

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

УТВЕРЖДАЮ
Директор ЭНИН

_____ В.М. Завьялов
« ___ » _____ 2014 г.

Л.П. Сумарокова

ОСНОВЫ РАСЧЕТА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБ- ЖЕНИЯ

Методические указания к выполнению курсовой работы
по курсу «Основы расчета систем электроснабжения»
для студентов IV курса, обучающихся по направлению
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» профиль подготовки
«Электроснабжение и автоматизация объектов нефтегазовой
промышленности»

Издательство
Томского политехнического университета
2014

УДК 621.311
ББК 31.279
С74

Сумарокова Л.П.

С74 Основы расчета систем электроснабжения: Методические указания к выполнению курсового проекта по курсу «Основы расчета систем электроснабжения» / Л.П. Сумарокова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 119 с.

В пособии рассмотрены вопросы проектирования внутризаводского электроснабжения: определение места главной понизительной подстанции, выбора числа и мощности силовых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности, расчетов токов короткого замыкания, выбора основного электрооборудования внутризаводской сети. Даны краткие методические указания, некоторые справочные данные, необходимые для расчетов.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» профиль подготовки «Электроснабжение и автоматизация объектов нефтегазовой промышленности».

Учебно-методический комплекс дисциплины разработан на средства целевых пожертвований ОАО «Газпром».

**УДК 621.311
ББК 31.279**

Методические указания рассмотрены и рекомендованы
к изданию методическим семинаром кафедры
ЭПП ЭНИН
« 10 » октября 2014 г.

Зав. кафедрой ЭПП _____ *Б.В. Лукутин*

Председатель учебно-методической
комиссии _____ *А.В. Глазачев*

Рецензент

Профессор кафедры ЭПП, д.т.н.
А.В. Кабышев

Учебно-методический комплекс дисциплины разработан на средства целевых пожертвований ОАО «Газпром».

ОГЛАВЛЕНИЕ

ГЛАВА 1. РАЗМЕЩЕНИЕ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ НА ГЕНЕРАЛЬНОМ ПЛАНЕ ПРЕДПРИЯТИЯ	5
1.1. Построение картограммы нагрузок	5
1.2. Построение зоны рассеяния центра электрических нагрузок	8
ГЛАВА 2. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ.....	13
2.1. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов.....	19
2.2. Сравнение вариантов и выбор оптимального числа трансформаторов на цеховых трансформаторных подстанциях с учетом компенсации	23
2.2.1. Выбор оптимального числа трансформаторов цеховых подстанций	23
2.2.2. Определение мощности конденсаторов с целью оптимального снижения потерь	26
2.2.3. Определение мощности батарей конденсаторов в сетях напряжением выше 1000 В	29
2.3. Расчет потерь мощности в трансформаторах	42
ГЛАВА 3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ	44
3.1. Схемы и конструктивное исполнение ГПП.....	45
3.2. Выбор рационального напряжения внешнего электрообеспечения предприятия	48
3.3. Выбор мощности трансформаторов ГПП	49
3.4. Выбор сечения линии, питающей ГПП.....	49
3.5. Выбор сечений воздушных и кабельных линии напряжением выше 1000 В.....	52
ГЛАВА 4. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	61
4.1. Расчет токов КЗ в сети выше 1 кВ	62
4.2. Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000В.....	69
ГЛАВА 5. ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ АППАРАТОВ	78
5.1. Выбор высоковольтных выключателей	78
5.2. Выбор разъединителей, короткозамыкателей и отделителей....	81
5.3. Выбор высоковольтных предохранителей.....	82
5.4. Выбор реакторов	83

5.5	Выбор трансформаторов тока и трансформаторов	
	напряжения	85
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	90
	ПРИЛОЖЕНИЕ 1	93
	ПРИЛОЖЕНИЕ 2	115
	ПРИЛОЖЕНИЕ 3	117

ГЛАВА 1

РАЗМЕЩЕНИЕ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ НА ГЕНЕРАЛЬНОМ ПЛАНЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

1.1. 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 достигают 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 расчётным 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:

$$x_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot x_i}{\sum P_{pi}}, \quad (1.1)$$

$$y_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot y_i}{\sum P_{pi}}. \quad (1.2)$$

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:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \text{ мм} \quad (1.3)$$

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:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{po}}{P_{pi}}, \quad (1.4)$$

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

Расчёты систематизируем в виде таблицы 1.1, 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 1.1.

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

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

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

1.2 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.:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma_X \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \exp\left(-\frac{(x-a_X)^2}{2\sigma_X^2}\right); \quad (1.5)$$

$$f(y) = \frac{1}{\sigma_Y \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \exp\left(-\frac{(y-a_Y)^2}{2\sigma_Y^2}\right) \quad (1.6)$$

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)

$$h_x = \frac{1}{\sigma_X \cdot \sqrt{2}}; \quad (1.7)$$

$$h_y = \frac{1}{\sigma_Y \cdot \sqrt{2}}, \quad (1.8)$$

называемые мерами мощности случайных величин, закон распределения запишется в следующем виде(1.9; 1.10):

$$f(x) = \frac{h_X}{\sqrt{\pi}} * e^{-h_X^2 * X^2}; \quad (1.9)$$

$$f(y) = \frac{h_Y}{\sqrt{\pi}} * e^{-h_Y^2 * Y^2}. \quad (1.10)$$

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:

$$f(x, y) = \frac{h_X * h_Y}{\pi} * e^{-(h_X^2 * X^2 + h_Y^2 * Y^2)}. \quad (1.11)$$

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 $хуz$ 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:

$$R_X = \frac{\sqrt{3}}{h_X} ; \quad R_Y = \frac{\sqrt{3}}{h_Y} . \quad (1.12)$$

Форма эллипса зависит от соотношений (1.13; 1.14):

$$\sigma_X^2 = \sum_{i=1}^n P_{Xi} * (x_i - x_{0a})^2 ; \quad (1.13)$$

$$\sigma_Y^2 = \sum_{i=1}^n P_{Yi} * (y_i - y_{0a})^2 \quad (1.14)$$

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

$$P_{Xi} = P_{Yi} = \frac{P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} . \quad (1.15)$$

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 1.1.

Для промышленного предприятия, генплан которого приведен на рис. Построить зону рассеяния ЦЭН. (рис. 1.1.)

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 (1.1 и 1.2)

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

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

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

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

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

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

$P_{X4} = P_{Y4} = 0,201;$ $P_{X5} = P_{Y5} = 0,123;$ $P_{X6} = P_{Y6} = 0,339;$ $P_{X7} = P_{Y7} = 0,122;$
 $P_{X8} = P_{Y8} = 0,035.$

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

3. Определяем полуоси эллипса рассеяния по формуле (1.12)

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

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 .

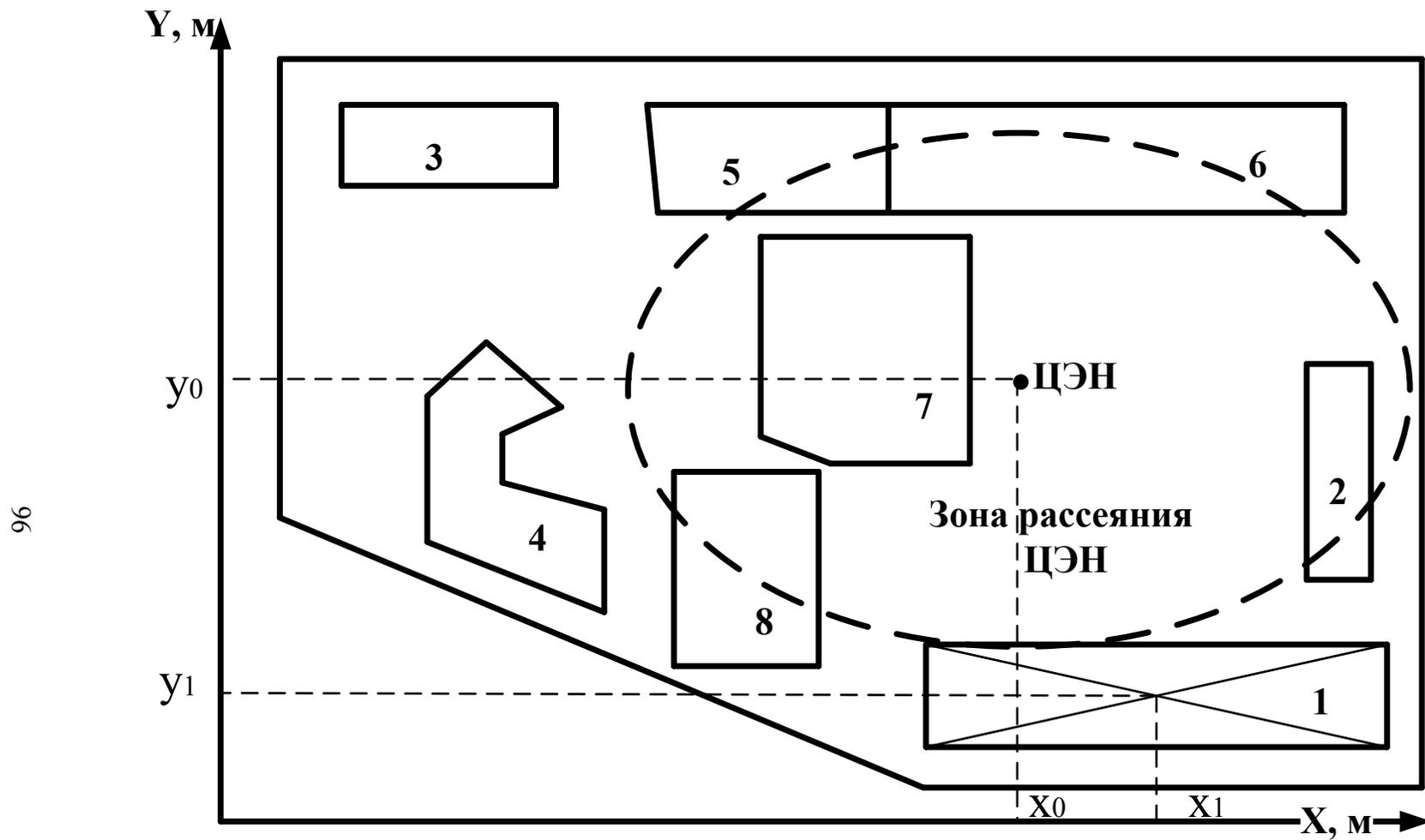


Рис. 1.1. Генплан предприятия с построением зоны рассеяния ЦЭН к примеру 1.1

Вопросы и задания 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 2 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 2.1). 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.

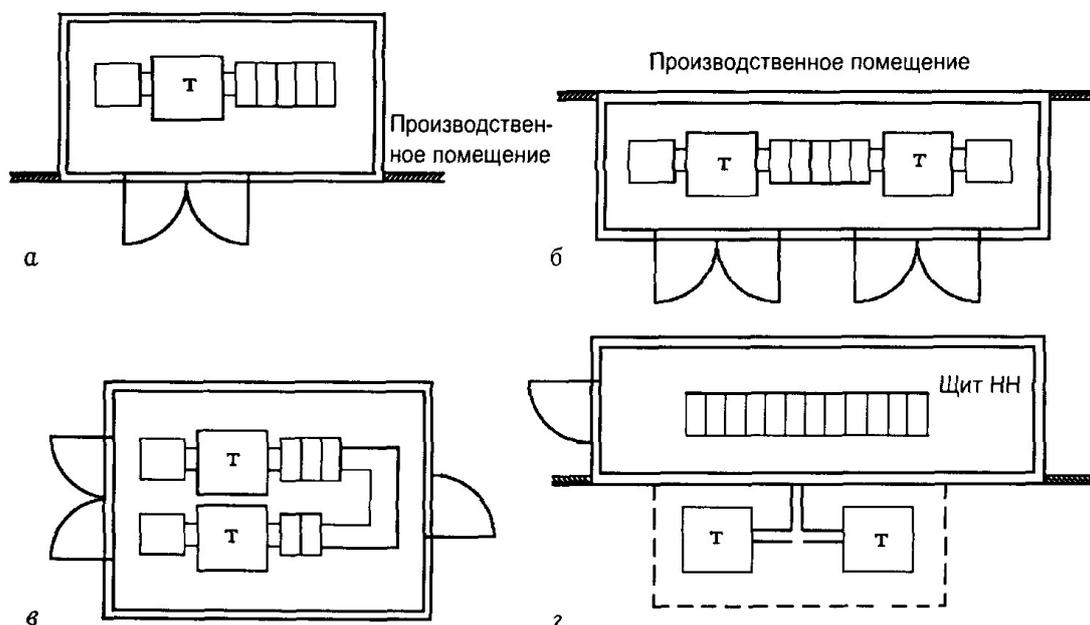


Рис. 2.1. Варианты размещения цеховых КТП и их компоновки:
а) однотрансформаторная КТП встроенного типа; б) двухтрансформаторная КТП пристроенного типа; в) КТП отдельно стоящая; г) КТП с наружной установкой трансформаторов

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 перемычками 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.2.2.), 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, подключе-

МЫХ к ТП.[11]

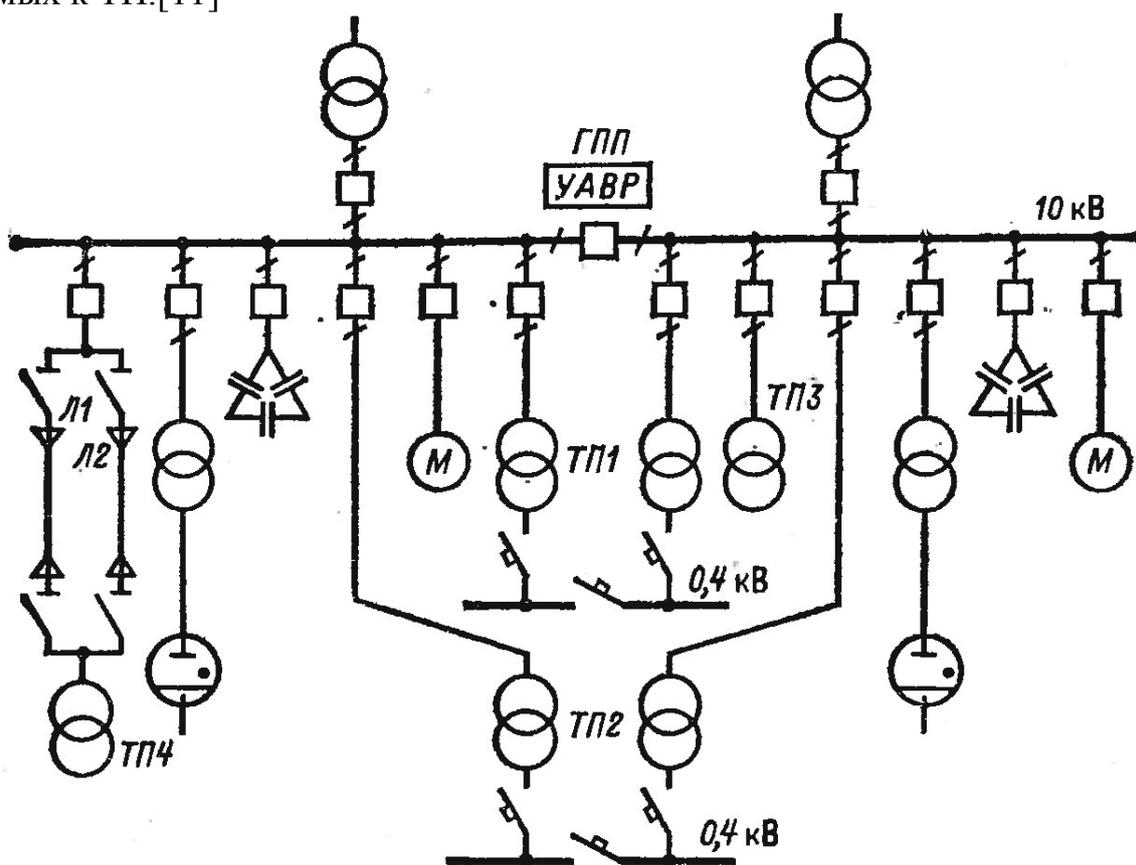


Рис. 2.2. Пример исполнения радиальной схемы питания.

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 однострансформаторных подстанций при питании их по одной магистрали.

Существует много разновидностей магистральных схем, которые с учетом надежности делят на две группы: одиночные магистрали (рис. 2.3.) и схемы с двумя и более сквозными магистралями (рис. 2.4.).

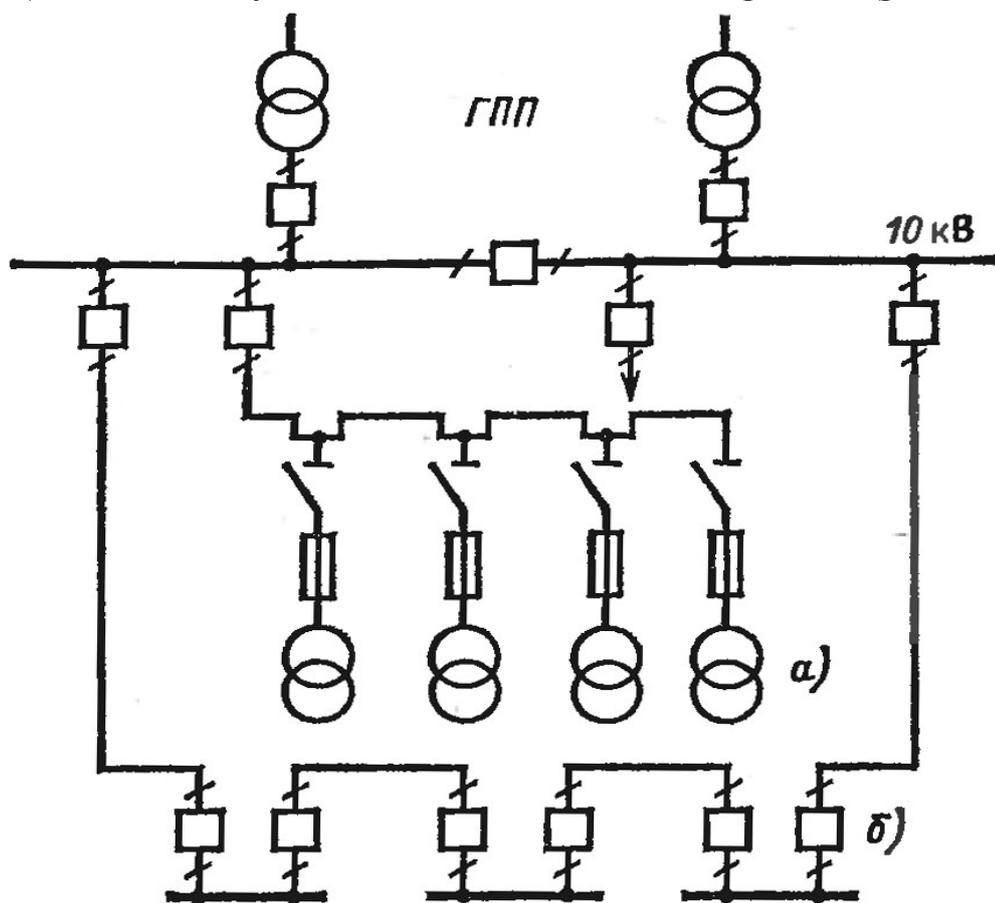


Рис. 2.3. Одиночные магистральные схемы:
а – с односторонним питанием; б – с двухсторонним питанием

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. 2.4.) или же для цеховых двухтрансформаторных подстанций без сборных шин на стороне высокого напряжения (M3 и M4; рис. 2.4.). В зависимости от передаваемой мощности к каждой магистрали подключают от двух до четырех подстанций.

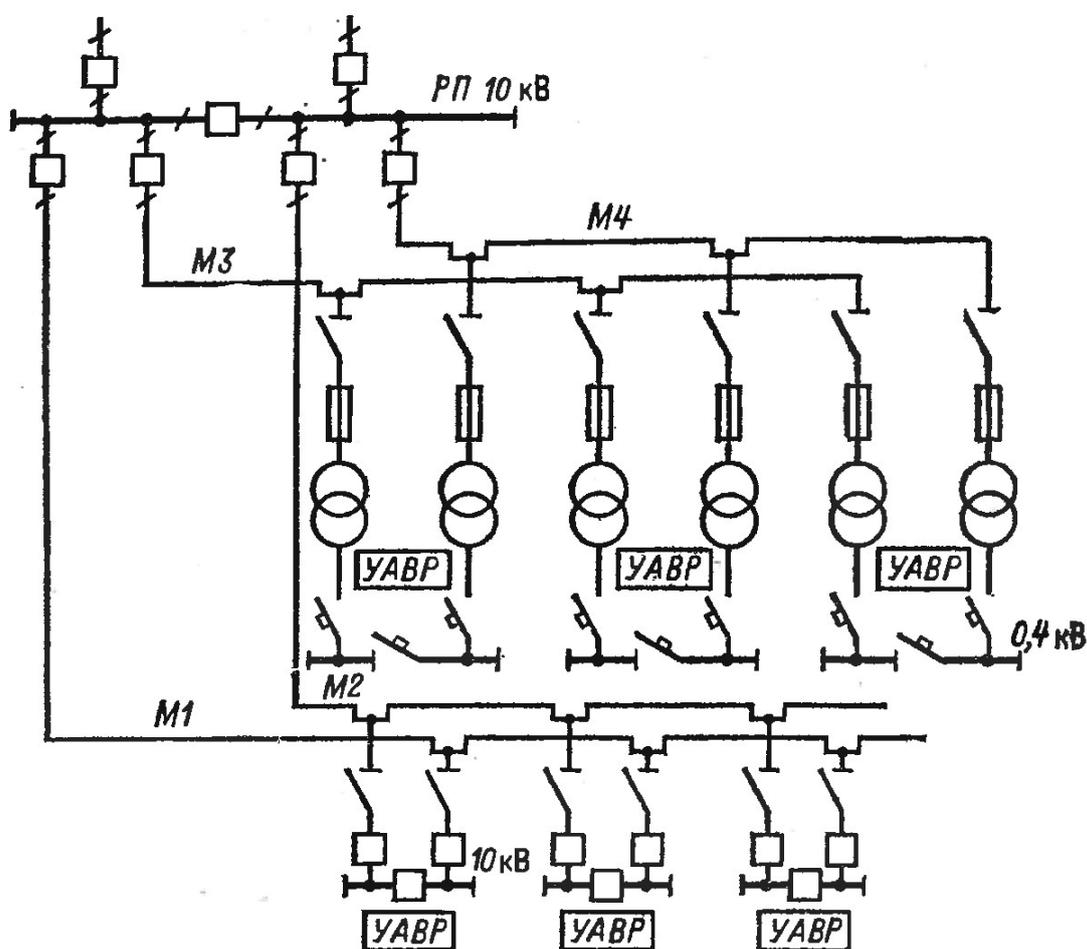


Рис. 2.4. Двойные магистральные схемы

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.1.). 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. В этом случае функцию распределительного устройства низкого напряжения выполняет магистральный шинопровод (ШМА), проложенный в цехе.

2.1 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 однотрансформаторными и двухтрансформаторными.

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

Рекомендуется широкое применение однострансформаторных подстанций для питания электроприемников III и даже II категории [11]. Однострансформаторные 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 однотрансформаторных 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 :

$$\sigma = \frac{S_{\text{расч.н}}}{F_{\text{ц}}}, \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2 \quad (2.1)$$

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:

$$N_{\min} = \frac{P_{\text{расч.н}}}{\beta_{\text{т}} \cdot S_{\text{н.тр}}}, \quad (2.2)$$

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 2.1.

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.

2.2. 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.

2.2.1. 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:

$$Q_{БК, Н} = Q_{БК, Н1} + Q_{БК, Н2}, \quad (2.3)$$

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:

$$N_{\min} = \frac{P_{\text{расч.н.}}}{\beta_{\text{тр}} S_{\text{ном тр}}} + \Delta N, \quad (2.4)$$

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 2.1.); ΔN – добавка до ближайшего большего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{тр.эк}} = N_{\min} + m, \quad (2.5)$$

где m – дополнительное число трансформаторов.

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

$$Z^* = \beta_{\text{тр}} (Z_{\text{НК}} - Z_{\text{ВК}}) / Z_{\text{ТП}} = \beta_{\text{тр}} Z_{\text{ТП}}^*, \quad (2.6)$$

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 подстан-

цию; $Z_{\text{ТП}}^* = \frac{Z_{\text{НК}} - Z_{\text{ВК}}}{Z_{\text{ТП}}}$.

При известных удельных затратах, формирующих значение $Z_{\text{ТП}}^*$, оптимальное количество трансформаторов рекомендуется определять по кривым рис. 2.5.

Если расчетная точка А ($N_{\text{тр мин}}$, $Z_{\text{ТП}}^*$), лежащая в зоне т графика, оказалась правее границы точки Б ($N_{\text{тр мин}}$, ΔN) этой же зоны, отвечающей ранее принятой величине ΔN , то к $N_{\text{тр мин}}$ прибавляется число m , в

противном случае – число $(m - 1)$. При отсутствии достоверных стоимостных показателей для практических расчетов допускается принимать $3_{nc}^* = 0,5$ и $N_{тр.эк}$ определять в зависимости от t ($N_{тр.мин}$, ΔN) по рис. 2.6.

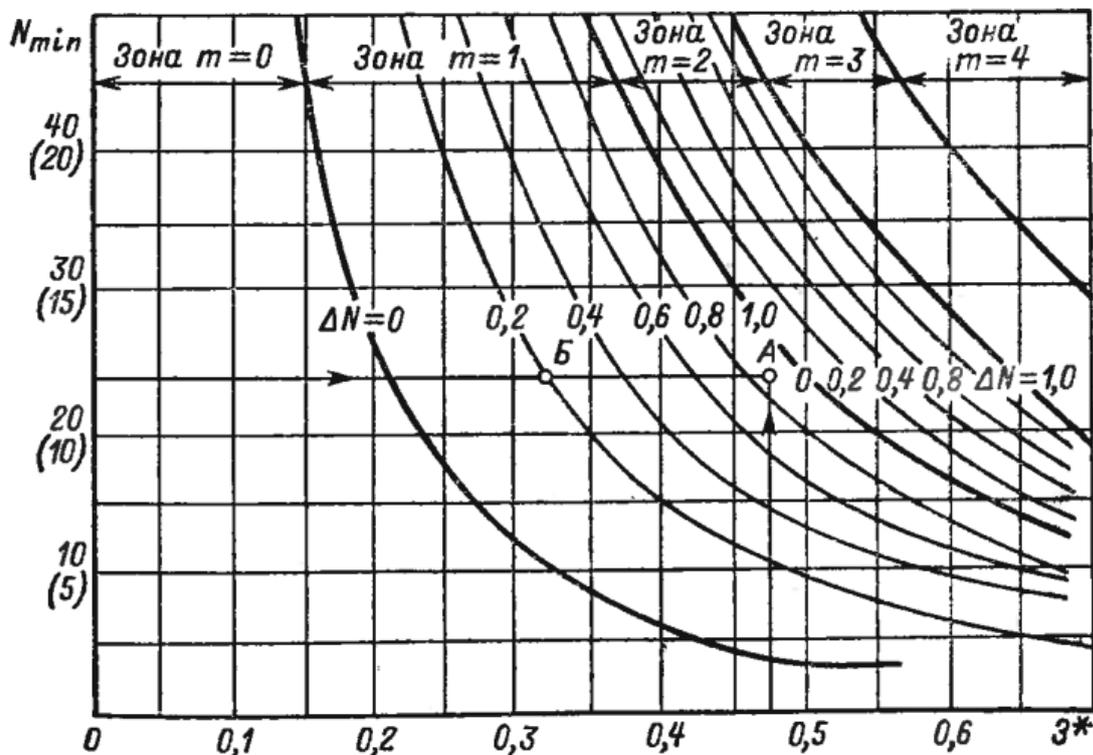


Рис. 2.5. Кривые определения дополнительного числа трансформаторов по фактическим $3_{тр}^*$ при $\beta_{тр} = 0,7 \div 0,8$ (значения $N_{мин}$ в скобках для $\beta_{тр} = 0,9 \div 1,0$)

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

$$S_{ном.тр} \geq \frac{P_{расч.н.}}{\beta_{тр} N}, \quad (2.7)$$

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

$$Q_{мах.тр} = \sqrt{(N_{тр.эк} \cdot \beta_{тр} \cdot S_{ном.тр})^2 - P_{расч.н}^2}, \quad (2.8)$$

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

$$Q_{БК,Н1} = Q_{расч.н.} - Q_{мах.тр}, \quad (2.9)$$

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

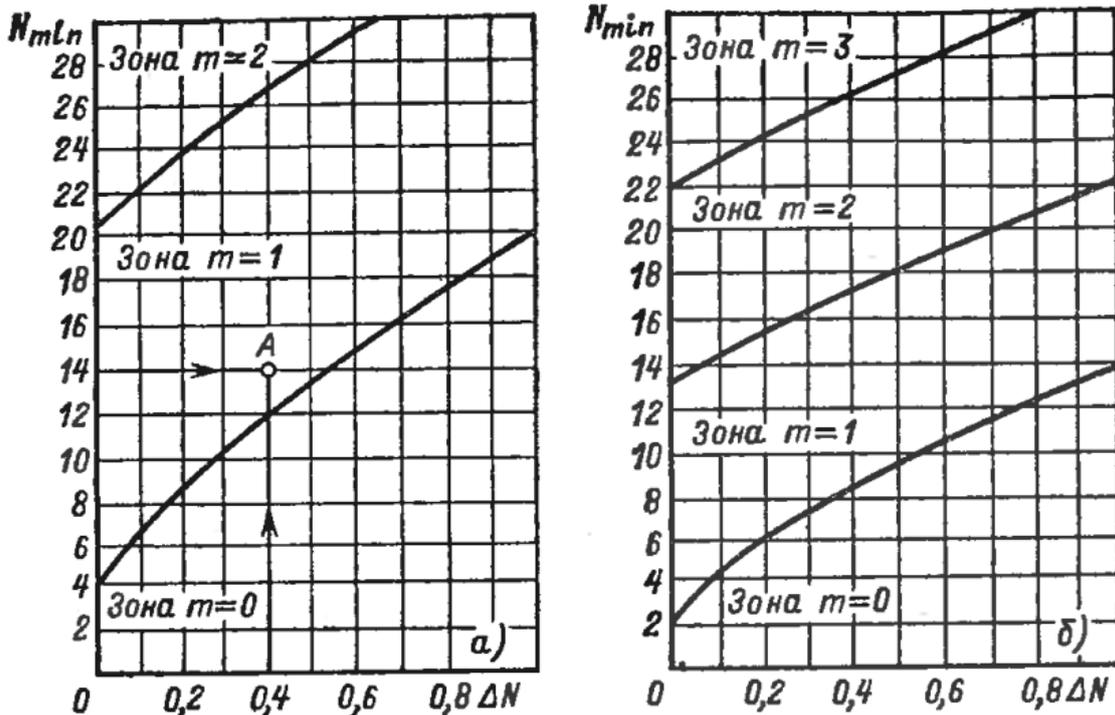


Рис. 2.6. Зоны для определения дополнительного числа трансформаторов:
 а) $\beta_{тр} = 0,7 \div 0,8$; б) $\beta_{тр} = 0,9 \div 1,0$

Если окажется, что $Q_{БК, Н1} < 0$, то по первому этапу расчета установка низковольтных БК не требуется (мощность $Q_{БК, Н1}$ в (2.3) принимается равной нулю).

2.2.2. 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:

$$Q_{БК, Н2} = Q_{расчн} - Q_{БК, Н1} - \gamma N_{тр эк} S_{ном тр} \quad (2.10)$$

где γ – расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от показателей $K_{р1}$, $K_{р2}$ и схемы питания цеховой подстанции: для радиальной схемы по рис. 2.7; для магистральной схемы с двумя трансформаторами по рис. 2.8; для магистральной схемы с тремя и более трансформаторами $\gamma = K_{р1} / 30$; для двухступенчатой схемы питания трансформаторов от распределительного пункта 6 / 10 кВ, на которых отсутствуют источники реактивной мощности, $\gamma = K_{р1} / 60$.

Значение $K_{р1}$ зависит от удельных приведенных затрат на батареи напряжением до и выше 1000 В и стоимости потерь:

$$K_{p1} = \frac{(z_{н,к} - z_{в,к})}{C_0} 10^3, \quad (2.11)$$

где C_0 – расчетная стоимость потерь по таблице 2.2 (только для расчета компенсации реактивной мощности).

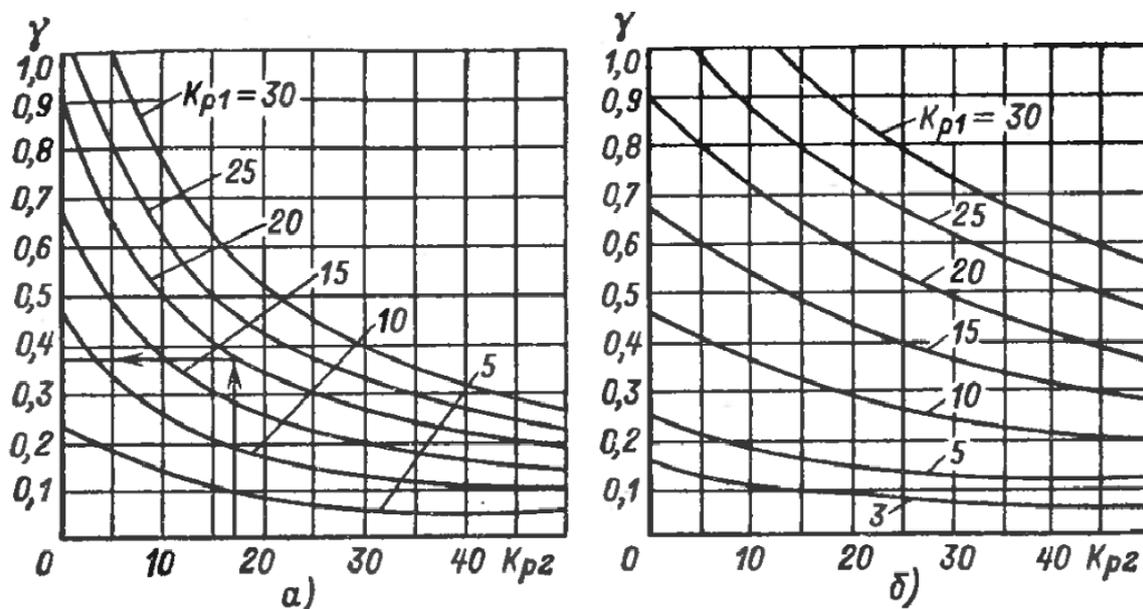


Рис. 2.7. Кривые определения коэффициента γ для радиальной схемы питания трансформаторов: а) $U_{ном} = 6$ кВ; б) $U_{ном} = 10$ кВ

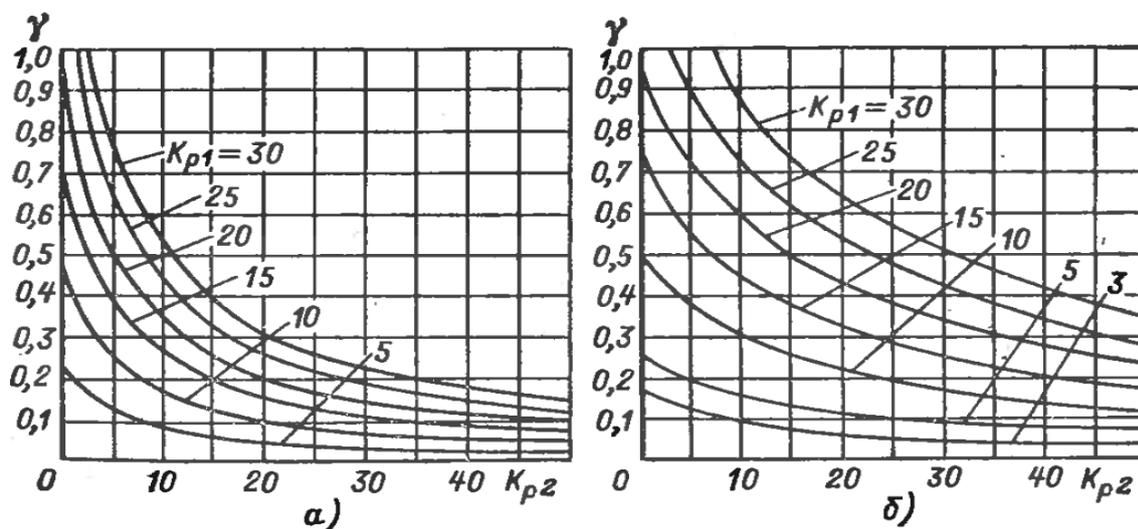


Рис. 2.8. Кривые определения коэффициента γ для магистральной схемы питания трансформатора : а) $U_{ном} = 6$ кВ; б) $U_{ном} = 10$ кВ

Таблица 2.2.

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 2.2.

Значение K_{p2} определяется по формуле:

$$K_{p2} = \frac{l S_{\text{ном тр}}}{F}, \quad (2.12)$$

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 2.3.

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

Таблица 2.3.

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

2.2.3 Определение мощности батарей конденсаторов в сетях напряжением выше 1000 В

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

$$Q_{ВНрасч} = Q_{расч.вн} + Q_{тр неск} + \Delta Q \text{ кВар}, \quad (2.13)$$

где $Q_{расч.вн}$ – расчетная нагрузка приемников 6/10 кВ, $Q_{тр неск}$ – некомпенсированная нагрузка сети до 1000 В, питаемой через трансформаторы цехов (2.14), ΔQ – потери реактивной мощности сети 6 / 10 кВ.

$$Q_{тр неск} = Q_{тр.мах} - Q_{БК, Н} + \Delta Q_{тр} \text{ кВар}, \quad (2.14)$$

где $Q_{тр.мах}$ – наибольшая расчетная реактивная нагрузка трансформатора; $Q_{БК, Н}$ – фактически принятая мощность конденсаторов до 1000 В, определяем по (2.3); $\Delta Q_{тр}$ – суммарные реактивные потери в трансформаторе при его коэффициенте загрузки с учетом компенсации (табл.2.4.). 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:

$$Q_{БК ВН} = \sum_{i=1}^{i=n} Q_{ВНрасч, ni} - Q_{СД расп} - Q_c, \text{кВар} \quad (2.15)$$

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 (2.17); n – количество распределительных пунктов или подстанций на

предприятию; Q_c –реактивная мощность, передаваемая из сети энергосистемы в сеть предприятия.

Таблица 2.4.

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:

$$Q_{СД \min} = \frac{\beta_{СД} \cdot P_{СД \text{ ном}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}}}{\eta}, \text{ кВар} \quad (2.16)$$

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 – к.п.д. 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 2.6, экономически целесообразно использовать полностью располагаемую реактивную мощность синхронного двигателя, определенную по формуле:

$$Q_{СД \text{ расп}} = Q_{СД \text{ эк}} = \alpha_m \cdot Q_{СД \text{ ном}}, \text{ кВар} \quad (2.17)$$

где α_m – коэффициент допустимой перегрузки СД, зависящий от его загрузки по номинальной активной мощности (определяется по табл. 2.7.); $Q_{СД\ расч}$, $Q_{СД\ эк}$ – располагаемая и экономически целесообразная реактивная мощности.

Таблица 2.6.

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 2.6 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:

$$Q_{СД\ расч} = Q_{СД\ эк} = \frac{K_{пер} P_{СД\ ном} \operatorname{tg} \varphi_{ном}}{\eta}, \quad (2.18)$$

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 2.8).

Таблица 2.7.

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

Серия, номинальное напряжение и частота вращения двигателя	Напряже-ние 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 СДН, 10кВ: 1000 об/мин 250 – 750 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
	1,1	0,86	0,9	0,92
СТД, 6 и 10 кВ (частота вращения 3000 об/мин)	0,95	1,3	1,42	1,52
	1,0	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
	1,0	1,15	1,24	1,32
	1,05	1,1	1,18	1,25
	1,1	0,9	1,06	1,15

Таблица 2.8.

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. 2.9-2.11.

Таблица 2.9.

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 2.10

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 2.11

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.

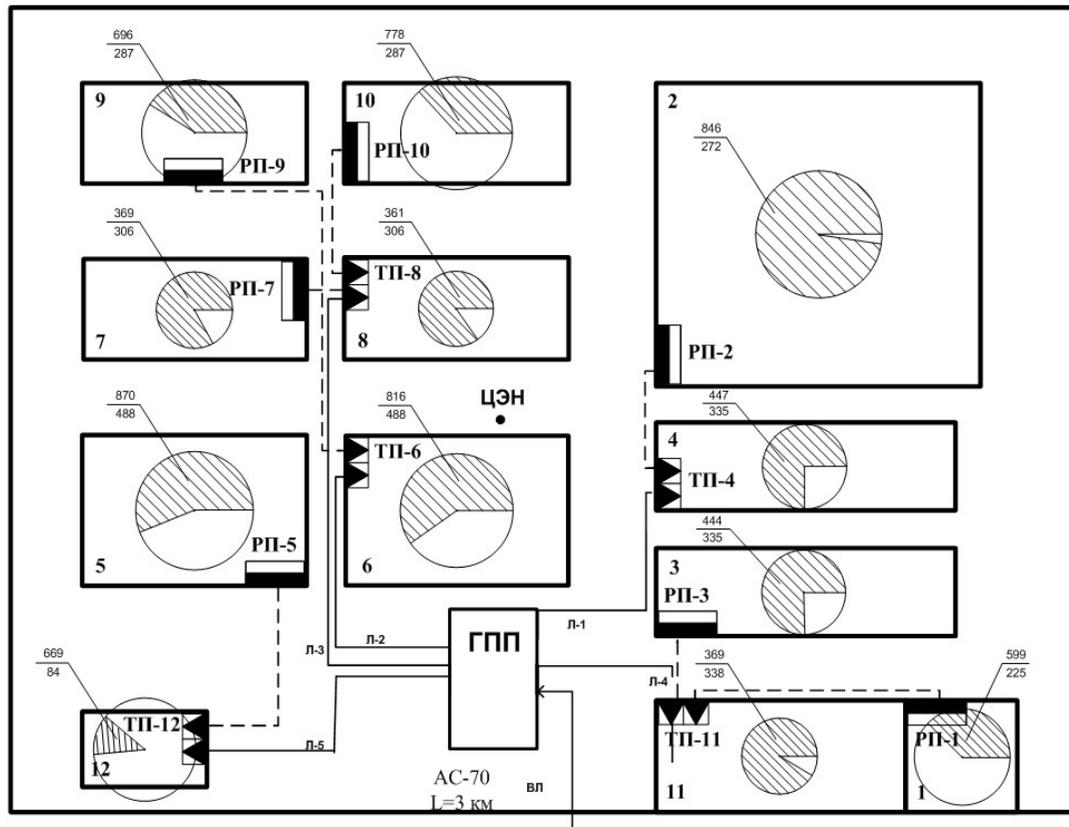
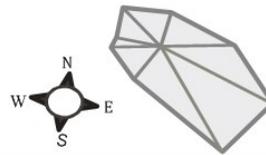
После выбора числа и мощности цеховых трансформаторов распределяют активные нагрузки цехов между ними равномерно. Активная нагрузка, приходящаяся на один цеховой трансформатор, может быть определена как:

$$P_1 = \frac{\sum (P_p + P_{p.o})}{N} = \frac{\sum P_p^u}{N}, \text{ кВт} \quad (2.19)$$

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

$$N_i = \frac{P_{p.o} + P_p}{P_1}. \quad (2.20)$$

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.2.9 и 2.10)



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 (между цехами)
 - Электрическая нагрузка до 1000 В (заштрих.сектор – нагрузка освещения)
- $\frac{696}{287}$ Расчетная мощность цеха, кВА
 Расчетная активная мощность освещения, кВт

2.9. Генплан предприятия с картограммой нагрузок (образец)

Рис.

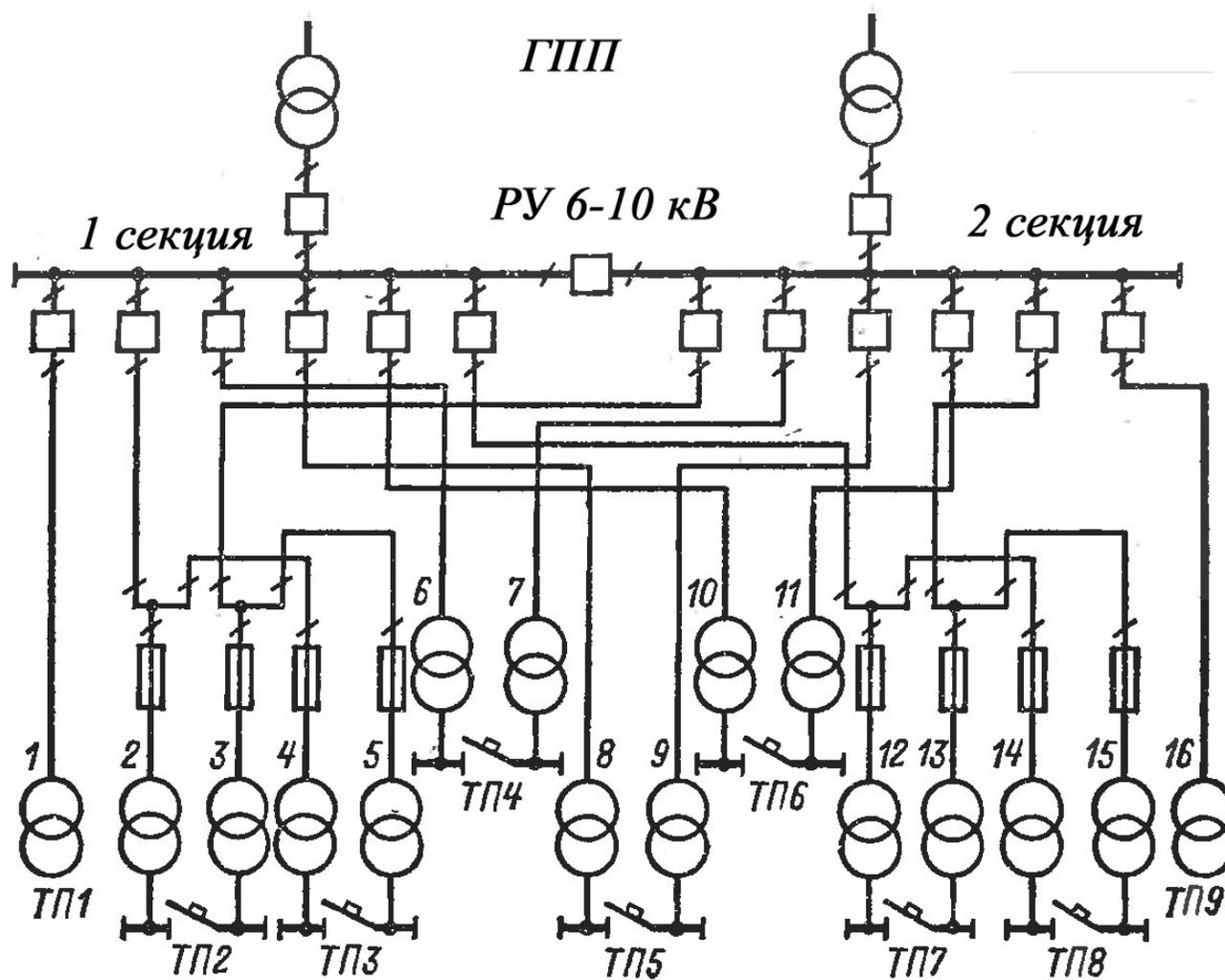


Рис 2.10. Схема питания цеховых подстанций (образец)

Пример 2.1.

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. 2.1) 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 $z_{\text{нс}}^* = 0,5$ и определяем дополнительное число трансформаторов m по рисунку 2.6 б. При $N_{\min} = 12$ и $\Delta N = 0,22$ $m = 1$

Оптимальное число трансформаторов по (2.5):

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

3. Определяем по (2.8) наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать в сеть ниже 100 В через 13 трансформаторов, М·Вар:

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

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.2.7.б для радиальной схемы с питающим напряжением 10 кВ. Коэффициенты K_{p1} и K_{p2} , определяем по табл.2.2 и 2.3 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. 2.12.).

Табл. 2.12.

Результаты расчета к примеру 2.1.

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 2.2.

Выбрать число и мощность высоковольтных БК для исходных данных к примеру 2.1, 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. 2.6 для двигателей с активной мощностью 2700 кВт, располагаемую реактивную мощность экономически целесообразно использовать полностью. Рассчитываем располагаемую реактивную мощность синхронного двигателя по формуле (2.17):

$Q_{\text{СД расч}} = Q_{\text{СД эк}} = \alpha_m \cdot Q_{\text{СД ном}} = 0,94 \cdot 1000 = 940\text{кВар}$ где $\alpha_m = 0,94$ (по табл. 2.7.).

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 2.14:

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

где $\Delta Q_{\text{тр}}$ принято из табл. 2.4 (для трансформаторов номинальной мощностью 2500 кВ·А см пример 2.1, коэффициент загрузки после компенсации 0,9); $Q_{\text{тр, max}}$ – наибольшая расчетная реактивная нагрузка трансформатора (см пример 2.1); ; $Q_{\text{БК, Н}}$ – фактически принятая мощность конденсаторов до 1000 В (см табл. 2.11)

Расчетная реактивная нагрузка в сети 10 кВ находим по 2.13:

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

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 2.15:

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

Принимаем по табл. 2.9 к установке регулирующую конденсаторную установку типа УКЛ56-10,5-1350У3 с номинальной мощностью 1350 кВар.

2.3. 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:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_x + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\phi}}{S_{\text{н.тр}}}\right)^2 = \Delta P_x + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \beta_T^2, \text{ кВт} \quad (2.21)$$

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:

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_x + \Delta Q_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\phi}}{S_{\text{н.тр}}}\right)^2 = \Delta Q_x + \Delta Q_{\text{кз}} \cdot \beta_T^2, \text{ кВАр} \quad (2.22)$$

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:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_x \cdot n + \Delta P_{\text{кз}} \cdot n \cdot \left(\frac{S_{\phi}}{S_{\text{н.тр}}}\right)^2 = \Delta P_x \cdot n + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \beta_T^2 \cdot n, \text{ кВт} \quad (2.23)$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_x \cdot n + \Delta Q_{\text{кз}} \cdot n \cdot \left(\frac{S_{\phi}}{S_{\text{н.тр}}}\right)^2 = \Delta Q_x \cdot n + \Delta Q_{\text{кз}} \cdot \beta_T^2 \cdot n, \text{ кВАр} \quad (2.24)$$

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

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_x \cdot n + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \frac{1}{n} \cdot \left(\frac{S_{\phi}}{S_{\text{н.тр}}}\right)^2 = \Delta P_x \cdot n + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \beta_m^2 \cdot \frac{1}{n}, \text{ кВт} \quad (2.25)$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_x \cdot n + \Delta Q_{\text{кз}} \cdot \frac{1}{n} \cdot \left(\frac{S_{\phi}}{S_{\text{н.тр}}}\right)^2 = \Delta Q_x \cdot n + \Delta Q_{\text{кз}} \cdot \beta_m^2 \cdot \frac{1}{n}, \text{ кВАр} \quad (2.26)$$

Следует обратить внимание, что коэффициент загрузки в формулах (6.23-6.26) берется по факту загрузки на один трансформатор.

Пример расчета потерь в трансформаторах рассмотрен в задаче по выбору сечения линии 10кВ (см. пример 3.1).

Вопросы и задания 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 3

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 раздельную 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 раздельной работе не удастся 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.

3.1. Схемы и конструктивное исполнение ГПП

Конструкции ГПП напряжением 220–110–35/10–6 кВ выполняются по двум схемам: 1 – с выключателями (рис. 3.1 и 3.2, б), 2 – по упрощенной схеме с применением короткозамыкателей и отделителей (рис. 3.2, а и 3.3.).

Схема ГПП с выключателями

Схемы ГПП по рис. 3.1 и 3.2, 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 привели к более частому применению блочных схем, представленных на рис. 3.1 и 3.3, б, т. е. к отказу от установки короткозамыкателей и переходу к установке выключателей.

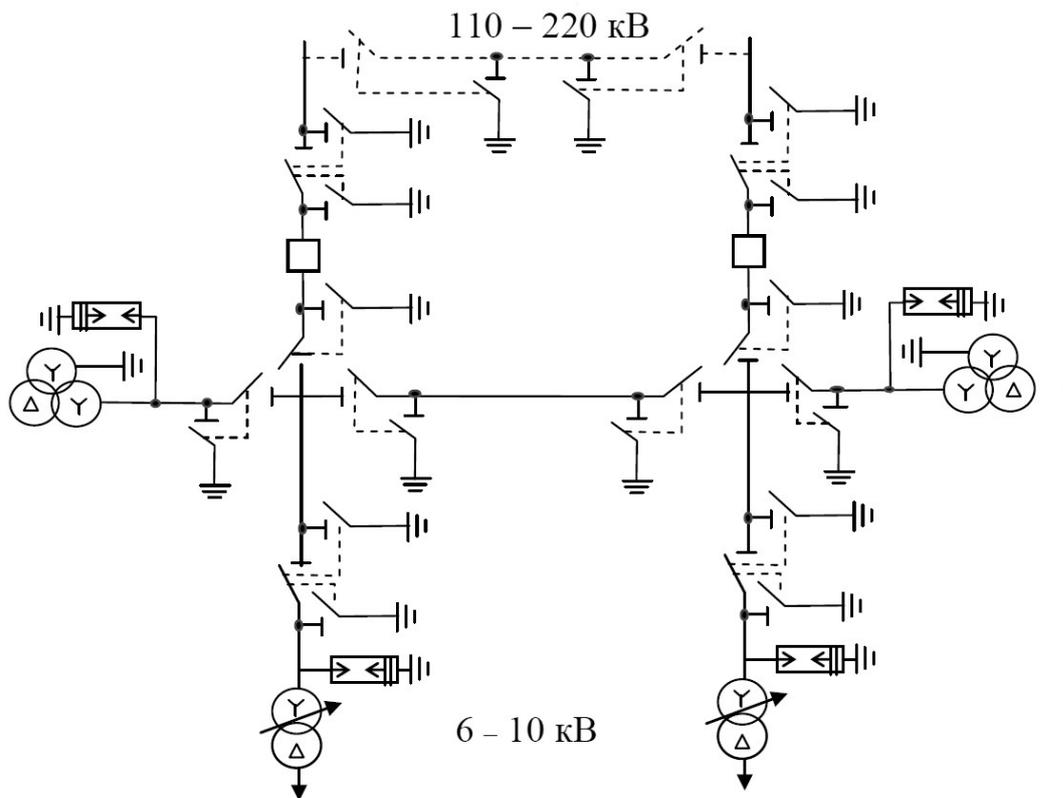


Рис. 3. 1. Схема подстанции с перемычками (мостиками) между питающими линиями и выключателями

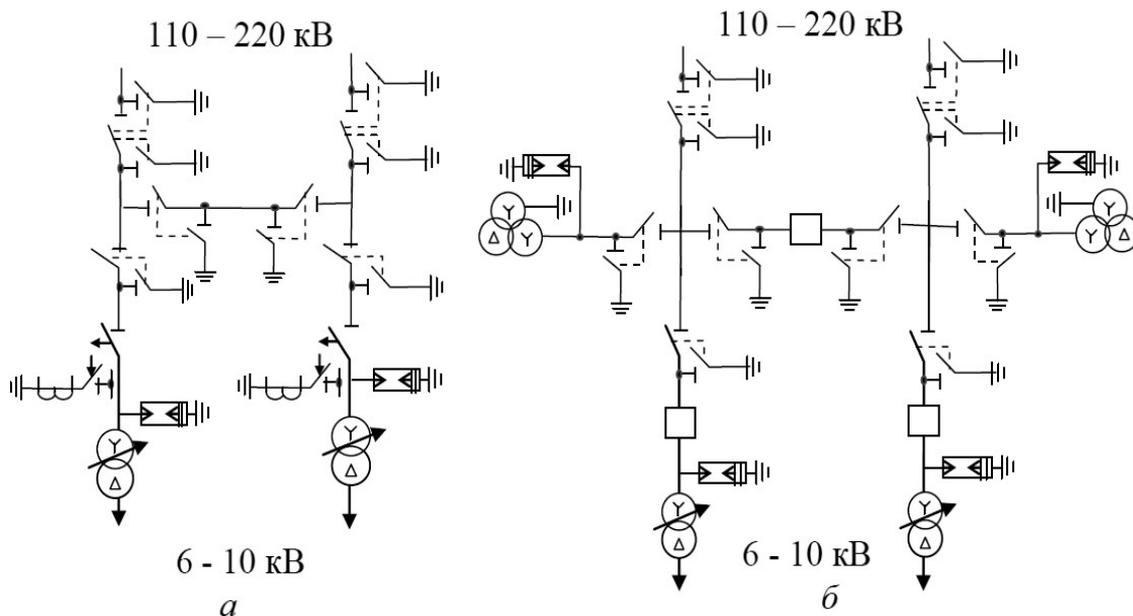


Рис. 3. 2. Схема подстанции с перемычками (мостиками) между питающими линиями:
 а – с короткозамыкателями и отделителями; б – с выключателями

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. 3.3 приведены схемы блочных ГПП, выполненные без перемычки (мостика) между питающими линиями (35) 110–220 кВ [20,21]. На схемах показаны двухобмоточные трансформаторы

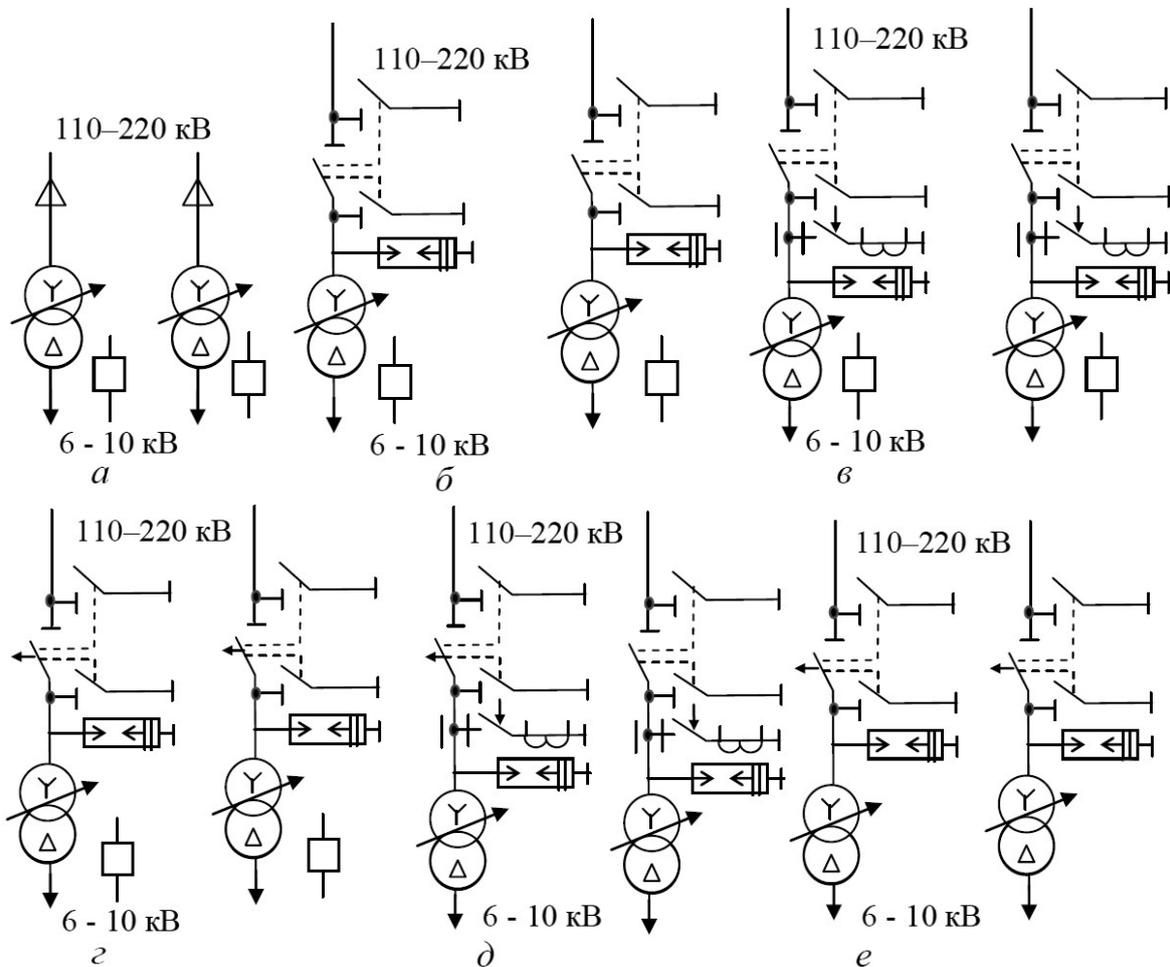


Рис. 3.3. Безмостиковые схемы блочных ГПП (описание в тексте)

Схема (рис. 3.3, *а*) – 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.3.3, *а*) отключающий импульс защиты трансформатора передается на отключение выключателя на питающей подстанции.

В схеме (рис. 3.3, *б*) на спуске проводов воздушной линии к

трансформатору устанавливается разъединитель, создающий ремонтный разъем.

На рис. 3.3, 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. 3.3, г. Отделителем осуществляются оперативные отключения трансформатора.

Для питания от одной воздушной линии нескольких подстанций, так называемыми отпайками, используется схема (рис. 3.3, д, е). Она может быть применена и при радиальном питании, когда есть вероятность присоединения к этой линии других подстанций.

3.2. 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:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (3.1)$$

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.

3.3. 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 допустимой 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

$$S_{н.тр} = \frac{S_{р.ГПП}}{2 \cdot \beta_T}, \quad (3.2)$$

где $S_{р.ГПП}$ – полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП; 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:

$$S_{р.ГПП} < 1.4 \cdot S_{н.тр} \quad (3.3)$$

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

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{р}}}{j_{\text{н}}}, \quad (3.4)$$

где $I_{\text{р}}$ – расчетный ток, А; $j_{\text{н}}$ – нормированная плотность тока, А/мм² (по табл. 3.1).

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 3.1

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 проходящийся на одну линию:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{рГТП}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (3.5)$$

В послеаварийном или ремонтном режиме:

$$I_{\text{р.а.}} = \frac{S_{\text{рГТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (3.6)$$

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)

$$I_p \leq I_{\text{доп}}, \quad (3.7)$$

$$1,3 \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.а.}}, \quad (3.8)$$

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:

$$l_{\text{доп}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}\%} \cdot k_3 \geq l, \quad (3.9)$$

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

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (3.10)$$

где E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода (3.11), E_0 – начальная напряженность возникновения коронного разряда (3.13).

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} \quad (\text{кВ/см}), \quad (3.11)$$

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

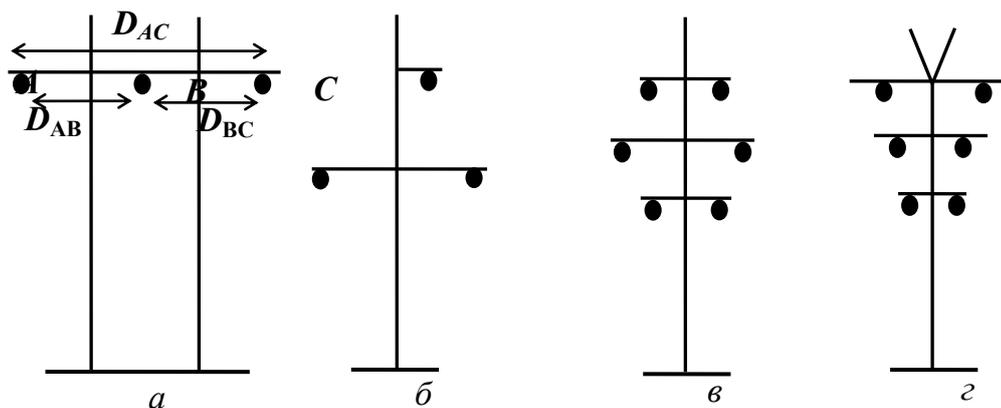


Рис.3.4. Расположение проводов и тросов на опорах:
а – горизонтальное; *б* – треугольником; *в* – шестиугольником (бочкой); *г* – обратной елкой.

Среднегеометрическое расстояние между фазами определяется следующим выражением:

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{\text{AB}} \cdot D_{\text{BC}} \cdot D_{\text{AC}}}, \quad (3.12)$$

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

$$E_0 = 24,5 \cdot m \left(1 + \frac{0,613}{(\delta \cdot r)^{0,4}} \right), \text{ кВ/см} (10^5 \cdot \text{В/м}), \quad (3.13)$$

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.

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

Сечение кабельных линий выбирается по нормированной плотности тока по (3.4). В качестве расчетного тока принимается ток в нормальном режиме определяемый мощностью (3.11) по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{(P_p^H + \Delta P_T)^2 + (Q_p^H + \Delta Q_T)^2}}{n_{\text{лин}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \text{ А} \quad (3.14)$$

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 (3.4) 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:

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном}i} + n_{\text{тр}} \cdot \Delta S_{\text{тр}}}{n_{\text{лин}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (3.15)$$

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 (2.23, 2.24); $n_{\text{лин}}$ – 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:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.мах}} / \kappa_1 \cdot \kappa_2 \cdot \kappa_3, \quad (3.16)$$

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:

$$\kappa_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{п.ав}} / \kappa_1 \cdot \kappa_2 \cdot \kappa_3 \quad (3.17)$$

где $I_{\text{п.ав}}$ – расчетный ток линии в послеаварийном режиме, находится по токовой нагрузке приходящейся на одну линию, при выходе из строя второй линии; $\kappa_{\text{пер}}$ – 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:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \text{ мм}^2 \quad (3.18)$$

где C_T – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника (табл.3.2, 3.3); где B_k – тепловой импульс тока КЗ, A^2c (3.19);

Таблица 3.2.

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	140
с алюминиевыми жилами	90
2 Кабели 20-35 кВ: с медными жилами	105
с алюминиевыми жилами	70
3 Кабели и изолированные провода с полихлорвиниловой или резиновой изоляцией: с медными жилами	120
с алюминиевыми жилами	75
4 Кабели и изолированные провода с полиэтиленовой изоляцией: с медными жилами	103
с алюминиевыми жилами	65

$$B_k = I_{\text{по}}^2 (\tau + T_a), \quad (3.19)$$

где $I_{\text{по}}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ; τ – расчетное время отключения выключателя (5.10); T_a – постоянная затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с определяется как:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}}, \text{ с} \quad (3.20)$$

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 3.3.

Значения параметра C_m проводов

Материал про- вода	Марка провода	Значения параметра C_T , А·с/мм ² , при допустимых температурах на- грева 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:

$$\Delta U = 3 \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{уд} \cdot \cos\varphi + x_{уд} \cdot \sin\varphi), B \quad (3.21)$$

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 $\operatorname{tg}\varphi$ в конце линии.

Значения удельных сопротивлений для кабельных линий приведены в табл П.3.

По абсолютному значению потерь напряжения из-за различного уровня номинальных напряжений трудно судить о допустимости потерь напряжения, поэтому потери напряжения, определенные по формуле (3.21), выражаем в процентах от номинального напряжения по формуле:

$$\Delta U_{\text{ном}} \% = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \quad (3.22)$$

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, преобладали 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 (водопоглощаемость).

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) пластика;

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

г – продольная герметизация водоблокирующими лентами;

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

Пример 3.1.

Выбрать сечение кабельной линии Л1 напряжением 10 кВ, питающий две однострансформаторные подстанции ТП1 и ТП2 по магистральной схеме (рис 3.5). Кабель проложен в траншее, температура земли +15° С. Длина линии равна 450м. На подстанции установлены трансформаторы со следующими данными:

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

ТП2: $S_{\text{НОМ}}=630$ 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 $T_{\text{max}}=5200$ ч. Установившееся значение тока КЗ в начале линии $I_{\infty}=3,9$ кА, приведенное время КЗ $t_{\text{омк}}=1,2$ с.

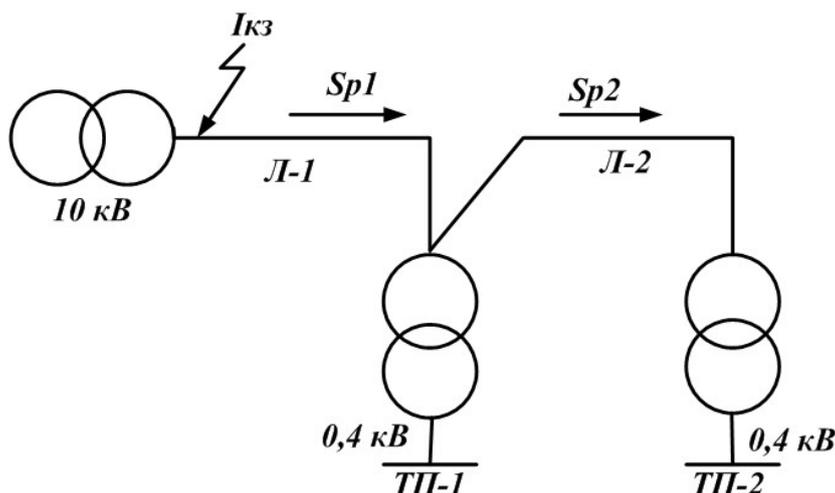


Рис.3.5. Схема сети к примеру 6.1

Решение:

Определяем потери активной и реактивной мощности в трансформаторах по выражениям (2.23) и (2.24)

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:

$$S_{p.л1} = \sqrt{(P_{p1} + P_{p2} + \Delta P_{T1} + \Delta P_{T2})^2 + (Q_{p1} + Q_{p2} + \Delta Q_{T1} + \Delta Q_{T2})^2} = \sqrt{(1286,34^2 + 729,52^2)}$$

$$S_{p.л1} = 1478,81 \text{ кВА}$$

Расчетный ток кабельной линии Л1:

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

По выражению (3.4) определяем сечение жил кабеля $ЛЛ$ по экономической плотности тока, приняв по табл. (3.1) 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 (3.16): $180 \geq 100,67$ 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 (3.19)

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

Минимальное сечение жил кабеля по термической стойкости определяем по выражению (3.18), 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 и задания для самопроверки:

1. Назовите преимущества схем с отделителем и короткозамыкателем.
2. Что является обоснованием к применению схем подстанций выключателями.
3. Как рассчитать рациональное напряжение питающей системы.
4. Назовите условия выбора и проверки воздушных линий питающих ГПП предприятия.
5. Назовите условия выбора и проверки линии внутризаводского электроснабжения.
6. По какому условию выбирается мощность трансформаторов ГПП.

ГЛАВА 4

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, ос-

тается также неизменным в течение всего процесса КЗ и ее действую-
щее значение $I_{n0} = I_{nt} = I_{\infty}$.

4.1. 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

$$r_{\delta^*} = r_{y\partial} l \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}; \quad (4.1)$$

$$x_{\delta^*} = x_{y\partial} l \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \quad (4.2)$$

где r_{y0} и x_{y0} – удельное активное и индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

l – длина линии, км;

– индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_{6*} = \frac{U_k \cdot S_6}{100 S_{н.тр}}, \quad (4.3)$$

где U_k – напряжение КЗ трансформатора, %;

– индуктивное сопротивление реактора

$$x_{6*} = \frac{x_p \cdot I_6 \cdot U_n}{100 I_n \cdot U_6}, \quad (4.4)$$

где x_p – сопротивление реактора, %; I_6 – базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \text{ кА} \quad (4.5)$$

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:

$$I_{по} = I_\infty = I_{пт} = \frac{I_6}{Z_{6*\Sigma}}, \text{ кА} \quad (4.6)$$

где $Z_{6*\Sigma}$ – полное сопротивление от источника питания до точки КЗ, выраженное в относительных единицах и приведенное к базисной мощности:

$$Z_{6*\Sigma} = \sqrt{r_{6*\Sigma}^2 + x_{6*\Sigma}^2}. \quad (4.7)$$

Если активное сопротивление не учитывается, то $Z_{6*\Sigma} = x_{6*\Sigma}$.

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

$$i_y = k_y \sqrt{2} I_{н.о}, \text{ кА} \quad (4.8)$$

где k_y – ударный коэффициент, который можно найти как:

$$k_y = 1 + e^{-t/T_a}, \quad (4.9)$$

ударным коэффициентом k_y учитывается (через T_a (3.19)) 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,

$$I_y = \sqrt{I_{no}^2 + I_{at}^2}. \quad (4.11)$$

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

$$I_y = \sqrt{I_{no}^2 + [\sqrt{2} I_{no} (k_y - 1)]^2} = I_{no} \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2} = I_{no} q, \quad (4.12)$$

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.

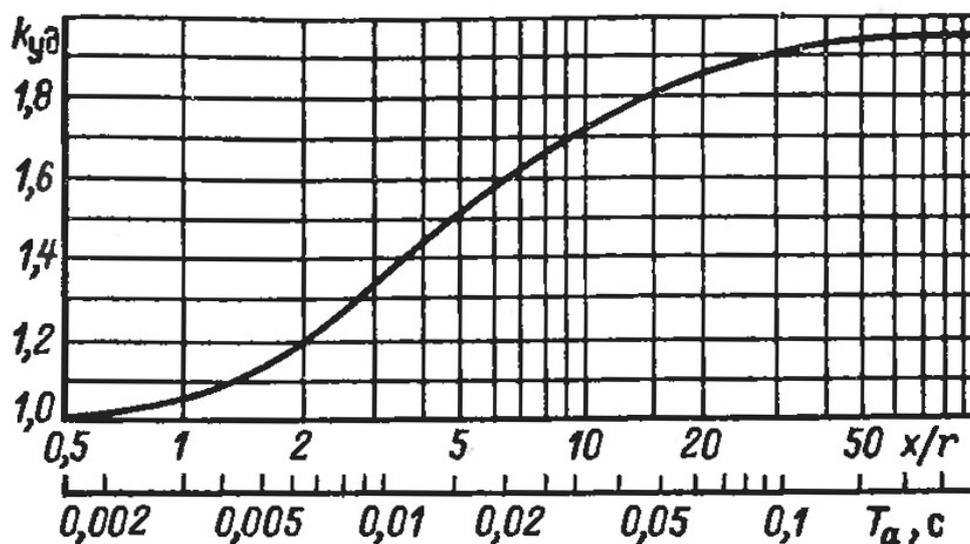


Рис. 4.1. Кривая для определения ударного коэффициента k_y

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

Таблица 4.1.

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 $I_{п.0}$ без учета внешнего сопротивления

$$I_{с.д} = I_{н.0} = E_0'' I_{н.д} / x_d'' \quad (4.13)$$

с учетом внешнего сопротивления

$$I_{с.д} = \frac{E_0'' I_{н.д}}{\sqrt{(x_d'' + X_{ВН*})^2 + r_{ВН*}^2}} \quad (4.14)$$

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 сверхпередающей ЭДС:

$$E_0'' = \sqrt{\cos^2 \varphi_n + (\sin \varphi_n + x_d'')^2} \quad (4.15)$$

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

$$I_{н.t} = I_{н.0} \cdot K_t, \text{ кА} \quad (4.16)$$

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:

$$i_M = \sqrt{2} \frac{0,9}{x_d''} I_{н.д.}, \quad (4.17)$$

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 4.1.

Рассчитать токи КЗ для точек K_1, K_2 , при питании потребителя от системы неограниченной мощности. Параметры необходимые для расчета приведены на рис 4.2.

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 (4.5)

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{10}{1,73 \cdot 6,3} = 0,918 \text{ кА}.$$

2. Составляем схему замещения (рис. 4.2, 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:

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

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

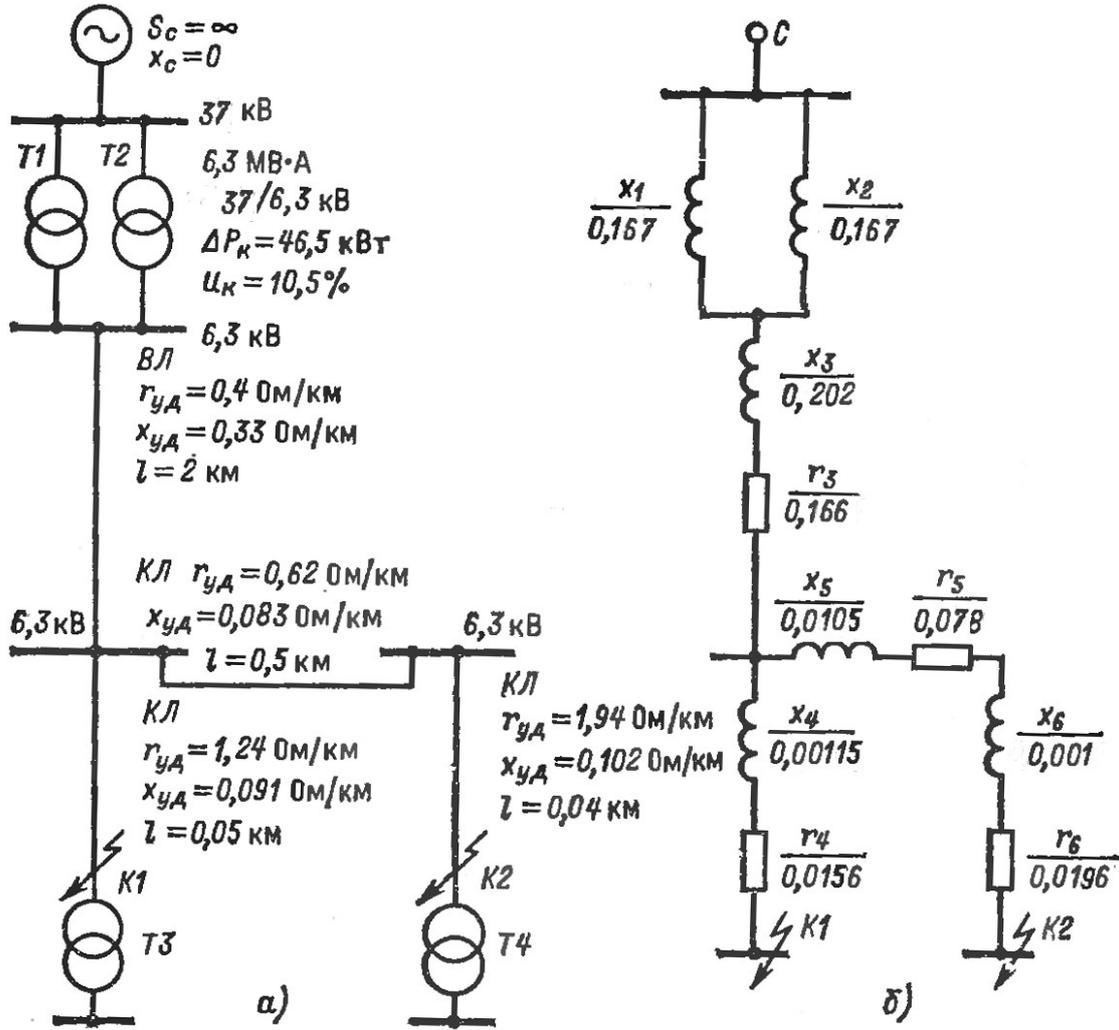


Рис. 4.2. а) – исходная схема и б) – схема замещения к примеру 4.1

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:

$$I_{\kappa, K1} = \frac{I_{\bar{o}}}{Z_{\Sigma 1*}} = \frac{I_{\bar{o}}}{\sqrt{x_{\Sigma 1*}^2 + r_{\Sigma 1*}^2}} = \frac{0,918}{\sqrt{0,251^2 + 0,2176^2}} = 2,77 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa, K2} = \frac{I_{\bar{o}}}{Z_{\Sigma 2*}} = \frac{I_{\bar{o}}}{\sqrt{x_{\Sigma 2*}^2 + r_{\Sigma 2*}^2}} = \frac{0,918}{\sqrt{0,261^2 + 0,2997^2}} = 2,31 \text{ кА}$$

5. Определяем ударный ток в точках К1 и К2. Находим ударный коэффициент по кривой, представленной на рис. 4.1, в зависимости от соотношения $\frac{x_{\Sigma}}{r_{\Sigma}}$.

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

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

Ударный ток составит:

$$i_{y1} = \kappa_{y1} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\kappa, K1} = 1,08 \cdot 2,77 \cdot \sqrt{2} = 4,23 \text{ кА};$$

$$i_{y2} = \kappa_{y2} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\kappa, K2} = 1,05 \cdot 2,31 \cdot \sqrt{2} = 3,43 \text{ кА};$$

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

4.2. 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:

$$I_K = I'' = I_\infty = \frac{1,05 \cdot U_{\text{сети}}}{\sqrt{3} \cdot Z_\Sigma}, \text{ кА}, \quad (4.18)$$

где Z_Σ – суммарное полное сопротивление до точки КЗ, включая сопротивление силового трансформатора, равное:

$$r_T = \frac{P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ.Т}}^2}, \text{ мОм}; \quad (4.19)$$

$$x_T = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ.Т}}} \cdot \sqrt{\left(\frac{U_{\text{КЗ}}}{100}\right)^2 + \left(\frac{\Delta P_{\text{КЗ}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}\right)^2} \text{ мОм}, \quad (4.20)$$

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:

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K. \quad (4.21)$$

Сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока (ТТ) для различных коэффициентов трансформации, катушек автоматов и переходные сопротивления контактов автоматов, рубильников и предохранителей приведены в табл. 4.2, а также в [15, 17, 19, 24].

Эквивалентное индуктивное сопротивление системы, приведенное к ступени низшего напряжения сети, рассчитывается по формуле:

$$x_H = x_B \cdot \left(\frac{U_{\text{НОМ.НН}}}{U_{\text{НОМ.ВН}}}\right)^2, \quad (4.22)$$

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:

$$R_{\text{кл,вл}} = r_0 \cdot l, \text{ мОм}; X_{\text{кл,вл}} = x_0 \cdot l, \text{ мОм}, \quad (4.23)$$

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]

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:

$$x_p = \frac{U_{кз} \cdot U_{ном}}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{ном}}, \text{мОм} \quad (4.24)$$

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:

$$I_{кдвиг} = \frac{0,9}{X_{*двиг}''} \cdot I_{ндвиг}, \text{кА} \quad (4.25)$$

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot (K_y I_k + 4,5 \cdot I_{ндвиг}) = \sqrt{2} K_y I_k + 6,5 \cdot I_{ндвиг}. \quad (4.27)$$

Таблица 4.2.

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	5,5	2,7	1,3	
	70	2,35	1,3	1,0	
	100	1,3	0,86	0,75	
	140	0,74	0,55	0,65	
	200	0,36	0,28	0,6	
	400	0,15	0,1	0,4	
	600	0,12	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 (κ) номинальный ток аппарата защиты сети ($I_{н.вст}$, $I_{н.расц}$)

$$I_{кз}^{(1)} \geq \kappa I. \quad (4.28)$$

Значения κ приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3.

Кратность тока замыкания в зависимости от вида защитного аппарата.

Вид защитного аппарата	Кратность тока КЗ для помещений со средой	
	нормальная	взрыво-пожароопасная
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:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_T/3 + Z_n}, \quad (4.29)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети; $Z_T/3$ – сопротивление силового трансформатора при однофазном замыкании на корпус. Значения $Z_T/3$ приведены в табл. 4.4

Полное сопротивление петли: фазный – нулевой провод

$$Z_n = \sqrt{(R_{\phi} + R_{\partial} + R_n + R_{TT} + R_A)^2 + (X' + X'' + X_c + X_{TT} + X_A)^2}, \quad (4.30)$$

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 сопротив-

лению при $f = 50$ Гц ($R = \frac{1}{\gamma} \cdot l/S$); R_d - 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 4.4.

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.4.4 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) 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 4.2.

Рассчитать токи КЗ в точках сети 0,4 кВ, указанных на рис 4.3, при условии, что сопротивления элементов схемы электроснабжения высшего напряжения до цехового трансформатора составляют $r_{\Sigma 10} = 338 \text{ мОм}$; $x_{\Sigma 10} = 447,9 \text{ мОм}$. Длина шинпровода ШМА до точки К2 $l = 10 \text{ м}$, до точки К3 $l = 20 \text{ м}$; длина шинпровода радиального ШРА до точки присоединения РП1 $l = 15 \text{ м}$, до М1 $l = 20 \text{ м}$; длина кабельной линии до РП1 $l = 10 \text{ м}$, до РП2 $l = 20 \text{ м}$.

Решение:

Приводим сопротивления системы высшего напряжения к напряжению 0,4 кВ.

$$x_{\Sigma 10 \text{ н}} = x_{\Sigma 10 \text{ в}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ном.НН}}}{U_{\text{ном.ВН}}} \right)^2 = 447,9 \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,72 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 10 \text{ н}} = r_{\Sigma 10 \text{ в}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ном.НН}}}{U_{\text{ном.ВН}}} \right)^2 = 338 \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,62 \text{ мОм}.$$

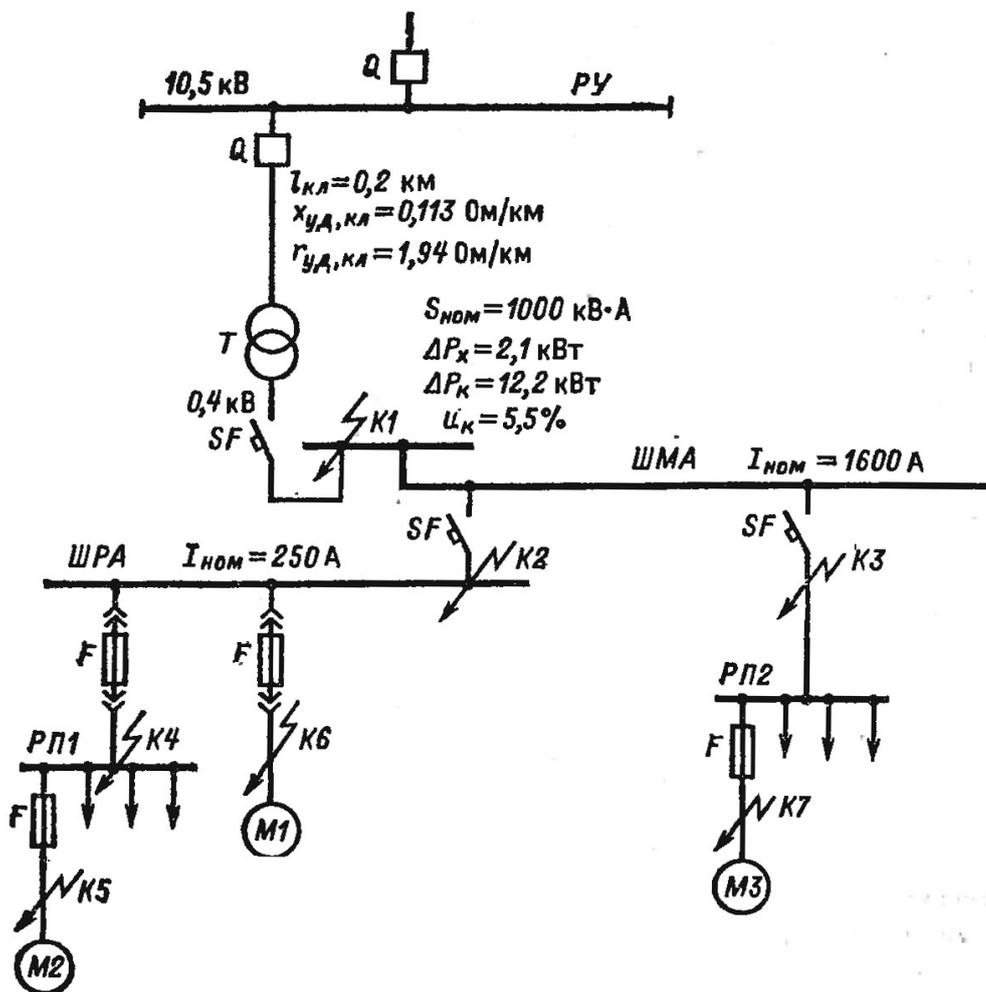


Рис. 4.3. Исходная схема для примера 4.2

1. Определяем сопротивление цехового трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ.Т}^2} = \frac{12,2 \cdot 0,4^2}{1000^2} = 1,95 \text{ мОм};$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{U_{К, \%}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{НОМ.Т}}\right)^2} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ.Т}} \cdot 10^6 = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{12,2}{1000}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{100} \cdot 10^6 = 8,23 \text{ мОм}$$

2. Рассчитываем ток К3 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:

$$r_{\Sigma K1} = r_{\Sigma 10.H} + r_T + r_{\text{доб}} = 0,62 + 1,95 + 15 = 17,57 \text{ мОм.}$$

Суммарное реактивное сопротивление равно:

$$x_{\Sigma K1} = x_{\Sigma 10.H} + x_T = 0,72 + 8,23 = 9,85 \text{ мОм.}$$

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.4.1).

Аналогично рассчитываем ток КЗ в других точках цеховой сети. При этом учитываем сопротивления шинпроводов, кабельных линий и переходные сопротивления контактов. Результаты расчетов сведены в табл. 4.5.

Таблица 4.5.

Результаты расчета к примеру 4.2

Точка	x_{Σ} , мОм	$r_{\text{доб}}$, мОм	r_{Σ} , мОм	I_K	i_y
K2	9,19	20	22,88	9,38	13,32
K3	9,41	20	23,19	9,24	13,11
K4	12,34	25	31,03	6,92	9,69
K5	13,02	30	55,43	4,06	5,73
K6	13,39	25	32,08	6,65	9,45
K7	11,45	25	86,4	2,65	3,77

Вопросы и задания 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 5

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 %):

$$U_{\text{ном.ап}} \geq U_{\text{ном}}, \quad (5.1)$$

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:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном.ап}}. \quad (5.2)$$

5.1 Выбор высоковольтных выключателей

Выбор высоковольтных выключателей производится:

- по напряжению электроустановки (сети):

$$U_{\text{н.а}} \geq U_{\text{н}}, \quad (5.3)$$

- по длительному току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}, \quad (5.4)$$

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:

$$I_{\text{раб.мах}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}} \quad (5.5)$$

Рабочий максимальный ток сети с двумя параллельно работающими линиями определяется с учетом возможности передать всю мощность по одной линии при отключении другой:

$$I_{\text{раб.мах}} = 2 \cdot I_{\text{ном}} \quad (5.6)$$

- по действующему значению тока:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.с}}; \quad (5.7)$$

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:

$$i_y \leq i_{\text{пр.с}}; \quad (5.8)$$

где i_y – ударный ток КЗ, (определяется по 4.8), 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 $I_{\text{откл.ном}}$ 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]:

$$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{откл.н}} \quad (5.9)$$

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.

$$\tau = t_{\text{р.з.мин}} + t_{\text{с.в.откл}} \quad (5.10)$$

где $t_{\text{р.з.мин}}$ – минимальное время срабатывания первой степени защиты, принимаемое равным 0,01 с для первой степени защиты, и $0,01 \text{ с} + \Delta t_c$ – 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:

$$\sqrt{2} I_{п.т} + i_{а.т} \leq \sqrt{2} I_{откл.н} (1 + \beta_H / 100), \quad (5.11)$$

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

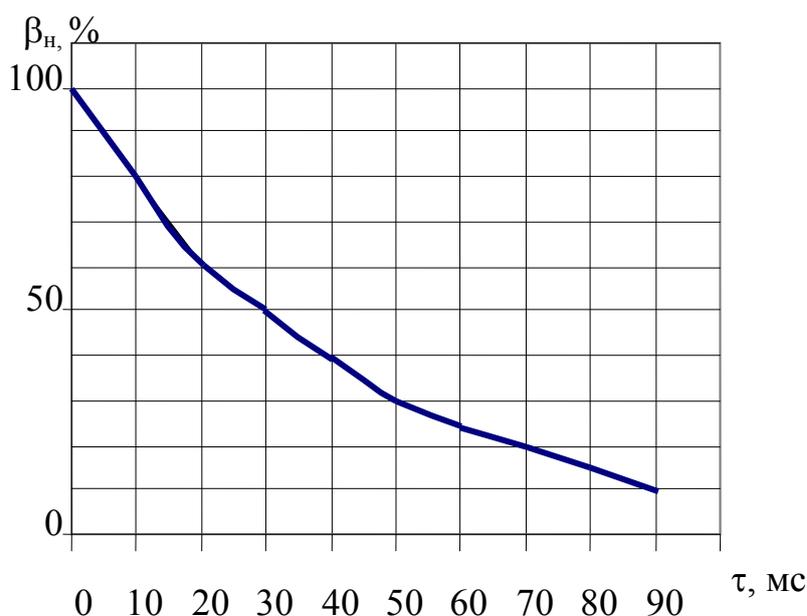


Рис. 5.1. Нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока короткого замыкания, протекающего через выключатель

- на термическую стойкость выключатели проверяются по расчетному импульсу квадратичного тока КЗ B_k (кА²·с) и найденным в каталоге значениям I_T и t_T :

$$B_k \leq I_T^2 t_T, \quad (5.12)$$

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:

$$B_k = I_{по}^2 (\tau + T_a), \quad (5.13)$$

где τ – расчетное время отключения тока КЗ, см. (5.10).

В табл. 5.1 приведены значения постоянной времени цепи КЗ T_a и ударного коэффициента k_y для различных мест КЗ.

Таблица 5.1.

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

5.2 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 (5.1), по току (5.2), по конструкции и роду установки. Их проверяют по электродинамической и термической стойкости (5.8 и 5.12). При проверке по электродинамической стойкости ударный ток, определяется по (4.8). При проверке на термическую стойкость тепловой импульс B_k определяется по выражению (5.13).

Короткозамыкатели выбираются по тем же условиям, но без проверки по току нагрузки. Результаты расчетов по выбору высоковольтных аппаратов для удобства необходимо свести в таблицу 5.2.

Таблица 5.2.

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	$I_T^2 t_T$	$I_T^2 t_T$

5.3 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 электроприемника. С учетом этого выбор предохранителя следует производить на основе данных табл. 5.3.

Таблица 5.3.

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. 5.4, в ней $I_{откл.н}$ – предельный (наибольший) ток отключения предохранителя, А.

Таблица 5.4.
Условия выбора предохранителей выше 1 кВ

Расчетный параметр защищаемой цепи	Номинальные параметры предохранителя	Условия выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{р.мах}$	$I_{ном}$	$I_{р.мах} \leq I_{ном}$
$I_{п.о}$	$I_{откл.н}$	$I_{п.о} \leq I_{откл.н}$

5.4 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 не-

обходимого значения остаточного напряжения; для ограничения пусковой мощности при пуске асинхронных или синхронных двигателей.

Реактор выбирают:

- по напряжению, формула (5.1):
- по длительному току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном.LR}}, \quad (5.14)$$

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

$$x_{\text{расч.LR}} = \left(\frac{I_{\text{б}}}{I_{\text{по}}} - x_{*б} \right) \cdot \frac{I_{\text{ном.LR}}}{U_{\text{ном.LR}}}, \quad (5.15)$$

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:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 (\tau + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}, i_y \leq i_{\text{дин.}}$$

где $I_{\text{тер}}$, $t_{\text{тер}}$ – номинальные параметры реактора (по каталогу).

- по величине остаточного напряжения:

$$U_{\text{ост}} \% = x_{\text{номLR}} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{по}}}{U_{\text{ном}}}, \% \quad (5.16)$$

где $x_{\text{номLR}}$ – номинальное сопротивление реактора (по каталогу), выбранного по $x_{\text{расч.LR}}$.

5.5 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 (5.1):

- по длительному току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (5.17)$$

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:

$$i_y \leq k_{\text{дин}} \sqrt{2} I_{\text{ном}}, \quad (5.18)$$

где $k_{\text{дин}}$ – кратность динамической устойчивости по каталогу; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток первичной обмотки.

- на термическую устойчивость:

$$B_k \leq (k_T I_{\text{ном}})^2 t_t, \quad (5.19)$$

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 $Z_{2ном}$, 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:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k, \text{ Ом} \quad (5.20)$$

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:

$$r_{\text{приб}} = S_2 / I_{2ном}^2, \text{ Ом}, \quad (5.21)$$

где S_2 – суммарная мощность, потребляемая приборами, ВА; $I_{2ном}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора, А. В распределительных устройствах 6–10 кВ применяются трансформаторы с $I_{2ном} = 5$ 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 $Z_{2ном}$ для заданного класса точности, то необходимо определить требуемое сечение проводов с учетом допустимого сопротивления вторичной цепи:

$$r_{пр.треб} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k, \text{ Ом} \quad (5.22)$$

Требуемое сечение провода мм²

$$F_{треб} = \frac{\rho l_p}{r_{пр.треб}}, \text{ мм}^2, \quad (5.23)$$

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 $l_{расч}$, м, зависящая от схемы соединения трансформатора тока и расстояния l от трансформатора до приборов рис 8.1.

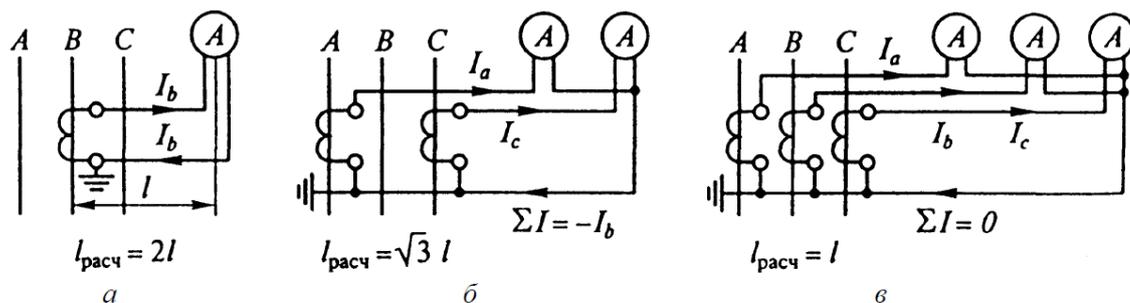


Рис. 5.1. Схемы соединения измерительных трансформаторов тока и приборов: а – включение в одну фазу; б – включение в неполную звезду; в – включение в полную звезду

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.5.5.

Таблица 5.5.

Щитовые электроизмерительные приборы

		Потребляемая мощность,	
--	--	------------------------	--

Прибор	Тип	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. 5.6.

Таблица 5.6.

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 (5.1)
- 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

$$S_{2расч} < S_{2ном}, \text{ В·А} \quad (5.24)$$

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

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}i} \cos \varphi_i)^2 + (\sum S_{\text{приб}i} \sin \varphi_i)^2}. \text{ В} \cdot \text{А} \quad (5.25)$$

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 и задания для самопроверки:

1. Назовите условия выбора и проверки высоковольтных выключателей.
2. Назовите условия выбора и проверки разъединителей, короткозамыкателей, отделителей, предохранителей и реакторов.
3. Назовите 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.

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. – 608с.
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 завышения расчетных нагрузок и возможной их коррекции. К.: промышленная энергетика - №7 – 1989г – 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. – Т1, 1986, – Т2,1987.
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. Никульченко – 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 А. В., 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 А. В. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 215 с.

П Р И Л О Ж Е Н И Е 1

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_H-0 или Д/У-II; для сухого — Д/У-11.

Основные параметры КТП указаны в табл. П.41.1.

Таблица П. 1.1

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
Габаритные размеры (ширина × длина × высота), мм						
Шкаф УВН:						

Окончание таблицы П. 1. 1

* 1200 мм для шкафов с выключателем Э40.

глухого ввода	625 × 430 × 1108		625 × 530 × 700			
с ВНП	880 × 950 × 1925		—			
с ВНПР	880 × 1300 × 2135		—			
с ВВ/TEL	—		880 × 1300 × 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

Однотрансформаторные КТП выпускаются левого или правого исполнения, двухтрансформаторные — однорядного или двухрядного исполнения. Характеристики шкафов УВН, РУНН приводятся в табл. П.1.2—П.1.4, основные технические характеристики автоматических выключателей приведены в табл. П.1.5. На рис. П.1.1, П.1.2 показаны схемы шкафов УВН и РУНН. Пример оформления принципиальной однолинейной схемы КТП с трансформаторами ТМЗ-630 приведен на рис. П.1.3.

Таблица П. 1. 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.

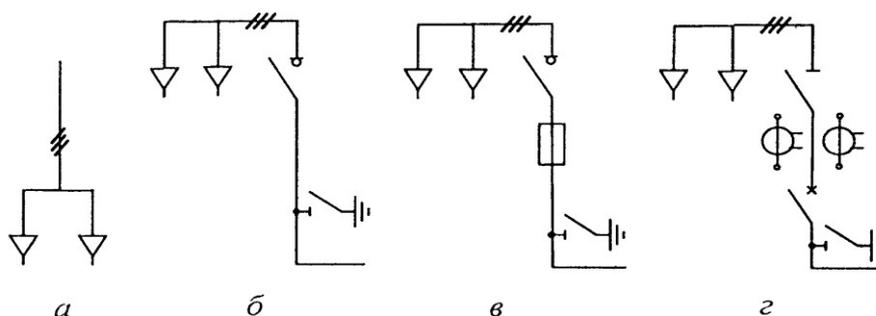


Рис. П.1.1. Однолинейные схемы главных цепей УВН КТП производства Хмельницкого трансформаторного завода:

а — ВВ-1; б — ШВВ-2 (применяется для КТП-1600); в — ШВВ-2;г-УВН-ВВ

Таблица П. 1. 3

Технические характеристики шкафов РУНН КТП 630-1000 УЗ

Тип	Назначение	Схема	$I_{н1}$, А	$I_{н2}$, А (число отходящих линий)	$I_{н3}$, А
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—630** (1 шт.)	1445
ШНЛ-8	Линейный	Рис. П 4.2, п	—	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. 1. 4

Технические характеристики шкафов РУНН КТП 1600-2500 УЗ

Тип	Назначение	Схема	$I_{н1}$, А	$I_{н2}$, А (число)	$I_{н3}$, А	Число подключаемых 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, ϕ	—	1600 (2 шт.)	3610	10
ШНЛ-11	Линейный	Рис.4.3.2, ϕ	—	1600 (1 шт.) 1000(1 шт.)	3610	10
ШНЛ-12	Линейный	Рис.4.3.2, ϕ	—	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.

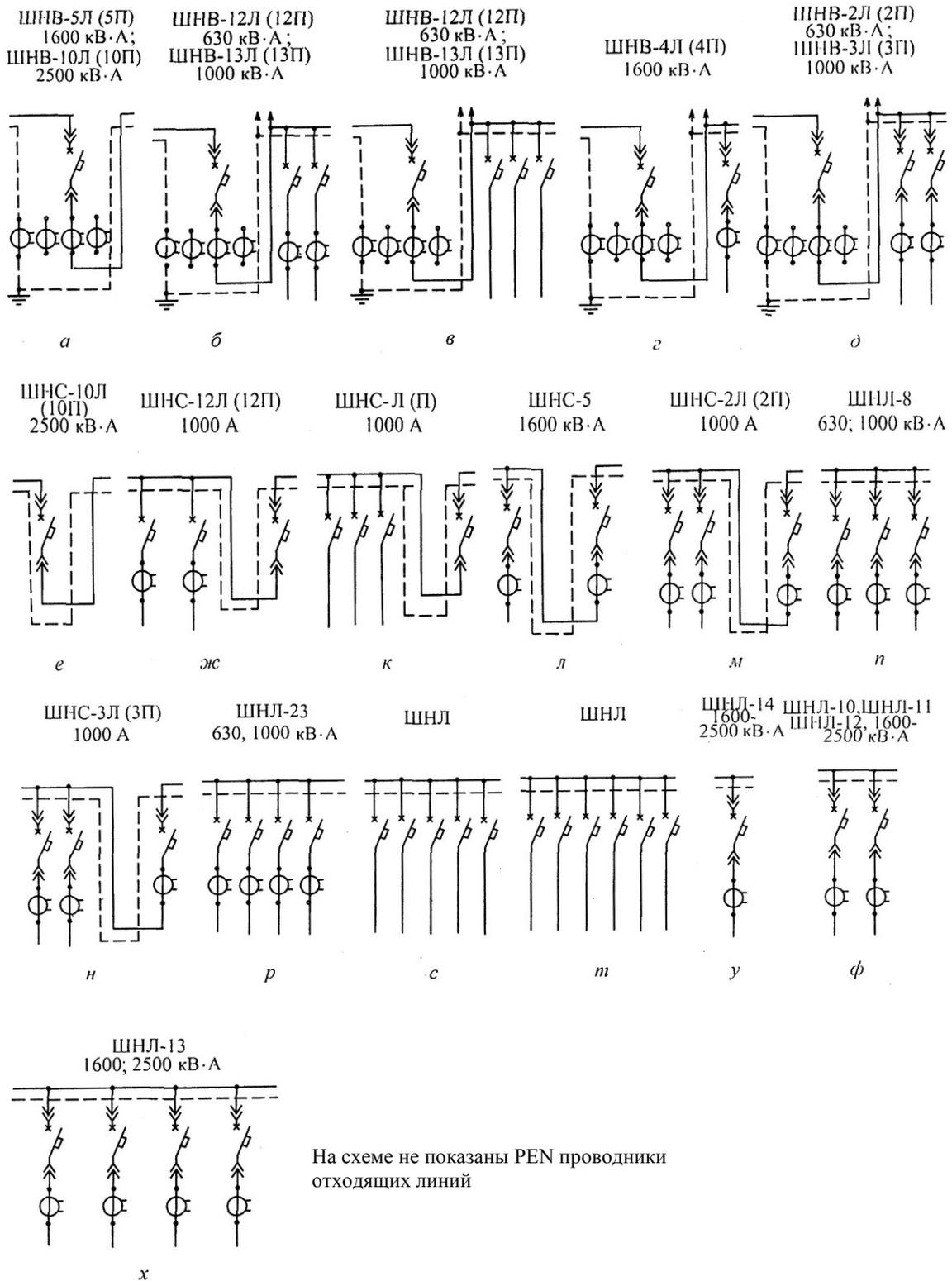


Рис. П. 1. 2. Однолинейные схемы главных цепей шкафов РУНН КТП производства Хмельницкого трансформаторного завода

Таблица П. 1. 4

Параметры автоматических выключателей

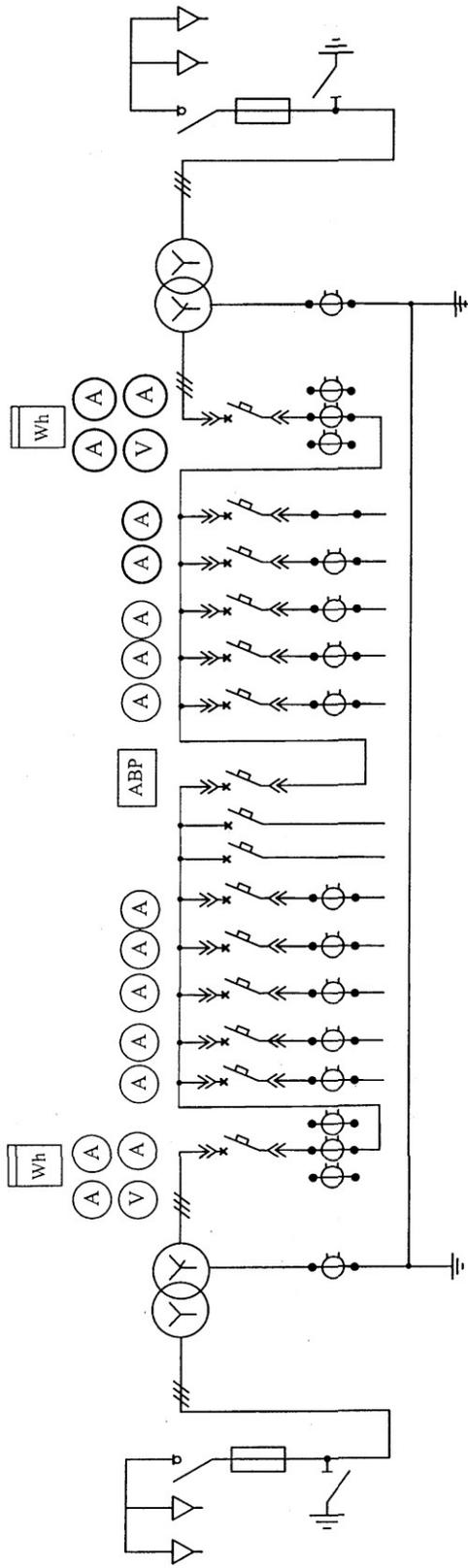
Тип выключателя	$I_{на}$, А	Тип расцепителя	$I_{нр}$, А	Уставка по току срабатывания расцепителя	Вид установки выключателя	Вид привода
Э 40В	5000	Независимый	4000	1)	Выдвижной	Электродвигатель
Э 25В	2500		2500			
Э16В	1600		1600			
Э06В	1000	То же	630 800 1000	1)	То же	Ручной
ВА55-43	1600	Полупроводниковый	1600	2)		Электродвигатель
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-2УЗ	ТМЗ-630	ШНВ-3УЗЛ	ШНЛ-8УЗ	ШНС-12УЗЛ	ШНЛ-8УЗ	ШНВ-3П	ТМЗ-630	ШВВ-2УЗ								
Номера ячеек выключателя	—	—	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

а

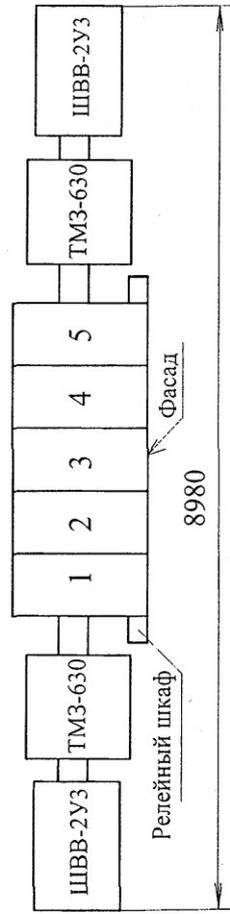


Рис. П. 1.3 2КТП-630/10/0,4 УЗ производства Хмельницкого трансформаторного завода:
а – принципиальная однолинейная схема; б – план

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 — глухозаземленная или изолированная. Основные технические характеристики КТП 630 и 1000 кВ·А приведены в табл. П. 41. 5. Параметры шкафов УВН, РУНН приведены в табл. П. 1. 6— П. 1. 7. Схемы шкафов УВН, РУНН представлены на рис. П. 1. 4— П. 1. 6.

Таблица П. 1. 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; 13,2*; 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.

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	—
LUBB-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	

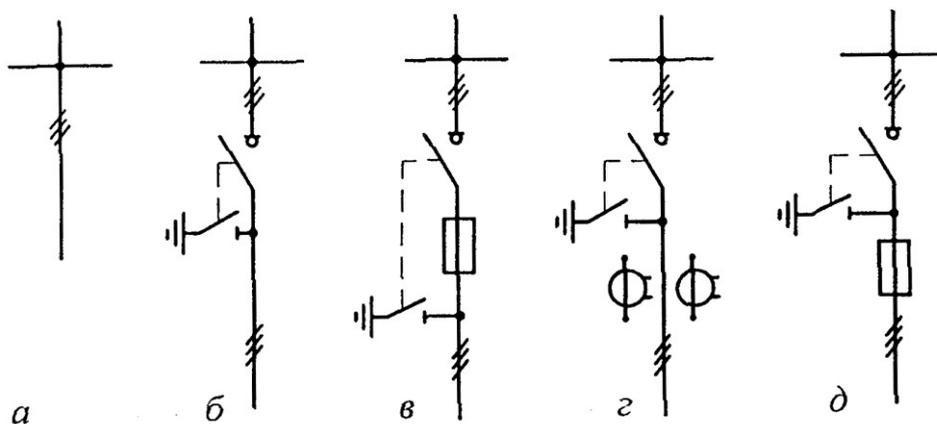
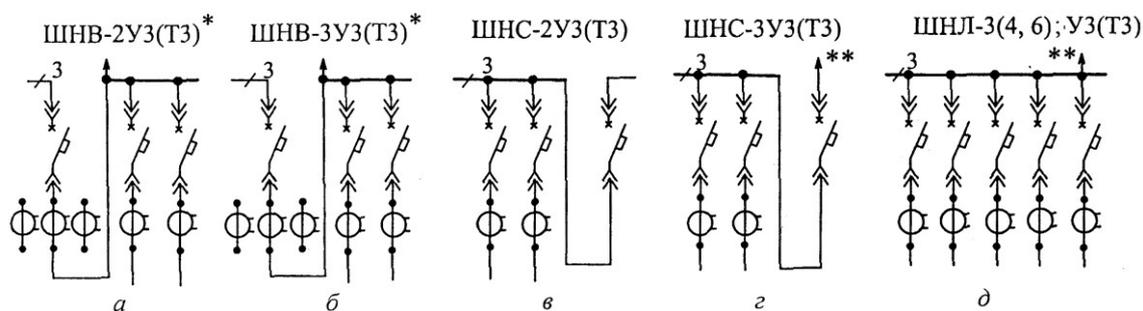


Рис. П.1.4. Однолинейные схемы главных цепей УВН КТП 630 и КТП 1000

Чирчикского трансформаторного завода:

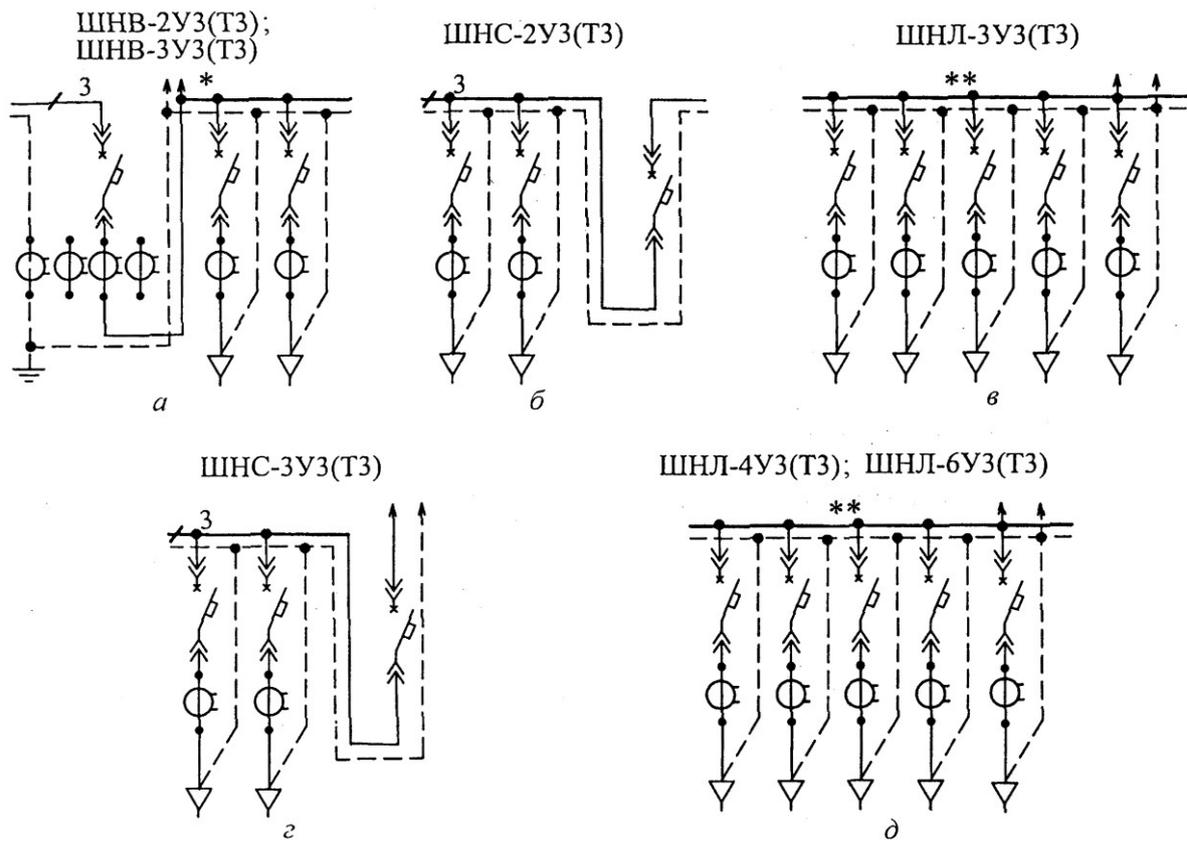
а — ВВ-1; б — ШВВ-2-1; в — ШВВ-2-2; г — ШВВ-2-3; д — ШВВ-3



* Применяется только для однотрансформаторных КТП.

** Выход шин на шинопровод в двухрядных КТП.

Рис. П. 1. 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. 14. б. Однолинейные схемы главных цепей шкафов РУНН КТП 630 и КТП 1000 с глухозаземленной нейтралью Чирчикского трансформаторного завода

Таблица П. 1. 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	800/5	П.4.6, а
ШНВ-3 УЗ(ТЗ)	ВА55-43	ВА53-39 ВА51-39	1500/5	600/5	800/5	П.4.6, б
ШНС-2 УЗ(ТЗ)	ВА55-41	ВА52-39 ВА55-39	—	400/5	—	П.4.6, в
ШНС-2 УЗ(ТЗ)	ВА55-41	ВА53-39 ВА51-39	—	600/5	—	П.4.6, г

Окончание таблицы П. 1. 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 1. 8. Вся номенклатура применяемого оборудования — отечественная. Автоматические выключатели выдвигного исполнения.

Таблица П. 1. 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. 1.9, П. 1. 10, принципиальные схемы главных цепей шкафов УВН, РУНН показаны на рис. П. 1. 7-П. 1. 8.

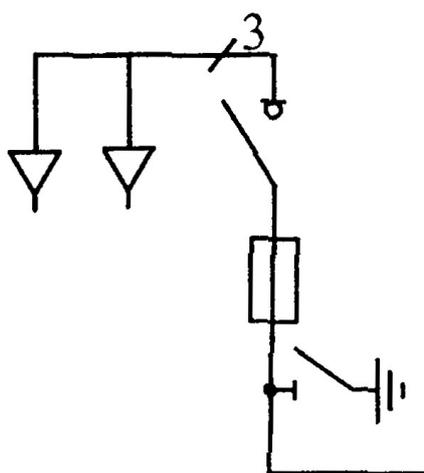


Рис. П. 1. 7 Однолинейная схема главных цепей УВН-СТ КТПШ производства Самарского завода «Электроцит»

Таблица П. 1. 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 А3794С ВА55-41 250—630 А	2	ВА55-43 М-20	ВА53-39 А3794С ВА55-41 250-630 А	2	ВА55-41 1000	ВА55-41 1000	1
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 ВА55-43 1600 А	ВА55-41 1000 А	1	—	ВА57-35 250 А	6	—	ВА-57-35, 250А ВА52-39.630 А ВА55-41, 250—630 А	2 2 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 таблицы П. 1. 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. 1.10

Параметры автоматических выключателей РУНН КТПП

Тип выключа- теля	Номинальный ток вы- ключателя, А	Тип расце- пителя	Номинальный ток расцепите- ля, 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

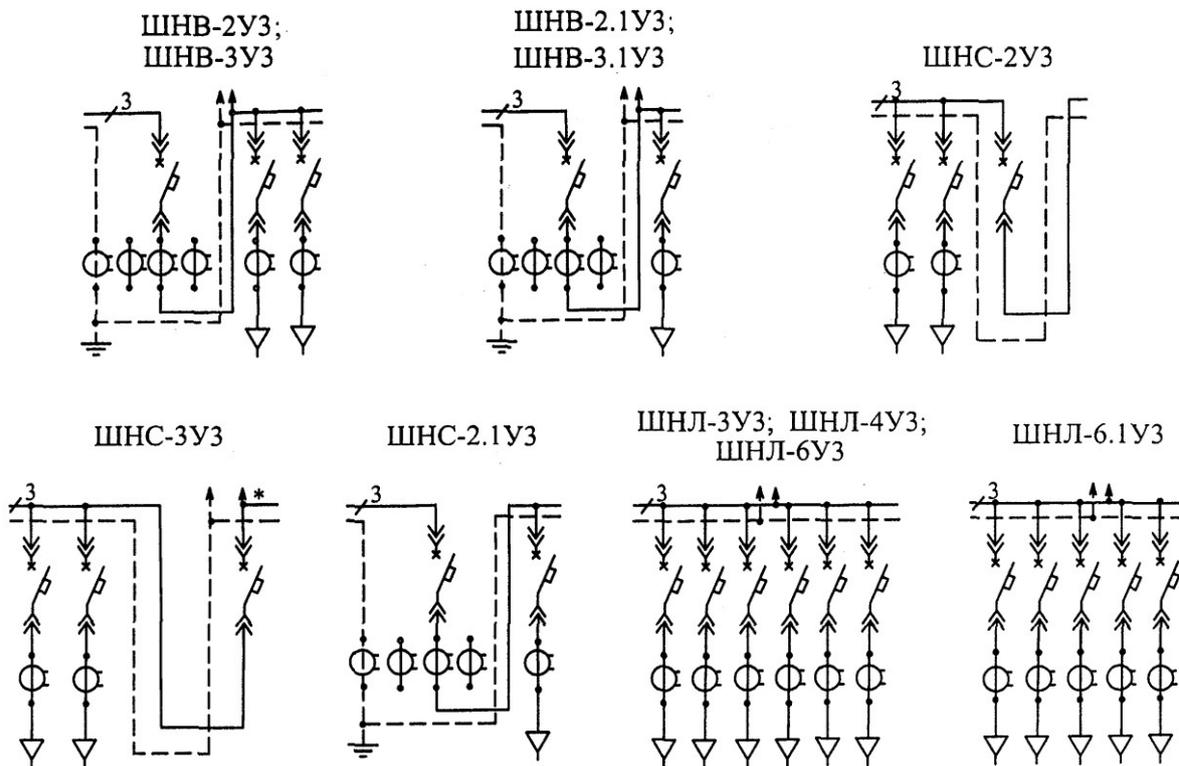
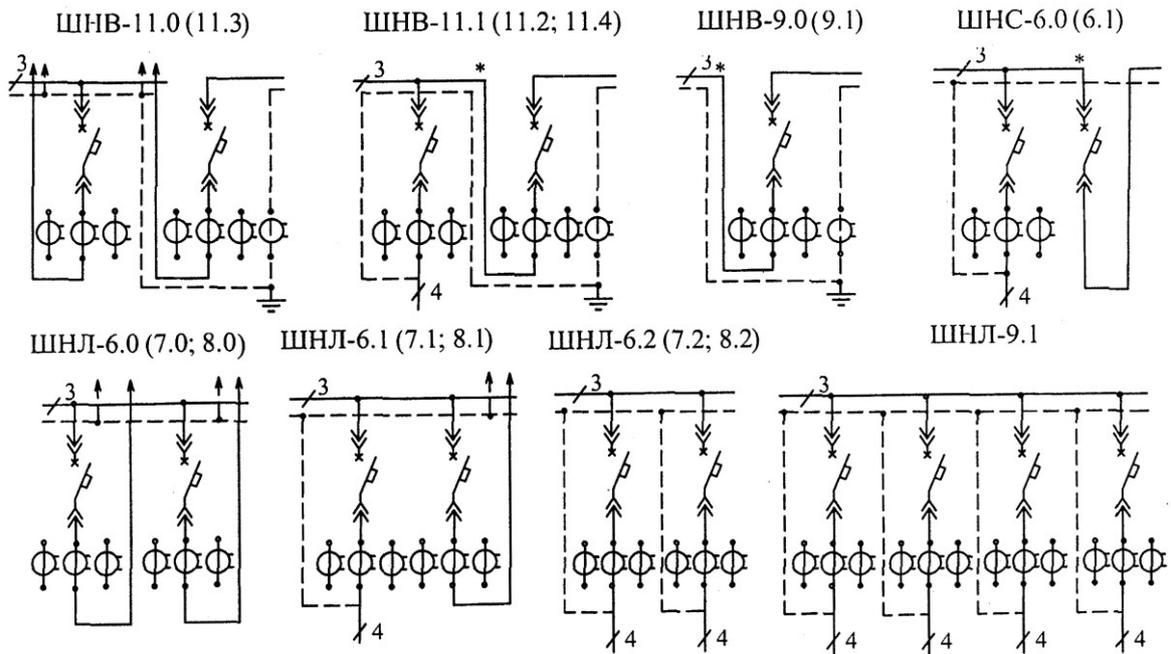
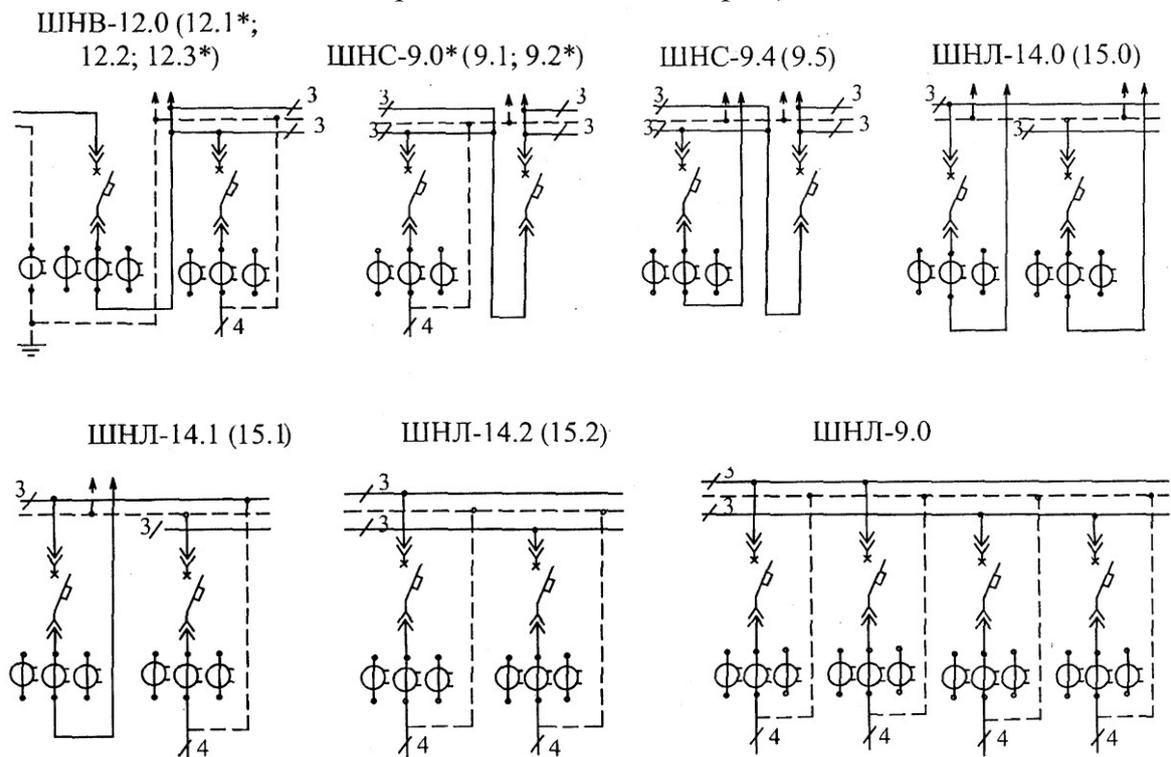


Рис. П. 1. 8 Схемы соединений шкафов РУНН КТПП 250—1000 кВ А производства Самарского завода «Электроцит» (шкафы для КТПП с изолированной нейтралью выполняются без связи с нейтралью)



* Шкафы с выходом шин вверх на магистраль.

Рис. П. 1. 9. Схемы соединений шкафов РУНН КТПП 1600 кВ А производства Самарского завода «Электроцит»



* Шкафы без выхода шин вверх на магистраль.

Рис. П. 1. 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 маслонполненные силовые трансформаторы МЭЗ им. Козлова, производства Укрэлектроаппарат и др.; сухие трансформаторы производства ООО "Электрофизика", TESAR (Италия) и др. технические характеристики комплектных трансформаторов представлены в табл. П. 1. 11. Имеют полную заводскую готовность для быстрого монтажа и ввода в эксплуатацию; позволяют изготавливать схемы любой степени сложности.

Таблица П. 1. 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 б(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 однитрансформаторной подстанции (БКТПБ) до двухтрансформаторной (2БКТПБ) и более путем добавления дополнительных модулей. Основные технические характеристики сведены в табл. П. 1. 12.

Таблица П. 1. 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
"Электроцит")*

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. 1. 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. 1. 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. 1. 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, АBB, 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. 1. 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. 1. 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 таблицы П. 1. 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 2

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. 2. 1 и П. 2.2 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 (3.9).

Таблица П. 2. 1

Воздушные двухцепные линии на металлических опорах

Напряжение, кВ	Сечение, мм ²	Вес, т/км на одну цепь	Потери мощности кВт/км на одну цепь	Нагрузка, сотни кВА на одну цепь	Длина линии, м, при полной нагрузке на 1% потери напряжения
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. 2. 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

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Удельные сопротивления в высоковольтных линиях

Таблица П. 3.1

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, ACU-120, ACKU-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, ACU-150, ACKU-150)	—	—	—	0,358	0,372	0,384	0,398	0,401	0,409	0,416
AC-185 (ACO-185, ACK-185, ACU-185, ACKU-185)	—	—	—	—	0,365	0,377	0,386	0,394	0,402	0,409
AC-240 (ACO-240, ACKO-240, ACU-240, ACKU-240)	—	—	—	—	—	0,369	0,378	0,386	0,394	0,401
AC-300 (ACO-300, ACK-300, ACU-300, ACKU-300)	—	—	—	—	—	0,358	0,368	0,379	0,385	0,395

Таблица П. 3.2

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. 3.3

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. 3. 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. 3. 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:

для медной жилы: $R_t = R_{20}(234,5 + \tau) / 254,5$;

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.

Учебное издание

СУМАРОКОВА Людмила Петровна

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Учебное пособие

Научный редактор *доктор физико-математических наук,*
профессор А.В. Кабышев
Корректура
Компьютерная верстка
Дизайн обложки

Подписано к печати 00.00.2014. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл.печ.л. 9,01. Уч.-изд.л. 8,16.
Заказ 000-14. Тираж 100 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Издательства Томского политехнического университета
сертифицирована в соответствии с требованиями ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru