного 250; 400; 630; 1000	1,25	-	4; 8; 16	-	0,04	135	Ручной, электромагнитный
	~660											33,5	
	=440											100	
ВА56-41	~380	1000	-	Полупроводниковый	Электромагнитный	Для полупроводникового 630; 800; 1000 Для электромагнитного 250; 400; 630; 1000	1,25	-	4; 8; 16	-	0,04	55	Ручной, электромагнитный
	~660											33,5	
	=440											100	
ВА53-43	=440	1600	-	Полупроводниковый	Электромагнитный	1000; 1280; 1600	1,25	-	4; 8; 16	-	-	160	Ручной, электромагнитный
	~660											47,5	
ВА55-43	=440	1600	-	Полупроводниковый	Электромагнитный	1000; 1280; 1600	1,25	-	4; 8; 16	-	-	100	Ручной, электромагнитный
	~660											47,5	

Тип	U _{ном} , В	I _{ном} , А	Число полюсов	Вид расцепителя максимального тока		Номинальные токи расцепителя, А	Уставка срабатывания расцепителя		Время срабатывания, с			Предельная отключающая способность, кА	Вид привода
				в зоне перегрузки	в зоне КЗ		в зоне перегрузки	в зоне КЗ	при токе 1,05 I _{ном}	при токе 6 I _{ном}	в зоне КЗ		
ВА56-43	=440 ~660	1600	Полупроводниковый	Электромагнитный	1600	1,25	4; 8; 16	-	-	-	100		
ВА75-45		2500			1575; 2000; 2500						2; 4; 6 2; 3; 5; 7		47,5
ВА75-47		4000			2520; 3200; 4000						2; 4; 6 2; 3; 5; 7		40
ВА81-41	=440 ~660	1000			250; 400; 630; 1000	1,25	4; 8; 16	-	-	-	100		
ВА83-41											2; 4; 6 2; 3; 5; 7		45
ВА85-41											2; 4; 6 2; 3; 5; 7		100
ВА85-41			2; 4; 6 2; 3; 5; 7	45									

A37XXX

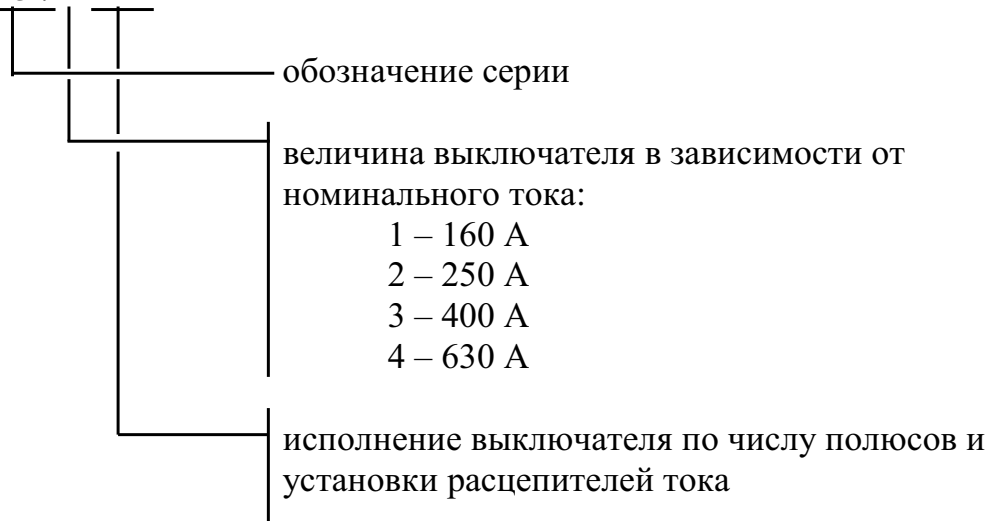


Рис. П. 10. 1 Структура условного обозначения автоматического выключателя серии А3700.

Таблица П. 10. 2
Технические данные выключателей серии А3700 с полупроводниковыми и электромагнитными расцепителями

Тип выключателя	Номинальный ток расцепителя, А	Базовый номинальный ток, А	Калибруемые значения номинального рабочего тока полупроводникового расцепителя $I_{ном,расц.}, А$	Уставка расцепителя по току срабатывания в зоне токов перегрузки, кратная $I_{ном,расц.}$	Калибруемые значения уставок расцепителя в зоне токов КЗ		Пределы регулирования времени срабатывания, с, при $6I_{ном,расц.}$ (переменный ток)	Уставка по току срабатывания электромагнитного расцепителя, А
					по току срабатывания, кратное $I_{ном,расц.}$	по времени срабатывания, с		
<i>Исполнение селективное с полупроводниковыми расцепителями</i>								
А3734С	250	200	160, 200, 250	1,25				электромагнитного расцепителя нет
А3744С	400	320	250, 320, 400		2; 3; 5; 7; 10	0,1; 0,25; 0,4	4; 8; 16	
	630	500	400, 500, 630					
<i>Исполнение токоограничивающее с полупроводниковыми и электромагнитными расцепителями</i>								
А3714Б	160	32	20, 25, 32, 40	1,25	2; 3; 5; 7; 10	Выдержки времени нет	4; 8; 16	1600
		63	40, 50, 63, 80			Выдержки времени нет		2500
		125	80, 100, 125, 160			Выдержки времени нет		2500
А3724Б	250	200	160, 200, 250	1,25	2; 3; 5; 7; 10	Выдержки времени нет	4; 8; 16	4000
А3744Б	250	200	160, 200, 250			Выдержки времени нет		6300
	400	320	250, 320, 400	1,25	2; 3; 5; 7; 10	Выдержки времени нет	4; 8; 16	
	630	500	400, 500, 630					

