

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Проектирование системы электроснабжения группы цехов ООО «Самарские коммунальные системы».

Обучающийся

А. Ю. Богатов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент Ю. В. Черненко

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

Пояснительная записка содержит 42 страницы, графическая часть выполнена в виде 6 чертежей, 20 источников.

Ключевые слова: электроснабжение, нагрузка, реактивная мощность, трансформатор, оборудование.

Объектом исследования в представленной работе является цех ООО «Самарские коммунальные системы».

Предметом исследования – проектирование системы электроснабжения цеха ООО «Самарские коммунальные системы».

Целью исследования является разработка проекта системы электроснабжения цеха ООО «Самарские коммунальные системы».

В соответствии с поставленной целью определены следующие задачи:

- расчет электрических нагрузок;
- расчет компенсации реактивной мощности;
- выбор коммутационного оборудования;
- выбор кабельных линий;
- выбор аппаратов релейной защиты;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор релейной защиты.

Для решения поставленных задач работа будет разделена на три раздела.

Содержание

Введение.....	4
1 Общая часть	5
2 Расчет нагрузок предприятия.....	7
2.1 Расчет силовых электрических нагрузок.....	7
2.2 Компенсация реактивной мощности.....	14
2.3 Выбор силовых трансформаторов.....	17
2.4 Выбор автоматических выключателей и сечения шинпровода, магнитных пускателей и кабельных линий.....	18
2.5 Расчет токов короткого замыкания	24
2.6 Проверка автоматических выключателей и кабельных линий	30
3 Релейная защита	36
Заключение	39
Список используемой литературы и используемых источников.....	41

Введение

Под проектированием системы электроснабжения подразумевается решение комплексной задачи, включающей в себя вопросы экономического и технического характера. Исходные данные, при решении этой задачи определяются техническим заданием на выполнение проекта. Основными параметрами, в данном случае, являются нагрузка оборудования и режим его работы.

С увеличением количества электрических приборов, ростом механизации и автоматизации, наблюдается значительный рост электрических нагрузок и потребления электроэнергии.

В соответствии с нагрузкой оборудования выполняется выбор того или иного оборудования для системы электроснабжения – силовых трансформаторов, проводники, коммутационное и защитное оборудование, и т.д.

Схемы электроснабжения предприятий и учреждений следует разрабатывать с учетом следующих положений [10]:

- центр питания и потребитель должны находиться на минимальном расстоянии друг от друга;
- число ступеней преобразования и распределения электроэнергии должны быть минимальными;
- распределение электрической энергии целесообразно выполнять по магистральным схемам, за исключением отдельных случаев, когда применение радиальной схемы является обоснованным вариантом;
- схемы электроснабжения трудятся проектировать так, чтобы необходимый уровень надежности обеспечивался при минимальном количестве проводников и электрооборудования.

Первый раздел посвящен общим сведениям об объекте проектирования. Во втором разделе выполнен расчет нагрузок и выбор оборудования. В третьем разделе выполнен расчет релейной защиты.

1 Общая часть

Известно о том, что ООО «Самарские коммунальные системы» - это предприятие, которое занимается водоснабжением, а также водоотведением в городском округе Самара.

1082178 человек – именно столько людей пользуется услугами водоснабжения. 1022675 человек из них пользуется водоотведением.

Общая протяженность в однострубно́м исчислении водопроводных сетей составляет 1592.7 километров. Имеется 32 резервуара для чистой воды, с общим объемом в 204.9 тысяч кубометров. Насосных подкачивающих станций работает 184 единицы.

1250,5 км – протяженность канализационных сетей. Их обслуживает 28 насосных станций.

Перечень оборудования цеха №1 приведён в таблице 1. Перечень оборудования цеха №2 приведён в таблице 2.

Таблица 1 – Перечень электропотребителей цеха №1

Наименование и тип электрооборудования	Кол-во ЭП, ед.	Мощность ЭП, кВт
Поточная линия №1	1	23
Поточная линия №2	1	70
Поточная линия №3	1	25
Поточная линия №4	1	20
Поточная линия №5	1	32
Поточная линия №6	1	50
Поточная линия №7	1	30
Поточная линия №8	1	10
Поточная линия №9	1	10
Поточная линия №10	1	55
Поточная линия №11	1	22
Поточная линия №12	1	25
Поточная линия №13	1	35
Поточная линия №14	1	15
Поточная линия №15	1	15
Поточная линия №16	1	21

Таблица 2 – Перечень электропотребителей цеха №2

Наименование и тип электрооборудования	Кол-во ЭП, ед.	Мощность ЭП, кВт
Поточная линия №17	1	150
Поточная линия №18	1	200
Поточная линия №19	1	180
Поточная линия №20	1	55
Поточная линия №21	1	85
Поточная линия №22	1	90
Поточная линия №23	1	230
Поточная линия №24	1	80
Поточная линия №25	1	70
Поточная линия №26	1	75
Поточная линия №27	1	20
Поточная линия №28	1	50
Поточная линия №29	1	130
Поточная линия №30	1	80
Поточная линия №31	1	75
Поточная линия №32	1	100

Как видно по таблицам 1 и 2, потребителями проектируемой подстанции будут электроприемники мощностью от 15 до 250 кВт. Цеха расположены в непосредственной близости друг от друга.

Выводы по разделу 1.

Объектом исследования в представленной работе являются цеха ООО «Самарские коммунальные системы».

Целью исследования является разработка проекта системы электроснабжения цехов ООО «Самарские коммунальные системы».

Потребителями проектируемой подстанции будут электроприемники мощностью от 15 до 250 кВт. Цеха расположены в непосредственной близости друг от друга.

2 Расчет нагрузок предприятия

2.1 Расчет силовых электрических нагрузок

На первоначальном этапе проектирования системы электроснабжения необходимо выполнить расчет электрических нагрузок для дальнейшего выбора оборудования цеховой ТП [1].

Для расчета силовых нагрузок существует множество методов и каждый из них обладает своими особенностями.

У нас расчет нагрузок выполнен методом коэффициента расчетной нагрузки, обозначенному в «Указаниях для расчета электрических нагрузок» РТМ 36-18-32-4-92 ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» (г. Москва), с учетом активной, а также реактивной мощности, с учетом расчетного тока. В частности, если говорить о единичных электрических приемниках, то расчетная нагрузка может проводиться по номинальным активным и реактивным их мощностям.

Практика показывает, что расчетная нагрузка группы электрических приемников будет всегда меньше, чем заявленная мощность.

В качестве исходных данных для проведения расчетов выступает ряд электроприемников, со ссылкой на номинальную их мощность, на название механизмов, технологические установки.

Заимствование исходных данных о технических средствах происходит из архивов службы главного энергетика.

Для каждого электроприёмника подбираются средние значения коэффициентов использования $k_{\text{и}}$ и активной мощности $\cos\varphi$.

Технологическое оборудование разделено на 4 распределительных пункта – по два в каждом цехе [5].

Исходные данные для расчета электрических нагрузок приведены в таблице 3.

К цеху №1 относится РП1 и РП2, к цеху №2 – РП3 и РП4.

