

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Полоцкий государственный университет»



А.Л. Адамович

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Методические указания
по курсовому проектированию
для студентов специальности
1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»,

Текстовое электронное издание

Новополоцк
Полоцкий государственный университет
2021

1 – дополнительный титульный экран – сведения об издании
УДК 621.311

Рекомендовано к изданию
методической комиссией факультета информационных технологий
в качестве методических указаний
(протокол № 6 от 14.04.2021)

РЕЦЕНЗЕНТЫ:

канд. техн. наук, доц., доц. каф. энергетики и электроники
Полоцкого государственного университета *В. Ф. ЯНУШКЕВИЧ*;
зам. начальника цеха № 9 по эксплуатации КГТУ ОАО «Нафтан»
А. А. ПАРАЩЕНКО

© Адамович А. Л. 2021

© Полоцкий государственный университет, 2021

2 – дополнительный титульный экран – производственно-технические сведения

Для создания текстового электронного издания «Системы электро-снабжения» А. Л. Адамовича использованы текстовый процессор Microsoft Office Word и программа Adobe Acrobat XI Pro для создания и просмотра электронных публикаций в формате PDF.

Технические требования:

1 оптический диск.

Системные требования:

PC с процессором не ниже Core 2 Duo;

2 Gb RAM; свободное место на HDD 2 Mb;

Windows XP/7/8/8.1/10

привод CD-ROM/DVD-ROM;

мышь.

Редактор С. Е. Рясова

Подписано к использованию 03.06.2021.

Объем издания: 1,7 Мб. Заказ 375.

Свидетельство о государственной регистрации
издателя, изготовителя, распространителя печатных изданий
№ 1/305 от 22.04.2014.

211440, Ул. Блохина, 29,
г. Новополоцк,
Тел. 8 (0214) 59-95-41, 59-95-44
<http://www.psu.by>

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1. Определение расчетных нагрузок, выбор трансформаторных подстанций	6
1.1. Распределение потребителей напряжением 0,4 кВ предприятия по группам питающих их трансформаторов	6
1.2. Определение расчетной нагрузки на шинах ТП	7
2. Определение количества трансформаторов	12
3. Расчет потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций	15
4. Разработка генерального плана распределительной сети предприятия	17
5. Расчет центра электрических нагрузок	20
6. Расчет нагрузки предприятия на шинах РП 6–10 кВ.....	22
7. Компенсация реактивной мощности.....	27
7.1. Выбор установок батарей низковольтных конденсаторов	27
7.2. Расчет экономического значения реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы	28
7.3. Определение реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями	28
7.4. Анализ баланса реактивной мощности на границе балансового разграничения с энергосистемой	33
8. Определение расчетных нагрузок линий питающей и распределительной сети предприятия	35
9. Выбор сечения проводников линий электропередач напряжением 6–10 кВ.....	39
9.1. Выбор сечения проводников по нагреву	39
9.2. Выбор сечения проводников по экономической плотности тока	40
10. Расчет токов коротких замыканий.....	44
11. Проверка проводников на действие тока короткого замыкания	47
12. Выбор высоковольтного оборудования.....	50
13. Выбор сечения проводников питающих линий напряжением 0,4 кВ.....	59
14. Оформление проекта.....	60
Литература.....	64

ВВЕДЕНИЕ

Методические указания по курсовому проектированию по дисциплине «Системы электроснабжения» предназначены для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)».

Цель курсового проектирования – закрепление и расширение знаний и их применение при решении инженерно-технических задач при проектировании систем электроснабжения, развитие творческого мышления у студентов и навыков принятия обоснованных инженерных решений, самостоятельной работы, овладение методикой инженерно-технических расчетов.

В указаниях изложена методика проектирования системы электроснабжения на основе действующей национальной нормативно-технической документации, рассмотрены примеры расчета и выбора элементов системы электроснабжения.

Тематика курсового проектирования посвящена разработке системы электроснабжения промышленного предприятия средней мощности. Исходные данные к проектированию выдаются преподавателем в виде индивидуального задания, содержащего генеральный план проектируемого предприятия с потребителями напряжением до 1 кВ и выше 1 кВ, данные к расчету электрических нагрузок, марки выбираемого электрооборудования, а также наименования разделов, подлежащих разработке и их краткое содержание.

В результате курсового проектирования студент разрабатывает пояснительную записку в которой отражен расчет электрических нагрузок, выбор электрооборудования системы электроснабжения, разрабатывает электрическую схему и план распределительной сети предприятия.

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК, ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

1.1. Распределение потребителей напряжением 0,4 кВ предприятия по группам питающих их трансформаторов

Промышленное предприятие, состоящее из совокупности зданий, разбивается на несколько технологически связанных групп, электроснабжение которых, как правило, осуществляется от отдельных групп цеховых трансформаторов. Электроснабжение небольших по мощности потребителей (административные здания, заводоуправления, конторы, лаборатории, склады, гаражи и т.п.), для которых установка собственных трансформаторов нецелесообразна, следует предусматривать от общих трансформаторов или трансформаторов других более мощных потребителей (цехов, корпусов и т.п.). Присоединение таких потребителей следует предусматривать с учетом категории надежности электроснабжения.

После распределения потребителей 0,4 кВ по группам питающих их трансформаторов производится определение расчетных электрических нагрузок на шинах трансформаторов, для последующего выбора их номинальной мощности и количества с учетом необходимой надежности электроснабжения. Расчетная нагрузка трансформаторов, как правило, состоит из силовой и осветительной нагрузки.

Пример. На рисунке 1.1 приведен генеральный план предприятия, с указанием установленной мощности потребителей напряжением 0,4 кВ и преобладающих категорий электроприемников по надежности электроснабжения. Н1 и Н2 – насосы с высоковольтными электродвигателями.

По установленной мощности можно выделить мощных потребителей, расположенных в зданиях 1, 2 и 5 (цех бетонирования, арматурный и заготовительный цех) и потребителей малой мощности в зданиях 3 и 4 (заводоуправление и склад), для которых установка собственных трансформаторов нецелесообразна и которые предполагается питать от трансформаторов соседних потребителей. Для электроснабжения данных потребителей целесообразно предусмотреть следующие группы трансформаторов:

- *группа 1:* потребители здания 1 (цех бетонирования, 2670 кВт, I кат.) и соседнего здания 4 (склад, 75 кВт, III кат.);
- *группа 2:* потребители здания 5 (заготовительный цех, 2650 кВт, II кат.);
- *группа 3:* потребители здания 2 (арматурный цех, 1250 кВт, II кат.) и соседнего здания 3 (заводоуправление, 25 кВт, II кат.).

При установке ТП 10/0,4 кВ внутри цеха бетонирования для питания склада предусматривается установка в нем распределительного устройства (щита) 0,4 кВ. Удаленный потребитель с питанием по I категории надежности электроснабжения, питающийся от двух однотрансформаторных подстанций (подключённых к разным секциям РУ 10 кВ) без АВР, между их шинами 0,4 кВ должен иметь в своем распределительном устройстве АВР.

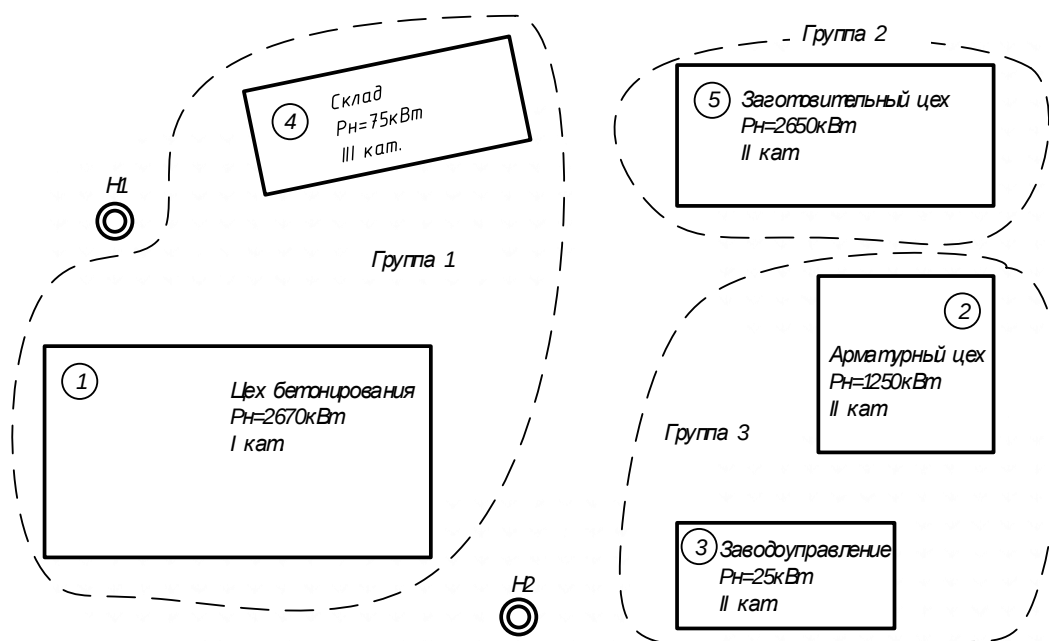


Рисунок 1.1. – Распределение нагрузки потребителей напряжением 0,4 кВ по группам трансформаторов

1.2. Определение расчетной нагрузки на шинах ТП

Расчетная нагрузка на шинах трансформаторных подстанций промышленных потребителей определяется согласно РТМ 36.18.32.4-92.

Расчетная силовая нагрузка на шинах ТП определяется по следующим выражениям:

$$P_p = K_p \cdot \Sigma (K_{\text{и}} \cdot P_{\text{н}}), \quad Q_p = K_p \cdot \Sigma (K_{\text{и}} \cdot P_{\text{н}} \cdot \text{tg}\varphi), \quad S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2},$$

где K_p – коэффициент расчетной нагрузки;

$K_{\text{и}}$ – коэффициент использования индивидуальный или групповой;

$P_{\text{н}}$ – номинальная мощность приемника или группы, кВт,

$\text{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности индивидуальный или групповой.

При определении нагрузки на шинах трансформаторов коэффициент расчетной нагрузки K_p выбирается по таблице 2 РТМ 36.18.32.4-92 в зависимости от группового коэффициента использования и эффективного числа приемников в группе:

$$K_{\text{и}} = \frac{\sum(k_{\text{и}} \cdot P_{\text{н}})}{\sum P_{\text{н}}}, \quad n_{\text{э}} = \frac{(\sum P_{\text{н}})^2}{\sum(n \cdot p_{\text{н}}^2)}.$$

При значительном числе электроприемников (магистральные шинопроводы, шины цеховых трансформаторных подстанций, в целом по цеху, корпусу, предприятию) $n_{\text{э}}$ может определяться по упрощенному выражению

$$n_{\text{э}} \approx \frac{2 \cdot \sum P_{\text{н}}}{p_{\text{нmax}}},$$

где $p_{\text{нmax}}$ – мощность наиболее мощного электроприемника в группе, кВт.

Если найденное по упрощенному выражению число $n_{\text{э}}$ окажется больше n , то следует принимать $n_{\text{э}} = n$.

При необходимости к силовой расчетной нагрузке добавляется расчетная осветительная нагрузка. При питании от трансформаторов непромышленных потребителей (административные, бытовые и т.п.) их мощность может быть добавлена к результирующей нагрузке.

Расчет нагрузки рекомендуется выполнять по типовой табличной форме Ф636-92 (таблица 1.1), приведенной в РТМ. Расчет нагрузок трансформаторов всего предприятия можно выполнять в общей форме.

Таблица 1.1. – Форма для расчета нагрузок Ф636-92

Исходные данные						Расчетные величины					Расчетная мощность			Расч. ток				
по заданию технологов				по справ. данным		K_{ρ_n}	$K_{\rho_n} P_{\text{тгр}}$	$\eta_{\rho_n}^2$			η_a	K_p	P_p , кВт		Q_p , кВАр	S_p , кВА	I_p , А	
Наименование	Кол-во ЭП, шт.	Ном. мощность, кВт		K_{ρ_i}	к-т мощности													
	n	одного ЭП	общая $P_n = n \rho_n$		$\cos \varphi$													$\text{tg} \varphi$
1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13	14	15			

Пример. Группой трансформаторов предполагается питать силовую и осветительную нагрузку цеха. Для силовой нагрузки известны укрупненные показатели. Определить расчетную нагрузку на шинах трансформаторов.

Исходные данные:

- силовая нагрузка: $P_n = 1479$ кВт, $K_n = 0,51$, $tg\varphi = 1,05$, $p_{n\max} = 50$ кВт;
- осветительная нагрузка: $P_{po} = 15$ кВт, $Q_{po} = 8,5$ кВАр.

Эффективное число приемников $n_s \approx \frac{2 \cdot 1479}{50} = 59$.

Коэффициент расчетной нагрузки $K_p = 0,8$.

Расчетная силовая нагрузка:

$$P_p = 0,8 \cdot 0,51 \cdot 1479 = 603 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 0,8 \cdot 0,51 \cdot 1479 \cdot 1,05 = 633,6 \text{ кВАр}.$$

Результирующая расчетная нагрузка с учетом осветительной:

$$P_{pn} = 603 + 15 = 618 \text{ кВт};$$

$$Q_{pn} = 633,6 + 8,5 = 642,1 \text{ кВАр}.$$

Расчет нагрузок с использованием типовой формы представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2. – Расчет электрических нагрузок

Исходные данные						Расчетные величины			n _э	K _р	Расчетная мощность			Расч. ток	
по заданию технологов				по справ. данным		K _н P _н	K _н P _н tgφ	nρ _н ²			P _р , кВт	Q _р , кВАр	S _р , кВА		I _р , А
Наименование	Кол-во ЭП, шт.	Ном. мощность, кВт		K _и	к-т мощности										
	n	одного ЭП	общая P _н = nρ _н		cos φ	tgφ									
1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13	14	15
Гр. трансф. 1															
Силовая	ρ _{нmax} =	50	1479	0,51	1,05		754,29	792		59	0,8	603	633,6		
Осветительная												15	8,5		
Итого на шинах ТП												618	642.1		

Пример. Группой трансформаторов предполагается питать силовую и осветительную нагрузку нескольких потребителей. Для силовой нагрузки известны укрупненные показатели. Определить расчетную нагрузку на шинах трансформаторов.

Исходные данные:

- монтажный цех:

силовая: $P_n = 4740$ кВт; $K_n = 0,6$; $tg\varphi = 0,95$; $p_{n\max} = 180$ кВт;

осветительная: $P_{po} = 30$ кВт; $Q_{po} = 20$ кВАр;

– сварочное отделение:

силовая: $P_{\text{н}} = 150 \text{ кВт}$; $K_{\text{и}} = 0,5$; $\text{tg}\varphi = 0,9$; $p_{\text{нmax}} = 7 \text{ кВт}$;

осветительная: $P_{\text{ро}} = 12 \text{ кВт}$; $Q_{\text{ро}} = 6 \text{ кВАр}$;

– арматурный цех:

силовая: $P_{\text{н}} = 32 \text{ кВт}$; $K_{\text{и}} = 0,55$; $\text{tg}\varphi = 1,05$; $p_{\text{нmax}} = 5 \text{ кВт}$;

осветительная: $P_{\text{ро}} = 8 \text{ кВт}$; $Q_{\text{ро}} = 4 \text{ кВАр}$;

– административно-бытовой корпус:

осветительная: $P_{\text{ро}} = 21 \text{ кВт}$; $Q_{\text{ро}} = 15 \text{ кВАр}$;

– ремонтная мастерская:

силовая: $P_{\text{н}} = 15 \text{ кВт}$; $K_{\text{с}} = 0,4$; $\text{tg}\varphi = 0,9$;

осветительная: $P_{\text{ро}} = 1,5 \text{ кВт}$; $Q_{\text{ро}} = 0,2 \text{ кВАр}$;

Эффективное число приемников

$$n_{\text{э}} \approx \frac{2 \cdot (4740 + 150 + 32)}{180} = 55.$$

Групповой коэффициент использования

$$K_{\text{и}} = \frac{0,6 \cdot 4740 + 0,5 \cdot 150 + 0,55 \cdot 32}{4740 + 150 + 32} = 0,6.$$

Коэффициент расчетной нагрузки по таблице РТМ на шинах трансформаторной подстанции $K_{\text{р}} = 0,8$.