Таблица П. 10. 3

Технические данные выключателей серии А3700 только с электромагнитным расцепителем максимального тока

Тип выключателя	Номинальный ток выключателя, А	Уставка по току срабатывания электромагнитного расцепителя, А
А3712Б, А3712Ф	160	630, 1000, 1600
А3722Б, А3722Ф	250	1600, 2000, 2500
А3732Ф	400	2500, 3200, 4000
А3742Б	630	4000, 5000, 6300

Таблица П.10.4

Технические данные выключателей серии А3700 с электромагнитными и тепловыми расцепителями

Тип выключателя	Номинальный ток электромагнитного расцепителя, А	Номинальные токи тепловых расцепителей, А, $I_{\text{ном тепл. расц.}}$	Уставка по току срабатывания электромагнитного расцепителя, А
А3716Б	160	16, 20, 25	630
А3716Ф	160	32, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160	630, 1600
А3726Б, А3726Ф	250	160, 200, 250	2500
А3736Б, А3736Ф	400	250, 320, 400	$10 I_{\text{ном тепл. расц.}}$
А3746Б	630	400, 500, 630	$10 I_{\text{ном тепл. расц.}}$

Примечания. 1. Уставка по току срабатывания теплового расцепителя равна

1.15 $I_{\text{ном тепл. расц.}}$

2. Уставки токов тепловых и электромагнитных расцепителей не регулируются.

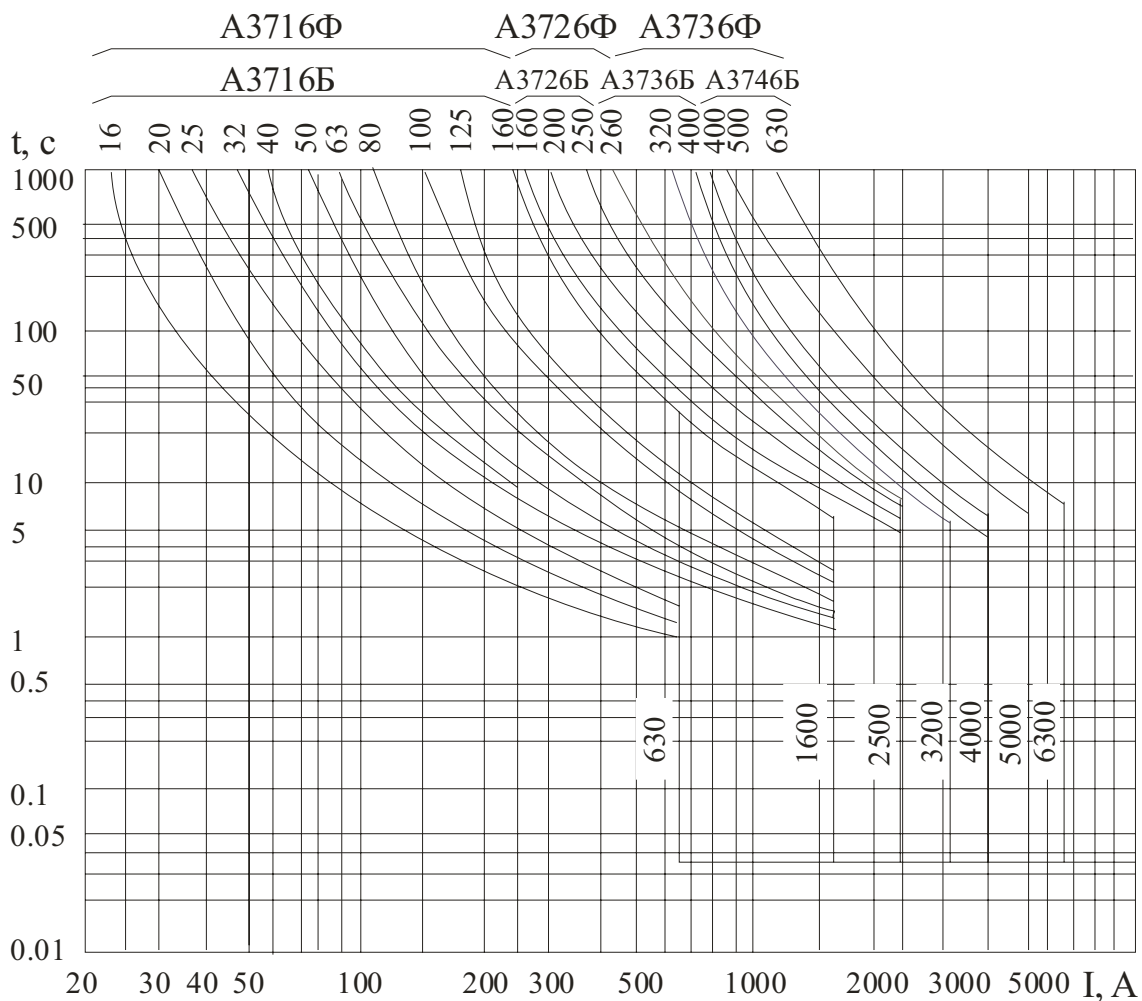


Рис. П. 10.2. Семейство защитных характеристик автоматических выключателей А3700 с комбинированными (термобиметаллическими и электромагнитными) расцепителями в исполнениях токоограничивающем – А3700Б и нетокоограничивающем – А3700Ф.

- Примечания.* 1. На кривых указаны номинальные токи расцепителей и уставки тока срабатывания их электромагнитных элементов.
2. Расцепители с номинальными токами 32-160 А включительно для выключателей 1-й величины по заказу поставляют с уставками тока мгновенного срабатывания 630 или 1600 А.
3. Кривые пригодны как для трехполюсных, так и для однополюсных выключателей переменного и постоянного токов при температуре окружающей среды 40°С и прохождении тока по всем фазам (полюсам) выключателя.