Таблица 3 – Исходные данные для расчета электрических нагрузок

Исходные данные					
по заданию				по справочным данным	
Наименование ЭП	Кол-во ЭП, шт	Номинальная мощность, кВт		Коэффициент использования	cosφ
		Одного ЭП, кВт	Общая, кВт		
РП1					
Поточная линия №1	1	23	23	0,14	0,85
Поточная линия №2	1	70	70	0,14	0,9
Поточная линия №3	1	25	25	0,14	0,75
Поточная линия №4	1	20	20	0,14	0,9
Поточная линия №5	1	32	32	0,14	0,95
Поточная линия №6	1	50	50	0,14	0,86
Поточная линия №7	1	30	30	0,14	0,85
Поточная линия №8	1	10	10	0,14	0,7
Итого по РП1	8	—	260	—	—
РП2					
Поточная линия №9	1	10	10	0,14	0,8
Поточная линия №10	1	55	55	0,14	0,84
Поточная линия №11	1	22	22	0,14	0,92
Поточная линия №12	1	25	25	0,14	0,75
Поточная линия №13	1	35	35	0,14	0,84
Поточная линия №14	1	15	15	0,14	0,95
Поточная линия №15	1	15	15	0,14	0,8
Поточная линия №16	1	21	21	0,14	0,85
Итого по РП2	8	—	198	—	—
РП3					
Поточная линия №17	1	150	150	0,14	0,85
Поточная линия №20	1	55	55	0,14	0,84
Поточная линия №21	1	85	85	0,14	0,9
Поточная линия №22	1	90	90	0,14	0,86
Поточная линия №23	1	230	230	0,14	0,84
Поточная линия №24	1	70	70	0,14	0,75
Поточная линия №27	1	20	20	0,14	0,92
Поточная линия №29	1	130	130	0,14	0,9
Итого по РП3	8	—	830	—	—
РП4					
Поточная линия №18	1	200	200	0,14	0,95
Поточная линия №19	1	180	180	0,14	0,8
Поточная линия №25	1	80	80	0,14	0,95
Поточная линия №26	1	75	75	0,14	0,85
Поточная линия №28	1	50	50	0,14	0,8
Поточная линия №30	1	80	80	0,14	0,7
Поточная линия №31	1	75	75	0,14	0,75
Поточная линия №32	1	100	100	0,14	0,85
Итого по РП4	8	—	840	—	—

Далее будет произведен расчет для РП1 по [6].

Для поточной линии №1:

$$k_H \cdot P_H = 23 \cdot 0,14 = 3,2 \text{ кВт},$$

$$k_H \cdot P_H \cdot \operatorname{tg} \varphi = 23 \cdot 0,14 \cdot 0,62 = 2,0 \text{ квар.}$$

Для поточной линии №2:

$$k_H \cdot P_H = 70 \cdot 0,14 = 9,8 \text{ кВт},$$

$$k_H \cdot P_H \cdot \operatorname{tg} \varphi = 70 \cdot 0,14 \cdot 0,48 = 4,7 \text{ квар.}$$

Для поточной линии №3:

$$k_H \cdot P_H = 25 \cdot 0,14 = 3,5 \text{ кВт},$$

$$k_H \cdot P_H \cdot \operatorname{tg} \varphi = 25 \cdot 0,14 \cdot 0,88 = 3,1 \text{ квар.}$$

Для поточной линии №4:

$$k_H \cdot P_H = 20 \cdot 0,14 = 2,8 \text{ кВт},$$

$$k_H \cdot P_H \cdot \operatorname{tg} \varphi = 20 \cdot 0,14 \cdot 0,48 = 1,4 \text{ квар.}$$

Для поточной линии №5:

$$k_H \cdot P_H = 32 \cdot 0,14 = 4,5 \text{ кВт},$$

$$k_H \cdot P_H \cdot \operatorname{tg} \varphi = 32 \cdot 0,14 \cdot 0,33 = 1,5 \text{ квар.}$$

Для поточной линии №6:

$$k_H \cdot P_H = 50 \cdot 0,14 = 7,0 \text{ кВт},$$

$$k_H \cdot P_H \cdot \operatorname{tg} \varphi = 50 \cdot 0,14 \cdot 0,59 = 4,2 \text{ квар.}$$

Для поточной линии №7:

$$k_H \cdot P_H = 30 \cdot 0,14 = 4,2 \text{ кВт,}$$

$$k_H \cdot P_H \cdot \operatorname{tg} \varphi = 30 \cdot 0,14 \cdot 0,62 = 2,6 \text{ квар.}$$

Для поточной линии №8:

$$k_H \cdot P_H = 10 \cdot 0,14 = 1,4 \text{ кВт,}$$

$$k_H \cdot P_H \cdot \operatorname{tg} \varphi = 10 \cdot 0,14 \cdot 1,02 = 4,7 \text{ квар.}$$

Групповой коэффициент использования для РП-2 составит:

$$k_{\Sigma H} = \frac{\sum k_H \cdot P_H}{\sum P_H}, \quad (1)$$

$$k_{\Sigma H} = \frac{3,2 + 9,8 + 3,5 + 2,8 + 4,5 + 7,0 + 4,2 + 1,4}{23 + 70 + 25 + 20 + 32 + 50 + 30 + 10} = 0,14.$$

Эффективное число электроприемников определяются формулой (2):

$$n_3 = \frac{\left(\sum_1^n P_H \right)^2}{\sum_1^n P_H^2}, \quad (2)$$

$$n_3 = \frac{67600^2}{529 + 4900 + 625 + 400 + 1024 + 2500 + 900 + 100} = 6.$$

В [7] при $n_3=6$ и $k_H=0,14$ коэффициент расчётной нагрузки K_P равен 1.

Таким образом, расчетная активная мощность составит:

$$P_P = K_P \cdot k_H \cdot P_H, \quad (3)$$

$$P_p = 36,4 \cdot 1 = 36,4 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная мощность составит:

$$Q_p = 1,1 \cdot k_H \cdot P_H \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (4)$$

$$Q_p = 1,1 \cdot 20,8 = 22,9 \text{ квар.}$$

Расчетная полная мощность составит:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (5)$$

$$S_p = \sqrt{36,4^2 + 22,9^2} = 43,0 \text{ кВА.}$$

Сила тока определяется формулой:

$$I_M = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{Л}}, \quad (6)$$

$$I_M = \frac{43,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 65,4 \text{ А.}$$

Для остальных РП расчет производится аналогично.

Результаты расчетов приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчета нагрузок по предприятию

Исходные данные						Расчетные величины					Расчетная мощность					
по заданию технологов				по справочным данным		к _и P _{Σн}	к _и P _{Σн} tgφ	np2			пэ	К _Р	P _Р , кВт		Q _Р , квар	S _Р , кВА
Наименование ЭП	Кол-о ЭП, шт	Номинальная мощность, кВт		к _и	cosφ											
		P _н , кВт	P _{Σн} , кВт													
РП1																
Поточная линия №1	1	23	23	0,14	0,85	3,2	2,0	529	—	—	—	—	—	—		
Поточная линия №2	1	70	70	0,14	0,9	9,8	4,7	4900	—	—	—	—	—	—		
Поточная линия №3	1	25	25	0,14	0,75	3,5	3,1	625	—	—	—	—	—	—		
Поточная линия №4	1	20	20	0,14	0,9	2,8	1,4	400	—	—	—	—	—	—		
Поточная линия №5	1	32	32	0,14	0,95	4,5	1,5	1024	—	—	—	—	—	—		
Поточная линия №6	1	50	50	0,14	0,86	7,0	4,2	2500	—	—	—	—	—	—		
Поточная линия №7	1	30	30	0,14	0,85	4,2	2,6	900	—	—	—	—	—	—		
Поточная линия №8	1	10	10	0,14	0,7	1,4	1,4	100	—	—	—	—	—	—		
Итого по ШРА 1	8	—	260	0,14	0,87	36,4	20,8	67600	6	1	36,4	22,9	43,0	65,4		
РП2																
Поточная линия №9	1	10	10	0,14	0,8	1,4	1,1	100	—	—	—	—	—	—		
Поточная линия №10	1	55	55	0,14	0,84	7,7	5,0	3025	—	—	—	—	—	—		
Поточная линия №11	1	22	22	0,14	0,92	3,1	1,3	484	—	—	—	—	—	—		
Поточная линия №12	1	25	25	0,14	0,75	3,5	3,1	625	—	—	—	—	—	—		
Поточная линия №13	1	35	35	0,14	0,84	4,9	3,2	1225	—	—	—	—	—	—		
Поточная линия №14	1	15	15	0,14	0,95	2,1	0,7	225	—	—	—	—	—	—		
Поточная линия №15	1	15	15	0,14	0,8	2,1	1,6	225	—	—	—	—	—	—		
Поточная линия №16	1	21	21	0,14	0,85	2,9	1,8	441	—	—	—	—	—	—		
Итого по ШРА 2	8	—	198	0,14	0,84	27,7	17,7	39204	6	1	27,7	19,4	33,9	51,4		

Продолжение таблицы 4

по заданию технологов					по справочным данным		киPΣн	киPΣн tgφ	np2	пэ	Kp	Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	I, А
Наименование ЭП	Кол-о ЭП, шт	Номинальная мощность, кВт		ки	cosφ										
		Pн, кВт	PΣн, кВт												
РПЗ															
Поточная линия №17	1	150	150	0,14	0,85	21,0	13,0	22500	—	—	—	—	—	—	—
Поточная линия №20	1	55	55	0,14	0,84	7,7	5,0	3025	—	—	—	—	—	—	—
Поточная линия №21	1	85	85	0,14	0,9	11,9	5,8	7225	—	—	—	—	—	—	—
Поточная линия №22	1	90	90	0,14	0,86	12,6	7,5	8100	—	—	—	—	—	—	—
Поточная линия №23	1	230	230	0,14	0,84	32,2	20,8	52900	—	—	—	—	—	—	—
Поточная линия №24	1	70	70	0,14	0,75	9,8	8,6	4900	—	—	—	—	—	—	—
Поточная линия №27	1	20	20	0,14	0,92	2,8	1,2	400	—	—	—	—	—	—	—
Поточная линия №29	1	130	130	0,14	0,9	18,2	8,8	16900	—	—	—	—	—	—	—
Итого по РПЗ	8	—	830	0,14	0,85	116,2	70,7	688900	6	1	116,2	77,7	139,8	212,4	
РП4															
Поточная линия №18	1	200	200	0,14	0,95	28,0	9,2	40000	—	—	—	—	—	—	—
Поточная линия №19	1	180	180	0,14	0,8	25,2	18,9	32400	—	—	—	—	—	—	—
Поточная линия №25	1	80	80	0,14	0,95	11,2	3,7	6400	—	—	—	—	—	—	—
Поточная линия №26	1	75	75	0,14	0,85	10,5	6,5	5625	—	—	—	—	—	—	—
Поточная линия №28	1	50	50	0,14	0,8	7,0	5,3	2500	—	—	—	—	—	—	—
Поточная линия №30	1	80	80	0,14	0,7	11,2	11,4	6400	—	—	—	—	—	—	—
Поточная линия №31	1	75	75	0,14	0,75	10,5	9,3	5625	—	—	—	—	—	—	—
Поточная линия №32	1	100	100	0,14	0,85	14,0	8,7	10000	—	—	—	—	—	—	—
Итого по РП4	8	—	840	0,14	0,83	117,6	72,9	705600	6	1	117,6	80,2	142,3	216,3	
Всего по цеху	32	—	2128	—	0,83	297,92	182,10	—	—	—	297,92	200,31	359,03	545,50	

Таким образом, общая силовая нагрузка предприятия без учета компенсации реактивной мощности составила 359,03 кВА.

2.2 Компенсация реактивной мощности

Общая нагрузка разделена на две секции шин. К первой секции подключен РП1, к второй секции – РП2.

Сведения о нагрузке цеха приведены в таблице 5. В таблицу 5 сведены данные из таблицы 4.

Таблица 5 – Нагрузка цехов без учета компенсации реактивной мощности

Линия	P, кВт	Q, квар	S, кВА	I, А	cosφ	tgφ
СШ1						
РП1	36,4	22,9	43,0	65,4	0,85	0,63
РП3	116,2	77,7	139,8	212,4	0,83	0,67
Итого по СШ1:	152,6	100,6	182,8	277,8	0,83	0,66
СШ2						
РП2	27,7	19,4	33,9	51,4	0,82	0,70
РП4	117,6	80,2	142,3	216,3	0,83	0,68
Итого по СШ2:	145,3	99,6	176,2	267,7	0,82	0,69
Итого:	297,90	200,20	359,00	545,50	0,83	0,67

На основании данных расчета можно отметить, что значение коэффициента мощности для секций шин меньше оптимального (0,93). Соответственно, нужно применять компенсацию реактивной мощности.

«Их расчетная реактивная мощность определяется посредством соотношения:

$$Q_{KP} = \alpha \cdot P \cdot (tg\varphi - tg\varphi_K), \quad (7)$$

где α – коэффициент, в котором учтен рост коэффициента мощности естественным путем;

P – активная мощность по данным таблицы 4;

$tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности, согласно таблице 4;

$tg\varphi_K$ – требуемый коэффициент реактивной мощности, равный 0,33.» [8].

В таком случае по первой секции шин мощность конденсаторной установки будет:

$$Q_{KP} = 0,9 \cdot 152,6 \cdot (0,66 - 0,33) = 45,3 \text{ квар.}$$

Полученные данные указывают на то, что выбор стоит остановить на устройстве УКРМ 0.4-45, мощностью 45 квар.

Соответственно, фактический итоговый коэффициент мощности на 1 сш ТП составляет:

$$tg\varphi_{факт} = tg\varphi - \frac{Q_{KV}}{\alpha \cdot P}, \quad (8)$$

$$tg\varphi_{факт} = 0,66 - \frac{45}{0,9 \cdot 152,6} = 0,33.$$

Что соответствует:

$$\cos\varphi_{факт} = \cos(\arctg(\varphi_{факт})), \quad (9)$$

$$\cos\varphi_{факт} = 0,95.$$

«С учетом полученных коэффициентов мощности реактивная мощность» [8]:

$$Q_{сш} = P \cdot tg\varphi_{факт}, \quad (10)$$

$$Q_{сш1} = 152,60 \cdot 0,33 = 50,36 \text{ квар,}$$

$$S_{сш1} = \sqrt{152,60^2 + 50,36^2} = 244,16 \text{ кВА.}$$

«Для второй секции шин мощность конденсаторной установки составит» [8]:

$$Q_{KP} = 0,9 \cdot 145,3 \cdot (0,69 - 0,33) = 47,1 \text{ квар}$$

«По полученному значению реактивной мощности, требующей компенсации выбираем устройство УКРМ 0,4-45, мощностью 45 квар» [8].

«Тогда итоговый фактический коэффициент мощности составит» [8]:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{факт}} = 0,69 - \frac{45}{0,9 \cdot 145,3} = 0,34.$$

Что соответствует:

$$\cos \varphi_{\text{факт}} = 0,95.$$

«С учетом полученных коэффициентов мощности реактивная мощность» [8]:

$$Q_{CШ2} = 142,3 \cdot 0,34 = 49,40 \text{ квар},$$

$$S_{CШ2} = \sqrt{145,3^2 + 49,40^2} = 153,47 \text{ кВА}.$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Нагрузка цехов с учетом компенсации реактивной мощности

Линия	P, кВт	Q, квар	S, кВА	I, А	cosφ	tgφ
Итого по СШ1:	152,6	100,6	182,8	277,8	0,83	0,66
Итого по СШ2:	145,3	99,6	176,2	267,7	0,82	0,69
Итого:	297,90	99,76	314,16	477,34	0,95	0,33

По результатам расчетов компенсации реактивной мощности было установлено, что установка двух конденсаторных установок по 45 квар позволит снизить мощность объекта с 545,50 кВА до 477,34 кВА, а также повысить коэффициент мощности ($\cos\varphi$) с 0,83 до 0,95.

2.3 Выбор силовых трансформаторов

Согласно требуемой категории надежности определяется количество силовых трансформаторов.

«Цех в нашей работе относится ко второй категории надежности, а значит нужно установить 2 силовых трансформатора; коэффициент нагрузки каждого трансформатора составляет $k_3 = 0,75$.» [9].

Установим мощность трансформатора $S_{тр}$ по формуле:

$$S_{тр} = \frac{S_{ППНН}}{n \cdot k_3}, \quad (11)$$

где k_3 – коэффициент загрузки трансформатора;

$S_{ППНН}$ – общая мощность, принимая во внимание компенсацию реактивной мощности, кВА;

n – численность трансформаторов, которые будут установлены, шт.

$$S_{тр} = \frac{477,34}{2 \cdot 0,75} = 318,23 \text{ кВА.}$$

Принимая во внимание данные полученной мощности, выбирается агрегат ТМГ 400/10/0,4.

Далее нужно провести проверку на случай аварийной перегрузки:

$$K_a = \frac{S_p \cdot K_1}{S_{тр} \cdot (n-1)}, \quad (12)$$

$$K_a = \frac{477,34 \cdot 1}{400 \cdot (2 - 1)} = 1,19.$$

Полученное значение 1,19 – это коэффициент аварийной перегрузки, который не выше паспортных данных (1,4), а потому трансформатор на 400 кВА отвечает показателям надежности [12].

Ток трансформатора на 10 кВ определяется по формуле:

$$I_{mpBH} = \frac{S_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}}, \quad (13)$$

$$I_{mpBH} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 22,0 \text{ А.}$$

Ток трансформатора на напряжении 0,4кВ вычисляется:

$$I_{mpHH} = \frac{S_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}}, \quad (14)$$

$$I_{mpHH} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 607,7 \text{ А.}$$

Таким образом, трансформатор ТМГ 400/10/0,4 проходит проверку по аварийной перегрузке и обеспечивает требуемый уровень надежности цехов.

2.4 Выбор автоматических выключателей и сечения шинопровода, магнитных пускателей и кабельных линий

В РУ 10кВ подстанции стоят алюминиевые шины, размер которых составляет 60 на 6 мм. Максимально допустимый длительный ток для таких шин составляет 1720 А (при установке шин в 3 полосы).

Теперь осуществим проверку шин по дополнительно допустимому току [10]:

$$I_{шВН} \geq I_p.$$

Расчетный ток – номинальная величина 2х трансформаторов. Итак, $I_p=2 \cdot I_{трВН}=44\text{А}$. Таким образом:

$$1720 \geq 44,0.$$

Заявленное условие – выполняется.

Для РУ 0.4 кВ подобраны панели серии ЩО 01.

Перечень панелей РУ-0,4 кВ приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Перечень панелей РУ-0,4 кВ

Номер панели	Тип панели	Номер ячейки	Назначение ячейки
1	ЩО-01-49	1	Ввод
2	ЩО-01-08	2	РП1
		3	РП3
		4	Резерв
		5	Резерв
3	ЩО-01-70	6	Секционная панель
4	ЩО-01-08	7	РП2
		8	РП4
		9	Резерв
		10	Резерв
5	ЩО-01-49	11	Ввод

В РУ-0,4кВ подстанции выбраны шины из металла алюминия. Размер их 60 на 6 мм. Длительно допустимый ток для таких шин – 870 А. Проверим их на дополнительно допустимый ток:

$$I_{шНН} \geq I_{трНН},$$

$$870 \geq 607,7.$$

Условие выполняется.

«Для распределения электроэнергии по территории цеха выбраны распределительные пункты ПР8503 с вводным автоматическим выключателем ВА 52-39 и отходящими автоматическими выключателями ВА 57-31 и ВА 57-35. Чтобы получить видимый разрыв на стороне 0.4 кВ для установки в ячейку подвода трансформатора в панели ЩО-01-49, а также в секционной ЩО-01-70 устанавливается разъединитель РЕ19-39 с номинальным током 630 А» [4].

Проверка выбранного разъединителя приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Условие выбора разъединителя

Параметры	Расчетные данные	Условие	Паспортные данные
Номинальное напряжение	0,4	$\leq$	0,4
Номинальный ток	607,7	$\leq$	630

«Далее нужно подобрать трансформаторы тока в ячейки 0.4 кВ. Проверка токовых трансформаторов Т-0,66 осуществляется в таблице 9» [13].

Таблица 9 – Условие выбора трансформаторов тока Т-0,66

Номер панели	Номер ячейки	Назначение ячейки	Ток ячейки, А	Первичный ток, А
1	1	Ввод	607,7	800
5	11	Ввод	607,7	800

«В целях коммутации электрических сетей на стороне 0.4 кВ для установки в ячейку подвода трансформатора, на панели ЩО-01-49 применяется автоматический выключатель марки ВА 52-39» [16].

«Для коммутации электрических сетей по стороне 0,4 кВ для установки в линейные панели №2 и 4 в панели ЩО-01-08 используется автоматический выключатель ВА 52-39» [16].

«Известно о том, что номинальный ток автоматических выключателей в распределительных сетях определяется согласно току щита или линии» [14].

Итоги выбора выключателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор защитных аппаратов цеховых электрических сетей

Номер линии	Обозначение ЭП или узла питания на схеме	Тип автоматического выключателя или предохранителя	Номинальное напряжение аппарата защиты, В	Расчетный ток линии, А	Пиковый ток линии, А	Номинальный ток аппарата защиты, А	Номинальный ток теплового расцепителя, А	Номинальный ток ЭМ-расцепителя, А
1	Ввод 1	ВА 52-39	400	607,7	607,7	630	630	2500
2	Ввод 2	ВА 52-39	400	607,7	607,7	630	630	2500
3	ТП-РП1	ВА 52-39	400	150,1	150,1	630	250	2500
4	ТП-РП2	ВА 52-39	400	115,0	115,0	630	250	2500
5	РП1	ВА 52-39	400	150,1	150,1	630	250	2500
6	1	ВА 57-31	400	41,1	100	50	400	100
7	2	ВА 57-35	400	118,2	250	125	1250	250
8	3	ВА 57-31	400	50,6	100	63	400	100
9	4	ВА 57-31	400	33,8	100	40	400	100
10	5	ВА 57-31	400	51,2	100	63	400	100
11	6	ВА 57-35	400	88,3	250	100	1250	250
12	7	ВА 57-31	400	53,6	100	63	400	100
13	8	ВА 57-31	400	21,7	100	25	400	100
14	РП2	ВА 52-39	400	51,4	630	250	2500	630
15	9	ВА 57-31	400	19,0	100	20	400	100
16	10	ВА 57-35	400	99,5	250	100	1250	250
17	11	ВА 57-31	400	36,3	100	40	400	100
18	12	ВА 57-31	400	50,6	100	63	400	100
19	13	ВА 57-35	400	63,3	250	80	1250	250
20	14	ВА 57-31	400	24,0	100	25	400	100
21	15	ВА 57-31	400	28,5	100	31,5	400	100
22	16	ВА 57-31	400	37,5	100	40	400	100
23	РП3	ВА 52-39	400	212,4	212,4	630	400	1000
24	17	ВА57-39	400	268	268	630	320	1000
25	20	ВА57-35	400	99	99	250	100	500
26	21	ВА57-35	400	143	143	250	160	500
27	22	ВА57-35	400	159	159	250	160	500
28	23	ВА57-39	400	416	416	630	630	1250
29	24	ВА57-35	400	142	142	250	160	500
30	27	ВА57-35	400	33	33	250	40	125
31	29	ВА57-35	400	219	219	250	250	500
32	РП4	ВА 52-39	400	216,3	216,3	630	400	1000
33	18	ВА57-39	400	320	320	630	320	1000
34	19	ВА57-39	400	342	342	630	400	1000
35	25	ВА57-35	400	128	128	250	160	500
36	26	ВА57-35	400	134	134	250	160	500
37	28	ВА57-35	400	95	95	250	100	500
38	30	ВА57-35	400	174	174	250	200	630
39	31	ВА57-35	400	152	152	250	160	500
40	32	ВА57-35	400	179	179	250	200	630

В норме сечение кабельных линий определяется согласно экономической плотности тока. Сечение проводника на линии можно определить по следующей формуле:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{max}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (15)$$

где I_{max} – ток на максимуме при нормальном режиме работы;

$j_{\text{ЭК}}$ – плотность тока экономическая, что определяется в зависимости от материала проводника, а также T_{max} .

Итак, максимальный ток нормального режима работы равен току силовых трансформаторов по части 10 кВ.

Имеем:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{22}{1,3} = 17 \text{ мм}^2.$$

По параметру экономического сечения выбираем ближайший стандартный проводник по сечению - АСБ 3х25.

Теперь осуществляются расчеты согласно питающим линиям

Есть условия, на которые проводится проверка кабеля:

По току нагрева:

$$I_{\text{доп}} = 74 \text{ A} \geq I_{\text{трВН}} = 22 \text{ A}.$$

Утраты напряжения.

Реальные потери:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot 100}{U_n} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi). \quad (16)$$

Действительные потери в кабеле АСБ 3х16, питающем силовой трансформатор ТМГ-160/10/0,4 [15]:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 9 \cdot 0,23 \cdot 100}{10500} \cdot (1,94 \cdot 0,97 + 0,113 \cdot 0,24) = 0,003\%.$$

В кабельной линии АСБ 3х25 потери по итогам расчета не выше допустимых значений. Получается, что выбранная кабельная линия отвечает параметрам проверки.

Подбор кабельных линий для прочей сети осуществляется аналогичным образом.

Итоги выбора кабеля для 0.4 кВ представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результат выбора кабельных линий

ЭП	Способ прокладки	Марка кабеля	Длина линии, м	Расчетные токи		Поправочный коэффициент	Сечение по допустимому нагреву, мм ²	Длит.-доп. ток, А	Потери напряжения в линии, %	Потери в линии, %	Коэффициент защиты	Ток аппарата защиты, А	Окончательно выбранное сечение
				Рабочий ток, А	Пиковые ток, А								
ТП	в транш.	АСБ	230	22	22	1	3х25	67	0,003	0,0	1	-	3х25
РП1	в трубе	ВВГнг	20	150	150	1	5х50	155	3,8	3,8	1	160	5х70
1	в трубе	ВВГнг	70	41	41	1	5х10	58	1,2	5,1	1	63	5х16
2	в трубе	ВВГнг	15	118	118	1	5х35	127	3,2	7,1	1	125	5х35
3	в трубе	ВВГнг	50	51	51	1	5х10	58	1,7	5,5	1	63	5х16
4	в трубе	ВВГнг	74	34	34	1	5х6	58	1,5	5,3	1	63	5х16
5	в трубе	ВВГнг	19	51	51	1	5х10	58	2,1	6,0	1	63	5х16
6	в трубе	ВВГнг	70	88	88	1	5х25	104	2,4	6,2	1	125	5х35
7	в трубе	ВВГнг	40	54	54	1	5х10	58	2,1	5,9	1	63	5х16
8	в трубе	ВВГнг	131	22	22	1	5х6	58	0,5	4,3	1	32	5х16
РП2	в трубе	ВВГнг	20	115	115	1	5х35	127	3,2	3,2	1	160	5х70
9	в трубе	ВВГнг	13	19	19	1	5х6	34	0,4	3,6	1	32	5х6
10	в трубе	ВВГнг	120	99	99	1	5х25	104	3,0	6,2	1	125	5х35
11	в трубе	ВВГнг	75	36	36	1	5х10	58	1,0	4,2	1	63	5х16
12	в трубе	ВВГнг	65	51	51	1	5х10	104	1,7	4,9	1	63	5х35
13	в трубе	ВВГнг	20	63	63	1	5х16	78	1,8	5,0	1	125	5х35

Продолжение таблицы 11

ЭП	Способ прокладки	Марка кабеля	Длина линии, м	Расчетные токи		Поправочный коэффициент	Сечение по допустимому нагреву, мм ²	Длит.-доп. ток, А	Потери напряжения в линии, %	Потери в линии, %	Коэффициент защиты	Ток аппарата защиты, А	Окончательно выбранное сечение
				Рабочий ток, А	Пиковые ток, А								
14	в трубе	ВВГнг	45	24	24	1	5х6	34	0,8	4,0	1	32	5х6
15	в трубе	ВВГнг	220	28	28	1	5х6	34	0,9	4,1	1	32	5х6
16	в трубе	ВВГнг	31	38	38	1	5х10	58	1,0	4,2	1	63	5х16
РПЗ	в трубе	ВВГнг	200	212,4	212,4	1	5х120	280	0,4	0,4	1	630	2х(5х150)
17	в трубе	ВВГнг	20	268	268	1	5х120	280	0,4	0,4	1	630	2х(5х150)
20	в трубе	ВВГнг	50	99	99	1	5х25	104	1,5	1,9	1	250	5х120
21	в трубе	ВВГнг	74	143	143	1	5х50	155	1,7	2,1	1	250	5х120
22	в трубе	ВВГнг	19	159	159	1	5х70	196	0,3	0,7	1	250	5х120
23	в трубе	ВВГнг	70	416	416	1	5х240	438	1,3	1,7	1	630	2х(5х150)
24	в трубе	ВВГнг	131	142	142	1	5х50	155	2,7	3,1	1	250	5х120
27	в трубе	ВВГнг	13	33	33	1	5х6	34	0,6	1,0	1	250	5х120
29	в трубе	ВВГнг	75	219	219	1	5х120	280	1,2	1,6	1	250	5х120
РП4	в трубе	ВВГнг	200	216,3	216,3	1	5х120	280	0,4	0,4	1	630	2х(5х150)
18	в трубе	ВВГнг	70	320	320	1	5х150	320	1,5	1,9	1	630	2х(5х150)
19	в трубе	ВВГнг	15	342	342	1	3х185	369	0,2	0,6	1	630	2х(5х150)
25	в трубе	ВВГнг	40	128	128	1	5х50	155	0,9	1,3	1	250	5х120
26	в трубе	ВВГнг	20	134	134	1	5х50	155	0,4	0,4	1	250	5х120
28	в трубе	ВВГнг	120	95	95	1	5х25	104	3,3	3,7	1	250	5х120
30	в трубе	ВВГнг	65	174	174	1	5х70	196	1,2	1,6	1	250	5х120
31	в трубе	ВВГнг	20	152	152	1	5х50	155	0,4	0,9	1	250	5х120
32	в трубе	ВВГнг	45	179	179	1	5х70	196	0,9	1,3	1	250	5х120

Расчеты показывают, что потери по кабельным линиям не выше допустимых значений. Соответственно, кабельные линии проверочным требованиям – удовлетворяют.

2.5 Расчет токов короткого замыкания

Чтобы найти расчетный ток КЗ, для выбора или проверки аппаратуры, проводников на короткое замыкание, изначально нужно выбрать расчетную схему электрической установки [2]. Она приведена на рисунке 1.

После этого составляем схему замещения прямой последовательности, как показано на рисунке 2а. Схема замещения нулевой последовательности отвечает рисунку 2б.

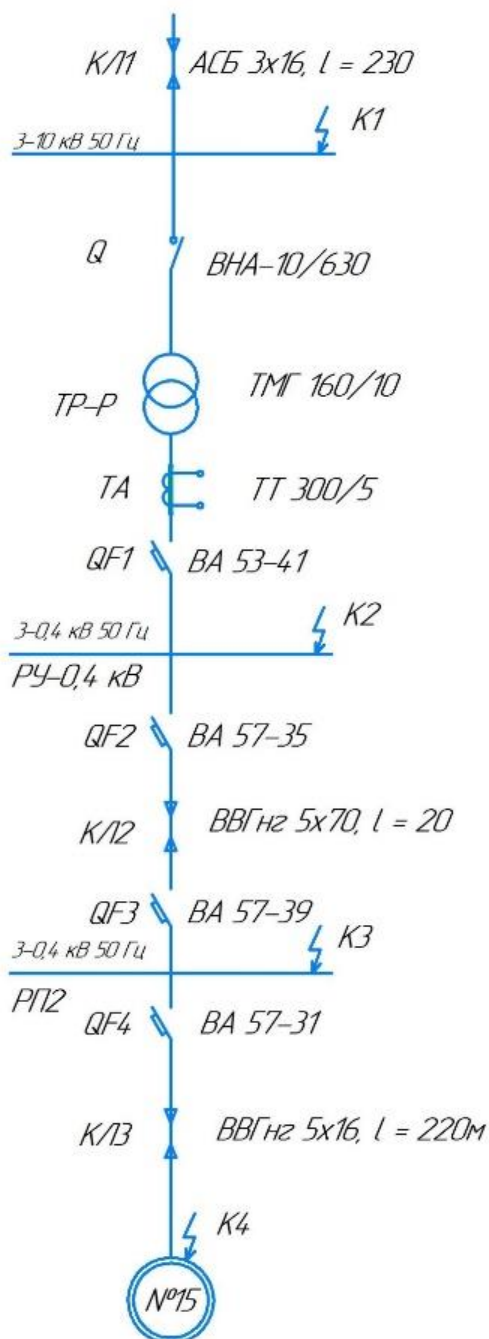


Рисунок 1 – Расчетная схема

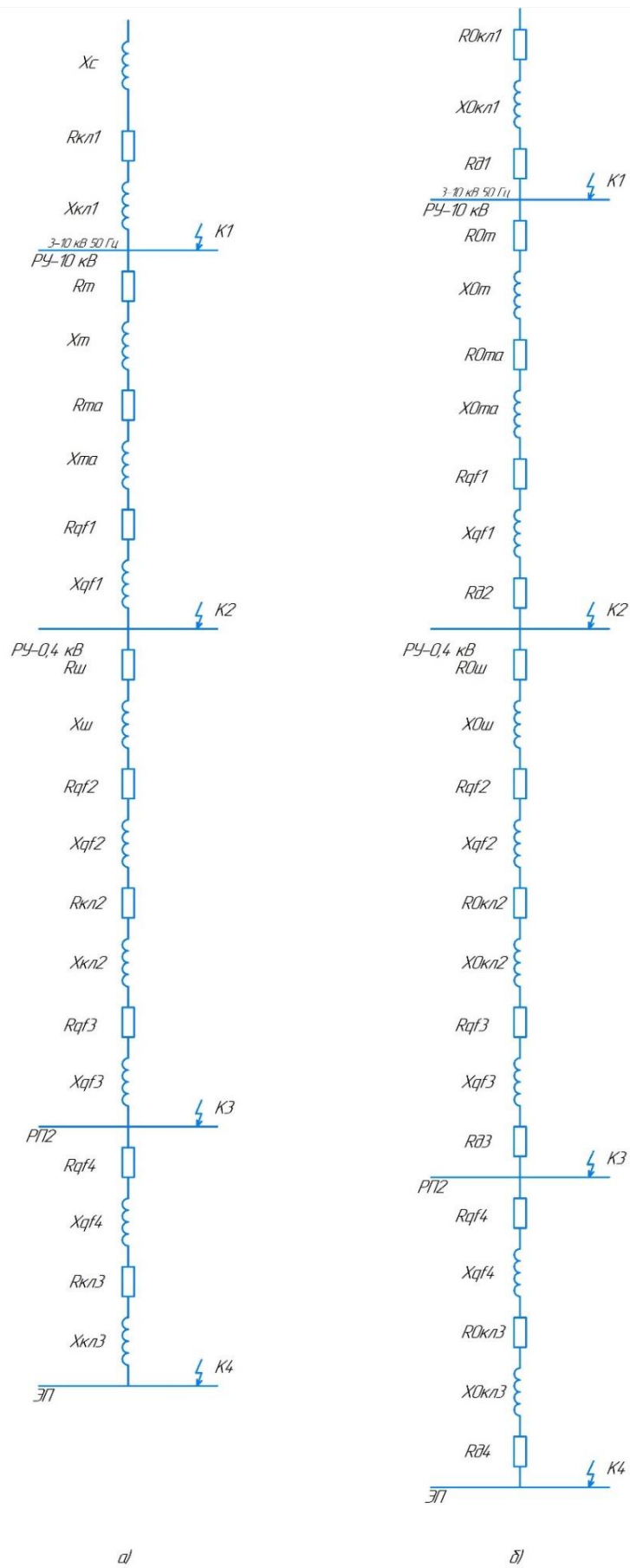


Рисунок 2 – Схема замещения

Чтобы провести расчет токов КЗ в точке К1, нужно установить базисное напряжение $U_{б1}$ кВ, которое будет выше на 5% от номинального сетевого напряжения [3]:

$$U_{б1} = 10,5 \text{ кВ.}$$

По шинам ЦРП ток КЗ составляет 20 кА.

После определяем результирующее сопротивление схемы до точки КЗ.

Устанавливаем реактивное сопротивление системы:

$$X_C = Z_C = \frac{U_{б1}}{\sqrt{3} \cdot I_C}, \quad (17)$$

$$X_C = Z_C = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,303 \text{ Ом} = 303 \text{ мОм.}$$

Что касается активного сопротивления системы, то им можно пренебречь, так как значение его – мало по сравнению с реактивным.

«Общее реактивное сопротивление до точки К1 составляет:

$$X_{K1} = X_C + X_{KL1}, \quad (18)$$

где X_{K1} – результирующее реактивное сопротивление до точки К1, Ом;

X_C – реактивное сопротивление системы, Ом;

X_{KL1} – реактивное сопротивление кабельной линии, Ом.» [13].

«Суммарное активное сопротивление до точки К1 равно:

$$R_{K1} = R_{KL1}, \quad (19)$$

где R_{K1} – результирующее активное сопротивление до точки К1, Ом;

R_{KL1} – активное сопротивление кабельной линии, Ом.» [13].

«Полное сопротивление определяется по формуле» [13]:

$$Z_{K1} = \sqrt{R_{K1}^2 + X_{K1}^2}. \quad (20)$$

«Сопротивление определяется формулами» [13]:

$$R_{KЛ1} = r_0 \cdot l, \quad (21)$$

$$X_{KЛ1} = x_0 \cdot l. \quad (22)$$

«Для АСБ 3х16 протяженностью 0,23 км» [13]:

$$R_{KЛ1} = 1,94 \cdot 0,23 = 0,446 \text{ Ом} = 446 \text{ мОм},$$

$$X_{KЛ1} = 0,113 \cdot 0,23 = 0,026 \text{ Ом} = 26 \text{ мОм}.$$

«Таким образом, суммарное реактивное сопротивление до точки К1 составит» [13]:

$$X_{K1} = 303 + 26 = 329 \text{ мОм}.$$

«Суммарное активное сопротивление до точки К1 составит» [13]:

$$R_{K1} = 446 \text{ мОм}.$$

«Полное сопротивление до точки К1 составит» [13]:

$$Z_{K1} = \sqrt{446^2 + 329^2} = 554 \text{ мОм}.$$

«Значение установившегося тока короткого замыкания» [13]:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}. \quad (23)$$

«Значение ударного тока КЗ равно» [13]:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_K \cdot K_{y\delta 1}, \quad (24)$$

«Значение мощности короткого замыкания равно» [13]:

$$S_K = \sqrt{3} \cdot I_K \cdot U_{\delta}. \quad (25)$$

«Таким образом, для точки К1 значение установившегося тока короткого замыкания составит» [13]:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 554} = 10,9 \text{ кА}.$$

«Значение ударного тока КЗ в точке К1 равно» [13]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 10,9 \cdot 1 = 15,4 \text{ кА}.$$

«Значение мощности короткого замыкания в точке К1 равно» [13]:

$$S_{K1} = \sqrt{3} \cdot 11,0 \cdot 10,5 = 200,1 \text{ кВА}.$$

«Для остальных точек КЗ расчет производится аналогично» [13].

Результаты расчетов приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет токов КЗ

Обозначение точки КЗ	$R_{1\Sigma}$, мОм	$x_{1\Sigma}$, мОм	$z_{1\Sigma}$, мОм	$R_{0\Sigma}$, мОм	$x_{0\Sigma}$, мОм	$I_{K1}^{(1)}$, кА	$I_{K1}^{(3)}$, кА	i_y , кА
K1	446	329	554	0	0	0	10,9	15,4
K2	18	43	46	18	42	4,8	4,8	8,7
K3	30	45	54	45	44	3,9	4,1	5,8
K4	286	57	292	302	61	0,7	0,8	1,1

После расчетов токов короткого замыкания необходимо проверить выбранные ранее автоматические выключатели и кабельные линии на устойчивость к токам короткого замыкания.

2.6 Проверка автоматических выключателей и кабельных линий

«Проверка автоматических выключателей на отключающую способность выполняется по условию:

$$I_0 \geq I_{\kappa}^{(3)},$$

где I_0 – отключающая способность аппарата защиты, кА;

$I_{\kappa}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ на выходе аппарата защиты, кА» [16].

«Проверка правильности выбора автоматических выключателей по чувствительности действия защит:

– для тепловых расцепителей:

$$\frac{I_{K1}^{(1)}}{I_{нтр}} \geq 3 \text{ – для помещений с нормальной средой;}$$

$$\frac{I_{K1}^{(1)}}{I_{нтр}} \geq 6 \text{ – для взрывоопасных помещений» [16].}$$

– для электромагнитных расцепителей:

$$\frac{I_{K1}^{(1)}}{I_{нэр}} \geq 1,4 - \text{для АВ с } I_{на} \leq 1000 \text{ А};$$

$$\frac{I_{K1}^{(1)}}{I_{нэр}} \geq 1,25 - \text{для остальных АВ.}$$

Результата проверки автоматических выключателей приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка АВ

Обозначение ЭП	Тип АВ	$I_{на}, \text{ А}$	$I_{нтр}, \text{ А}$	$I_{нэр}, \text{ А}$	$I_0, \text{ кА}$	$I_{K1}^{(1)}, \text{ кА}$	$I_{K1}^{(3)}, \text{ кА}$	$\frac{I_{K1}^{(1)}}{I_{нтр}}$	$\frac{I_{K1}^{(1)}}{I_{нэр}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ввод 1	ВА 52-39	630	250	2500	40	4,8	4,8	19,2	1,9
Ввод 2	ВА 52-39	630	250	2500	40	4,8	4,8	19,2	1,9
ТП-РП1	ВА 52-39	630	250	2500	40	4,8	4,8	19,2	1,9
ТП-РП2	ВА 52-39	630	250	2500	40	4,8	4,8	19,2	1,9
РП1	ВА 52-39	630	250	2500	40	4,0	4,3	16,0	1,6
1	ВА 57-31	100	50	400	4	1,3	1,3	25,9	3,2
2	ВА 57-35	250	125	1250	30	3,6	3,8	28,6	2,9
3	ВА 57-31	100	63	400	4	1,6	1,7	26,0	4,1
4	ВА 57-31	100	40	400	4	0,8	0,8	20,6	2,1
5	ВА 57-31	100	63	400	4	2,7	2,8	42,4	6,7
6	ВА 57-35	250	100	1250	30	2,2	2,4	22,4	1,8
7	ВА 57-31	100	63	400	4	1,9	2,0	29,8	4,7
8	ВА 57-31	100	25	400	25	0,8	0,8	31,4	2,0
РП2	ВА 52-39	630	250	2500	40	3,9	4,1	15,6	1,6
9	ВА 57-31	100	20	400	6	2,5	2,6	122,5	6,1
10	ВА 57-35	250	100	1250	30	1,6	1,7	16,1	1,4
11	ВА 57-31	100	40	400	4	1,2	1,2	30,2	3,0
12	ВА 57-31	100	63	400	4	1,3	1,4	21,3	3,3
13	ВА 57-35	250	80	1250	30	2,9	3,1	36,2	2,3
14	ВА 57-31	100	25	400	25	1,2	1,2	48,2	3,0
15	ВА 57-31	100	31,5	400	4	0,7	0,8	23,4	1,8
16	ВА 57-31	100	40	400	4	2,1	2,2	52,3	5,2
РП3	ВА 52-39	630	630	1000	80	23,7	23,2	14,8	7,4
17	ВА57-39	630	320	1000	40	23,7	23,2	74,1	23,7
20	ВА57-35	250	100	500	40	23,7	23,2	237,0	47,4
21	ВА57-35	250	160	500	35	23,7	23,2	148,1	47,4
22	ВА57-35	250	160	500	35	23,7	23,2	148,1	47,4
23	ВА57-39	630	630	1250	40	23,7	23,2	37,6	19,0
24	ВА57-35	250	160	500	35	23,7	23,2	148,1	47,4
27	ВА57-35	250	40	125	6	23,7	23,2	592,5	189,6
29	ВА57-35	250	250	500	40	23,7	23,2	94,8	47,4

Продолжение таблицы 13

Обозначение ЭП	Тип АВ	$I_{на}, А$	$I_{нтр}, А$	$I_{нэр}, А$	$I_0, кА$	$I_{K1}^{(1)}, кА$	$I_{K1}^{(3)}, кА$	$\frac{I_{K1}^{(1)}}{I_{нтр}}$	$\frac{I_{K1}^{(1)}}{I_{нэр}}$
РП4	ВА 52-39	630	400	1000	80	23,7	23,2	14,8	7,4
18	ВА57-39	630	320	1000	40	23,7	23,2	74,1	23,7
19	ВА57-39	630	400	1000	40	23,7	23,2	59,3	23,7
25	ВА57-35	250	160	500	35	23,7	23,2	148,1	47,4
26	ВА57-35	250	160	500	5	23,7	23,2	148,1	47,4
28	ВА57-35	250	100	500	30	23,7	23,2	237,0	47,4
30	ВА57-35	250	200	630	40	23,7	23,2	118,5	37,6
31	ВА57-35	250	160	500	35	23,7	23,2	148,1	47,4
32	ВА57-35	250	200	630	40	23,7	23,2	118,5	37,6

Как видно по результатам проверки, выбранные автоматические выключатели отвечают всем требованиям.

Следующая задача – проверить подобранные шины 0.4 кВ на динамическую стабильность к току КЗ. Предстоит определить максимальное усилие на шину в случае трехфазного КЗ:

$$F_M^{(3)} = \sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot \frac{L}{a} \cdot 10^{-7} \quad (26)$$

где L – протяженность между соседними опорами;

a – дистанция между осями шин, 0.2 метра.

Соответственно, максимальное усилие на шине в случае трехфазного КЗ будет:

$$F_M^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 8,7^2 \cdot \frac{1,5}{0,2} \cdot 10^{-7} = 98,3 \text{ Н}$$

Тут подбираются опорные изоляторы ИО1-250УЗ, где минимальное разрушающее усилие в случае статического изгиба – 250 кг-с, что отвечает 2.451 кН [18]. Получается, что значение выше расчетного, а значит, мы правильно выбрали изолятор.

Определяется наибольший изгибающий момент:

$$M_{\text{макс}} = 0,1 \cdot F_M^{(3)} \cdot L \quad (23)$$

Таким образом, наибольший изгибающий момент в данном случае составит:

$$M_{\text{макс}} = 0,1 \cdot 98,3 \cdot 1,5 = 14,7 \text{ Н} \cdot \text{м} = 1470 \text{ Н} \cdot \text{см}$$

«Определяется напряжение в материале шин от изгиба:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M_{\text{макс}}}{W} \quad (27)$$

где W – момент сопротивления сечения, см^3 .» [20].

При расположении шин широкими сторонами к друг другу (на ребро):

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} \quad (28)$$

где b – толщина шины – равная 0,6см;

Таким образом, момент сопротивления сечения в данном случае составит:

$$W = \frac{0,6 \cdot 6^2}{6} = 3,6 \text{ см}^3$$

Тогда, напряжение в материале шин от изгиба:

$$\sigma_{расч} = \frac{1470}{3,6} = 408,3 \frac{H}{см^2}$$

Существует условие, при котором осуществляется проверка шин на динамическую устойчивость:

$$\sigma_{дон} \geq \sigma_{расч}$$

где $\sigma_{дон}$ – предельное значение напряжения в материале, из которого изготовлены шины, с учетом КЗ (для алюминиевых шин - $7 \cdot 10^3$ Н/см²).

$$7 \cdot 10^3 \geq 408,3$$

«Итак, проверка по динамической устойчивости к токам КЗ – успешная» [17].

«Проверяются проводники на термоустойчивость по следующей формуле:

$$S \geq S_{\min} = \frac{I_{КЗ}^{(3)}}{C} \cdot \sqrt{t_{np}} \quad (26)$$

где S – сечение кабеля, по факту, мм²,

C – термический коэффициент, (принимается равным 141 для кабельных линий с медными жилами и 95 для алюминиевых шин)» [17]

«Обозначенное время КЗ состоит из времени срабатывания выключателей. Его принимаем для расчета сечения – 1.5с» [17].

«Минимально допустимые сечения для шин 0,4 кВ» [19]:

$$S = 360 \text{ мм}^2 \geq S_{\min} = \frac{4800}{95} \cdot \sqrt{1,5} = 61,8 \text{ мм}^2$$

«Сечение шин, выбранных для проекта, больше, чем минимально допустимое значение. Проверка по термостойкости к токам КЗ – пройдена» [19].

Выводы по разделу 2.

Во втором разделе проведен расчет электрических нагрузок.

Силовая нагрузка предприятия, не принимая во внимание компенсацию реактивной мощности – 359.03 кВА.

На основании анализа расчетов мы установили, что показатель коэффициента мощности для секций шин меньше оптимальной величины – 0.93. Получается, что нужно компенсировать реактивную мощность.

По результатам расчетов компенсации реактивной мощности было установлено, что установка двух конденсаторных установок по 45 квар позволит снизить мощность объекта с 545,50 кВА до 477,34 кВА, а также повысить коэффициент мощности ($\cos\phi$) с 0,83 до 0,95.

Цех предприятия можно отнести ко второй категории надежности, а значит в целях обеспечения нужной надежности потребуется 2 силовых трансформатора. Согласно полученной мощности, выбираем трансформатор 400 кВА. Трансформатор ТМГ 400/10/0.4 проверяется на аварийную перегрузку и обеспечивает при этом нужный уровень надежности работы цехов.

После расчетов токов короткого замыкания необходимо проверить выбранные ранее автоматические выключатели и кабельные линии на устойчивость к токам короткого замыкания.

Как видно по результатам проверки, выбранные автоматические выключатели отвечают всем требованиям.

Потом осуществляется проверка подобранных шин 0.4 кВ на динамическую устойчивость к току КЗ. Сечение шин больше, чем минимально допустимое сечение.

3 Релейная защита

Защита трансформатора ТМ-160/10/0,4 в РУ-10 кВ гарантируется блоком релейной защиты Sepam 1000+ T40.

«Отсечку для блока релейной защиты по току можно найти на основании следующей формулы:

$$I_{C31} = k_{отс} \cdot I_{K1}, \quad (29)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, для SEPAM равен 1,1–1,15, согласно рекомендациям Schneider Electric [1].

$$I_{C31} = 1,1 \cdot 10900 = 11990 \text{ A},$$
$$I_{C32} = k_{отс} \cdot I_{ном} \cdot k_{бр}. \quad (30)$$

где $K_{бр}=3-5$ коэффициент броска тока намагничивания, принимается $k_{бр}=5$, согласно рекомендаций Schneider Electric» [1].

$$I_{C32} = 1,1 \cdot 9 \cdot 5 = 49,5 \text{ A}.$$

«Вставки защиты по такому терминалу подбираются в первичных значениях» [18].

Следовательно, [18]:

$$I_{CP} = 50 \text{ A}.$$

«Найдем чувствительность защиты» [18]:

$$K_q = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K1}^3}{I_{cp}}, \quad (31)$$

$$K_q = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10990}{50} = 190,4 > 1,2.$$

Получается, что чувствительность защиты – обеспечивается [11].

«Максимальная защита по току находится по формуле:

$$I_{C3} = \frac{k_n \cdot k_{c3n} \cdot I_{\max}}{k_g}, \quad (32)$$

где k_n – коэффициент надежности, для терминалов SEPAM принимается 1,1;

k_v – коэффициент возврата, для терминалов SEPAM принимается 0,935;

k_{c3n} – коэффициент самозапуска электродвигателей обобщенной нагрузки; если двигателя не оборудованы устройством самозапуска, применяется 1,2÷1,3» [18].

$$I_{C3} = \frac{1,1 \cdot 1,3 \cdot 9}{0,935} = 13,8 \text{ А},$$

$$I_{CP} = 20 \text{ А}.$$

Выдержку времени для данной защиты выбираем 500 мс.

Чувствительность защиты, в таком случае составит:

$$K_q = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K3.\min.K4}^3}{I_{cp}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10990}{20} = 475,9 > 1,5.$$

Таким образом, можно сделать вывод, что обеспечивается чувствительность защиты.

Выбранный блок релейной защиты принят к установке.

Выводы по разделу 3.

В данном разделе был выполнен расчет релейной защиты. В данном случае, рассматривалась релейная защита силового трансформатора.

Релейная защита трансформатора ТМ-160/10/0,4 в РУ-10 кВ будет обеспечиваться при помощи блока Seram 1000+ T40.

По результатам расчетов было установлено, что чувствительность токовой отсечки и максимальной токовой защиты обеспечивается и блок Seram 1000+ T40 окончательно принят к установке.

Схема подключения блока релейной защиты типа Seram 1000+ T40 приведена в графической части.

Заключение

Цель исследования по итогам работы – достигнута. Мы разработали проект системы энергоснабжения для цеха ООО «Самарские коммунальные системы».

Принимая во внимание поставленную цель, были решены задачи:

- определены электрические нагрузки;
- выбрано коммутационное оборудование;
- рассчитаны кабельные линии;
- подобрана аппаратура для релейной защиты.

В рамках первого раздела описано предприятие. Объект исследования – ООО «Самарские коммунальные системы». Это предприятие, которое занимается водоснабжением, а также водоотведением в городском округе Самара.

Потребителями проектируемой подстанции будут электроприемники мощностью от 15 до 250 кВт. Цеха расположены в непосредственной близости друг от друга.

Во втором разделе выполнен расчет системы электроснабжения.

Общая силовая нагрузка предприятия без учета компенсации реактивной мощности составила 359,03 кВА.

Анализ результатов расчетов показывает, что значения коэффициента мощности для секций шин ниже оптимального (0,93). Таким образом, можно сделать вывод, что требуется компенсация реактивной мощности.

По результатам расчетов компенсации реактивной мощности было установлено, что установка двух конденсаторных установок по 45 квар позволит снизить мощность объекта с 545,50 кВА до 477,34 кВА, а также повысить коэффициент мощности ($\cos\varphi$) с 0,83 до 0,95.

Согласно требуемой категории надежности определяется количество силовых трансформаторов. Цех в нашей работе относится ко второй категории

надежности, а значит нужно установить 2 силовых трансформатора; коэффициент нагрузки каждого трансформатора составляет $k_z = 0,75$.

В РУ-10кВ стоят шины из алюминия размером 60 на 6 мм. В РУ-0.4 кВ также стоят алюминиевые аналогичные шины. Для них допустимый длительно ток составляет 870 А.

Чтобы на стороне 0.4 кВ для установки создать видимый разрыв, в ячейку ввода трансформатора на панели ЩО-01-49, а также в секционной ЩО-01-70 ставится разъединительное устройство РЕ19-39, номинальный ток которого составляет 630А.

Силовые установки трансформаторов будет питать кабель 3х25. Для питания потребителей 0,4 кВ выбран кабель ВВГнг пятижильный.

По кабелям потери по итогам расчетов не выше допустимого, а потому выбранные проводники отвечают требованиям проверки.

Далее рассчитаны токи КЗ. Проверяется ранее подобранный комплекс выключателей, кабельных линий на устойчивость к токам КЗ. Итоги проверки показали, что все оборудование отвечает требованиям.

Проверена шина 0.4 кВ на динамическую устойчивость к току КЗ. Сечение шин выше номинального значения, а потому проверка термостойкости к токам КЗ – пройдена.

В третьем разделе настоящей работы произведен расчет релейной защиты. В данном случае, рассматривалась релейная защита силового трансформатора.

Релейная защита трансформатора ТМ-160/10/0,4 в РУ-10 кВ будет обеспечиваться при помощи блока Sepam 1000+ T40.

По результатам расчетов было установлено, что чувствительность токовой отсечки и максимальной токовой защиты обеспечивается и блок Sepam 1000+ T40 окончательно принят к установке.

Схема подключения блока релейной защиты типа Sepam 1000+ T40 приведена в графической части.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. М.: Высшая школа, 2018. 256 с.
2. ГОСТ 29322-2014. «Напряжения стандартные» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115397> (дата обращения: 25.10.2023).
3. ГОСТ 32144-2013. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200104301> (дата обращения: 25.10.2023).
4. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 25.10.2023).
5. Захаров О.Г. Цифровые устройства релейной защиты. Алгоритмы и уставки. М.: Энергоиздат, 2019. 640 с., ил.
6. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. 343 с.
7. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. 5-е издание, перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2018. 608 с.
8. Никитенко Г.В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение. Дипломное проектирование: Учебное пособие. СПб.: Лань, 2018. 316 с.
9. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 (ред. от 01.12.2021) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» [Электронный ресурс]: URL:

<https://docs.cntd.ru/document/902087949> (дата обращения: 25.10.2023).

10. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2019. 174 с.

11. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. М.: ЗАО «Энергосервис», 2019. 324 с.

12. Правила устройства электроустановок. М.: Альвис, 2018. 632 с.

13. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования. М.: ИЦ Академия, 2018. 448 с.

14. Сибикин Ю.Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. 464 с.

15. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2018. 312 с.

16. СТО 56947007- 29.240.30.047-2010. «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.twirpx.com/file/2616342/> (дата обращения: 25.10.2023).

17. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.twirpx.com/file/24666/> (дата обращения: 25.10.2023).

18. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: Форум, Инфра. 2019. 136 с.

19. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. М.: Министерство энергетики, 2020. 142 с.

20. Ящура А.И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования. Справочник. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. исправляйте в той версии, 504 с. ил.