Расчетная силовая нагрузка:

$$P_{\text{р}} = 0,8 \cdot (0,6 \cdot 4740 + 0,5 \cdot 150 + 0,55 \cdot 32) + 0,4 \cdot 15 = 2349 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{р}} = 0,8 \cdot (0,6 \cdot 0,95 \cdot 4740 + 0,5 \cdot 0,9 \cdot 150 + 0,55 \cdot 1,05 \cdot 32) + 0,4 \cdot 15 \cdot 0,9 = 2230 \text{ кВАр}.$$

Расчетная осветительная нагрузка:

$$P_{\text{ро}} = 30 + 12 + 8 + 21 + 1,5 = 71 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ро}} = 20 + 6 + 4 + 15 + 0,2 = 45 \text{ кВАр}.$$

Результирующая расчетная нагрузка:

$$P_{\text{рн}} = 2349 + 71 = 2420 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{рн}} = 2230 + 45 = 2275 \text{ кВАр}.$$

Расчет с использованием типовой формы приведен в таблице 1.3.

Таблица 1.3. – Расчет электрических нагрузок

Исходные данные						Расчетные величины					Расчетная мощность			Расч. ток			
по заданию технологов				по справ. данным													
Наименование	Кол-во ЭП, шт.	Ном. мощность, кВт			к-т мощности												
		n	одного ЭП		общая $P_n = nP_n$												$\cos \varphi$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15			
Гр. трансф. 1																	
Силовая																	
Компрессорный цех			4740	0,6	0,95	2844	2702										
Сварочное отд.			150	0,5	0,9	75	68										
Арматурный цех			32	0,55	1,05	18	18										
Итого силовая			4922	0,6		2937	2788		55	0,80	2349	2230					
Осветительная											15	8,5					
Компрессорная						30	20										
Гараж						12	6										
Склад прод.						8	4										
АБК						21	15										
Итого осветительная						71	45				71	45					
Ремонтная мастерская			15	0,4	0,9	6,0	5,4				6,0	5,4					
осветительная											1,5	0,2					
Итого на шинах ТП											2420	2275					

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ТРАНСФОРМАТОРОВ

Для трансформаторов, питающих общую нагрузку, как правило, единичная мощность трансформаторов принимается одинаковой. Для каждой группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности их минимальное число, необходимое для питания расчетной активной нагрузки, определяется по формуле

$$N_{\text{тмин}} = \frac{P_{\text{рн}}}{\beta_{\text{т}} \cdot S_{\text{нт}}},$$

где $P_{\text{рн}}$ – расчетная активная нагрузка до 1 кВ группы трансформаторов, кВт;

$\beta_{\text{т}}$ – коэффициент загрузки трансформаторов;

$S_{\text{нт}}$ – номинальная мощность трансформаторов, кВА.

Полученное значение $N_{\text{тмин}}$ округляется до ближайшего большего целого числа.

Выбор видов ТП и коэффициентов загрузки трансформаторов $\beta_{\text{т}}$ производится в зависимости от преобладающей категории электроприемников питаемой нагрузки по п. 11.20 ТКП 45-4.04-297-2014 «Электроснабжение промышленных предприятий. Правила проектирования».

Выбор числа трансформаторов рекомендуется делать по форме Ф202-90 (таблица 2.1). Определение количества трансформаторов для всех потребителей напряжением 0,4 кВ предприятия удобно делать в общей таблице, а получившимся трансформаторным подстанциям присваивать сквозные номера.

Таблица 2.1. – Форма Ф202-90

Наименование	$\cos\varphi / \tan\varphi$	Расчетная нагрузка			Кол-во и мощность трансформаторов
		$P_{\text{р}},$ кВт	$Q_{\text{р}},$ кВАр	$S_{\text{р}},$ кВА	

Выбор количества и мощности трансформаторов производится одновременно с определением требуемой мощности батарей низковольтных конденсаторов (БНК).

Наибольшее значение реактивной мощности (РМ), которое может быть передано через трансформаторы в сеть до 1 кВ при заданном коэффициенте загрузки трансформаторов:

- для трансформаторов масляных и заполненных негорючей жидкостью

$$Q_T = \sqrt{(1,1 \cdot S_{HT} \cdot \beta_T \cdot N_{TMIN})^2 - P_{PH}^2};$$

- для сухих трансформаторов

$$Q_T = \sqrt{(1,05 \cdot S_{HT} \cdot \beta_T \cdot N_{TMIN})^2 - P_{PH}^2}.$$

Мощность БНК

$$Q_{НК1} = Q_{PH} - Q_T.$$

Если $Q_{НК1} < 0$, а также не превышает 20 кВАр, то $Q_{НК1}$ принимается равной нулю и установка БНК не требуется.

Пример. Определить количество трансформаторов в группах для питания нагрузки.

Исходные данные:

- группа 1: $P_p = 1395$ кВт; $Q_p = 1270$ кВАр; II категория; однитрансформаторные ТП, $S_{HT} = 630$ кВА, масляные, $\beta_T = 0,75$.
- группа 2: $P_{PH} = 959$ кВт; $Q_{PH} = 897$ кВАр; I категория; двухтрансформаторные ТП, сухие, $S_{HT} = 400$ кВА, $\beta_T = 0,65$.

Расчет для группы 1 трансформаторов. Минимальное число трансформаторов

$$N_{TMIN} = \frac{1395}{0,75 \cdot 630} = 2,9 \approx 3.$$

Наибольшее значение РМ, которое может быть передано через трансформаторы в сеть до 1 кВ при заданном коэффициенте загрузки трансформаторов

$$Q_T = \sqrt{(1,1 \cdot 630 \cdot 0,75 \cdot 3)^2 - 1395^2} = 697 \text{ кВАр}.$$

Мощность БНК

$$Q_{НК1} = Q_{PH} - Q_T = 1270 - 697 = 573 \text{ кВАр}.$$

Аналогично делается расчет для группы 2 трансформаторов. Выбор числа трансформаторов представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.2. – Результирующий расчет нагрузок по ТП

Наименование	$\cos\varphi / \operatorname{tg}\varphi$	Расчетная нагрузка			Кол-во и мощность трансформаторов
		P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА	
<i>Гр. трансф. 1</i>					II кат., $\beta = 0,75, S_{HT} = 630$ кВА $N_T = 3$ ТП1 630, ТП2 630, ТП3 630 $Q_{HK1} = 573$ кВАр
Нагрузка		1395	1270		
БНК			–573		
Итого на стороне 0,4 кВ		1395	697	1559	
<i>Гр. трансф. 2</i>					I кат., $\beta = 0,65, S_{HT} = 400$ кВА $N_T = 4$ ТП4 2×400, ТП5 2×400 $Q_{HK1} = 274$ кВАр
Нагрузка		959	897		
БНК			–274		
Итого на стороне 0,4 кВ		959	623	1144	

3. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ЦЕХОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе определяются по выражениям

$$\Delta P_T = \Delta P_x + \Delta P_k \cdot \beta_T^2, \quad \Delta Q_T = \frac{S_{HT}}{100\%} \cdot (I_x + U_k \cdot \beta_T^2),$$

где ΔP_x , ΔP_k – потери холостого хода и короткого замыкания, кВт;

I_x и U_k – ток холостого хода и напряжение короткого замыкания, %.

Данные значения берутся из справочных данных на трансформаторы.

Определение потерь мощности в трансформаторах и подстанциях в целом удобно делать в таблице (таблица 3.1).

Таблица 3.1. – Рекомендуемая форма таблицы расчета потерь в трансформаторах

ТП			Трансформатор							Всего по ТП	
Обозначение	Трансформатор	S_{HT} , кВА	β_T	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	I_x , %	U_k , %	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВАр	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВАр

Пример. Определить потери мощности в трансформаторах и подстанциях.

Исходные данные:

– ТП1 2×400, $S_{HT} = 400$ кВА; масляные, $\beta_T = 0,65$; $\Delta P_x = 1,05$ кВт, $\Delta P_k = 5,5$ кВт, $I_x = 2,1\%$ и $U_k = 4,5\%$;

– ТП2 1000, $S_{HT} = 1000$ кВА; масляные, $\beta_T = 0,7$; $\Delta P_x = 2,45$ кВт, $\Delta P_k = 12,2$ кВт, $I_x = 1,4\%$ и $U_k = 5,5\%$.

Расчет потерь мощности по ТП1. Потери в одном трансформаторе:

$$\Delta P_T = 1,05 + 5,5 \cdot 0,65^2 = 3,4 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = \frac{400}{100} \cdot (2,1 + 4,5 \cdot 0,65^2) = 16 \text{ кВАр}.$$

В целом по ТП $\Delta P_T = 2 \cdot 3,4 = 6,7$ кВт, $\Delta Q_T = 2 \cdot 16 = 32$ кВАр.

Расчет потерь мощности в трансформаторах приведен в таблице 3.2.

Таблица 3.2. – Расчет потерь мощности в трансформаторах

ТП			Трансформатор							Всего по ТП	
Обозначение	Трансформатор	$S_{HT},$ кВА	β_T	$\Delta P_x,$ кВт	$\Delta P_k,$ кВт	$I_x,$ %	$U_k,$ %	$\Delta P_T,$ кВт	$\Delta Q_T,$ кВАр	$\Delta P_T,$ кВт	$\Delta Q_T,$ кВАр
ТП1 2×400	T1	400	0,65	1,05	5,5	2,1	4,5	3,4	16,0		
	T2	400	0,65	1,05	5,5	2,1	4,5	3,4	16,0	6,7	32,0
ТП2 1000	T	1000	0,7	2,45	12,2	1,4	5,5	8,4	41,0	8,4	41,0

4. РАЗРАБОТКА ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ПРЕДПРИЯТИЯ

На генплане намечаются места размещения трансформаторных подстанций ТП 10/0,4 кВ и распределительного пункта РП 10 кВ (ГПП 35-110/10 кВ).

ТП размещаются вблизи питаемых ими нагрузок и могут располагаться внутри производственных зданий (внутрицеховые) или находится вне зданий (пристроенные или отдельно стоящие).

РП 10 кВ, как правило, размещается вблизи центра питаемой нагрузки (трансформаторов и высоковольтных двигателей) со смещением в сторону питания к границе территории. РП 10 кВ может быть отдельно стоящим, пристраиваться или встраиваться в здание или быть совмещенным с ближайшей ТП.

После определения мест размещения ТП и РП производится трассировка распределительной сети напряжением 10 кВ от РП 10 кВ до ТП 10/0,4 кВ и приемников напряжением 10 кВ. Одновременно формируется схема распределительной сети 10 кВ.

При трассировке распределительной сети напряжением 10 кВ по возможности используются общие трассы прокладки кабелей. Трассы устраиваются, как правило, вдоль проездов и параллельно архитектурным линиям зданий. Пересечение проезда трассой необходимо делать под прямым углом. При траншейной прокладке кабелей рекомендуется не более шести кабелей в одной траншее, при большем числе следует предусмотреть дополнительную соседнюю траншею. При прокладке по воздуху, например, по эстакадам, количество кабелей в общей трассе может быть больше. Как правило, взаиморезервируемые линии прокладываются по разным трассам.

В схеме распределительной сети используются радиальные и магистральные линии. Для питания трансформаторов ТП используются одиночные и двойные магистрали, а для питания электродвигателей – радиальные. Если территориальное расположение ТП способствует, использование магистрального питания трансформаторов является предпочтительным.

Необходимо учитывать требования ПУЭ к питанию потребителей с электроприемниками различных категорий по надежности электроснабжения. Трансформаторы, питающие нагрузку с электроприемниками I и II категории, должны питаться от двух независимых источников питания (от разных секций 10 кВ РП, ГПП). Питание нагрузки III категории может производиться от одного источника питания. Для повышения надежности электроснабжения при однотрансформаторных ТП используются резервные кабельные перемычки между соседними трансформаторами на стороне напряжением 0,4 кВ.

При распределении нагрузки по секциям РП или ГПП необходимо стремиться к их равномерной загрузке.

Пример. На рисунках 4.1 и 4.2 приведены план распределительной сети предприятия и соответствующая ему схема. Распределительная сеть напряжением 10 кВ организована с питанием:

- трансформаторов ТП1 и ТП2 от двойных магистральных линий Л1, Л2, Л1.1, Л2.1;
- трансформаторов ТП4 и ТП5 от одиночной магистральной линии Л4, Л4.1;
- трансформатора ТП3 от радиальной линии Л3;
- трансформатора ТП6 от радиальной линии Л7;
- двигателей насосов Н1 и Н2 от радиальных линий Л5 и Л6.

Резервирование нагрузки напряжением 0,4 кВ, питаемой от однотрансформаторных ТП3, ТП4 и ТП5, осуществляется по резервным кабельным перемычкам на напряжении 0,4 кВ.

Потребитель 3 малой мощности с приемниками III категории питается на напряжении 0,4 кВ от трансформаторов соседнего здания 2. Для данного потребителя предусмотрено низковольтное распределительное устройство РУ1.

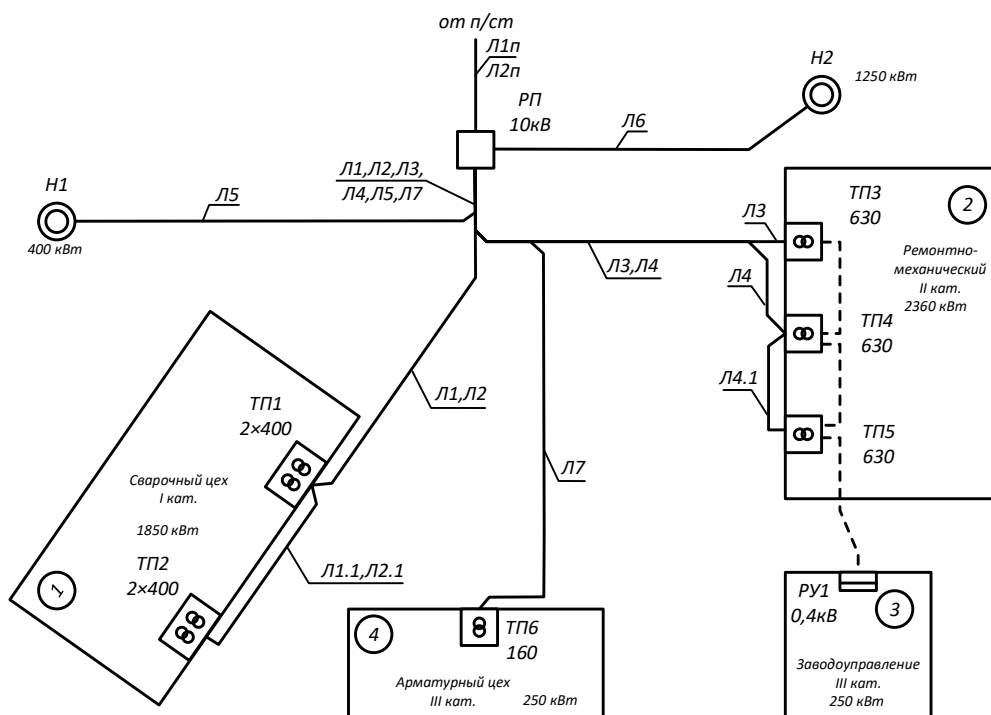


Рисунок 4.1. – Предварительный план распределительной сети

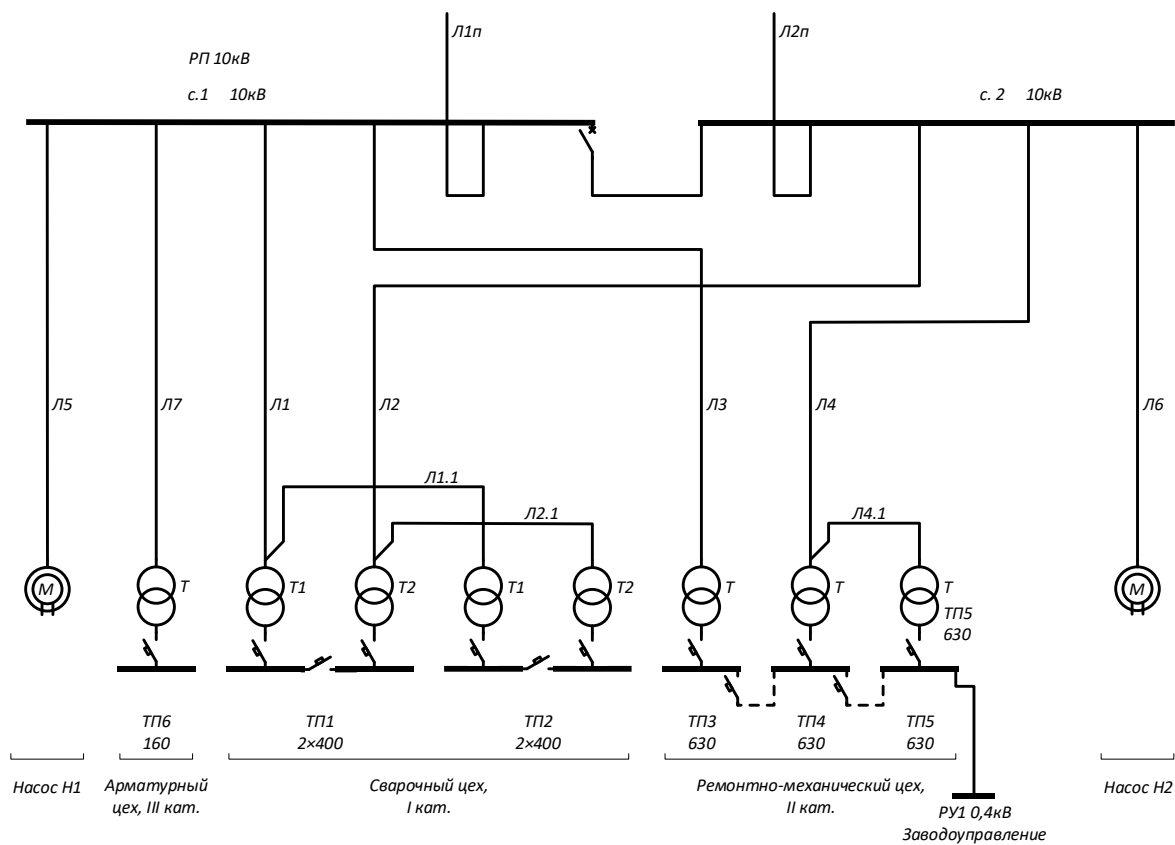


Рисунок 4.2. – Предварительная схема распределительной сети

5. РАСЧЕТ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет центра электрических нагрузок (ЦЭН) производится с целью определения оптимального места размещения РП или ГПП на генплане предприятия с точки зрения их наибольшего приближения к питаемым нагрузкам, трансформаторным подстанциям 10/0,4 кВ, мощным высоковольтным двигателям. В реальности размещение РП и ГПП может значительно отличаться, что определяется схемой внутривозовских сетей, наличием свободной территории и др.

Координаты центра электрических нагрузок:

$$X = \frac{\sum (P_i \cdot x_i)}{\sum P_i}, \quad Y = \frac{\sum (P_i \cdot y_i)}{\sum P_i},$$

где P_i – активная расчетная нагрузка i -го потребителя, кВт;

x_i и y_i – координаты i -го потребителя, м.

Расчет ЦЭН удобно делать при помощи таблицы (таблица 5.1).

Таблица 5.1. – Расчет координат ЦЭН

Нагрузка		X, м	Y, м	$P_p \cdot X$, кВт·м	$P_p \cdot Y$, кВт·м
Название	кВт				
Итого:					
X, Y, м					

Пример. Определить координаты ЦЭН.

Исходные данные:

- генплан предприятия (рисунок 5.1);
- нагрузка: ТП1, ТП2 $P_p = 940$ кВт ; ТП3, ТП4, ТП5 $P_p = 1260$ кВт ; двигатели насосов Н1, Н2 $P_n = 500$ кВт каждый.

Координаты нагрузок, питаемых группами трансформаторов, и высоковольтных двигателей определяются по плану.

Координаты центра нагрузок:

$$X = \frac{940 \cdot 80 + 1260 \cdot 260 + 500 \cdot 30 + 500 \cdot 240}{940 + 1260 + 500 + 500} = 168 \text{ м},$$

$$Y = \frac{940 \cdot 100 + 1260 \cdot 120 + 500 \cdot 160 + 500 \cdot 200}{940 + 1260 + 500 + 500} = 133 \text{ м}.$$

Расчет центра нагрузок предприятия приведен в таблице 5.1 согласно плану, показанному на рисунке 5.1.

Таблица 5.1 – Расчет координат ЦЭН

Нагрузка		x, м	y, м	$P_p \cdot x$, кВт·м	$P_p \cdot y$, кВт·м
Название	кВт				
ТП1, ТП2	940	80	100	75200	94000
ТП3, ТП4, ТП5	1260	260	120	327600	151200
Н1	500	30	160	15000	80000
Н2	500	240	200	120000	100000
Итого:	3200	168	133	537800	425200
X, Y, м				168	133

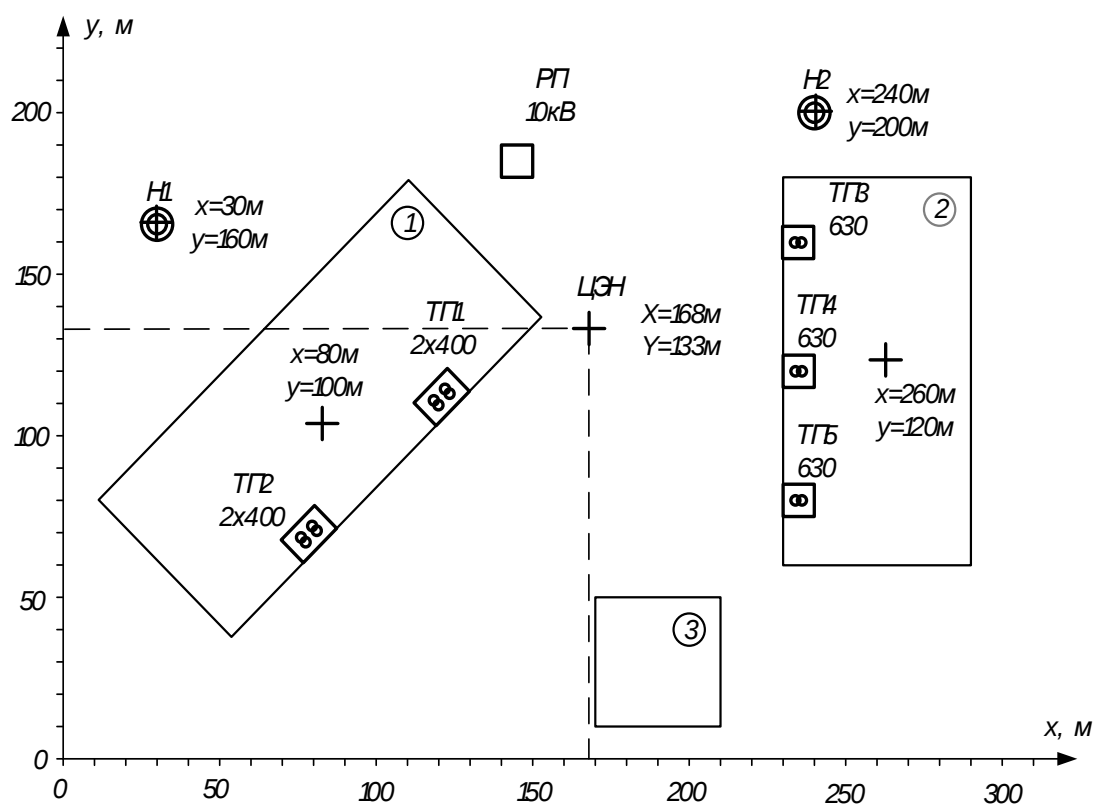


Рисунок 5.1. – План к определению центра электрических нагрузок

6. РАСЧЕТ НАГРУЗКИ ПРЕДПРИЯТИЯ НА ШИНАХ РП 6–10 кВ

Основными потребителями электроэнергии на напряжении 6–10 кВ являются электродвигатели, трансформаторные понижающие подстанции, преобразовательные подстанции и установки, термические электроустановки.

Расчет нагрузки делается по РТМ 36.18.32.4-92 «Указания по расчету электрических нагрузок» с использованием формы Ф636-92.

До выполнения расчета следует осуществить привязку потребителей напряжением 10 кВ к распределительным или главным понижающим подстанциям исходя из их территориального расположения и надежности электроснабжения, при этом надо стремиться к равномерной загрузке секции сборных шин 10 кВ. Расчетную нагрузку каждой секции сборных шин 6–10 кВ в нормальном режиме рекомендуется принимать как произведение общей нагрузки на коэффициент 0,6, учитывающий неравномерность распределения нагрузки по секциям сборных шин. Расчет выполняется для каждого РУ 10 кВ.

Расчетная нагрузка предприятия на шинах напряжением 6–10 кВ РП, ГПП или ПГВ определяется по формулам

$$P_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^m K_{и} \cdot P_{н} + P_{ро} + \Delta P_{т},$$
$$Q_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^m (K_{и} \cdot P_{н} \cdot \operatorname{tg} \varphi - Q_{дн}) + Q_{ро} + \Delta Q_{т} - Q_{к},$$

где K_o – коэффициент одновременности максимумов нагрузок;

m – число присоединений на сборных шинах напряжением 6–10 кВ;

$K_{и}$ – коэффициент использования i -го присоединения;

$P_{н}$ – номинальная (установленная) мощность i -го присоединения, кВт;

$P_{ро}$ и $Q_{ро}$ – расчетная осветительная нагрузка i -го присоединения, кВт и кВАр соответственно;

$N_{т}$ – количество трансформаторов;

$\Delta P_{т}$ и $\Delta Q_{т}$ – потери соответственно активной и реактивной мощности в i -х трансформаторах;

$N_{к}$ – количество БНК и БВК;

$Q_{к}$ – мощность i -й БНК и БВК;

$Q_{дн}$ – суммарная номинальная реактивная мощность, генерируемая СД напряжением 6–10 кВ, с $P_{н} > 2500$ кВт или $n > 1000$ об/мин ($Q_{дн} = P_{дн} \operatorname{tg} \varphi$).

Коэффициент одновременности K_o определяется в зависимости от числа подключений m и группового коэффициента использования силовой нагрузки

$$K_o = \frac{\sum (K_{и} \cdot P_{н})}{\sum P_{н}}.$$

Коэффициент одновременности K_o определяется по таблице 3 из РТМ 36.18.32.4-92.

Расчет с использованием типовой формы

Запись электродвигателей в графы 1–4 производится построчно. В одну строку заносят электродвигатели одного назначения с одинаковой мощностью, $K_{и}$ и $\text{tg}\varphi$. В графах 5 и 6 для электродвигателей указываются коэффициенты загрузки и реактивной мощности. В графах 7, 8 определяются расчетные величины $K_{и}P_{н}$ и $K_{и}P_{н}\text{tg}\varphi$ каждой характерной категории электродвигателей. Генерируемая СД с номинальной мощностью до 2500 кВт и частотой до 1000 об/мин РМ (включительно) не учитывается и в графе 8 проставляется прочерк. Целесообразность использования генерируемой этими СД РМ в целях компенсации РМ определяется согласно указаниям по выбору средств компенсации РМ в сетях общего назначения. Для синхронных двигателей с номинальной мощностью свыше 2500 кВт или частотой сверх 1000 об/мин независимо от мощности в графу 8 заносится со знаком минус номинальная реактивная мощность, равная $P_{дн}\text{tg}\varphi$. Эти двигатели используются для компенсации РМ без специального обоснования.

В графы 4, 5, 7, 8 формы дополнительно к данным по электродвигателям вписываются итоговые расчетные данные по каждой трансформаторной подстанции. Аналогично в графы 4, 5, 7, 8 вписываются итоговые данные по преобразовательным подстанциям и установкам, печным подстанциям и другим потребителям 6–10 кВ, определенные специальным расчетом.

Определяются итоговые суммарные значения $\sum P_{н}$, P_{Σ} , Q_{Σ} (графы 4, 7, 8) всех потребителей 6–10 кВ и групповой средневзвешенный коэффициент использования $K_{и}$, который заносится в графу 5 итоговой строки.

В зависимости от значения средневзвешенного коэффициента использования и числа присоединений к сборным шинам 6–10 кВ РУ (без учета резервных электродвигателей) определяется коэффициент одновременности K_o согласно таблице 3 РТМ. Значение K_o заносится в графу 11 (при этом $K_p = 1$).

Результирующая нагрузка 6–10 кВ составляет

$$P_p = K_o \cdot P_\Sigma, \quad Q_p = K_o \cdot Q_\Sigma, \quad S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}.$$

Результирующие нагрузки рекомендуется заносить в формуляр Ф220-90. При необходимости к расчетной нагрузке 6–10 кВ добавляются нагрузки сторонних потребителей и определяется расчетная мощность на границе балансового разграничения с энергосистемой, которая является исходной величиной для выполнения расчетов по определению мощности средств КРМ.

Выбор мощности трансформаторов ГПП следует производить с учетом мощности устанавливаемых средств компенсации РМ. Результирующая нагрузка на стороне высшего напряжения ГПП определяется с учетом потерь мощности в трансформаторах ГПП.

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

Расчетные нагрузки по РП используются для расчета компенсации РМ, составления баланса РМ и выбора дополнительных средств компенсации РМ.

После выбора дополнительных средств компенсации РМ расчет *результирующей нагрузки* предприятия (на шинах напряжением 6–10 кВ РП, ГПП, ПГВ) выполняется с учетом располагаемой мощности данных средств компенсации РМ.

Пример. Для расчета баланса реактивной мощности определить нагрузку на шинах РП 10 кВ.

Исходные данные:

- электротехнологический цех, силовая нагрузка: $P_n = 1969$ кВт, $K_n = 0,6$, $\text{tg}\varphi = 0,99$; осветительная нагрузка: 55 кВт, 32 кВАр;
- сварочный цех, силовая нагрузка: $P_n = 2800$ кВт, $K_n = 0,54$, $\text{tg}\varphi = 0,95$; осветительная нагрузка: 41 кВт, 13 кВАр;
- АБК, $P_p = 25$ кВт, $Q_p = 11$ кВт;
- насосы Н1, Н2: СД, $P_n = 500$ кВт, $n_n = 1500$ об/мин, $k_3 = 0,8$, $\text{tg}\varphi = 0,48$;
- насосы Н3, Н4: СД, $P_n = 1250$ кВт, $n_n = 500$ об/мин, $k_3 = 0,7$, $\text{tg}\varphi = 0,48$;
- суммарные потери мощности в трансформаторах: ТП1 2×400, ТП2 2×400 $\Delta P_T = 13,6$ кВт; $\Delta Q_T = 64$ кВАр; ТП3 630, ТП4 630, ТП5 630 $\Delta P_T = 12$ кВт; $\Delta Q_T = 36$ кВАр.

Групповой коэффициент использования силовой нагрузки

$$K_{\text{и}} = \frac{\Sigma(0,6 \cdot 1969 + 0,54 \cdot 2800 + 0,8 \cdot 2 \cdot 500 + 0,7 \cdot 2 \cdot 1250)}{1969 + 2800 + 2 \cdot 500 + 2 \cdot 1250} = 0,63.$$

Число подключений $m=6$.

Коэффициент одновременности $K_o = 0,9$.

Расчетная силовая нагрузка:

$$P_p = 0,9 \cdot \Sigma(0,6 \cdot 1969 + 0,54 \cdot 2800 + 0,8 \cdot 2 \cdot 500 + 0,7 \cdot 2 \cdot 1250) = 4718 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 0,9 \cdot \Sigma(0,6 \cdot 1969 \cdot 0,99 + 0,54 \cdot 2800 \cdot 0,95 - 2 \cdot 500 \cdot 0,48 + 0) = 1911 \text{ кВАр}.$$

Расчетная нагрузка с учетом осветительной и потерь в трансформаторах:

$$P_p = 4718 + 55 + 41 + 25 = 4864 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 1911 + 32 + 13 + 11 = 2067 \text{ кВАр}.$$

Расчет нагрузки с использованием типовой формы представлен в таблице 6.1.

Таблица 6.1. – Определение расчетной нагрузки по РП 10 кВ

Исходные данные						Расчетные величины					Расчетная мощность				Расч ток		
по заданию технологов				по справ. данным		$K_{\text{и}}$	$K_{\text{и}} P_{\text{н}} \text{tg}\varphi$	$n p_{\text{н}}^2$			$n_{\text{э}}$	$K_{\text{р}}$	$P_{\text{р}}$, кВт	$Q_{\text{р}}$, кВАр		$S_{\text{р}}$, кВА	$I_{\text{р}}$, А
Наименование	Кол-во ЭП, шт.	Ном. мощность, кВт		$K_{\text{и}}$	к-т мощности												
	n	одного ЭП $P_{\text{н}}$	общая $P_{\text{н}} = n p_{\text{н}}$			$\cos \varphi$	$\text{tg}\varphi$										
1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13	14	15		
РП 10 кВ																	
Силовая																	
Электротехнологический цех	1		1969	0,6		0,99	1174	1167									
Сварочный цех	1		2800	0,54		0,95	1518	1436									
Н1, Н2, СД 500 кВт, 1500 об/мин	2	500	1000	0,8		−0,48	800	−480									
Н3, Н4, СД 1250 кВт, 500 об/мин	2	1250	2500	0,7		0	1750	—									
Итого силовая:	6		8269	0,63			5242	2123		0,9	4718	1911					
Осветительная												15	8,5				
Электротехнологический цех							55	32									
Сварочный цех							41	13									
Итого осветительная:							96	45				96	45				
АБК												25	11				
Потери в трансформаторах																	
ТП1 2×400, ТП2 2×400							13,6	64									
ТП3 630, ТП4 630, ТП4 630							12	36									
Итого:							25,6	100				25,6	100				
Итого по РП												4864	2067				

Пример. Определить результирующую нагрузку на шинах РП 10 кВ предприятия с учетом располагаемых средств компенсации реактивной мощности, выбранных в разделе компенсации реактивной мощности.

Исходные данные:

- нагрузка на шинах РП 10 кВ: 3768 кВт, 2142 кВАр;
- суммарная мощность выбранных БНК: $Q_{\text{нк1}} = 775$ кВАр;
- мощность, генерируемая СД: $Q_{\text{сд}}' = 850$ кВАр.

Расчет представлен в таблице 6.2.

Таблица 6.2. – Результирующий расчет нагрузок предприятия на шинах РП 10 кВ с учетом средств КРМ

Наименование	$\cos \varphi / tg \varphi$	Расчетная нагрузка			Кол-во и мощность трансформаторов
		$P_p,$ кВт	$Q_p,$ кВАр	$S_p,$ кВА	
Нагрузка РП 10 кВ		3768	2142		
БНК $Q_{\text{нк1}}$			–775		
Синхронные двигатели $Q_{\text{сд}}'$			–850		
Итого по РП:	$tg \varphi = 0,14$	3768	517	3800	
секция 1				2280	
секция 2				2280	

7. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Расчет компенсации реактивной мощности промышленных предприятий производится согласно РТМ 36.18.32.6-92 «Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности».

7.1. Выбор установок батарей низковольтных конденсаторов

Установки БНК выбираются по номинальной реактивной мощности и распределяются по трансформаторам предприятия пропорционально их реактивным нагрузкам.

Пример. Выбрать номинальную мощность БНК для трансформаторов предприятия.

Исходные данные:

- группа 1: ТП1 2×400, ТП2 2×400, $Q_{\text{нк1}} = 485$ кВАр;
- группа 2: ТП3 630, ТП4 630, ТП5 630, $Q_{\text{нк1}} = 345$ кВАр;
- тип БНК: АКУ-0,4-УЗ.

Группа 1. Расчетная мощность БНК на один трансформатор

$$Q'_{\text{нк1}} = \frac{Q_{\text{нк1}}}{N} = \frac{386}{4} \approx 97 \text{ кВАр.}$$

Выбираем БНК: АКУ-0,4-100-УЗ с $Q_{\text{н}} = 100$ кВАр.

Суммарная номинальная мощность БНК по группе трансформаторов

$$Q_{\text{н.нк}} = Q_{\text{н}} \cdot N = 100 \cdot 4 \approx 400 \text{ кВАр.}$$

Аналогично выбирается мощность БНК для других групп трансформаторов. Выбор БНК приведен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Выбор и распределение БНК по трансформаторам

ТП	$Q_{\text{нк1}}$, кВАр	БНК на один трансформатор	Суммарная номинальная мощность БНК, кВАр
ТП1 2×400 ТП2 2×400	386	АКУ-0,4-100 АКУ-0,4-100	400
ТП3 630 ТП4 630 ТП5 630	345	АКУ-0,4-125 АКУ-0,4-125 АКУ-0,4-125	375
Итого:			775

7.2. Расчет экономического значения реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы

Экономическое значение реактивной мощности, потребляемой из сети энергосистемы в часы больших нагрузок электрической сети,

$$Q_{\Sigma} = \bar{P}_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\Sigma},$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\Sigma}$ – максимальное значение экономического коэффициента реактивной мощности, определяемое электроснабжающей организацией.

Математическое ожидание расчетной активной и реактивной мощностей потребителя на границе разграничения с энергосистемой:

$$\bar{P}_p = K \cdot P_p, \quad \bar{Q}_p = K \cdot Q_p,$$

где K – коэффициент приведения расчетной нагрузки к математическому ожиданию, может быть принят равным 0,9.

Пример. Определить экономическое значение реактивной мощности, потребляемой из сети энергосистемы.

Исходные данные:

– расчетная нагрузка на границе разграничения балансовой принадлежности: $P_p = 3267$ кВт, $Q_p = 2142$ кВАр;

– максимальное значение экономического коэффициента реактивной мощности, определяемое электроснабжающей организацией, $\operatorname{tg} \varphi_{\Sigma} = 0,45$.

Математическое ожидание расчетных нагрузок потребителя:

$$\bar{P}_p = 0,9 \cdot 3267 = 2940 \text{ кВт}, \quad \bar{Q}_p = 0,9 \cdot 2142 = 1930 \text{ кВАр}.$$

Экономическое значение реактивной мощности, потребляемой предприятием из энергосистемы,

$$Q_{\Sigma} = \bar{P}_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\Sigma} = 2940 \cdot 0,45 = 1323 \text{ кВАр}.$$

7.3. Определение реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями

Располагаемая реактивная мощность синхронных двигателей номинальной мощностью свыше 2500 кВт и частотой вращения свыше 1000 об/мин (независимо от мощности) во всех случаях используется для компенсации реактивной мощности без выполнения обосновывающих расчетов. При этом

необходимо иметь ввиду, что генерируемая указанными синхронными двигателями номинальная реактивная мощность учтена при расчете электрических нагрузок.

Значение реактивной мощности, генерируемой данными синхронными двигателями, за исключением реактивной мощности, учтенной при определении электрических нагрузок,

$$Q_{д1} = \Sigma(Q_{др} - Q_{дн}) \approx 0,2 \cdot \Sigma Q_{дн}.$$

Использование синхронных двигателей номинальной мощностью до 2500 кВт с частотой вращения до 1000 об/мин (включительно) определяется значением величины R , характеризующей целесообразность использования реактивной мощности синхронных двигателей при одновременном потреблении реактивной мощности из энергосистемы, не превышающем экономического значения:

$$R = \frac{C_{Qэ}}{C_{рг}}.$$

Минимальные значения R , при которых использование реактивной мощности синхронных двигателей экономически целесообразно по сравнению с потреблением реактивной мощности из энергосистемы, приведены в таблицах 1 и 2 из РТМ 36.18.32.6-92 для значений α , равных 0,2; 0,6; 1; 1,2. При значениях R , менее указанных в таблицах 1 и 2, для $\alpha = 0,2$ использование генерируемой синхронными двигателями реактивной мощности экономически нецелесообразно. При значениях R , находящихся в интервале между приведенными в указанных таблицах значениями, α определяется интерполяцией.

Суммарное значение реактивной мощности, генерируемое этими группами синхронных двигателей,

$$Q_{д2} = \Sigma(\alpha \cdot Q_{дн}).$$

Реактивная мощность синхронных двигателей, которую экономически целесообразно использовать для компенсации реактивной мощности при одновременном потреблении реактивной мощности из энергосистемы, не превышающем экономическое значение,

$$Q'_{сд} = Q_{д1} + Q_{д2}.$$

Удельная стоимость потерь активной мощности при генерировании реактивной мощности в синхронных двигателях и конденсаторных установках

$$C_{\text{пр}} = a + b \cdot T_r,$$

где a и b – основная и дополнительная ставка действующего тарифа на электроэнергию, руб/кВт·год и руб/кВт·ч;

T_r – годовой фонд рабочего времени предприятия, ч.

Удельная стоимость потребления реактивной мощности и энергии из энергосистемы, не превышающего экономического значения $C_{Qэ}$,

$$C_{Qэ} = (c_1 + d_1 \cdot T_{\text{max}Qэ} \cdot 10^{-2}) \cdot 1,6 \cdot K_1,$$

где c_1 – плата за 1 кВАр потребленной реактивной мощности, р/кВАр·год, ($c_1=1,2$);

d_1 – плата за 1 кВАр·ч потребляемой реактивной энергии, коп/кВАр·ч, ($d_1=0,03$);

$T_{\text{max}Qэ}$ – годовое число часов использования максимальной реактивной мощности при потреблении, не превышающем экономическое значение, ч;

K_1 – коэффициент удорожания компенсирующих устройств, принимается равным кратности повышения тарифа на электроэнергию, т.е. $K_1 = K_w$.

Для потребителей, не имеющих приборов учета максимальной реактивной мощности, значение $C_{Qэ}$ определяется при $c_1 = 0$ и $d_1 = 0,08$, коп/кВАр·ч.

Значение $T_{\text{max}Qэ}$ при потреблении реактивной мощности, не превышающем экономическое значение:

$$\text{при } \psi \leq K_m \quad T_{\text{max}Qэ} = \frac{T_r \cdot (K_m - 2 \cdot \psi + 1)}{2 \cdot (1 - \psi)},$$

$$\text{при } \psi > K_m \quad T_{\text{max}Qэ} = \frac{T_r \cdot (1 - \psi)}{2 \cdot (1 - K_m)},$$

где ψ – степени компенсации;

K_m – отношение натуральной минимальной нагрузки к натуральной максимальной нагрузке;

T_r – годовой фонд рабочего времени, ч.

Значения T_r , ψ и K_m принимаются по РТМ 36.18.32.6-92 п. 2.7.

Значение коэффициента увеличения ставки двухставочного тарифа на электроэнергию K_w :

$$K_w = \frac{a + b \cdot T_{\max}}{a_6 + b_6 \cdot T_{\max} \cdot 10^{-2}},$$

где a_6 и b_6 – соответственно основная и дополнительная ставки тарифа на электроэнергию, установленную для Беларуси преysкурantom № 09-01, введенным с 01.01.91г. ($a_6 = 60$ р/кВт·год, $b_6 = 1,8$ коп/кВт·ч);

$T_{\max}$ – число часов использования максимальной нагрузки, ч.

Синхронные двигатели, не использующиеся для компенсации реактивной мощности, должны работать с $\cos\varphi = 1$ ($\tan\varphi = 0$).

Пример. Определить реактивную мощность синхронных двигателей, которую целесообразно использовать для компенсации реактивной мощности предприятия.

Исходные данные:

– синхронные двигатели:

- 1) 4 шт., 500 кВт, 1500 об/мин, $\tan\varphi = 0,48$;
- 2) 6 шт., 800 кВт, 1500 об/мин, $\tan\varphi = 0,48$;
- 3) 4 шт., 1250 кВт, 300 об/мин, $\tan\varphi = 0,48$;
- 4) 2 шт., 1600 кВт, 500 об/мин, $\tan\varphi = 0,48$;
- 5) 2 шт., 630 кВт, 500 об/мин, $\tan\varphi = 0,48$;

– тариф на электроэнергию:

- 1) основная плата $a = 22,2 \times 12$ мес. = 266,4 руб/кВт·год,
- 2) дополнительная плата $b = 0,197$ руб/кВт·ч;

– время использования максимальной нагрузки $T_{\max} = 3600$ час;

– число смен работы предприятия 2;

– приборы учета максимальной реактивной мощности – есть.

– напряжение на стороне ВН подстанции 110 кВ;

Значение реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями мощностью свыше 2500 кВт и частотой свыше 1000 об/мин, независимо от мощности за исключением реактивной, учтенной при определении электрических нагрузок:

$$Q_{д1} = 0,2 \cdot (4 \cdot 500 \cdot 0,48 + 6 \cdot 800 \cdot 0,48) = 650 \text{ кВАр.}$$

Синхронные двигатели мощностью до 2500 кВт с частотой до 1000 об/мин (включительно):

- 4 шт., 1250 кВт, 300 об/мин, $\text{tg}\varphi = 0,48$;
- 2 шт., 1600 кВт, 500 об/мин, $\text{tg}\varphi = 0,48$;
- 2 шт., 630 кВт, 500 об/мин, $\text{tg}\varphi = 0,48$;

Значение коэффициента увеличения ставки двухставочного тарифа на электроэнергию K_w :

$$K_w = \frac{a + b \cdot T_{\max}}{a_b + b_b \cdot T_{\max} \cdot 10^{-2}} = \frac{266,4 + 0,197 \cdot 3600}{60 + 1,8 \cdot 3600 \cdot 10^{-2}} = 7,8,$$

$$\psi = 0,6, \quad K_m = 0,8, \quad T_r = 4000 \text{ ч.}$$

Значение $T_{\max Q_3}$ при потреблении реактивной мощности, не превышающем экономическое значение, при $\psi = 0,6 \leq K_m = 0,8$:

$$T_{\max Q_3} = \frac{T_r \cdot (K_m - 2 \cdot \psi + 1)}{2 \cdot (1 - \psi)} = \frac{4000 \cdot (0,8 - 2 \cdot 0,6 + 1)}{2 \cdot (1 - 0,6)} = 3000 \text{ ч.}$$

Удельная стоимость потребления реактивной мощности и энергии из энергосистемы, не превышающего экономического значения,

$$C_{Q_3} = (c_1 + d_1 \cdot T_{\max Q_3} \cdot 10^{-2}) \cdot 1,6 \cdot K_1 = (1,2 + 0,03 \cdot 3000 \cdot 10^{-2}) \cdot 1,6 \cdot 7,8 = 26 \text{ руб.}$$

Удельная стоимость потерь активной мощности при генерировании реактивной мощности в синхронных двигателях и конденсаторных установках

$$C_{\text{пр}} = a + b \cdot T_r = 266,4 + 0,197 \cdot 4000 = 1054 \text{ руб.}$$

Значение величины R , характеризующей целесообразность использования реактивной мощности синхронных двигателей при одновременном потреблении РМ из энергосистемы, не превышающем экономического значения,

$$R = \frac{C_{Q_3}}{C_{\text{пр}}} = \frac{26}{1054} = 0,03.$$

Значение α для двигателей:

- 1250 кВт, 300 об/мин, $\text{tg}\varphi = 0,48$: $\alpha = 1$;
- 1600 кВт, 500 об/мин, $\text{tg}\varphi = 0,48$: $\alpha = 1,2$;
- 630 кВт, 500 об/мин, $\text{tg}\varphi = 0,48$ отсутствуют в таблице, значит, их нецелесообразно использовать для КРМ.

Суммарное значение РМ, генерируемое этими СД,

$$Q_{д2} = \Sigma(\alpha \cdot Q_{дн}) = 1 \cdot 4 \cdot 1250 \cdot 0,48 + 1,2 \cdot 2 \cdot 1600 \cdot 0,48 = 4240 \text{ кВАр.}$$

Реактивная мощность синхронных двигателей, которую экономически целесообразно использовать для компенсации реактивной мощности при одновременном потреблении реактивной мощности из энергосистемы, не превышающем экономическое значение,

$$Q'_{сд} = Q_{д1} + Q_{д2} = 650 + 4240 = 4890 \text{ кВАр.}$$

7.4. Анализ баланса реактивной мощности на границе балансового разграничения с энергосистемой

Баланс реактивной мощности на границе разграничения балансовой принадлежности

$$\Delta Q' = \bar{Q}_p - Q_{нк1} - Q'_{сд} - Q_{э}.$$

При $\Delta Q' < 0$ рекомендуется уменьшить $Q_{э}$ до обеспечения условия $\Delta Q' = 0$.

При $\Delta Q' > 0$ рассматриваются возможности получения недостающей реактивной мощности из следующих источников:

- синхронных двигателей мощностью до 2500 кВт и частотой вращения до 1000 об/мин (в случае, если располагаемая мощность этой группы синхронных двигателей не используется полностью при потреблении реактивной мощности из энергосистемы, не превышающем экономическое значения);
- дополнительной установки БНК, сверх $Q_{нк1}$;
- установки в узлах нагрузки 6–10 кВ БВК;
- потребления реактивной мощности из энергосистемы, превышающего экономическое значение.

Пример. Сделать анализ баланса реактивной мощности предприятия.

Исходные данные:

- математическое ожидание расчетной нагрузки $\bar{Q}_p = 4820 \text{ кВАр}$;
- реактивная мощность БНК $Q_{нк1} = 1150 \text{ кВАр}$;
- значение реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями, $Q'_{сд} = 1560 \text{ кВАр}$;
- экономическое значение реактивной мощности $Q_{э} = 2320 \text{ кВАр}$.

Баланс реактивной мощности:

$$\Delta Q' = \bar{Q}_p - Q_{нк1} - Q'_{сд} - Q_{\text{э}} = 4820 - 1150 - 1560 - 2320 = -210 \text{ кВАр.}$$

Вывод: уменьшить экономическое значение реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы до величины

$$Q_{\text{э}} = 2320 - 210 = 2110 \text{ кВАр.}$$

Окончательно баланс реактивной мощности

$$\Delta Q' = \bar{Q}_p - Q_{нк1} - Q'_{сд} - Q_{\text{э}} = 4820 - 1150 - 1560 - 2110 = 0 \text{ кВАр.}$$

8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК ЛИНИЙ ПИТАЮЩЕЙ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Расчет необходим для выбора сечения проводников по нагреву и экономической плотности тока. К началу расчета должна быть сформирована предварительная схема распределительной сети предприятия с привязкой трансформаторов ТП и высоковольтных электродвигателей к питающим их проводникам.

Нагрузка линии к трансформатору определяется с учетом силовой и осветительной нагрузки трансформатора, потерь мощности и мощности БНК. Для магистральных линий учитываются нагрузки всех подключенных к ней трансформаторов.

Нагрузка кабельной линии, питающей трансформаторы,

$$P_p = \Sigma(K_{\text{и}} \cdot P_{\text{н}}) + \Sigma P_{\text{ро}} + \Sigma \Delta P_{\text{т}}, \quad Q_p = \Sigma(K_{\text{и}} \cdot P_{\text{н}} \cdot \text{tg}\varphi) + \Sigma Q_{\text{ро}} + \Sigma \Delta Q_{\text{т}} - \Sigma Q_{\text{нк}}.$$

Приближенно расчетный ток в линии к трансформатору в нормальном режиме можно определить по его номинальной мощности и коэффициенту загрузки. В послеаварийном режиме, когда один трансформатор отключен, а другой несет всю нагрузку, что может быть характерно для двухтрансформаторных и однострансформаторных ТП с резервированием, расчетный ток в линии к трансформатору можно определить по его мощности и перегрузочной способности. Допустимую перегрузку ориентировочно можно принять равной 1,4 для масляных и 1,2 для сухих трансформаторов. Расчетный ток линии к трансформаторам в нормальном и послеаварийном режиме

$$I_p = \frac{\Sigma(\beta_{\text{т}} \cdot S_{\text{нт}})}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad I_{\text{ра}} = \frac{\Sigma(\beta_{\text{та}} \cdot S_{\text{нт}})}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}.$$

Нагрузка линии, питающей высоковольтные электродвигатели,

$$P_p = k_3 \cdot P_{\text{н}} \quad Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi,$$

где k_3 – коэффициент загрузки электродвигателя.

Для синхронных двигателей сверх 2500 кВт или сверх 1000 об/мин независимо от мощности вся их реактивная мощность используется для компенсации:

$$Q_p = P_{\text{н}} \cdot \text{tg}\varphi.$$

Расчетный ток определяется по формуле

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}.$$

Расчетные токи в линиях (в нормальном режиме) рекомендуется нанести на разрабатываемую схему распределительной сети предприятия.

Определение расчетных токов в нормальном и послеаварийном режимах большого количества линий удобно производить в таблице (таблица 8.1).

Таблица 8.1. – Расчетные токи линий 6–10 кВ

Линия	Нагрузка	β_T	β_{Ta}	I_p, A	I_{pa}, A

Пример. Определить расчетные токи в питающих линиях РП 10 кВ в нормальном и послеаварийном режимах.

Исходные данные: расчетная нагрузка на шинах РП $S_p = 11260$ кВА (рисунок 8.1).

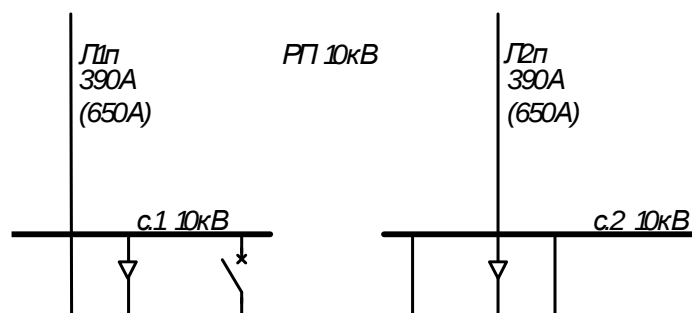


Рисунок 8.1. – Схема к определению расчетных токов в питающих линиях

Расчетный ток питающей линии на секцию в нормальном и послеаварийном режиме

$$I_p = \frac{0,6 \cdot 11260}{\sqrt{3} \cdot 10} = 390 \text{ A}, \quad I_{pa} = \frac{11260}{\sqrt{3} \cdot 10} = 650 \text{ A}.$$

Пример. Определить расчетный ток в кабельных линиях, питающих трансформаторы и высоковольтные двигатели в нормальном и послеаварийном режимах.

Исходные данные:

- схема (рисунок 8.2);
- $U_H = 10$ кВ;

- ТП1 2×400, $\beta_T = 0,65$, $\beta_{Ta} = 1,4$;
- ТП2 2×400, $\beta_T = 0,8$, $\beta_{Ta} = 1,4$;
- ТП3 1000 кВА, $\beta_T = 0,9$;
- СД1: $P_H = 500$ кВт, 1500 об/мин, $k_3 = 0,8$, $\tan \varphi = 0,48$.

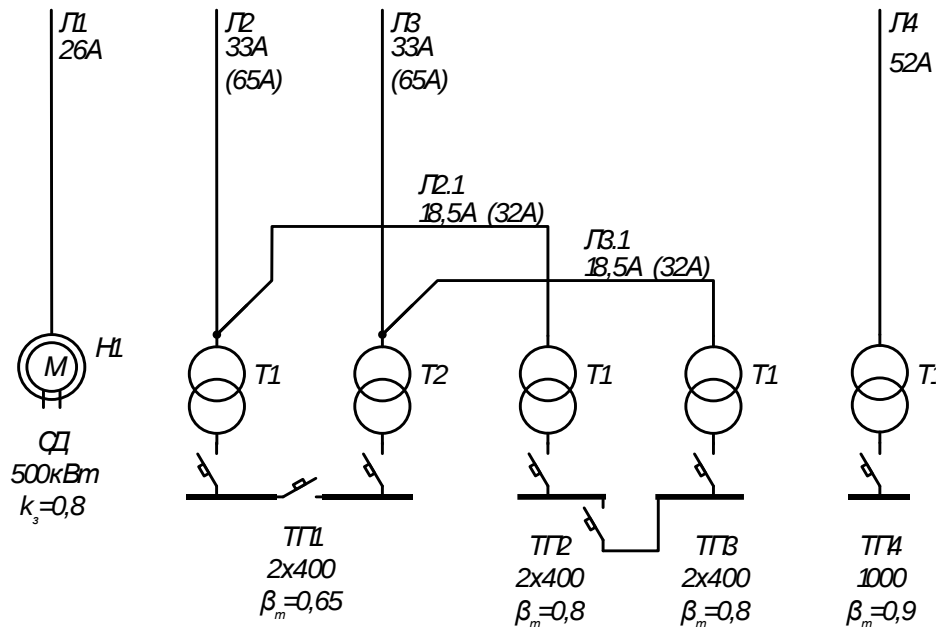


Рисунок 8.2. – Фрагмент схемы

Расчетный ток в линии Л1

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{\sqrt{(0,8 \cdot 500)^2 + (500 \cdot 0,48)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 26 \text{ A}$$

Расчетный ток линии Л2

$$I_p = \frac{0,65 \cdot 400 + 0,8 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 33 \text{ A}, \quad I_{pa} = \frac{1,4 \cdot 400 + 1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 65 \text{ A}.$$

Расчетный ток линии Л2.1

$$I_p = \frac{0,8 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 18,5 \text{ A}, \quad I_{pa} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 32 \text{ A}.$$

Расчетный ток линии Л4

$$I_p = \frac{0,9 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 52 \text{ A}.$$

Расчетные токи других линий определяются аналогично и представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2. – Расчетные токи линий 6–10 кВ

Линия	Нагрузка	β_T	β_{Ta}	I_p, A	I_{pa}, A
Л1	Н1 СД, 500 кВт, 1500 об/мин, $k_z = 0,8 \tan \varphi = 0,48$	—	—	26	—
Л2	ТП1 Т1 400 кВА	0,65	1,4		
	ТП2 Т1 400 кВА	0,8	1,4	33	65
Л2.1	ТП2 Т1 400 кВА	0,8	1,4	18,5	32
Л3	ТП1 Т1 400 кВА	0,65	1,4		
	ТП2 Т1 400 кВА	0,8	1,4	33	65
Л3.1	ТП2 Т1 400 кВА	0,8	1,4	18,5	32
Л4	ТП3 1000 кВА	0,9	—	52	—

9. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДНИКОВ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–10 кВ

К началу выбора проводников должна быть сформирована схема электроснабжения, определены токи в линиях в нормальном и послеаварийном режимах, а также разработан план с трассами прокладки кабелей напряжением 6–10 кВ.

Выбор сечений проводников производится по нагреву и экономической плотности тока. Из выбранных сечений принимается большее.

9.1. Выбор сечения проводников по нагреву

Проводники должны выдерживать расчетный ток в нормальном и послеаварийном режимах:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р}}, \quad I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ра}},$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток проводника, А, определяется по справочным таблицам ПУЭ, ГОСТ, ТУ, каталогам.

Если условия и способ прокладки проводников отличаются от нормальных, то допустимый ток корректируется на фактические условия прокладки:

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3$$

где K_1, K_2, K_3 – поправочные коэффициенты на температуру среды, количество кабелей в общей траншее и тепловое сопротивление земли. Данные коэффициенты определяются по справочным таблицам.

Если фактические условия прокладки проводника нормальные, то корректировка допустимого тока проводника не требуется и коэффициенты равны единице.

Допустимый ток проводника с учетом его допустимой перегрузки в послеаварийном режиме

$$I''_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_{\text{пер}},$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку проводника током на период ликвидации послеаварийного режима.

Допустимая на период ликвидации послеаварийного режима кратковременная перегрузка зависит от предварительной загрузки кабеля, способа прокладки и длительности перегрузки и может быть принята:

– для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением до 10 кВ при трехчасовой перегрузке и предварительной загрузке 60% равной 1,35 при прокладке в земле и 1,25 – в воздухе;

– для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 6–35 кВ и продолжительности перегрузки не более 8 часов в сутки равной 1,17 при прокладке в земле, 1,2 – в воздухе.

Количество кабелей в общей траншее определяется по плану. Если вдоль трассы условия и способы прокладки проводника различаются, то допустимый ток проводника принимается для наиболее тяжелых условий.

9.2. Выбор сечения проводников по экономической плотности тока

Данный выбор производится согласно п. 1.3.25–1.3.32 ПУЭ. Сечение проводника по экономической плотности тока определяется по выражению

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р}}}{j_{\text{э}}},$$

где $I_{\text{р}}$ – расчетный ток проводника в нормальном режиме, А;

$j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, А/мм².

Затем выбирается ближайшее к $F_{\text{э}}$ стандартное сечение проводника из следующего ряда: 4, 6, 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 400, 500 и 800 мм².

Выбор сечения большого числа линий электропередач удобно производить в табличной форме (таблицы 9.1–9.3). Однотипные проводники с одинаковой токовой нагрузкой и условиями прокладки можно рассчитывать в общей строке. Марки проводников, выбранные сечения и допустимые токи наносятся на схему сети.

Таблица 9.1. – Выбор проводников напряжением 6–10 кВ по нагреву

Обозначение	Расч. ток		Проводник				
	$I_{\text{р}},$ А	$I_{\text{ра}},$ А	марка	число жил и сечение	Длительно допустимый ток, $I_{\text{доп}},$ А		
					табличный	фактический	с учетом перегрузки

Таблица 9.2. – Выбор сечения проводников 6–10 кВ по экономического плотности тока

Обозначение	Марка	$I_{\text{р}},$ А	T_{max}	$j_{\text{эк}},$ А/мм ²	$F_{\text{э}},$ мм ²	Сечение, мм ²

Таблица 9.3. – Результат выбора сечения проводников 6–10 кВ

Обозначение	Марка	Число жил и сечение	Длительно допустимый ток, А

Пример. Выбрать сечение проводников питающих линий РП 10 кВ по нагреву и экономической плотности тока.

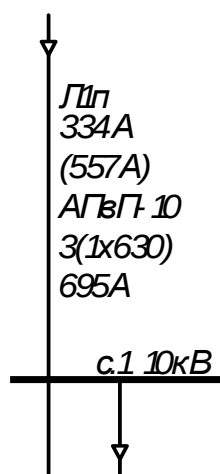
Исходные данные (рисунок 9.1):

- проводники АПвП-10 одножильные, размещение треугольником;
- условия прокладки: в земле в траншее, $\Theta_c = 15^\circ\text{C}$, в траншее одна кабельная линия, $S_r = 200 \text{ К}\cdot\text{см}/\text{Вт}$; $K_{\text{пер}} = 1,17$;

- $I_p = 334 \text{ А}$, $I_{pa} = 557 \text{ А}$;

- $T_{\text{max}} = 3500 \text{ час.}$;

Рисунок 9.1. – Фрагмент схемы



Выбор сечения проводника Л1п по нагреву. Сечение проводника АПвП-10 3×630 с $I_{\text{доп}} = 695 \text{ А}$.

Допустимый ток проводника с учетом фактических условий прокладки

$$I_{\text{доп}} = 695 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,85 = 556 \text{ А}.$$

Сечение проводника проходит по нагреву в нормальном режиме:

$$556 \geq 334 \text{ А}.$$

Допустимый ток проводника с учетом его допустимой перегрузки в послеаварийном режиме

$$I_{\text{доп}} = 556 \cdot 1,17 = 650 \text{ А}.$$

Сечение проводника проходит по нагреву в послеаварийном режиме:

$$650 \geq 557 \text{ A}.$$

Выбор сечения проводников Л1п по экономической плотности тока.

Сечение проводника:

$$F_{\text{э}} = \frac{334}{1,7} = 196 \text{ мм}^2, \text{ принимается } F = 185 \text{ мм}^2.$$

Окончательно для линий Л1п следует принять проводники АПвП-10 3(1×630) с $I_{\text{доп}} = 695 \text{ A}$.

Пример. Выбрать сечение линий Л2 и Л4 по нагреву и экономической плотности тока.

Исходные данные:

- схема сети с расчетными токами согласно рисунку 9.2;
- линия Л2: АСБ2л-10 трехжильный, прокладка в земле в траншее, число кабелей в траншее 5, температура 15°C, расстояние в свету 200 мм, удельное тепловое сопротивление земли 200 К·см/Вт, $K_{\text{пер}} = 1,35$;
- линия Л4: условия прокладки те же, число кабелей в траншее 1, возможность перегрузки отсутствует;
- $T_{\text{max}} = 4500 \text{ час}$, $j_{\text{э}} = 1,4 \text{ A/мм}^2$.

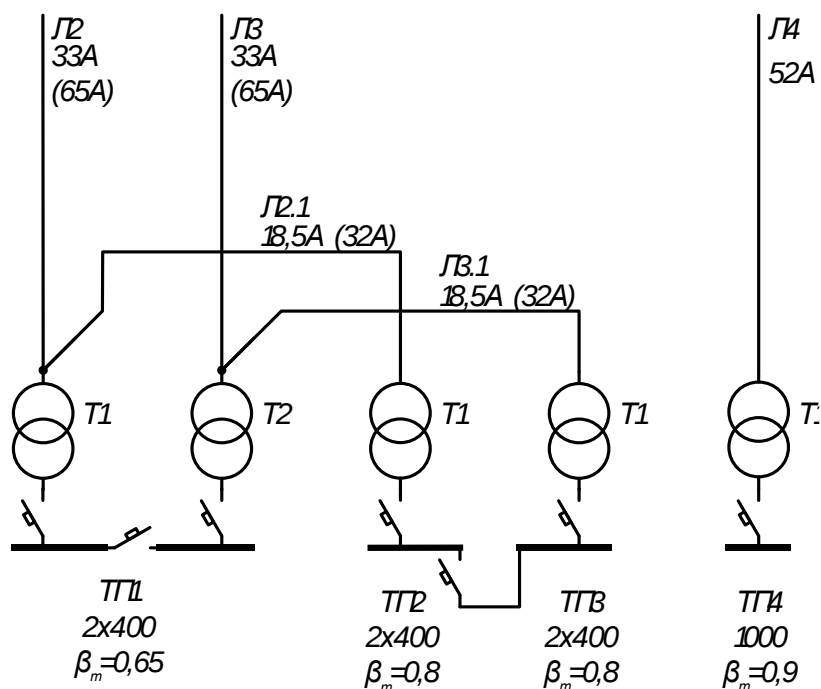


Рисунок 9.2. – Фрагмент схемы

Выбор сечения линии Л2. Предварительно выбирается сечение кабеля АСБ2л-10 3×25 с $I_{\text{доп}} = 90 \text{ А}$.

Допустимый ток проводника с учетом фактических условий прокладки

$$I_{\text{доп}} = 90 \cdot 1 \cdot 0,82 \cdot 0,85 = 63 \text{ А}.$$

Сечение проводника проходит по нагреву в нормальном режиме:

$$I_{\text{доп}} = 63 \geq I_{\text{р}} = 33 \text{ А}.$$

Допустимый ток проводника с учетом его перегрузочной способности в послеаварийном режиме

$$I_{\text{доп}} = 63 \cdot 1,35 = 85 \text{ А}.$$

Сечение проводника проходит по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{доп}} = 85 \geq I_{\text{ра}} = 65 \text{ А}.$$

Сечение проводника по экономической плотности тока

$$F_{\text{э}} = \frac{33}{1,4} = 23,6 \text{ мм}^2, \text{ принимается } F = 25 \text{ мм}^2.$$

Окончательно для линии следует принять проводники АСБ2л-10 3×25 с $I_{\text{доп}} = 90 \text{ А}$.

Выбор сечения линии Л4. Предварительно выбираем сечение кабеля АСБ2л-10 3×35 с $I_{\text{доп}} = 115 \text{ А}$.

Допустимый ток проводника с учетом фактических условий прокладки

$$I_{\text{доп}} = 115 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,85 = 98 \text{ А}.$$

Сечение проводника проходит по нагреву в нормальном режиме:

$$I_{\text{доп}} = 98 \geq I_{\text{р}} = 92 \text{ А}.$$

Перегрузка данной линии не предусматривается.

Сечение проводника по экономической плотности тока

$$F_{\text{э}} = \frac{92}{1,4} = 65,7 \text{ мм}^2, \text{ принимается } F = 70 \text{ мм}^2.$$

Окончательно для линии следует принять проводники ААБ2-10 3×70 с $I_{\text{доп}} = 165 \text{ А}$.

10. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

К началу расчета должна быть сформирована схема питающей и распределительной сети напряжением 6–10 кВ, выбраны сечения проводников и определены их длины по плану. Расчет токов КЗ выполняется для последующей проверки проводников и аппаратов на действие тока КЗ. Токи КЗ следует определять при КЗ в тех местах сети, в которых проводники и аппараты подвергаются наиболее тяжелому воздействию. При расчете токов КЗ определяются действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени и значение ударного тока. Расчет токов КЗ в установках напряжением выше 1000 В выполняется согласно ГОСТ 27514-87 и РД 153-34.0-20.527-98.

Удельное активное и индуктивное сопротивление воздушных и кабельных линий определяется по справочным таблицам, каталогам производителей в зависимости от марки, сечения и класса напряжения. Для более точного определения токов КЗ может учитываться подпитка места КЗ высоковольтными электродвигателями, для чего они вводятся в схему замещения своими сопротивлениями и ЭДС.

Удельные сопротивления и длины линий удобно свести в таблицу, приведенную ниже.

Таблица 10.1 – Удельные сопротивления и длины линий

Обозначение	Марка	Число жил и сечение	Длина, км	$r_{уд}$, Ом/км	$x_{уд}$, Ом/км

Пример. Рассчитать токи трехфазного КЗ для выбора проводников и аппаратов.

Исходные данные:

– схема электроснабжения, сечения и длины проводников указаны на рисунке 10.1;

– система: $U_{ср.н} = 10,5$ кВ, $I_{п0} = 12,2$ кА, $K_{уд} = 1,8$.

– удельные сопротивления проводников:

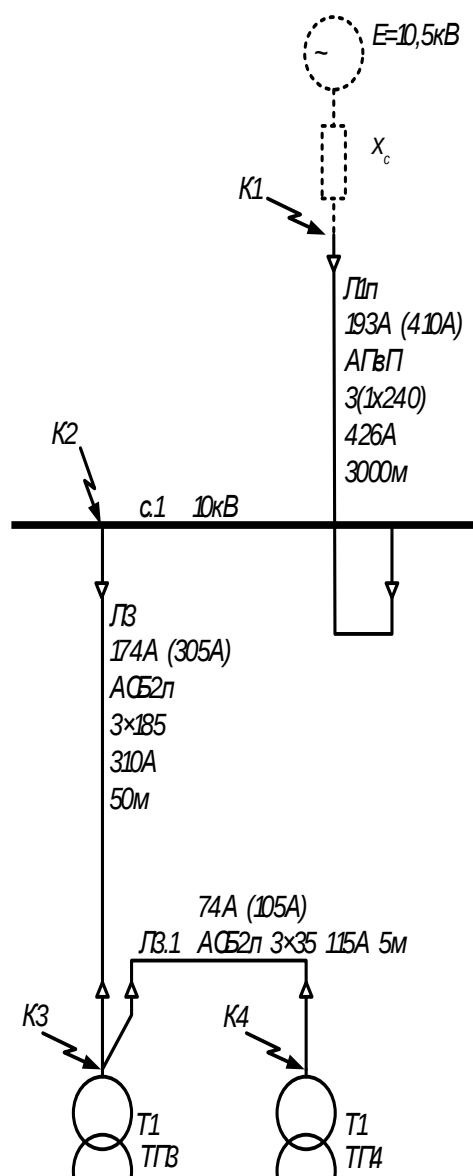
Л1п, АПвП 3(1×240), расположение в треугольник,

$r_{уд} = 0,125$ Ом/км, $x_{уд} = 0,094$ Ом/км;

ЛЗ, АСБ2л 3×185, $r_{уд} = 0,169$ Ом/км, $x_{уд} = 0,077$ Ом/км;

ЛЗ.1, АСБ2л 3×35, $r_{уд} = 0,894$ Ом/км, $x_{уд} = 0,095$ Ом/км.

Рисунок 10.1. – Фрагмент схемы



Определение параметров элементов схемы замещения в именованных единицах. ЭДС и сопротивление системы:

$$\dot{E} = U_{\text{ср.н}} = 10,5 \text{ кВ}, \quad x_c = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot I_n} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,2} = 0,497 \text{ Ом}.$$

Сопротивления линий:

$$\text{Л1п: } r = 0,125 \cdot 3 = 0,375 \text{ Ом}, \quad x = 0,094 \cdot 3 = 0,282 \text{ Ом};$$

$$\text{ЛЗ: } r = 1,25 \cdot 0,05 = 0,063 \text{ Ом}, \quad x = 0,099 \cdot 0,05 = 0,005 \text{ Ом};$$

$$\text{ЛЗ.1: } r = 0,894 \cdot 0,025 = 0,022 \text{ Ом}, \quad x = 0,095 \cdot 0,025 = 0,002 \text{ Ом}.$$

Значения токов трехфазного КЗ в расчетных точках (действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени и ударный ток КЗ):

$$\text{К1: } I_n = \frac{10,5/\sqrt{3}}{\sqrt{0+0,497^2}} = 12,2 \text{ кА}, \quad i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 12,2 = 31 \text{ кА};$$

$$\text{К2: } I_n = \frac{10,5/\sqrt{3}}{\sqrt{0,375^2 + (0,497+0,282)^2}} = 6,7 \text{ кА}, \quad i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,7 = 17,1 \text{ кА};$$

$$\text{К3: } I_n = \frac{10,5/\sqrt{3}}{\sqrt{(0,375+0,063)^2 + (0,497+0,282+0,005)^2}} = 6,4 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,4 = 16,3 \text{ кА};$$

К4:

$$I_n = \frac{10,5/\sqrt{3}}{\sqrt{(0,375+0,063+0,022)^2 + (0,497+0,282+0,005+0,002)^2}} = 6,34 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,34 = 16,1 \text{ кА}.$$

Ударный ток $i_{\text{уд}}$ вычисляется с учетом ударного коэффициента $K_{\text{уд}}$, который определяется по графику (или расчетом) в зависимости от соотношения индуктивного и активного сопротивлений цепи короткого замыкания.

11. ПРОВЕРКА ПРОВОДНИКОВ НА ДЕЙСТВИЕ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Данный расчет необходим для проверки проводников и оборудования на стойкость к токам КЗ. Выполняется по ГОСТ 30323-95.

Проводники и аппараты проверяются на действие токов КЗ при КЗ в месте, вызывающем наиболее его тяжелое воздействие: проводники проверяются по термической стойкости – при КЗ в начале линий, аппараты проверяются на термическую, динамическую стойкость к токам КЗ и отключающую способность при КЗ в месте их установки. Предварительно аппараты выбираются по номинальному напряжению и наибольшему расчетному току.

Минимальное сечение проводников по термической стойкости

$$F_T = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T},$$

где B_K – тепловой импульс тока КЗ, $A^2 \cdot c$;

C_T – коэффициент, значение которого принимается в зависимости от начальной и конечной температур при КЗ, материала проводника и изоляции, $A \cdot c^{0,5} / mm^2$.

Значение коэффициента C_T можно принять для кабелей до 10 кВ с алюминиевыми жилами $90 A \cdot c^{0,5} / mm^2$, с медными жилами – $140 A \cdot c^{0,5} / mm^2$.

Тепловой импульс (интеграл Джоуля)

$$B_K = I_n^2 \cdot t_{отк},$$

где I_n – действующее значение периодической составляющей тока КЗ, А;

$t_{отк}$ – время действия тока КЗ, с.

Время действия тока КЗ ориентировочно можно принять для участков сети: ГПП – ЦРП 2,6 с, ГПП (ЦРП) – РП 1,6 с, ГПП (РП) – ТП 0,6 с.

Термическая стойкость проводника обеспечивается, если $F \geq F_T$.

Если известен паспортный односекундный ток термической стойкости проводника $I_{1с}$, то термическая стойкость обеспечивается при условии

$$I_{1с} \geq I_n \cdot k \quad \text{или} \quad I_{1с} \cdot k \geq I_n,$$

где k – коэффициент, учитываемый в случае, если продолжительность короткого замыкания отличается от 1 с, определяется как

$$k = 1 / \sqrt{t_{отк}}.$$

Проверку и выбор большого количества проводников на термическую стойкость удобно производить в таблице 11.1.

Таблица 11.1. – Проверка проводников на термическую стойкость к токам КЗ

Обозначение	Проводник				Ток КЗ			F_T , мм ²	Результат выбора (проходит/не проходит)
	марка	сечение	$I_{1с}$, кА*	$k \cdot I_{1с}$, кА*	I_n , кА	$t_{отк}$, с	$B_k \times 10^6$, А ² ·с		

* – при расчете по номинальному односекундному току термической стойкости проводника.

Если сечения некоторых кабелей не проходят проверку на термическую стойкость, то необходимо увеличить их сечение, для чего заново привести таблицу.

После проверки и окончательного выбора сечений проводников корректируется схема электроснабжения. По результатам выбора сечения проводников по нагреву, экономической плотности тока и термической стойкости составляется результирующая таблица сечений проводников распределительной сети предприятия 6–10 кВ (таблица 11.2).

Таблица 11.2. – Проводники распределительной сети напряжением 6–10 кВ предприятия

Обозначение	Проводник				
	Марка	Число жил и сечение	$I_{доп}$, А	Длина, м	Способ прокладки

Пример. Проверить проводники питающей сети ГПП-РП на термическую стойкость.

Исходные данные:

- участок сети ГПП-РП;
- проводник: АПвП 3(1х240);
- параметры КЗ: $I_n = 18,6$ кА;
- $t_{отк} = 1,6$ с.

Тепловой импульс тока КЗ

$$B_k = I_n^2 \cdot t_{отк} = (18,6 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,6 = 554 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}.$$

Минимальное сечение по термической стойкости

$$F_T = \frac{\sqrt{554 \cdot 10^6}}{90} = 261 \text{ мм}^2$$

Проводник не проходит по термической стойкости, так как $240 < 261 \text{ мм}^2$.

Принимаются кабели АПвП 3(1×300) с $I_{доп} = 476 \text{ А}$, прокладываемые в земле с расположением их треугольником.

Пример. Проверить проводник РП-ТП на термическую стойкость.

Исходные данные:

- проводник: АСБ2л 3×25;
- ток КЗ: $I_n = 8,5 \text{ кА}$;
- $t_{отк} = 1,6 \text{ с}$.

Тепловой импульс тока КЗ

$$B_k = I_n^2 \cdot t_{отк} = (8,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,6 = 43 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}.$$

Минимальное сечение по термической стойкости

$$F_T = \sqrt{43 \cdot 10^6} / 90 = 73 \text{ мм}^2.$$

Проводник не проходит по термической стойкости.

Необходимо принять проводник АСБ2л 3×95 с $I_{доп} = 205 \text{ А}$, в земле.

12. ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для комплектации РП 10 кВ выбираются ячейки в виде камер стационарных одностороннего обслуживания типа КСО или комплектных распределительных устройств типа КРУ. В ячейках КРУ в отличие от КСО выключатели располагаются на выкатных тележках, а разъединители отсутствуют. В зависимости от назначения выбираются ячейки с соответствующими схемами главных цепей: ввода, линейные (отходящих линий), секционные и другие.

В ячейках ввода и линейных предусматриваются аппараты: выключатель, разъединители (в КСО), измерительные трансформаторы тока, трансформатор тока нулевой последовательности. В секционных ячейках предусматриваются: секционный выключатель, разъединители (в КСО), измерительные трансформаторы тока.

Также для каждой секции выбираются ячейки измерительного трансформатора напряжения, трансформатора собственных нужд и заземляющие ножи.

В шкафах ввода высокого напряжения (ШВВН) трансформаторов ТП10/0,4 кВ предусматриваются выключатели нагрузки с предохранителями и заземляющими ножами. Для высоковольтных двигателей и трансформаторов с радиальным питанием используется глухое присоединение к кабельной линии без ШВВН и коммутационных аппаратов.

Выбор оборудования в общем случае выполняется по номинальному напряжению и току, динамической и термической стойкости к току КЗ, отключающей способности и др. (таблицы 12.1–12.3). Выбор заключается в сравнении номинальных (паспортных, каталожных) данных с расчетными.

Таблица 12.1. – Условия выбора высоковольтного коммутационного оборудования

Вид	Условия	Ячейки КСО, КРУ	Выключатели	Разъединители	Выключатели нагрузки	Предохранители
1	2	3	4	5	6	7
По номинальному напряжению	$U_n \geq U_p$	+	+	+	+	+
По номинальному току	$I_n \geq I_p$	+	+	+	+	+

Окончание таблицы 12.1

1	2	3	4	5	6	7
По динамической стойкости	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	+	+	+	+	—
По термической стойкости	$I_{\text{тер.н}}^2 \cdot t_{\text{тер.н}} \geq B_{\text{к}}$	+	+	+	+	—
По отключающей способности	$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{п}}$	—	+	—	—	+

Таблица 12.2. – Условия выбора измерительных трансформаторов тока

Вид	Условия
Класс точности обмоток	не ниже требуемых
По номинальному напряжению	$U_{\text{н}} \geq U_{\text{р}}$
По номинальному току в первичной цепи	$I_{1\text{н}} \geq I_{\text{р}}$
По номинальному току вторичной цепи	$I_{2\text{н}} = I_{\text{пр}}$
По динамической стойкости	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
По термической стойкости	$I_{\text{тер.н}}^2 \cdot t_{\text{тер.н}} \geq B_{\text{к}}$
По нагрузке во вторичной цепи	$S_{2\text{н}} \geq S_{\text{р}}$

Таблица 12.3 – Условия выбора измерительных трансформаторов напряжения

Вид	Условия
Класс точности обмоток	не ниже 0,5
По номинальному напряжению	$U_{\text{н}} \geq U_{\text{р}}$
По номинальному напряжению вторичной цепи	$U_{2\text{н}} = U_{\text{пр}}$
По нагрузке во вторичной цепи	$S_{2\text{н}} \geq S_{\text{р}}$

Допускается применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке – не менее 5% (п. 1.5.17 ПУЭ).

Расчетная нагрузка трансформатора тока определяется по выражению

$$S_p = S_{пр} + I_{2н}^2 \cdot (r_{пров} + r_{конт}),$$

где $r_{конт}$ – суммарное сопротивление всех контактных соединений (можно принять 0,1 Ом).

Сопротивление проводников от трансформатора тока до приборов определяется по выражению

$$r_{пров} = \rho \cdot l' / F,$$

где ρ – удельное сопротивление проводника (можно принять 0,0175 Ом·мм²/м);

l' – расстояние от трансформаторов тока до приборов, м;

F – сечение проводника, м.

Измерительные трансформаторы тока имеют две вторичные обмотки для питания цепей измерения и релейной защиты. Класс точности измерительных трансформаторов тока и напряжения необходимо принимать не ниже:

– 0,5S и 0,5 для измерительных трансформаторов тока, используемых для присоединения счетчиков расчетного учета и технического учета соответственно;

– 0,5 для измерительных трансформаторов напряжения, используемых для присоединения счетчиков расчетного и технического учета.

Класс точности обмотки для релейной защиты 5P или 10P.

Трансформаторы тока нулевой последовательности (ТТНП) выбираются по номинальному напряжению, а также по термической стойкости к току КЗ во вторичной цепи.

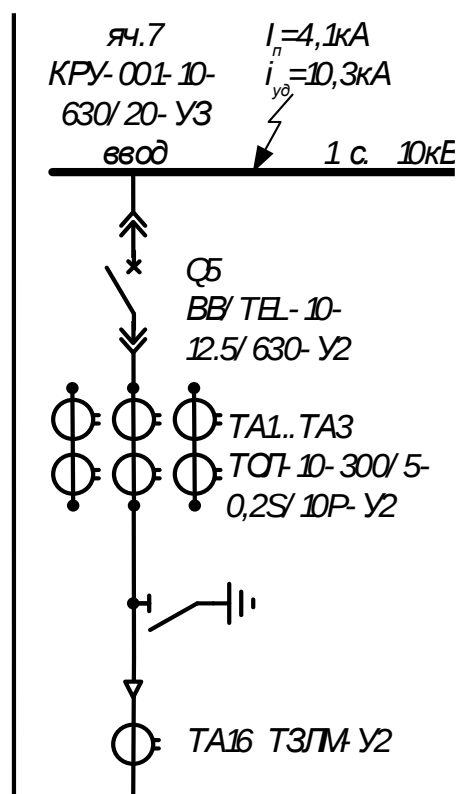
Пример. На рисунке 12.1 представлена схема электрических соединений шкафа ввода РП 10 кВ. Необходимо выбрать и проверить оборудование на действие тока КЗ.

Исходные данные:

- схема электрических соединений;
- напряжение сети $U_p = 10$ кВ;
- расчетный ток: $I_p = 150$ А, $I_{ра} = 283$ А;
- токи КЗ: $I_n = 4,1$ кА, $i_{уд} = 10,3$ кА;
- время действия тока КЗ $t_{отк} = 1,6$ с;

– оборудование: ячейки КРУ; выключатели ВВ/TEL; измерительные трансформаторы тока ТОЛ-10, в каждую фазу, с двумя обмотками на счетчик электроэнергии и РЗА, $I_{пр} = 5 \text{ А}$, $S_{пр} = 12 \text{ ВА}$, $l = 4 \text{ м}$, медь, $F = 2,5 \text{ мм}^2$, трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛМ.

Рисунок 12.1. – К выбору оборудования вводного шкафа



Тепловой импульс тока

$$B_k = (4,1 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,6 = 27 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с}.$$

Выбор оборудования представлен в таблицах 12.4–12.6.

Таблица 12.4. – Выбор вводной ячейки и коммутационного оборудования

Условия	Расчетные данные	Ячейка КРУ-001-10-630/20-У3	Выключатель ВВ/TEL-10-12,5/630-У2	Единицы измерения
$U_n \geq U_p$	10	10	10	кВ
$I_n \geq I_p$	283	630	630	А
$i_{дин} \geq i_{уд}$	10,3	51	32	кА
$I_{тер.н}^2 \cdot t_{тер.н} \geq B_k$	27	$20^2 \cdot 3 = 1200$	$12,5^2 \cdot 3 = 470$	$\times 10^6, \text{ А}^2 \text{ с}$
$I_{отк} \geq I_p$	4,1	—	12,5	кА

Сопротивление проводников от трансформатора тока до приборов

$$r_{\text{пров}} = 0,0175 \cdot 4 / 2,5 = 0,028 \text{ Ом}.$$

Расчетная нагрузка трансформатора тока

$$S_p = 12 + 5^2 (0,028 + 0,1) = 15,2 \text{ ВА}.$$

Таблица 12.5. – Выбор трансформаторов тока вводной ячейки

Условия	Расчетные величины	Трансформаторы тока ТОЛ-10-300/5-0,2S/10P-Y2	Единицы измерения
Класс точности	0,2S, 10P	0,2S, 10P	-
$U_n \geq U_p$	10	10	кВ
$I_{1н} \geq I_p$	283	300	А
$I_{2н} = I_{пр}$	5	5	А
$S_{2н} \geq S_p$	15,2	20	ВА
$i_{дин} \geq i_{уд}$	10.3	81	кА
$I_{тер.н}^2 \cdot t_{тер.н} \geq B_k$	27	$31,5^2 \cdot 1 = 992$	$\times 106, \text{ A}^2\text{c}$

Таблица 12.6. – Выбор ТТПН вводной ячейки

Условия	Расчетная величина	ТТПН ТЗЛМ-Y2	Единицы измерения
$U_n \geq U_p$	10	3–110	кВ

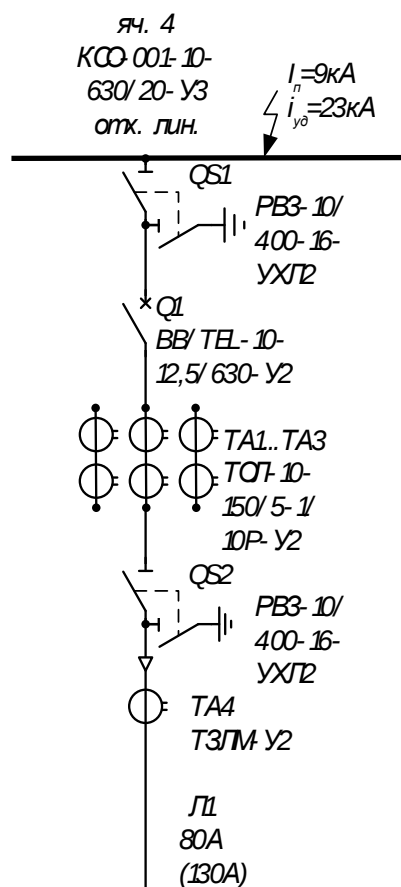
Пример. На рисунке 12.2 представлена схема электрических соединений шкафа отходящей линии РП 10 кВ. Необходимо выбрать и проверить оборудование на действие тока КЗ.

Исходные данные:

- схема электрических соединений;
- напряжение сети $U_p = 10 \text{ кВ}$;
- расчетный ток: $I_p = 80 \text{ А}$, $I_{ра} = 130 \text{ А}$;
- токи КЗ: $I_n = 9 \text{ кА}$, $i_{уд} = 23 \text{ кА}$;
- время действия тока КЗ $t_{отк} = 1,6 \text{ с}$;

– оборудование: ячейки КСО; выключатели ВВ/TEL; разъединители РВЗ с заземляющими ножами; измерительные трансформаторы тока ТОЛ-10, в каждую фазу, с двумя вторичными обмотками, нагрузка 15,2 ВА; трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛМ.

Рисунок 12.2. – Схема электрических соединений в ячейке отходящей линии РП 10 кВ



Тепловой импульс тока:

$$B_k = (9 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,6 = 50 \cdot 10^6, \text{ A}^2\text{c}.$$

Выбор оборудования представлен в таблицах 12.7–12.9.

Таблица 12.7. – Выбор ячейки отходящей линии и коммутационного оборудования

Условия	Расчетные данные	Ячейка КСО-001-10-630/20-У3	Выключатель ВВ/TEL-10-12,5/630-У2	Разъединитель РВЗ-10/400-16-УХЛ2	Единицы измерения
$U_n \geq U_p$	10	10	10	10	кВ
$I_n \geq I_p$	130	630	630	400	А
$i_{дин} \geq i_{уд}$	23	51	32	40	кА
$I_{тер.н}^2 \cdot t_{тер.н} \geq B_k$	50	$20^2 \cdot 1 = 400$	$12,5^2 \cdot 3 = 470$	$16^2 \cdot 1 = 256$	$\times 10^6, \text{ A}^2\text{c}$
$I_{отк} \geq I_p$	9	—	12,5	—	кА

Таблица 12.8. – Выбор трансформаторов тока в ячейке отходящей линии

Условия	Расчетные величины	Трансформаторы тока ТОЛ-10-150/5-1/10Р-У2	Единицы измерения
Класс точности	0,5, 10Р	0,5, 10Р	
$U_n \geq U_p$	10	10	кВ
$I_{1н} \geq I_p$	130	150	А
$I_{2н} = I_{пр}$	5	5	А
$S_{2н} \geq S_p$	15,2	20	ВА
$i_{дин} \geq i_{уд}$	23	31,8	кА
$I_{тер.н}^2 \cdot t_{тер.н} \geq B_k$	50	$12,5^2 \cdot 1 = 156$	$\times 10^6, A^2c$

Таблица 12.9. – Выбор ТТПН

Условия	Расчетная величина	ТТПН ТЗЛМ-У2	Единицы измерения
$U_n \geq U_p$	10	3–110	кВ

Пример. Выбрать оборудование в ШВВН к трансформатору ТП1.

Исходные данные:

- схема электрических соединений (рисунок 12.3);
- напряжение сети $U_p = 10$ кВ;
- ток КЗ на стороне ВН трансформаторов: Т1 $I_n = 8,5$ кА, $i_{уд} = 21,6$ кА;
- трансформатор 1600 кВА; коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме $\beta_T = 0,65$; $\beta_{та} = 1,4$;
- время действия тока КЗ $t_{отк} = 1,6$ с;
- оборудование: выключатель нагрузки ВНР с заземляющими ножами и предохранителями ПКТ.

Расчетный ток трансформатора в нормальном и послеаварийном режиме

$$I_p = \frac{0,65 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 60 \text{ А}, \quad I_{па} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 130 \text{ А}.$$

Тепловой импульс тока

$$B_k = (8,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,6 = 43 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}.$$

Выбор оборудования представлен в таблице 12.4.

Рисунок 12.3. – Схема электрических соединений и электрооборудование на стороне высшего напряжения трансформатора ТП1

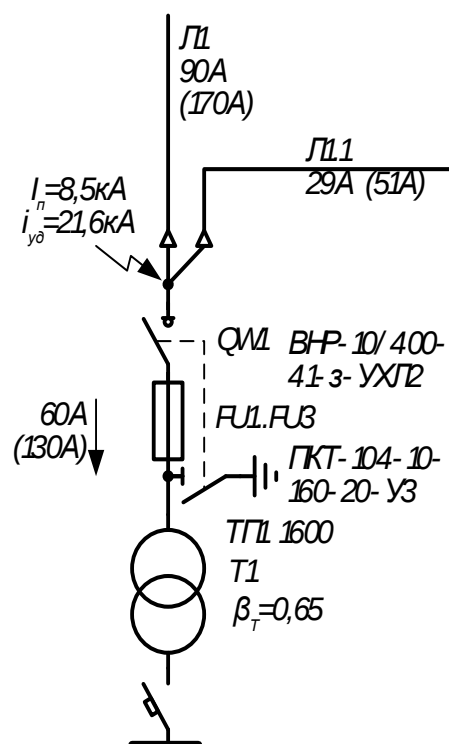
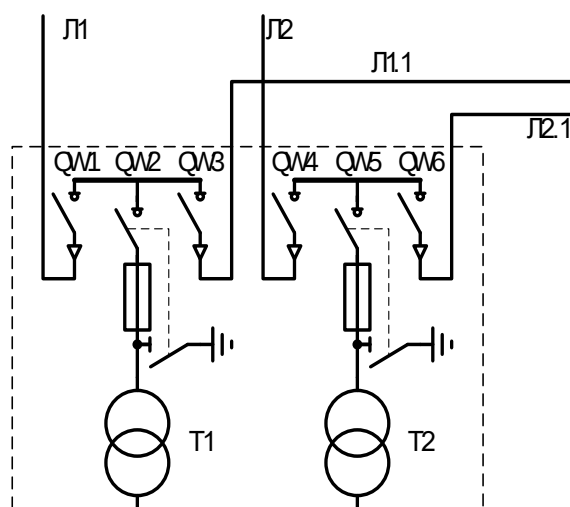


Таблица 12.4. – Выбор коммутационного оборудования в ШВВН ТП10/0,4 кВ

Условия	Расчетные величины	Выключатель нагрузки ВНР-10/400-41-3-УХЛ2	Предохранители ПКТ-104-10-160-20-УЗ	Единица измерения
$U_n \geq U_p$	10	10	10	кВ
$I_n \geq I_p$	130	400	160	А
$I_{отк} \geq I_p$	130	400	—	А
$i_{дин} \geq i_{уд}$	21,6	41	—	кА
$I_{тер.н}^2 \cdot t_{тер.н} \geq B_k$	43	$16^2 \cdot 1 = 256$	—	$\times 10^6, A^2c$
$I_{отк} \geq I_{п0}$	8,5	—	20	кА

Кроме указанной схемы присоединения ТП к магистральной кабельной линии под общие контакты выключателя нагрузки возможна схема присоединения, где каждый участок магистрали присоединен к отдельному коммутационному аппарату. Такая схема более дорогая, так как в РУВН ТП требуются дополнительные коммутационные аппараты и соответственно ячейки (ввода, на трансформатор, на отходящую линию), но более удобная в эксплуатации.

Рисунок 12.4. – Вариант исполнения РУ ВН двухтрансформаторной ТП при присоединении ее магистральной кабельной линии при помощи дополнительных выключателей нагрузки



13. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДНИКОВ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4 кВ

Сечение проводников напряжением 0,4 кВ производится по допустимому нагреву максимальным расчетным током. При годовом времени использования максимальной нагрузки $T_{\max}$ более 5000 часов выбор сечения дополнительно производится по экономической плотности тока.

Питание нагрузки на напряжении 0,4 кВ при преобладании в ней электроприемников I или II категории, как правило, осуществляется двумя взаиморезервируемыми кабельными линиями от независимых источников питания.

Пример. Выбрать сечение кабелей для питания нагрузки 0,4 кВ отдельных маломощных потребителей с РУ напряжением 0,4 кВ.

Исходные данные:

- гараж: РУ1, $P_p = 120$ кВт, $Q_p = 86$ кВАр; нагрузка на два кабеля;
- административно-бытовой корпус: РУ2, $P_p = 18$ кВт, $Q_p = 12$ кВАр; нагрузка на один кабель;
- проводники: АВВГ, прокладка в земле в траншее.

Выбор сечения проводников к РУ1, гараж. Расчетная полная мощность

$$S_p = \sqrt{120^2 + 86^2} = 148 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток в нормальном и послеаварийном режиме

$$I_p = \frac{148 / 2}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 107 \text{ А,} \quad I_{pa} = \frac{148}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 214 \text{ А.}$$

По таблицам допустимых токов выбираем кабель АВВГ 5×120 с $I_{\text{доп}} = 270$ А.

Выбор сечения проводников к РУ2, АБК. Расчетная полная мощность

$$S_p = \sqrt{18^2 + 12^2} = 22 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток в нормальном режиме

$$I_p = \frac{22}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 32 \text{ А.}$$

По таблицам допустимых токов выбираем кабель АВВГ 5×10 с $I_{\text{доп}} = 65$ А.

14. ОФОРМЛЕНИЕ ПРОЕКТА

Текст пояснительной записки, формулы, таблицы и рисунки оформляются по требованиям ГОСТ 2.105-95.

Схема электрическая принципиальная распределительной сети должна содержать (рисунок 14.1):

- условные изображения и буквенно-цифровые обозначения элементов по ЕСКД;
- краткие марки выбранного оборудования;
- обозначение линий электропередач, расчетные токи в нормальном и послеаварийном режиме, марки и сечения проводников, допустимый ток (табличный) и протяженность линий;
- обозначения ТП, типы трансформаторов, их коэффициенты загрузки;
- марка и назначение ячеек РП 10 кВ;

План распределительной сети должен содержать (рисунок 14.2):

- обозначения линий электропередач, трансформаторных подстанций;
- условные изображения электрических сетей на планах по СТБ 2235-2011;
- кабельный журнал (см. рисунок);
- экспликация зданий.

При оформлении записки и чертежей графического материала необходимо придерживаться единообразия. Чертежи должны быть понятны для понимания и легко «читаться».

Основные надписи для первого листа пояснительной записки (лист «Содержание»), последующих листов записки и чертежей оформляются по СТБ 2255-2012 «СПДС. Основные требования к документации строительного проекта». Примеры оформления основных надписей показаны на рисунке 14.3. На этом рисунке в обозначении «СЭС КП 1 – 43 01 03 – ЭС» «СЭС КП» – это курсовой проект по дисциплине «Системы электроснабжения», «1 – 43 01 03» – шифр специальности, «ЭС» – электроснабжение, подстанции (марка основного комплекта чертежей согласно СТБ 2255-2012).

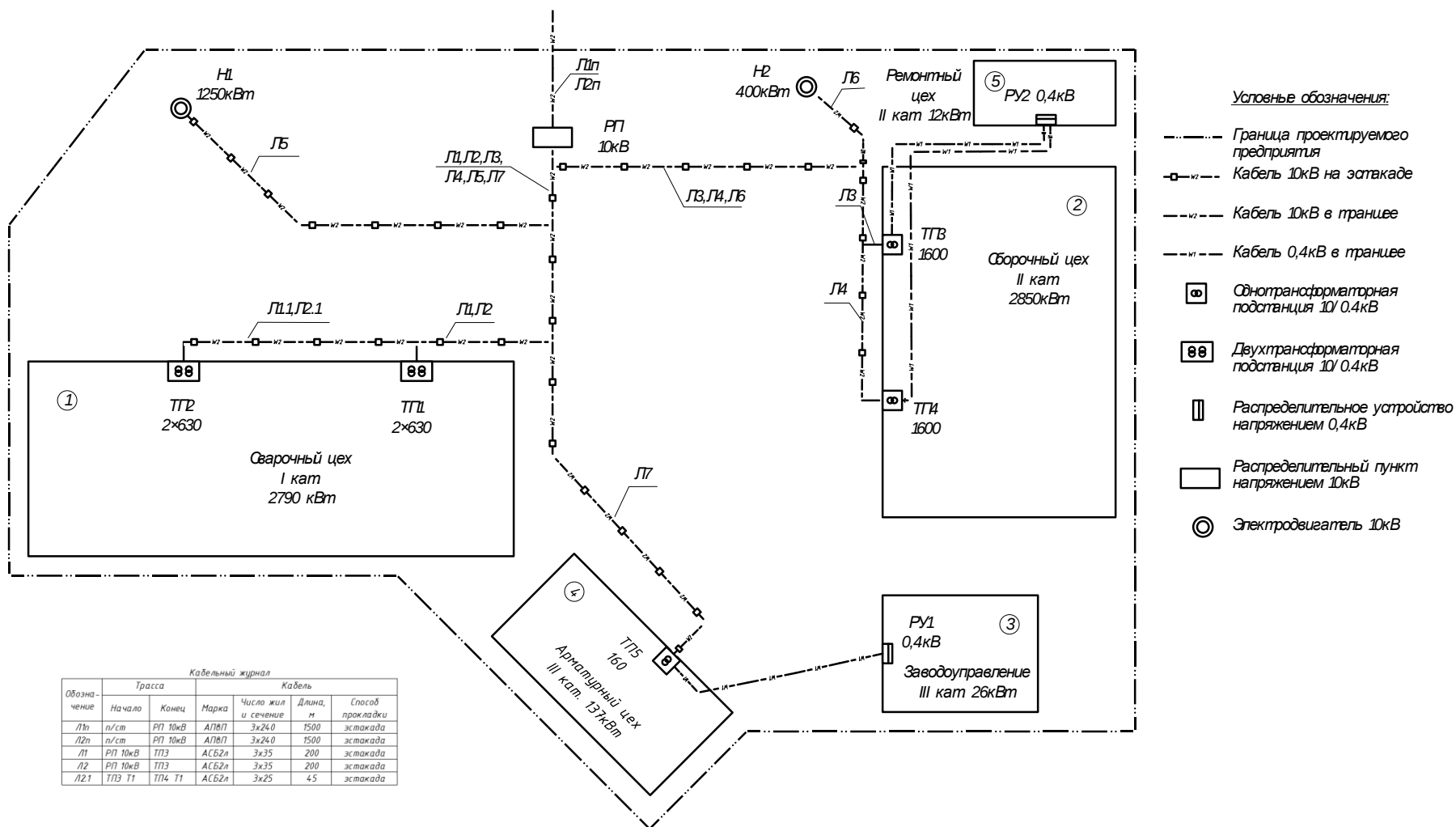


Рисунок 14.1. – Пример плана электрической сети предприятия (прокладка распределительной сети на эстакадах, кабельный журнал приведен произвольно, основная надпись не показана)

						СЭС КП 1 – 43 01 03 ЭС			
Изм.	Копич.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Электроснабжение промышленного предприятия ОАО «Инструментмашстрой»	Стандия	Лист	Листов
Разраб.	Иванов В.В.						С		
Пров.	Петров В.В.						ГТУ, группа 15-ЭС		
Нконтр									
Утв.									

а

						СЭС КП 1 – 43 01 03 ЭС			Лист
Изм.	Копич.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				12

б

						СЭС КП 1 – 43 01 03 ЭС				
						Электроснабжение промышленного предприятия ОАО «Инструментмашстрой»				
Изм.	Копич.	Лист	Ё док.	Подпись	Дата					
Разраб.	Иванов В.В.					ОАО «Инструментмашстрой»		Стандия	Лист	Листов
Пров.	Петров ИИ							С		
Нконтр						Схема электроснабжения предприятия		ГТУ, группа 15-ЭС		
Утв.										

в

а – для первого листа пояснительной записки (лист «Содержание»);
б – для последующих листов пояснительной записки; в – для чертежей
Рисунок 14.3. – Примеры оформления основных надписей

ЛИТЕРАТУРА

Расчет и выбор оборудования систем электроснабжения:

1. Радкевич, В.Н. Электроснабжение промышленных предприятий : учеб. пособие / В.Н. Радкевич, В.Б. Козловская, И.В. Колосова. – Минск : ИВЦ Минфина, 2015. – 589 с.
2. Указания по расчету электрических нагрузок : РТМ 36.18.32.4-92 : введ. 01.01.1993. – М. : ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1992. – 27 с.
3. Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий : РТМ 36.18.32.6-92 : введ. 01.01.1993. – М. : ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1992. – 53 с.
4. Электроснабжение промышленных предприятий. Правила проектирования : ТКП 45-4.04-297-2014 (02250). – Введ. 01.10.2014. – Минск : Минстройархитектуры Респ. Беларусь : СтройМедиа-Проект, 2014. – 29 с.
5. Силовое и осветительное электрооборудование промышленных предприятий : ТКП 45-4.04-296-2014 : Введ. 01.10.2014. – Минск : Минстройархитектуры Республики Беларусь : СтройМедиаПроект, 2014. – 62 с.
6. Правила устройства электроустановок : [ПУЭ : с изменениями, оформленными в период с 1976 по 31 августа 1985]. – 6-е изд., перераб. и доп., действующее в Респ. Беларусь. – Вильнюс : Ксения, 2010. – 640 с.
7. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках перемен тока напряжением свыше 1 кВ : ГОСТ 27514-87. – Введ. 01.01.1989. – Минск : Белорус. гос. ин-т стандартизации и сертификации, 2011. – 44 с.
8. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования (РД 153-34.0-20.527-98) / Под ред. Б.Н. Неклепаева. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.
9. Каталоги электрооборудования от производителей.

Оформление графической части проекта:

10. Система проектной документации для строительства. Основные требования к документации строительного проекта : СТБ 2255-2012. – Введ. 12.03.2012. – Минск : Гос. ком. по стандартизации Респ. Беларусь, 2012. – 46 с.
11. Система проектной документации для строительства. Условные графические обозначения и изображения элементов генеральных планов и сооружений транспорта : СТБ 2235-2011. – Введ. 01.07.2012. – Минск : Гос. ком. по стандартизации Респ. Беларусь, 2012. – 36 с.

12. Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам : ГОСТ 2.105-95. – Введ. 01.01.1997. – Минск : Гос. ком. по стандартизации Респ. Беларусь, 2010. – 36 с.

13. Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в схемах. Размеры условных графических обозначений : ГОСТ 2.747-68. – Введ. 01.01.1971. – Минск : Гос. ком. по стандартизации Республики Беларусь, 2018. – 8 с.

14. Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения : ГОСТ 2.755-87. – Введ. 01.01.1988. – Минск : Гос. ком. по стандартизации Респ. Беларусь, 2011. – 16 с.

15. Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в схемах. Разрядники, предохранители : ГОСТ 2.727-68. – Введ. 01.01.1971.- Минск : Гос. ком. по стандартизации Респ. Беларусь, 2011. – 8 с.

16. Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в схемах. Катушки индуктивности, дроссели, трансформаторы, автотрансформаторы и магнитные усилители : ГОСТ 2.723-68. – Введ. 01.01.1971. – Минск : Гос. ком. по стандартизации Респ. Беларусь, 2011. – 16 с.

17. Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в схемах. Машины электрические : ГОСТ 2.722-68. – Введ. 01.01.1971. – Минск : Гос. ком. по стандартизации Респ. Беларусь, 2010. – 22 с.

18. Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в схемах. Обозначения общего применения : ГОСТ 2.721-74. – Введ. 01.07.1975.- Минск : Гос. ком. по стандартизации Респ. Беларусь, 2010. – 38 с.

19. Единая система конструкторской документации. Обозначения буквенно-цифровые в электрических схемах : ГОСТ 2.710-81. – Введ. 01.07.1981. – Минск : Гос. ком. по стандартизации Респ. Беларусь, 2010. – 12 с.

20. Единая система конструкторской документации. Обозначения условные проводов и контактных соединений электрических элементов, оборудования и участков цепей в электрических схемах : ГОСТ 2.709-89. – Введ. 01.01.1990. – Минск : Гос. ком. по стандартизации Респ. Беларусь, 2010. – 12 с.