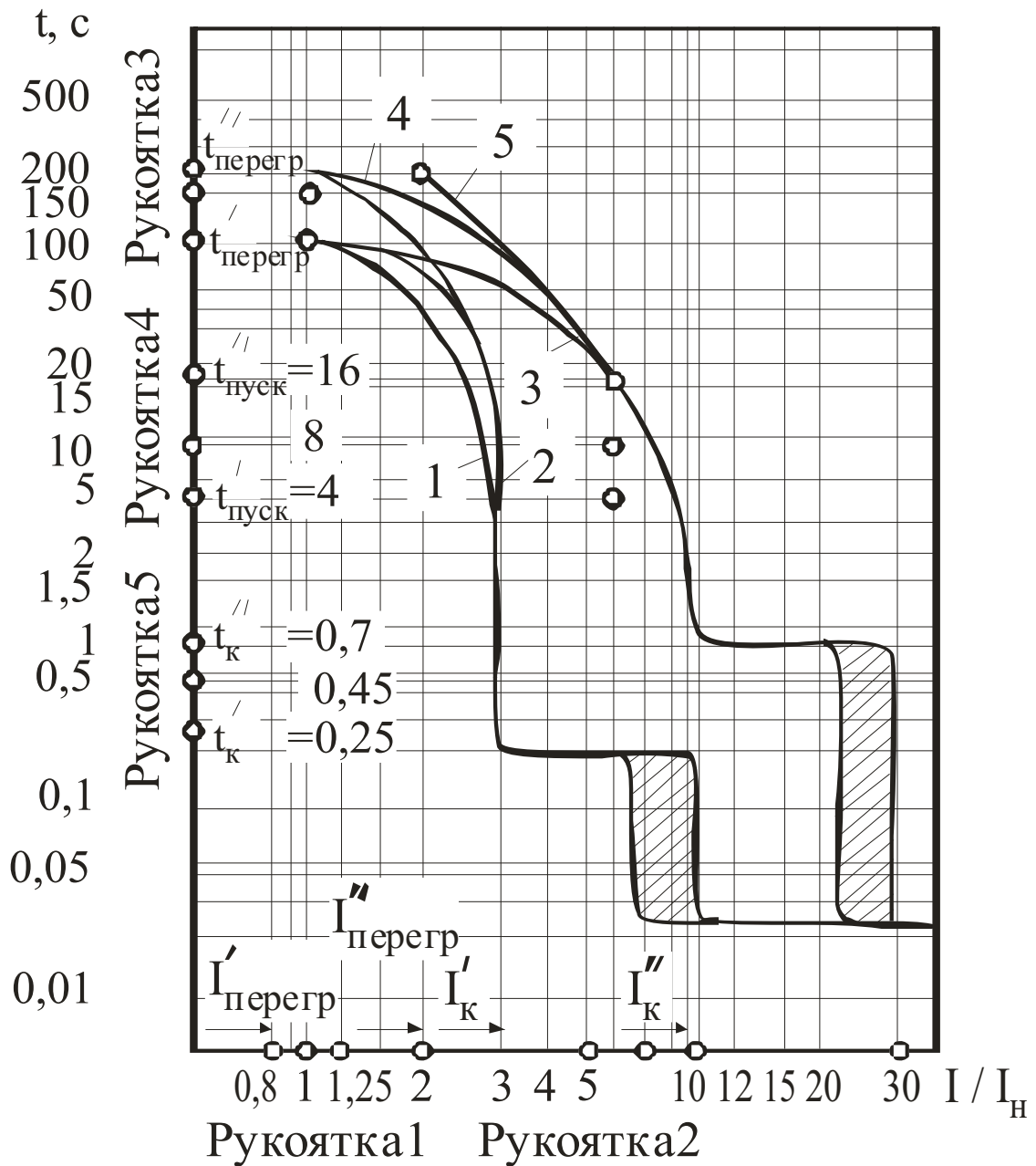


Рис. П.10.3 Зоны возможных защитных характеристик полупроводниковых реле максимальной токовой защиты автоматических выключателей «Электрон» [17].

Точками обозначены уставки тока и времени, указанные на шкалах у регулировочных рукояток; фактически регулировку осуществляют плавно между минимальным (индекс – штрих) и максимальным (индекс – два штриха) значениями.

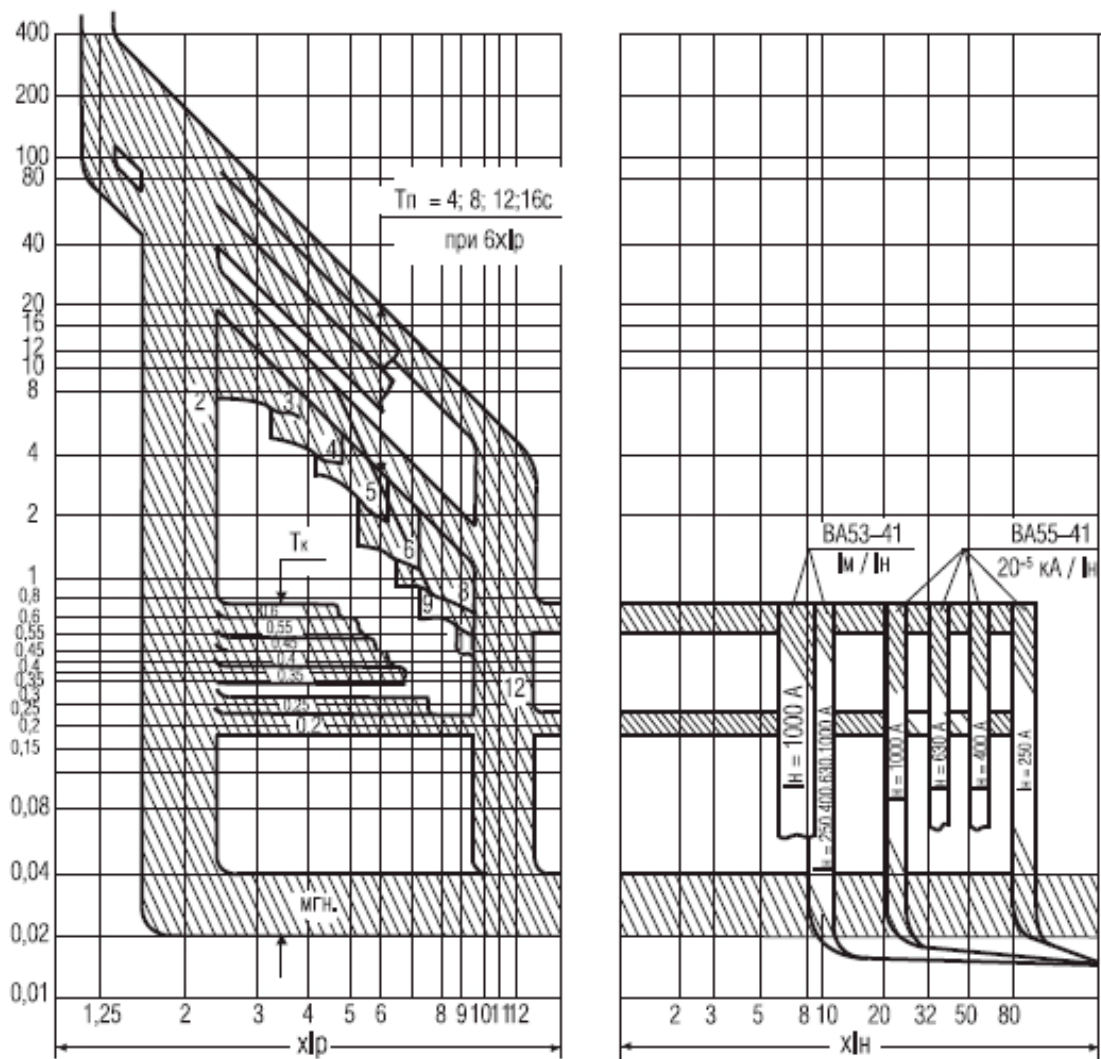


Рис. П. 10. 4 Времятоковая характеристика выключателей переменного тока ВА53 41 и ВА55 41 с блоком МРТ4, пределы отклонений уставок см. таблицу П.10. 1

Более подробную информацию по времятоковым характеристикам и номинальным параметрам автоматических выключателей смотри [30].

П Р И Л О Ж Е Н И Е 11

Токовые нагрузки на провода, шины и кабели

Таблица П. 11.1

Длительно допустимый ток для неизолированных проводов

Сечение, мм ²	Наружный диаметр, мм		Сечение (алюминий/сталь), мм ²	Ток I _д , А, для проводов марок						Сопротивление постоянному току при 20°C, r ₀ , Ом/км	
	А и М	АС		АС, АСКС, АСК, АСКП		М	А и АКП	М	А и АКП	М	АС, АСК, АСКП
				вне помещений	Внутри помещений						
10	3,5	4,4	10/1,8	84	53	95	–	60	–	1,79	3,16
16	5,1	5,4	16/2,7	111	79	133	105	102	75	1,13	1,80
25	6,3	6,6	25/4,2	142	109	183	136	137	106	0,72	1,176
35	7,5	8,3	35/6,2	175	135	223	170	173	130	0,515	0,79
50	9,6	9,9	50/8	210	165	275	215	219	165	0,36	0,6
70	10,6	11,7	70/11	265	210	337	265	268	210	0,27	0,43
95	12,4	13,9	95/16	330	260	422	320	341	255	0,19	0,30
120	14,0	15,3	120/19	390	313	485	375	395	300	0,154	0,245
			120/27	375	–						0,249
150	15,8	17	150/19	450	365	570	440	465	355	0,122	0,195
			150/24	450	365						0,194
			150/34	450	–						0,196
185	17,5	19,1	185/24	520	430	650	500	540	410	0,099	0,154
			185/29	510	425						0,159
			185/43	515	–						0,156
240	20,1	21,5	240/32	605	505	760	590	685	490	0,077	0,118
			240/39	610	505						0,122
			240/56	610	–						0,12
300	22,2	24,4	300/39	710	600	880	680	740	570	0,063	0,096
			300/48	690	585						0,098
			300/66	680	–						0,10
400	25,6	27,8	400/22	830	713	1050	815	895	690	0,047	0,073
			400/51	825	705						0,073
			400/64	860	–						0,074
500	–	–	500/27	960	830	–	980	–	820	–	–
			500/64	945	815						
600	–	–	600/72	1050	920	–	1100	–	955	–	–
700	–	–	700/86	1180	1040	–	–	–	–	–	–

Допустимые длительные токи нагрузки для проводов, проложенных в лотках при однородной укладке, следует принимать как для проводов, проложенных в воздухе, а при прокладке в коробах – как для одиночных проводов и кабелей, проложенных открыто, с применением снижающих коэффициентов.

Таблица П. 11. 2

Токовая нагрузка на провода и шнуры с резиновой и ПВХ изоляцией

S, мм ²	Ток, А											
	Проложенные открыто		Проложенные в трубе									
	С медными жилами	С алюминиевыми жилами	С медными жилами					С алюминиевыми жилами				
			Два одножильных	Три одножильных	Четыре одножильных	Один двухжильный	Один трехжильный	Два одножильных	Три одножильных	Четыре одножильных	Один двухжильный	Один трехжильный
0,5	11	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
0,75	15	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
1,0	17	–	16	15	14	15	14	–	–	–	–	–
1,2	20	18	18	16	15	16	14,5	–	–	–	–	–
1,5	23	–	19	17	16	18	15	–	–	–	–	–
2	26	21	24	22	20	23	19	19	18	15	17	14
2,5	30	24	27	25	25	25	21	20	19	19	19	16
3	34	27	32	28	26	28	24	24	22	21	22	18
4	41	32	38	35	30	32	27	28	28	23	25	21
5	46	36	42	39	34	37	31	32	30	27	28	24
6	50	39	46	42	40	40	34	36	32	30	31	26
8	62	46	54	51	46	48	43	43	40	37	38	32
10	80	60	70	60	50	55	50	50	47	39	42	38
16	100	75	85	80	75	80	80	60	60	55	60	55
25	140	105	115	100	90	100	100	85	80	70	75	65
35	170	130	135	125	115	125	135	100	95	85	95	75
50	215	165	185	170	150	160	175	140	130	120	125	105
70	270	210	225	210	185	195	215	175	165	140	150	135
95	330	255	275	255	225	245	250	215	200	175	190	165
120	385	295	315	290	260	295	–	245	220	200	230	190
150	440	340	360	330	–	–	–	275	255	–	–	–
185	510	390	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
240	605	465	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
300	695	535	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
400	830	645	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Таблица П. 11. 3

Токовая нагрузка на провода с медными жилами с резиновой изоляцией в металлических оболочках и кабели с медными жилами с резиновой изоляцией в свинцовой, ПВХ или резиновой оболочке, бронированные и небронированные, с нулевой жилой и без нее

S, мм ²	Ток, А				
	Одножильные	Двухжильные		Трехжильные	
	В воздухе	В воздухе	В земле	В воздухе	В земле
1,5	23	19	33	19	27
2,5	30	27	44	25	38
4	41	38	55	35	49
6	50	50	70	42	60
10	80	70	105	55	90
16	100	90	135	75	115
25	140	115	175	95	150
35	170	140	210	120	180
50	215	175	265	145	225
70	270	215	320	180	275
95	325	260	385	220	330
120	385	300	445	260	385
150	440	350	505	305	435
185	510	405	570	350	500
240	605	—	—	—	—

Таблица П. 11. 4

Токовая нагрузка на кабели с алюминиевыми жилами с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, ПВХ и резиновой оболочке, бронированные и небронированные

S, мм ²	Ток, А				
	Одножильные	Двухжильные		Трехжильные	
	В воздухе	В воздухе	В земле	В воздухе	В земле
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	38
6	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	395	310	440	270	385
240	465	—	—	—	—

Таблица П. 11. 5

Токовая нагрузка на кабели с СПЭ изоляцией, А

Напряжение	Способ прокладки	Материал жилы	Сечение жилы, мм ²														
			50	70	95	120	150	185	240	300	350	400	500	630	800	1000	
6-10 кВ	В земле	в плоск.	медь	231	282	336	379	421	472	542	606	-	662	736	814	889	957
			алюм.	180	220	262	296	331	373	431	484	-	540	609	683	759	833
		треуг.	медь	223	273	326	370	414	467	540	607	-	683	768	858	947	1026
			алюм.	173	212	253	288	322	365	423	477	-	543	618	702	788	871
	В воздухе	в плоск.	медь	301	374	454	522	582	662	771	875	-	969	1090	1222	1355	1497
			алюм.	234	292	355	409	458	525	615	702	-	796	909	1036	1170	1308
		треуг.	медь	259	322	391	450	509	581	683	782	-	899	1030	1175	1327	1452
			алюм.	201	250	304	350	396	454	535	614	-	715	829	959	1102	1230
15-35 кВ	В земле	в плоск.	медь	231	282	337	382	423	474	545	609	-	667	742	823	900	966
			алюм.	180	220	262	298	332	374	432	485	-	543	612	688	765	839
		треуг.	медь	224	274	327	371	416	469	542	610	-	687	774	869	961	1040
			алюм.	174	213	254	289	323	366	424	479	-	545	621	706	794	879
	В воздухе	в плоск.	медь	298	371	450	517	577	657	764	868	-	965	1088	1221	1359	1500
			алюм.	232	289	351	404	454	519	608	694	-	788	902	1028	1165	1304
		треуг.	медь	261	325	394	453	512	585	687	786	-	903	1036	1182	1336	1468
			алюм.	203	252	306	352	398	457	537	616	-	717	830	960	1104	1236
110 кВ	В земле	в плоск.	медь	-	-	-	-	-	451	507	557	581	611	667	724	777	864
			алюм.	-	-	-	-	-	366	416	461	486	514	572	631	690	779
		треуг.	медь	-	-	-	-	-	500	575	650	715	755	840	935	1030	1125
			алюм.	-	-	-	-	-	395	455	515	560	600	675	760	850	945
	В воздухе	в плоск.	медь	-	-	-	-	-	624	725	820	871	938	1065	1204	1352	1463
			алюм.	-	-	-	-	-	494	576	656	702	758	872	999	1139	1261
		треуг.	медь	-	-	-	-	-	600	690	775	835	895	995	1115	1245	1370
			алюм.	-	-	-	-	-	480	555	630	680	735	825	935	1060	1185

Допустимые длительные токи рассчитаны для одноцепной линии с двухсторонним заземлением экранов при температуре окружающей среды 15 °С – при прокладке в земле и 25°С – при прокладке в воздухе. При других значениях расчетных температур окружающей среды необходимо применять поправочные коэффициенты, указанные в таблице П. 11. 6

Для кабелей 6-35 кВ токи рассчитаны:

- при коэффициенте нагрузки $K_n=1$
- при прокладке в земле при глубине прокладки 0,7 м и удельном термическом сопротивлении грунта 1,2 К·м/Вт

- при расположении в плоскости расстояние между кабелями в свету, равно диаметру кабеля, при расположении треугольником – вплотную; Для кабелей 110 кВ токи рассчитаны:
- при коэффициенте нагрузки $K_n=0,8$;при прокладке в земле при глубине прокладки 1,5 м и удельном термическом сопротивлении грунта 1,2 К·м/Вт
- при прокладке в земле и расположении треугольником вплотную; при прокладке в воздухе и расположении треугольником, расстояние между кабелями в свету 250 мм.

Таблица П. 11. 7

Токовая нагрузка на кабели с алюминиевыми жилами с изоляцией из поливинилхлоридного пластика на напряжение до 3 кВ, А

Номинальное сечение жилы, мм ²	Одножильных		Двухжильных		Трехжильных		четырёхжильных		пятижильных	
	В воздухе	В земле	В воздухе	В земле	В воздухе	В земле	В воздухе	В земле	В воздухе	В земле
2,5	30	32	25	33	21	28	20	26	20	26
4	40	41	34	43	29	37	27	34	27	34
6	51	52	43	54	37	44	34	41	34	41
10	69	68	58	72	50	59	47	55	47	55
16	93	83	77	94	67	77	62	72	62	72
25	122	113	103	120	88	100	82	93	82	93
35	151	136	127	145	109	121	101	113	101	113
50	189	166	159	176	136	147	126	137	126	137
70	233	200	-	-	167	178	155	166	155	166
95	284	237	-	-	204	212	190	197	190	197
120	330	269	-	-	236	241	219	224	219	224
150	380	305	-	-	273	274	254	255	254	255
185	436	343	-	-	313	308	291	286	291	286
240	515	396	-	-	369	355	343	330	343	330

Таблица П. 11. 8

Допустимые нагрузки кабелей с изоляцией из силанольношитого полиэтилена на напряжение 1 кВ, А

Номинальное сечение жилы, мм ²	С медными жилами		С алюминиевыми жилами, А	
	В земле	На воздухе	В земле	На воздухе
4	50	40	39	31
6	61	53	46	40
10	87	76	67	58
16	113	101	87	78
25	147	133	113	102
35	178	164	137	126
50	217	205	166	158
70	268	262	201	194
95	316	318	240	237
120	363	372	272	274
150	410	429	310	317
185	459	488	348	363
240	529	579	401	428

Таблица П. 11. 9

Длительно допустимый ток нагрузки для одножильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 6 кВ, А

Номинальное сечение жилы, мм ²	при прокладке в земле				при прокладке на воздухе			
	Кабель с медной жилой при расположении		Кабель с алюминиевой жилой при расположении		Кабель с медной жилой при расположении		Кабель с алюминиевой жилой при расположении	
	в плоскости	треугольником	в плоскости	Треугольником	в плоскости	Треугольником	в плоскости	Треугольником
35	221	193	172	147	250	203	188	155
50	250	225	195	170	290	240	225	185
70	310	275	240	210	360	300	280	230
95	336	326	263	253	448	387	349	300
120	380	370	298	288	515	445	403	346
150	416	413	329	322	574	503	452	392
185	466	466	371	364	654	577	518	450
240	531	537	426	422	762	677	607	531
300	590	604	477	476	865	776	693	609
400	633	677	525	541	959	891	787	710
500	697	759	587	614	1081	1025	900	822
630	792	848	653	695	1213	1166	1026	954
800	825	933	719	780	1349	1319	1161	1094

Примечание

При прокладке кабелей в земле токи рассчитаны при глубине прокладки 0,7 м и удельном термическом сопротивлении почвы 1,2°С.м/Вт. Допустимые токи даны для температуры окружающей среды 15°С при прокладке в земле и 25°С при прокладке на воздухе. Допустимый ток кабелей проложенных в трубах длиной более 10 м, должны быть уменьшены путем умножения значения токов на коэффициент 0,94, если одножильные кабели проложены в отдельных трубах, и 0,9 если три одножильных кабеля проложены в одной трубе. При прокладке в плоскости токи рассчитаны при расстоянии между кабелями в свету, равном диаметру кабеля, при прокладке треугольником вплотную.

Таблица П. 11. 10

Токовая нагрузка на кабели не распространяющих горение, с низким дымо- и газовыделением (нг-LS) при прокладке на воздухе, А

Номинальное сечение жилы, мм ²	с медными жилами			с алюминиевыми жилами		
	Одножильных *	двухжильных	Трёх-четырёх и пятижильных **	Одножильных *	двухжильных	Трёх-четырёх и пятижильных **
1,5	29	24	21	-	-	-
2,5	40	33	28	30	25	21
4	53	44	37	40	34	29
6	67	56	49	51	43	37
10	91	76	66	69	58	50
16	121	101	87	93	77	67
25	160	134	115	122	103	88
35	197	166	141	151	127	109
50	247	208	177	189	159	136
70	318	-	226	233		167
95	386	-	274	284		204
120	450	-	321	330		236
150	521	-	370	380		273
185	594	-	421	436		313
240	704	-	499	515		369

* Токовые нагрузки даны для работы на постоянном токе

** Для кабелей четырёх- и пятижильных с жилами равного сечения при нагрузке во всех жилах в нормальном режиме данные токи нагрузки необходимо умножить на коэффициент 0,93

Таблица П. 11. 11

Токовая нагрузка на кабели с медными жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена и оболочкой из полимерных композиций, не содержащей галогенов (нг-LS)) на напряжение до 1 кВ включительно, А

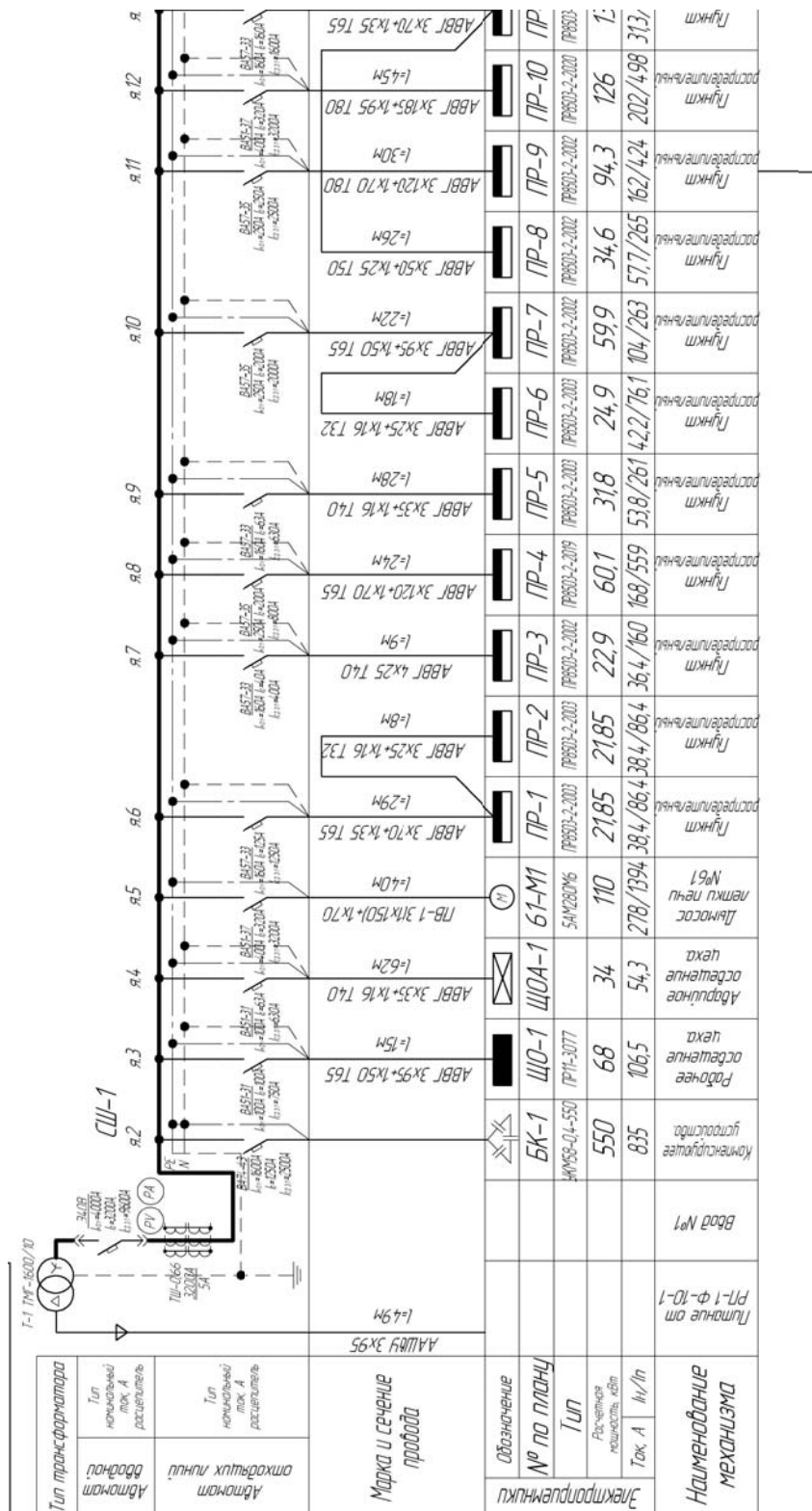
Номинальное сечение жилы, мм ²	Одножильных *	Двухжильных	Трёх, четырёх и пятижильных **
1,5	33	28	24
2,5	46	38	32
4	61	51	43
6	78	65	57
10	105	88	76
16	140	117	101
25	185	155	131
35	228	192	163
50	286	241	205
70	368	-	262
95	447	-	317
120	522	-	372
150	604	-	429
185	689	-	488
240	816	-	578

* Токовые нагрузки даны для работы на постоянном токе

** Для кабелей четырёх- и пятижильных с жилами равного сечения при нагрузке во всех жилах в нормальном режиме данные токи нагрузки необходимо умножить на коэффициент 0,93

ПРИЛОЖЕНИЕ 12

Фрагмент однолинейной схемы цеха (образец)



Учебное издание

СУМАРОКОВА Людмила Петровна

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Учебное пособие

Издано в авторской редакции

Научный редактор
*доктор физико-математических наук,
профессор А.В. Кабышев*
Дизайн обложки *А.И. Сидоренко*


**Отпечатано в Издательстве ТПУ в полном соответствии
с качеством предоставленного оригинал-макета**

Подписано к печати 20.11.2012. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 16,75. Уч.-изд. л. 15,15.
Заказ 1306-12. Тираж 100 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Издательства Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту BS EN ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru