

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический (ЭНИИ)

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование системы электроснабжения производственной базы по обслуживанию нефтяной промышленности

УДК 621.31.031.001.6:622.276.53.05

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Д	Шабалина Ю.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Кабышев А.В.	д.ф.-м.н., профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трофимова М.Н.	доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Панин В.Ф.	д.т.н., профессор		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электроснабжение промышленных предприятий	Завьялов В.М.	д.т.н., доцент		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 170 с., 22 рис., 84 табл., 30 источников, 4 приложения.

Ключевые слова: система электроснабжение цеха и предприятия, расчетная нагрузка, картограмма нагрузок, трансформаторы, высоковольтное и низковольтное оборудование, ток короткого замыкания, карта селективности, однолинейная схема, финансовый менеджмент, социальная ответственность.

Объектом исследования является прокатно-ремонтный цех электрооборудования производственной базы по обслуживанию нефтяной промышленности.

Цель работы – разработать систему электроснабжения прокатно-ремонтного цеха электрооборудования и производственной базы по обслуживанию нефтяной промышленности.

В процессе выполнения работы был произведен поэтапный расчет электрических нагрузок предприятия и рассматриваемого цеха, выбор высоковольтного и низковольтного оборудования, а так же проведены проверки выбранного оборудования.

В результате исследования были спроектированы системы электроснабжения прокатно-ремонтного цеха электрооборудования и производственной базы.

Производственная база состоит из 18 цехов, напряжение питающей линии 110 кВ, рабочее напряжение производственной базы 10, 0,4 кВ, схема внутривозвратной сети – радиальная.

Область применения: нефтедобывающие предприятия.

Оглавление

Исходные данные	8
Технология производства.....	11
1. Выбор схемы электроснабжения цеха. Расчет электрических нагрузок цеха	13
1.1. Схема электроснабжения цеха	13
1.2. Расчет электрических нагрузок цеха	14
2. Определение расчетной нагрузки предприятия в целом.....	19
2.2. Расчет осветительной нагрузки произведем для ремонтно-механического цеха фонтанной аппаратуры	19
2.3. Нагрузка ГПП на шинах ВН.....	20
3. Картограмма нагрузок и определение центра электрических нагрузок, зоны рассеяния	26
4. Выбор количества, мощности и расположения цеховых трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности	33
4.1. Определение мощности трансформаторов	33
4.2. Определение количества трансформаторов.....	33
4.3. Определение расположения цеховых трансформаторов.....	42
5. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП	45
6. Построение суточного графика нагрузки предприятия.....	47
7. Выбор сечения линии, питающей ГПП.....	51
8. Выбор сечения проводников в сетях выше 1000 В.....	53
9. Расчет токов короткого замыкания в сетях выше 1000 В	58
9.1. Определение сопротивлений схемы замещения	58
9.2. Расчет токов КЗ.....	61
9.3. Проверка сечений на термическую стойкость к токам КЗ.....	63
10. Выбор высоковольтных аппаратов	65
10.1. Выбор трансформаторов собственных нужд.....	65
10.2. Выбор контрольно-измерительных приборов на подстанции.....	67
10.3. Выбор трансформаторов напряжения.....	67

10.4.	Выбор трансформатора тока	68
10.5.	Разъединители.....	70
10.6.	Выключатели	73
10.7.	Предохранители.....	78
10.8.	Ограничители перенапряжения	78
11.	Электроснабжения прокатно-ремонтного цеха электрооборудования..	80
11.1.	Выбор и проверка комплектного шинпровода.....	80
11.2.	Выбор распределительных шкафов.....	80
11.3.	Выбор плавких предохранителей	82
11.4.	Выбор автоматических выключателей.....	82
11.5.	Выбор трансформаторов тока	86
11.6.	Выбор сечений цеховых электрических сетей	88
12.	Расчет электрической сети по потере напряжения	93
12.1.	Нагрузки максимального режима.....	93
12.2.	Нагрузки минимального режима	94
12.3.	Нагрузки послеаварийного режима.....	95
12.4.	Расчет режимов.....	95
13.	Расчет токов короткого замыкания до 1000 В.....	102
14.	Карта селективности.....	107
15.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Ошиб

бка! Закладка не определена.

15.1. Потенциальные потребители результатов исследования.....**Ошибка!**

Закладка не определена.

15.2. Анализ конкурентных технических решений .**Ошибка! Закладка не определена.**

15.3. Технология QuaD..... **Ошибка! Закладка не определена.**

15.4. SWOT-анализ

15.5. Структура работы в рамках научного исследования.....**Ошибка!**

Закладка не определена.

- 15.6. Определение трудоемкости выполнения проектировочных работ
Ошибка! Закладка не определена.
- 15.7. Разработка графика проведения научного исследования**Ошибка!
Закладка не определена.**
- 15.8. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)**Ошибка! Закладка
не определена.**
- 15.8.1. Расчет материальных затрат НТИ**Ошибка! Закладка не
определена.**
- 15.8.2. Расчет затрат на специальное оборудование для научных
(экспериментальных) работ **Ошибка! Закладка не определена.**
- 15.8.3. Основная заработная плата исполнителей ...**Ошибка! Закладка не
определена.**
- 15.8.4. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)
Ошибка! Закладка не определена.
- 15.8.5. Накладные расходы..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 15.8.6. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта
.....**Оши
бка! Закладка не определена.**
- 15.9. Определение ресурсоэффективности проекта **Ошибка! Закладка не
определена.**
16. Социальная ответственность предприятия по обеспечению нормативных
условий труда в прокатно-ремонтном цехе электрооборудования**Ошибка!
Закладка не определена.**
- 16.1. Обеспечение защиты от вредных производственных факторов
Ошибка! Закладка не определена.
- 16.1.1. Требования к микроклимату ..**Ошибка! Закладка не определена.**
- 16.1.2. Требования к освещению **Ошибка! Закладка не определена.**
- 16.1.3. Шум и вибрация **Ошибка! Закладка не определена.**
- 16.1.4. Воздействие ЭМП **Ошибка! Закладка не определена.**

16.2. Защита от опасных производственных факторов	Ошибка! Закладка не определена.
16.2.1. Загорание (Пожар).....	Ошибка! Закладка не определена.
16.2.2. Электропоражение	Ошибка! Закладка не определена.
16.3. Защита окружающей среды.....	Ошибка! Закладка не определена.
16.4. Предотвращение ЧС и устранение их последствий	Ошибка! Закладка не определена.
Заключение	109
Список литературы	Ошибка! Закладка не определена.
Приложение А.	Ошибка! Закладка не определена.
Приложение Б. Однолинейная схема прокатно-ремонтного цеха.....	Ошибка! Закладка не определена.
Приложение В. Схема электрическая принципиальная выше 1000В	Ошибка! Закладка не определена.
Приложение Г.	Ошибка! Закладка не определена.

Введение

В выпускной квалификационной работе будут рассматриваться система электроснабжения производственной базы по обслуживанию нефтяной промышленности, а так же система электроснабжения прокатно-ремонтного цеха электрооборудования.

Под системой электроснабжения будем понимать совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, которые удовлетворяют требованиям технологического процесса производства.

При проектировании системы электроснабжения необходимо учитывать основные требования:

- надежность,

- безопасность обслуживания и эксплуатации,
- экономичность,
- отсутствие вредного влияния на окружающую среду.

Квалификационную работу можно разбить на несколько этапов:

1. Выбор схемы электроснабжения прокатно-ремонтного цеха электрооборудования. Распределение электроприемников по пунктам питания. Расчет нагрузок пунктов питания и общей нагрузки цеха.

2. Расчет нагрузки производственной базы в целом с учетом расчетной осветительной нагрузки цехов и территории предприятия.

3. Расчет данных для построения картограммы нагрузок, которая необходима для определения места расположения ГПП.

4. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности, распределение трансформаторов и конденсаторных установок по подстанциям.

5. Выбор схемы электроснабжения предприятия. Определение напряжения питающей линии, выбор марки и сечения кабельных линий, определение мощности трансформаторов ГПП.

6. Расчет токов короткого замыкания выше 1000 В. Проверка сечений кабельных линий к воздействию токов КЗ, выбор и проверка защитных аппаратов.

7. Расчет токов короткого замыкания до 1000 В. Выбор аппаратов защиты, построение карты селективности. Выбор сечений питающей сети, построение эпюры отклонения напряжения от ГПП до наиболее удаленного ЭП.

8. Расчет раздела «Финансовый менеджмент», для определения наиболее ресурсоэффективной схемы электроснабжения цеха.

9. В разделе «Социальная ответственность» рассматриваются вопросы, касающиеся несчастных случаев и профессиональных заболеваний, обеспечения снижения вредных воздействий на окружающую среду, безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Исходные данные

В таблице 1 приведены исходные данные электрических нагрузок цехов предприятия.

Таблица 1– Ведомость электрических нагрузок предприятия

№	Наименование цеха	$P_{уст}$, кВт
1	Ремонтно-механический цех фонтанной аппаратуры	1300
2	Компрессорная 10кВ 0,38кВ	2500 400
3	Сборочный цех	500
4	Кузнечно-сварочный цех	800
5	Цех ремонта штанговых глубинных насосов	1500
6	Шламовая	400
7	Компрессорная 10кВ 0,38кВ	5100 350

8	Склад	80
9	Склад	50
10	Административно-бытовой комплекс	90
11	Прокатно-ремонтный цех электрооборудования	-
12	Электроработная	450
13	Автомобильный бокс	120
14	Автомобильный бокс	100
15	Кузнечный цех	860
16	Штамповочный	760
17	Насосная 10кВ 0,38кВ	1500 350
18	Столовая	500

На рисунке 1 представлен генплан производственной базы по обслуживанию нефтяной промышленности.

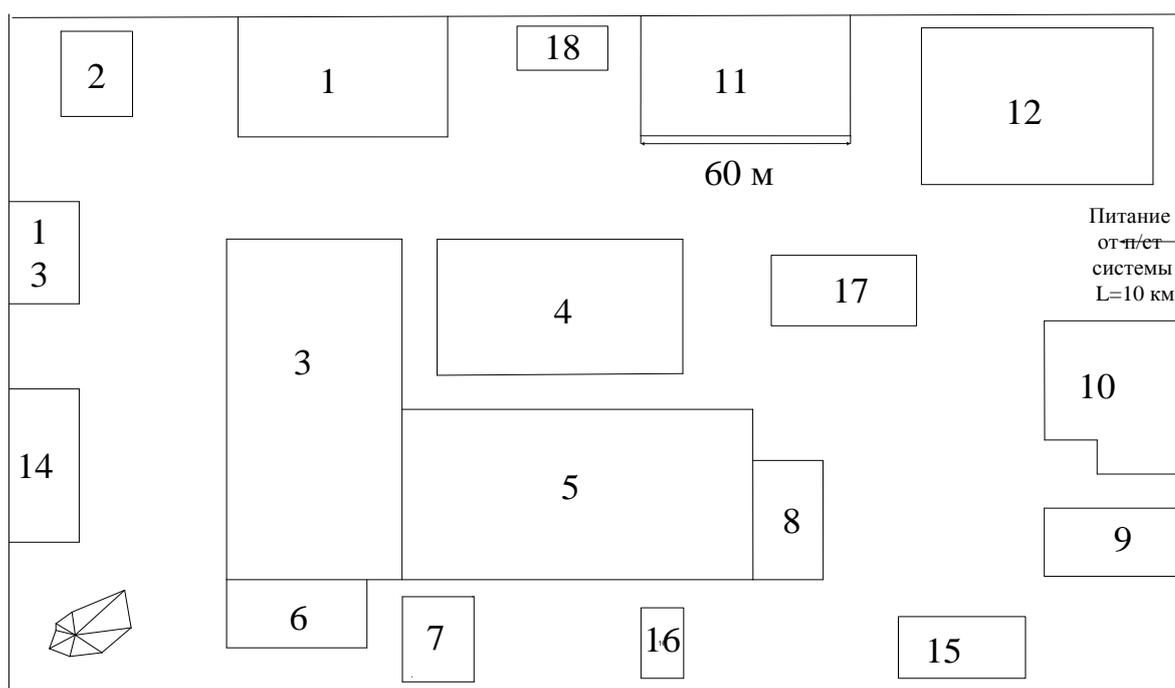


Рисунок 1– Генплан производственной базы по обслуживанию нефтяной промышленности

На рисунке 2 представлен план прокатно-ремонтного цеха электрооборудования.

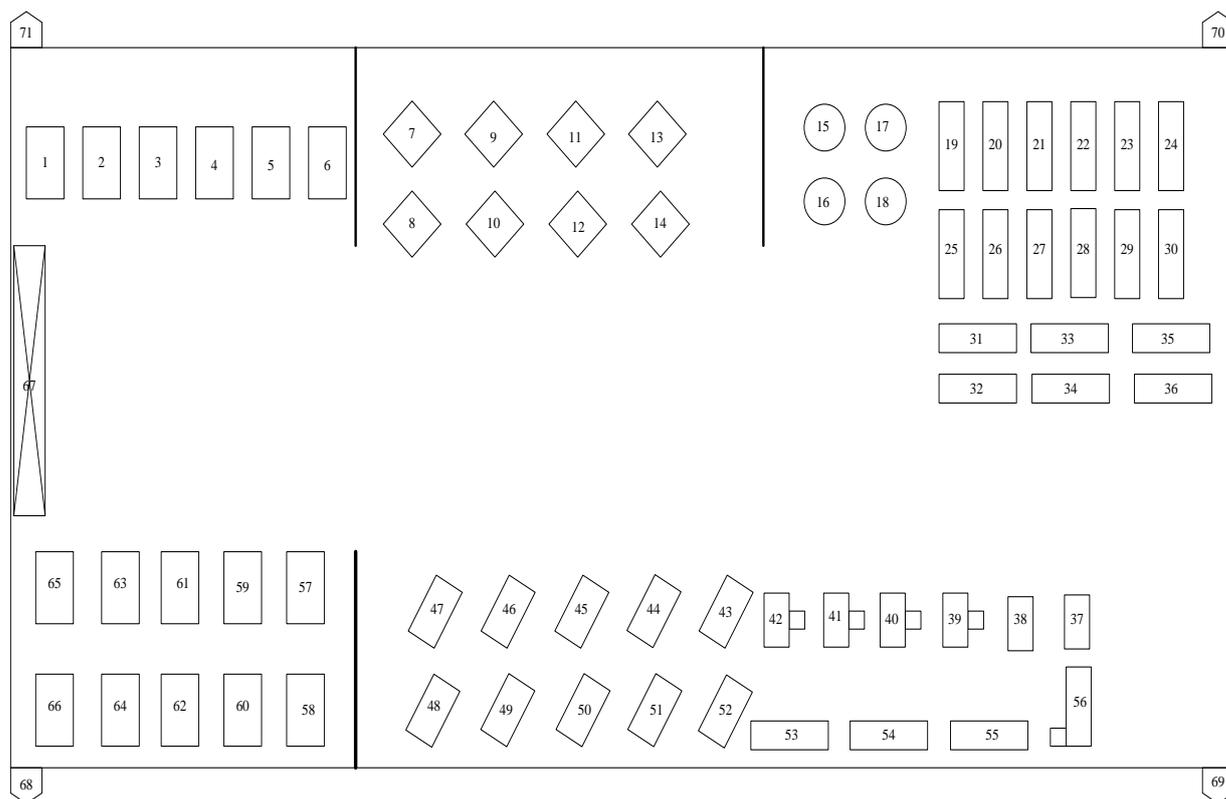


Рисунок 2 – План прокатно-ремонтного цеха электрооборудовани

В таблице 2 приведена ведомость электрических нагрузок прокатно-ремонтного цеха электрооборудования

Таблица 2 – Ведомость электрических нагрузок цеха

№	Наименование	Мощность, кВт
1-6	Станок вертикально-сверлильный	1,3
7-14	Станок токарно-винторезный	8,7
15-18	Электродпечь сопротивления	32
19-24	Станок фрезерный	7,7
25-30	Станок продольно-строгальный	4,6
31-36	Станок плоско-шлифовальный	17
37-38	Сварочный выпрямитель	3,8
39-42	Станок кругло-шлифовальный	19,5
43-47	Станок радиально-сверлильный	2,4
48-52	Станок вертикально-сверлильный	2,2
53-55	Станок трубонарезной	19,5
56	Заточный станок	4
57-60	Ножницы кривошипного типа	27,85
61-62	Молот кузнечно-пневматический	7,5
63-66	Станок отрезной ножовочный	3,15

67	Кран-балка, ПВ=40 %	10
68-71	Вентиляторы	15

Технология производства

Основными направлениями деятельности производственной базы является разработка и производство изделий и оборудования для нефтяной промышленности, а так же частичное обслуживание и капитальный ремонт нефтяного оборудования.

Производственная база в своем составе имеет цеха с I, II и III категорией по степени надежности электроснабжения. В таблице 3 представлены данные о категориях надежности электроснабжения цехов.

Таблица 3 – Сведения о категориях надежности электроснабжения цехов

№	Наименование цеха	Категория надежности
1	Ремонтно-механический цех фонтанной аппаратуры	II
2	Компрессорная 10кВ 0,38кВ	I
3	Сборочный цех	II
4	Кузнечно-сварочный цех	II
5	Цех ремонта штанговых глубинных насосов	II
6	Шламовая	
7	Компрессорная	I

	10кВ 0,38кВ	
8	Склад	Ш
9	Склад	Ш
10	Административно-бытовой комплекс	Ш
11	Прокатно-ремонтный цех электрооборудования	П
12	Электроработатория	П
13	Автомобильный бокс	П
14	Автомобильный бокс	Ш
15	Кузнечный цех	Ш
16	Штамповочный	П
17	Насосная 10кВ 0,38кВ	П
18	Столовая	І

В своем составе предприятие имеет цеха с высоковольтным оборудованием. Такими цехами являются компрессорные и насосная, в которых будут установлены асинхронные двигатели, данные которых представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Сведения о высоковольтных асинхронных двигателях

№ цеха	Нагрузка цеха, кВт	Тип АД	Мощность двигателя, кВт	Номинальный ток, А	Количество двигателей	$\cos \varphi$	КПД, %
2	2500	АОД-1250-4Д У1	1200	86	2	0,88	95,3
7	5100	АОД-1600-4Д У1	1600	109	2	0,89	95,6
		АОД-1000-4Д У1	1000	69	2	0,88	95
17	1500	АОД-800-6Д У1	800	58	2	0,84	94,9

1. Выбор схемы электроснабжения цеха. Расчет электрических нагрузок цеха

1.1. Схема электроснабжения цеха

Для схемы электроснабжения прокатно-ремонтного цеха будет использована смешанная сеть. Смешанная сеть представляет собой наличие как радиальной, так и магистральной сети.

Выбор смешанной сети можно объяснить следующими факторами:

- Класс помещения цеха – нормальный (отсутствие технологической пыли и газов, относительная влажность не превышает 60 % при 20 °С).
- Электроприемники равномерно расположены по площади цеха.
- Мощность электроприемников не большая.
- Электроприемники сгруппированы по мощностям.

Прокатно-ремонтный цех относится ко второй категории по надежности.

На рисунке 3 представлена схема электроснабжения прокатно-ремонтного цеха электрооборудования.

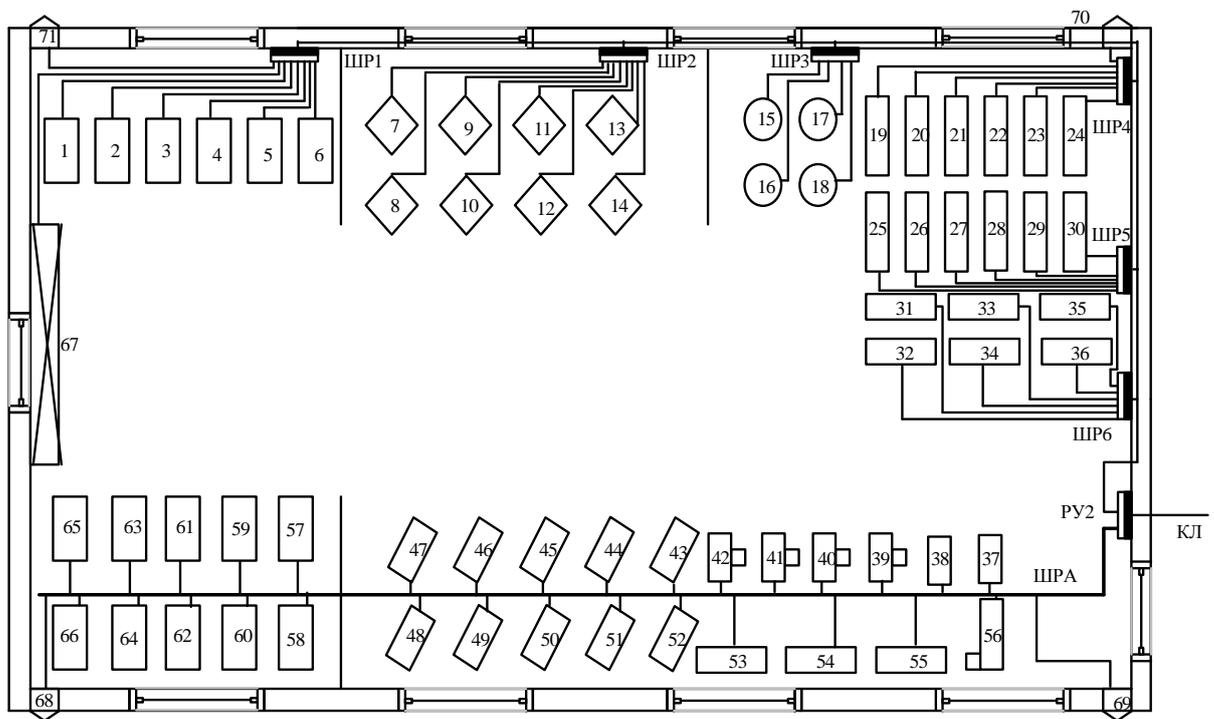


Рисунок 3 – Схема силовой сети прокатно-ремонтного цеха электрооборудования

1.2. Расчет электрических нагрузок цеха

Рассчитываем электрические нагрузки прокатно-ремонтного цеха с помощью метода коэффициента расчетной мощности.

Пример расчетов для ШП1:

Расчет силовой нагрузки.

От ШП1 будет запитано 8 электроприемников.

По исходным данным заполняются графы с 1 по 4, а по справочным данным графы 5-6 .

Для граф 7 и 8 произведем вычисление расчетных величин $K_u \cdot P_n$ и $K_u \cdot P_n \cdot \text{tg}\varphi$, а так же определим суммы этих величин:

$$\sum K_u \cdot P_n = 0,14 \cdot 7,8 + 0,65 \cdot 15 + 0,1 \cdot 10 = 11,84 \text{ кВт},$$

$$\sum K_u \cdot P_n \cdot \text{tg}\varphi = 1,09 \cdot 1,73 + 9,75 \cdot 0,75 + 1 \cdot 1,73 = 10,93 \text{ кВар}.$$

Определяем средневзвешенный коэффициент использования:

$$K_{u.ср} = \frac{\sum K_u \cdot P_n}{\sum P_n} = \frac{11,84}{32,8} = 0,36.$$

Для графы 9 определим расчетные величины $n \cdot p_n^2$, а так же сумму этих величин:

$$\Sigma n \cdot p_n^2 = 6 \cdot 1,3^2 + 1 \cdot 15^2 + 1 \cdot 10^2 = 335,14 \text{ кВт.}$$

Вычислим эффективное число электроприемников:

$$n_э = \frac{(\Sigma p_n)^2}{\Sigma(n \cdot p_n^2)} = \frac{(32,8)^2}{335,14} = 3,21 = 3.$$

Определим коэффициент расчетной нагрузки K_p .

Если $y = K_p$, $x = K_u$, то K_p будет вычисляться по формуле:

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

Для ШР1: $y_1 = 1,74$, $y_2 = 1,45$, $x_1 = 0,3$, $x_2 = 0,4$, $x = 0,36$.

$$K_p = y = 1,74 - \frac{1,74 - 1,45}{0,4 - 0,3} \cdot (0,36 - 0,3) = 1,57$$

Вычислим расчетную активную мощность для ШР1:

$$P_p = K_p \cdot \Sigma K_u \cdot P_n = 1,57 \cdot 11,84 = 18,54 \text{ кВт.}$$

Вычислим расчетную реактивную мощность для ШР1.

Так как эффективное число электроприемников меньше 10, то расчетная реактивная мощность будет определяться по формуле:

$$Q_p = 1,1 \cdot \Sigma K_u \cdot P_n \cdot \text{tg} \varphi = 1,1 \cdot 10,93 = 12,02 \text{ кВар.}$$

Рассчитываем значение полной расчетной мощности:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{18,54^2 + 12,02^2} = 22,1 \text{ кВА.}$$

Определим расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{22,1}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 33,58 \text{ А.}$$

Расчет осветительной нагрузки прокатно-ремонтного цеха.

Определим расчетную активную осветительную нагрузку:

$$P_{p.o.} = P_{но} \cdot K_{co} = 30,86 \cdot 0,95 = 29,31 \text{ кВт,}$$

где: $K_{co} = 0,95$,

Определим $P_{но}$:

$$P_{но} = P_{y\partial} \cdot F = \text{кВт},$$

где: $P_{y\partial} = 15 \text{ Вт} / \text{м}^2$,

$$F = 2057,14 \text{ м}^2.$$

Расчеты силовой нагрузки остальных ШР и ШРА аналогичны и приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчета нагрузок прокатно-ремонтного цеха электрооборудования

Наименование ЭП	n, шт	Номинальная мощность, кВт		K _и	cosφ/tgφ	K _и P _н	K _и P _н tgφ	np _н ²	n _э	K _р	P _р , кВт	Q _р , кВар	S _р , кВА	I _р , А	
		ЭП p _н	общая P _н												
		1	2												3
ШР1															
Станок вертикально-сверлильный	6	1,30	7,80	0,14	0,5/1,73	1,09	1,89	10,14							
Вентилятор	1	15,00	15,00	0,65	0,8/0,75	9,75	7,31	225,00							
Кран-балка ПВ=40%	1	10,00	10,00	0,10	0,5/1,73	1,00	1,73	100,00							
Итого по ШР1	8		32,80	0,36		11,84	10,93	335,14	3	1,57	18,54	12,02	22,10	33,58	
ШР2															
Станок токарно-винторезный	8	8,70	69,60	0,14	0,5/1,73	9,74	16,86	605,52							
Итого по ШР2	8		69,60	0,14		9,74	16,86	605,52	8	1,90	18,49	18,54	26,19	39,79	
ШР3															
Электропечь сопротивления	4	32,00	128,00	0,75	0,95/0,33	96,00	31,68	4096,00							
Итого по ШР3	4		128,00	0,75		96,00	31,68	4096,00	4	1,03	98,88	34,85	104,84	159,29	

Продолжение таблицы 5

ШР4														
Станок фрезерный	6	7,70	46,20	0,14	0,5/1,73	6,47	11,19	355,74						
Вентилятор	1	15,00	15,00	0,65	0,8/0,75	9,75	7,31	225,00						
Итого по ШР4	7		61,20	0,27		16,22	18,50	580,74	6	1,38	22,41	20,35	30,27	46,00
ШР5														
Станок продольно-строгальный	6	4,60	27,60	0,14	0,5/1,73	3,86	6,68	126,96						
Итого по ШР5	6		27,60	0,14		3,86	6,68	126,96	6	2,10	8,10	7,35	10,94	16,62
ШР6														
Станок плоскошлифовальный	6	17,00	102,00	0,14	0,5/1,73	14,28	24,70	1734,00						
Итого по ШР6	6		102,00	0,14		14,28	24,70	1734,00	6	2,10	29,93	27,17	40,43	61,42
ШРА														
Сварочный выпрямитель	2	3,80	7,60	0,30	0,5/1,73	2,28	3,94	28,88						
Станок круглошлифовальный	4	19,50	78,00	0,14	0,5/1,73	10,92	18,89	1521,00						
Станок радиально-сверлильный	5	2,40	12,00	0,14	0,5/1,73	1,68	2,91	28,80						
Станок вертикально-сверлильный	5	2,20	11,00	0,14	0,5/1,73	1,54	2,66	24,20						
Станок трубонарезной	3	19,50	58,50	0,14	0,5/1,73	8,19	14,17	1140,75						
Заточный станок	1	4,00	4,00	0,14	0,5/1,73	0,56	0,97	16,00						

Продолжение таблицы 5

Ножницы кривошипного типа	4	27,85	111,40	0,14	0,5/1,73	15,60	26,98	3102,49						
Молот кузнечно- пневматический	2	7,50	15,00	0,24	0,65/1,17	3,60	4,21	112,50						
Станок отрезной ножовочный	4	3,15	12,60	0,14	0,5/1,73	1,76	3,05	39,69						
Вентилятор	2	15,00	30,00	0,65	0,8/0,75	19,50	14,63	450,00						
Итого по ШРА	32		340,10	0,19		65,63	92,41	6464,31	18	1,23	80,72	92,41	122,71	186,43
РУ НН														
ШР1	8	1,3-15	32,80			11,84	10,93	335,14						
ШР2	8	8,70	69,60			9,74	16,86	605,52						
ШР3	4	32,00	128,00			96,00	31,68	4096,00						
ШР4	7	7,70-15	61,20			16,22	18,50	580,74						
ШР5	6	4,60	27,60			3,86	6,68	126,96						
ШР6	6	17,00	102,00			14,28	24,70	1734,00						
ШРА	32	2,2-27,85	340,10			65,63	92,41	6464,31						
Итого по РУ НН	71	1,3-32	761,30	0,29		217,58	201,77	13942,6 7	47	0,75	163,18	201,77	259,50	394,27
Осветительная нагрузка			30,86	0,95							29,31	-		
Итого по ТП			792,16								192,50	201,77	278,87	423,70

2. Определение расчетной нагрузки предприятия в целом

2.1. Расчет силовой нагрузки произведем на примере ремонтно-механического цеха фонтанной аппаратуры (1-на рисунке 1).

Определим расчетную активную нагрузку ремонтно-механического цеха фонтанной аппаратуры:

$$P_p = K_c \cdot P_n = 0,5 \cdot 1300 = 650 \text{ кВт.}$$

Определим расчетную реактивную нагрузку ремонтно-механического цеха фонтанной аппаратуры:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 650 \cdot 0,88 = 573,25 \text{ кВар.}$$

Вычисления для всех остальных цехов аналогичны и представлены в таблицах 6.

2.2. Расчет осветительной нагрузки произведем для ремонтно-механического цеха фонтанной аппаратуры

Определим расчетную активную осветительную нагрузку:

$$P_{p.o.} = P_{но} \cdot K_{co} = 30,86 \cdot 0,95 = 29,31 \text{ кВт,}$$

где: $K_{co} = 0,95$,

Определим $P_{но}$:

$$P_{но} = P_{уд} \cdot F = \text{кВт,}$$

где: $P_{уд} = 15 \text{ Вт} / \text{м}^2$ – удельная нагрузка,

$F = 2057,14 \text{ м}^2$ – площадь цеха.

Расчет силовой и осветительной нагрузки для ремонтно-механического цеха фонтанной аппаратуры.

Определим расчетную активную нагрузку:

$$P_p + P_{po} = 650 + 29,31 = 679,31 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная нагрузка равна расчетной силовой нагрузки цеха:

$$Q_p = 573,25 \text{ кВар.}$$

Определим суммарную расчетную нагрузку цеха:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + Q_p^2} = \sqrt{679,31^2 + 573,25^2} = 888,86 \text{ кВА.}$$

Вычисления для всех остальных цехов аналогичны и представлены в таблицах 7.

Определение расчетной нагрузки предприятия на стороне НН:

$$S_p^{нн} = \sqrt{(\sum P_p^{нн} + \sum P_{po})^2 + (\sum Q_p^{нн})^2} = \sqrt{(4552,18 + 383,44)^2 + 4070,17^2} = 6397,4 \text{ кВА.}$$

2.3. Нагрузка ГПП на шинах ВН

Для определения суммарных расчетных активной и реактивной мощностей на шинах ГПП необходимо приближенно определить потери в трансформаторах и высоковольтных сетях.

Определим активные и реактивные потери в цеховых трансформаторах:

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot S_p^{нн} = 0,02 \cdot 6397,4 = 127,95 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot S_p^{нн} = 0,1 \cdot 6397,4 = 639,74 \text{ кВар.}$$

Определим активные потери в высоковольтных сетях:

$$\Delta P_l = 0,03 \cdot S_p^{нн} = 0,03 \cdot 6397,4 = 191,92 \text{ кВт.}$$

Определим суммарную расчетную активную мощность, отнесенную к шинам 10 кВ ГПП:

$$\begin{aligned} P_{p\Sigma} &= (\sum P_p^{нн} + \sum P_p^{вн}) \cdot K_{p.m.(a)} + P_{po} + \Delta P_m + \Delta P_l = \\ &= (4552,18 + 6370) \cdot 0,95 + 383,44 + 127,95 + 191,92 = 11079,38 \text{ кВт}, \end{aligned}$$

где: $K_{p.m.(a)} = 0,95$.

Таблица 6 – Результаты расчета силовой нагрузки предприятия

№	Наименование цеха	Силовая нагрузка					
		P_n	K_c	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_p	Q_p
		кВт				кВт	кВар
Потребители электроэнергии 0,38 кВ							
1	Ремонтно-механический цех фонтанной аппаратуры	1300	0,5	0,75	0,88	650	650
2	Компрессорная	400	0,5	0,8	0,75	200	150,00
3	Сборочный цех	500	0,3	0,6	1,33	150	200,00
4	Кузнечно-сварочный цех	800	0,6	0,75	0,88	480	423,32
5	Цех ремонта штанговых глубинных насосов	1500	0,5	0,75	0,88	750	661,44
6	Шламовая	400	0,6	0,8	0,75	240	180,00
7	Компрессорная	350	0,5	0,8	0,75	175	131,25
8	Склад	80	0,4	0,8	0,75	32	24,00
9	Склад	50	0,4	0,8	0,75	20	15,00
10	Административно- бытовой комплекс	90	0,5	0,8	0,75	45	33,75
11	Прокатно-ремонтный цех электрооборудования	792,16	-	-	-	163,18	201,77
12	Электроработная	450	0,5	0,8	0,75	225	168,75
13	Автомобильный бокс	120	0,3	0,7	1,02	36	36,73
14	Автомобильный бокс	100	0,3	0,7	1,02	30	30,61
15	Кузнечный цех	860	0,6	0,75	0,88	516	455,07
16	Штамповочный	760	0,5	0,6	1,33	380	506,67
17	Насосная	350	0,6	0,8	0,75	210	157,50

Продолжение таблицы 6

18	Столовая	500	0,5	0,9	0,48	250	121,08
	Итого по 0,38 кВ	9402,16				4552,18	4070,17
Потребители электроэнергии 10 кВ							
2	Компрессорная	2500	0,7	0,9	0,48	1750	847,56
7	Компрессорная	5100	0,7	0,9	0,48	3570	1729,03
17	Насосная	1500	0,7	0,9	0,48	1050	508,54
	Итого по 10 кВ	9100				6370	3085,13
	Итого по предприятию					10922,18	7155,31

Таблица 7– Результаты расчета осветительной и общей нагрузки предприятия

№	Наименование цеха	Осветительная нагрузка					Силовая и осветительная нагрузка		
		F	P _{уд}	P _{но}	K _{со}	P _{ро}	P _р +P _{ро}	Q _р	S _р
		м ²	Вт/ м ²	кВт		кВт	кВт	кВар	кВА
Потребители электроэнергии 0,38 кВ									
1	Ремонтно-механический цех фонтанной аппаратуры	2057,14	15	30,86	0,95	29,31	679,31	573,25	888,86
2	Компрессорная	479,85	14	6,72	0,85	5,71	205,71	150,00	254,59
3	Сборочный цех	4752,55	15	71,29	0,95	67,72	217,72	200,00	295,64
4	Кузнечно-сварочный цех	2686,22	15	40,29	0,95	38,28	518,28	423,32	669,19
5	Цех ремонта штанговых глубинных насосов	4858,16	15	72,87	0,95	69,23	819,23	661,44	1052,92
6	Шламовая	785,2	14	10,99	0,85	9,34	249,34	180,00	307,53

Продолжение таблицы 7

7	Компрессорная	479,85	14	6,72	0,85	5,71	180,71	131,25	223,34
8	Склад	661,22	13	8,60	0,6	5,16	37,16	24,00	44,23
9	Склад	764,54	13	9,94	0,6	5,96	25,96	15,00	29,98
10	Административно- бытовой комплекс	1634,69	16	26,16	0,9	23,54	68,54	33,75	76,40
11	Прокатно-ремонтный цех электрооборудования	2057,14	15	30,86	0,95	29,31	192,5	201,77	299,85
12	Электроработы	2989,29	20	59,79	0,8	47,83	272,83	168,75	320,80
13	Автомобильный бокс	557,91	13	7,25	0,6	4,35	40,35	36,73	54,56
14	Автомобильный бокс	847,19	13	11,01	0,6	6,61	36,61	30,61	47,72
15	Кузнечный цех	624,49	15	9,37	0,85	7,96	523,96	455,07	693,99
16	Штамповочный	275,51	16	4,41	0,95	4,19	384,19	506,67	635,85
17	Насосная	785,2	14	10,99	0,85	9,34	219,34	157,50	270,03
18	Столовая	330,61	12	3,97	0,9	3,57	253,57	121,08	281,00
	Освещение территории	64411,99	0,16	10,31	1	10,31	10,31		10,31
	Итого по 0,38 кВ	92038,75				384,44	4935,62	4070,17	6397,40
Потребители электроэнергии 10 кВ									
2	Компрессорная						1750	847,56	1944,44
7	Компрессорная						3570	1729,03	3966,67
17	Насосная						1050	508,54	1166,67
	Итого по 10 кВ						6370	3085,13	7077,78
	Итого по предприятию						11305,62	7155,31	13475,18

Определим суммарную расчетную реактивную мощность, отнесенную к стороне НН ГПП:

$$Q_{p\Sigma} = (\Sigma Q_p^{HN} + \Sigma Q_p^{6H}) \cdot K_{p.m.(p)} + \Delta Q_m = \\ = (4070,17 + 3085,13) \cdot 0,9 + 639,74 = 7079,52 \text{ кВар},$$

где: $K_{p.m.(p)} = 0,9$.

Вычислим полную мощность предприятия, отнесенную к шинам 10 кВ ГПП:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma})^2} = \sqrt{11079,38^2 + 7079,52^2} = 13148,09 \text{ кВА}.$$

Потери мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta P_{m.ГПП} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 13178,09 = 262,96 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{m.ГПП} = 0,1 \cdot S_{p\Sigma} = 0,1 \cdot 13148,09 = 1314,81 \text{ кВар}.$$

Мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку} = Q_{p\Sigma} - Q_c.$$

Для определения мощности компенсирующих устройств необходимо знать, сколько реактивной мощности будет передаваться из сети энергосистемы Q_c в сеть предприятия. Значение реактивной мощности передаваемой из сети энергосистемы зависит от напряжения питающей линии. Так как напряжение питающей линии не задано, поэтому для его определения воспользуемся основными рекомендациями и формулой Илларионова.

На основании рекомендации, если потребляемая мощность предприятия 10-150 ВМА, то целесообразней применять напряжение 110 кВ.

Определим экономически целесообразное напряжение питающей линии ГПП по формуле Илларионова:

$$U_{эк} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P_{p\Sigma}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10} + \frac{2500}{11079,38}}} = 60,23 \text{ кВ}.$$

Принимаем напряжение питающей линии ГПП 110 кВ.

$$Q_c = a \cdot P_{p\Sigma} = 0,29 \cdot 11079,39 = 3213,02 \text{ кВар},$$

где: $a = 0,29$.

Мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{кв}} = Q_{p\Sigma} - Q_c = 7079,52 - 3213,02 = 3866,5 \text{ кВар}.$$

Определим значение полной расчетной мощности предприятия со стороны 110 кВ трансформаторов ГПП:

$$\begin{aligned} S_{p\text{ГПП}} &= \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{m.\text{ГПП}})^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{m.\text{ГПП}} - Q_{\text{кв}})^2} = \\ &= \sqrt{(11079,38 + 262,96)^2 + (7079,52 + 1314,81 - 3866,49)^2} = 12212,7 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

3. Картограмма нагрузок и определение центра электрических нагрузок, зоны рассеяния

Для построения картограммы нагрузок необходимо определить радиусы окружностей, которые графически будут отображать соответствующую расчетную нагрузку цехов.

Определение радиусов нагрузок

Пример расчетов произведем для компрессорной (2 – на рисунке 2).

Для определения радиусов окружностей нужно задать масштаб:

- для низковольтной нагрузки $m = 4 \text{ кВт} / \text{мм}^2$,
- для высоковольтной нагрузки $m = 8 \text{ кВт} / \text{мм}^2$.

Определим радиусы окружностей:

$$r_{НН} = \sqrt{\frac{P_p}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{205,71}{\pi \cdot 4}} = 4,05 \text{ мм},$$

$$r_{ВН} = \sqrt{\frac{P_p}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{1750}{\pi \cdot 8}} = 8,34 \text{ мм}.$$

Определим сектор осветительной нагрузки:

$$\alpha = \frac{360 \cdot P_{po}}{(P_p + P_{po})} = \frac{360 \cdot 5,71}{205,71} = 9,99 \text{ град}.$$

Для остальных цехов расчет аналогичен и представлен в таблице 8.

Подготовительные расчеты приведены в таблице 9.

Определим координаты ЦЭН:

$$x_0 = \frac{\sum((P_p + P_{po}) \cdot x)}{\sum(P_p + P_{po})} = \frac{1526414,65}{11295,32} = 135,14 \text{ м},$$

$$y_0 = \frac{\sum((P_p + P_{po}) \cdot y)}{\sum(P_p + P_{po})} = \frac{960010,35}{11295,32} = 85 \text{ м}.$$

$$m_x = x_0 = 135,14 \text{ м},$$

$$m_y = y_0 = 85 \text{ м}.$$

Определим параметры нормального закона распределения для компрессорной (второй цех):

$$P(x) = P(y) = \frac{(P_p + P_{po})}{\sum(P_p + P_{po})} = \frac{205,71}{11324,64} = 0,02.$$

Вычислим дисперсию для компрессорной (второй цех):

$$\sigma_x^2 = P(x) \cdot (x - m_x)^2 = 0,02 \cdot (24,64 - 135,33)^2 = 222,53 \text{ м},$$

$$\sigma_y^2 = P(y) \cdot (y - m_y)^2 = 0,02 \cdot (177,86 - 85,23)^2 = 155,84 \text{ м}.$$

Вычислим дисперсию:

$$\sigma_x^2 = \sum P(x) \cdot (x \cdot m_x)^2 = 5565,87 \text{ м},$$

$$\sigma_y^2 = \sum P(y) \cdot (y \cdot m_y)^2 = 4793,49 \text{ м}.$$

Определим точность случайных величин:

$$h_x = \frac{1}{\sigma_x \cdot \sqrt{2}} = \frac{1}{\sqrt{5565,87} \cdot \sqrt{2}} = 0,01,$$

$$h_y = \frac{1}{\sigma_y \cdot \sqrt{2}} = \frac{1}{\sqrt{4793,49} \cdot \sqrt{2}} = 0,01.$$

Вычислим размер полуосей рассеянья:

$$R_x = \frac{\sqrt{3}}{h_x} = \frac{\sqrt{3}}{0,01} = 182,74 \text{ м},$$

$$R_y = \frac{\sqrt{3}}{h_y} = \frac{\sqrt{3}}{0,01} = 169,59 \text{ м}.$$

Так как размеры полуосей рассеянья получились большими, то на картограмме нагрузок зона рассеянья будет построена в масштабе 1:2.

Картограмма нагрузок показана на рисунке 4.

По картограмме нагрузок можно сделать выводы о том, что месторасположения ГПП не будет совпадать с ЦЭН. Будем смещать месторасположение ГПП в сторону питающей линии на свободную территорию. ГПП имеет габаритные размеры 24x32 м и зоной отчуждения 20 м с каждой стороны до ближайших цехов.

Таблица 8– Расчетные данные для построения картограммы нагрузки

№	Наименование цеха	P_p , кВт	P_{po} , кВт	r , мм	α , град	X, м	Y, м
1	2	3	4	5	6	7	8
Потребители электроэнергии 0,38 кВ							
1	Ремонтно-механический цех фонтанной аппаратуры	650	29,31	7,35	15,53	94,29	176,79
2	Компрессорная	200	5,71	4,05	9,99	24,64	177,86
3	Сборочный цех	150	67,72	4,16	111,98	86,36	81,43
4	Кузнечно-сварочный цех	480	38,28	6,42	26,59	156,43	111
5	Цех ремонта штанговых глубинных насосов	750	69,23	8,07	30,42	160,71	57,86
6	Шламовая	240	9,34	4,45	13,49	81,43	23,57
7	Компрессорная	175	5,71	3,79	11,38	121,07	16,07
8	Склад	32	5,16	1,72	49,97	219,86	50,14
9	Склад	20	5,96	1,44	82,69	312	43,71
10	Административно- бытовой комплекс	45	23,54	2,34	123,64	312	85,71
11	Прокатно-ремонтный цех электрооборудования	163,18	29,31	3,91	54,82	207,86	177,86
12	Электроработная	225	47,83	4,66	63,11	290,36	168,21
13	Автомобильный бокс	36	4,35	1,79	38,82	10,07	127,50
14	Автомобильный бокс	30	6,61	1,71	64,98	10,07	66,86
15	Кузнечный цех	516	7,96	6,46	5,47	268,93	13,93
16	Штамповочный	380	4,19	5,53	3,92	184,29	15

Продолжение таблицы 8

17	Насосная	210	9,34	4,18	15,34	235,71	115,71
18	Столовая	250	3,57	4,49	5,07	156,43	184,29
	Итого по 0,38 кВ	4581,5	373,14				
Потребители электроэнергии 10 кВ							
2	Компрессорная	1750		8,34		24,64	177,86
7	Компрессорная	3570		11,92		121,07	16,07
17	Насосная	1050		6,46		235,71	115,71
	Итого по 10 кВ	6370					
	Итого по предприятию	10922,18	373,14				

Таблица 9 – Расчетные данные для построения картограммы нагрузки

№	Наименование цеха	P_p , кВт	P_{po} , кВт	X, м	Y, м	$(P_p+P_{po}) \cdot X$, кВт·м	$(P_p+P_{po}) \cdot Y$, кВт·м	P_x, P_y	$(X-m_x)^2$	$(Y-m_y)^2$	$P_x \cdot (X-m_x)^2$	$P_y \cdot (Y-m_y)^2$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Потребители электроэнергии 0,38 кВ												
1	Ремонтно-механический цех фонтанной аппаратуры	650	29,31	94,29	176,79	64049,63	120093,05	0,06	1684,24	8382,02	101,03	502,80
2	Компрессорная	200	5,71	24,64	177,86	5069,29	36587,03	0,02	12250,58	8579,36	222,53	155,84
3	Сборочный цех	150	67,72	86,36	81,43	18802,01	17728,94	0,02	2397,87	14,47	46,10	0,28
4	Кузнечно-сварочный цех	480	38,28	156,43	111	81073,59	57528,93	0,05	445,35	663,97	20,38	30,39
5	Цех ремонта штанговых глубинных насосов	750	69,23	160,71	57,86	131661,77	47398,24	0,07	644,60	749,40	46,63	54,21

Продолжение таблицы 9

6	Шламовая	240	9,34	81,43	23,57	20303,72	5877,39	0,02	2904,85	3802,07	63,96	83,71
7	Компрессорная	175	5,71	121,07	16,07	21878,84	2904,27	0,02	203,17	4783,23	3,24	76,33
8	Склад	32	5,16	219,86	50,14	8169,35	1863,18	0,003	7145,65	1231,27	23,45	4,04
9	Склад	20	5,96	312	43,71	8100,58	1134,97	0,002	31213,98	1723,75	71,56	3,95
10	Административно-бытовой комплекс	45	23,54	312	85,71	21384,34	5874,82	0,01	31213,98	0,23	188,91	0,00141
11	Прокатно-ремонтный цех электрооборудования	163,18	29,31	207,86	177,86	40011,3	34236,48	0,02	5260,88	8579,36	89,42	145,83
12	Электролаборатория	225	47,83	290,36	168,21	79217,74	45893,67	0,02	24034,90	6886,01	579,04	165,89
13	Автомобильный бокс	36	4,35	10,07	127,50	406,40	5144,84	0,00	15688,51	1786,56	55,90	6,37
14	Автомобильный бокс	30	6,61	10,07	66,86	368,70	2447,51	0,00	15688,51	337,65	50,71	1,09
15	Кузнечный цех	516	7,96	268,93	13,93	140908,42	7298,05	0,05	17849,86	5084,22	825,87	235,23
16	Штамповочный	380	4,19	184,29	15	70800,31	5762,82	0,03	2397,13	4932,58	81,32	167,34
17	Насосная	210	9,34	235,71	115,71	51702,49	25381,22	0,02	10077,96	929,15	195,20	18,00
18	Столовая	250	3,57	156,43	184,29	39665,68	46729,44	0,02	445,35	9811,57	9,97	219,69
	Итого по 0,38 кВ	4552,18	373,14			803574,15	469884,85				2674,31	1873,64
Потребители электроэнергии 10 кВ												
2	Компрессорная	1750		24,64	177,86	43120	311255	0,15	12251,22	8579,89	1893,18	1325,85
7	Компрессорная	3570		121,07	16,07	432225	57375	0,32	203,17	4783,23	64,05	1507,87
17	Насосная	1050		235,71	115,71	247495,5	121495,5	0,09	10077,10	928,89	934,33	86,12
	Итого по 10 кВ	6370				722840,5	490125,5				2891,56	2919,85
	Итого по предприятию	10922,18	373,14			1526414,65	960010,35				5565,87	4793,49

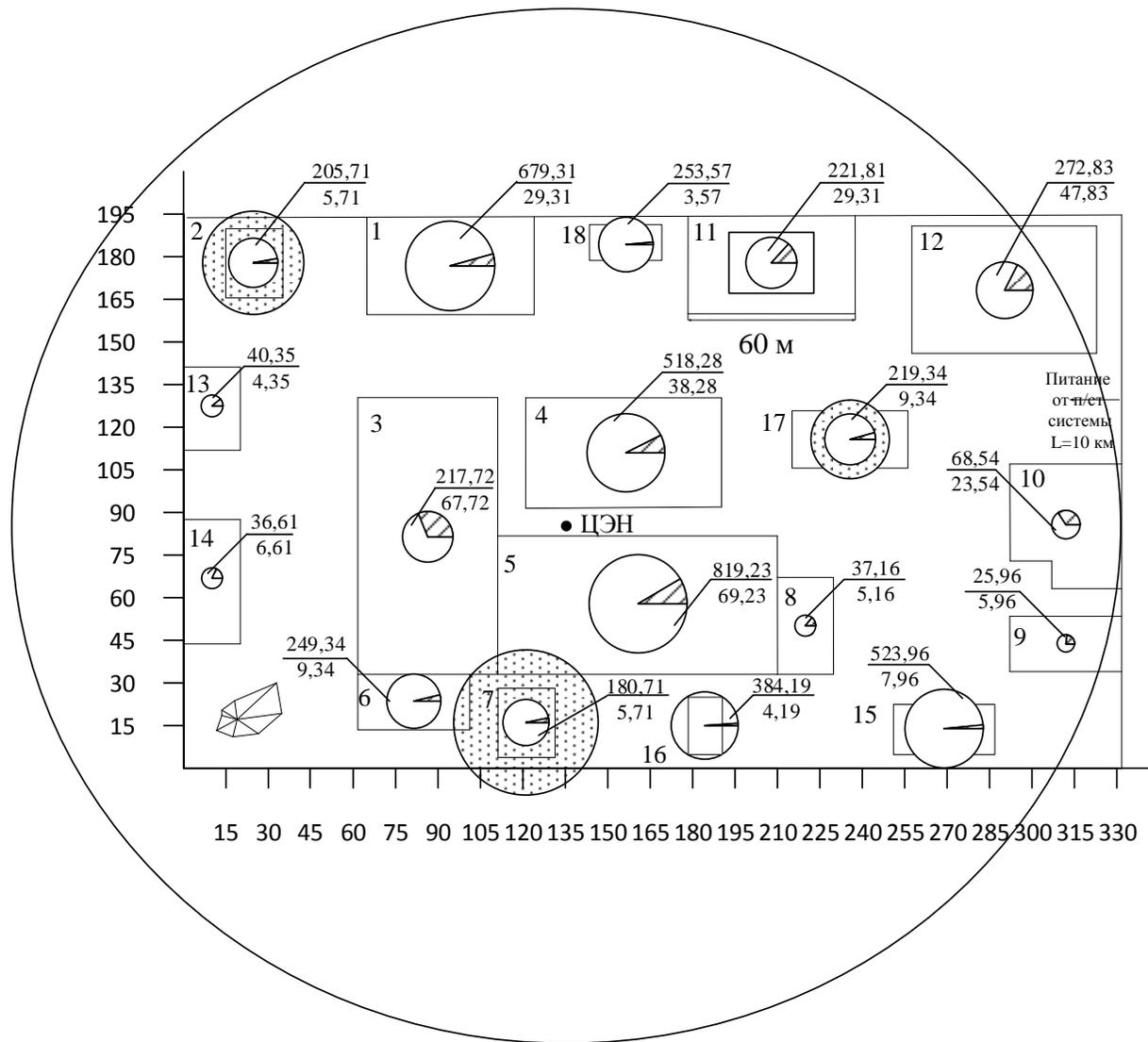


Рисунок 4 – Картограмма нагрузок

Условные обозначения

 Электрическая нагрузка до 1000 В (заштрихованный сектор – нагрузка освещения);

 Электрическая нагрузка свыше 1000 В;

679,31 Расчетная активная мощность цеха, кВт;

29,31 Расчетная активная мощность освещения, кВт.

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

4.1. Определение мощности трансформаторов

Предварительный выбор номинальной мощности цеховых трансформаторов производится по удельной плотности нагрузки:

$$\sigma = \frac{S_p^{нн}}{F_{ц}} = \frac{6397,4}{27626,79} = 0,23 \text{ кВА} / \text{м}^2.$$

По полученной плотности нагрузки выбираем мощность трансформаторов 1600 кВА по таблице 5.1. [6, с. 107].

Из картограммы нагрузок (рисунок 4) можно сделать вывод, что нагрузка предприятия равномерно распределена по всей его территории, поэтому для лучшего распределения электрической энергии, а так же сокращения количества низковольтных линий выбираем трансформаторы меньшей мощности на 1000 кВА.

Выбираем трансформатор ТМ-1000/10 по таблице П. 4.8. [6, с. 236].

В таблице 10 представлены параметры трансформатора.

Таблица 10 – Технические данные трансформатора

Тип	$S_{ном}$, кВА	$U_{ном}$ обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
ТМ- 1000/10	1000	10	0,4	$\nabla / Y_0 - 11$	2,45	12,2	5,5	1,4

4.2. Определение количества трансформаторов

Определим:

$$N_{\min} = \frac{P_p^{нн}}{\beta_{mp} \cdot S_{ном. mp}} = \frac{4935,62}{0,7 \cdot 1000} = 7,07,$$

Принимаем $N_{\min} = 8$.

Определим активную нагрузку, которая приходит на один трансформатор:

$$P_1 = \frac{P_p^{нн}}{N_{\min}} = \frac{4935,62}{8} = 616,95 \text{ кВт.}$$

Для определения оптимального числа трансформаторов выполним сравнительный экономический анализ затрат на генерацию реактивной мощности.

Расчет затрат на генерацию реактивной мощности будем производить только для компенсации реактивной мощности со стороны низкого напряжения 0,4 кВ.

Компенсация реактивной мощности на стороне высокого напряжения 10 кВ будет производиться только со стороны высокого напряжения, не зависимо от того, как будет происходить компенсация реактивной мощности на стороне низкого напряжения, поэтому в расчетах $Q_p^{вн}$ учитывать не будем.

На рисунке 5 представлена схема для расчета баланса реактивной мощности.

Для определения затрат используются следующие величины:

- $E = 0,223$ – суммарные ежегодные отчисления от капитальных вложений,
- K_o – стоимость вводного устройства,

для низковольтных БК $K_o = 0$,

для высоковольтных БК $K_o = K_{яч} + 2 \cdot K_{тр.напр.}$,

- $K_{яч} = 1900 \text{ у.е.}$ – стоимость ячейки выключателя,
- $K_{тр.напр.} = 800 \text{ у.е.}$ – стоимость трансформатора напряжения,
- K_p – стоимость регулирующего устройства,

для низковольтных БК $K_p = 0$,

- Относительная величина напряжения сети в месте присоединения БК \bar{U} ,
- Отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети $\bar{U}_{БК}$,

для КБ напряжением до 1000 В $\bar{U}_{БК} = 1$,

для КБ напряжением 10 кВ $\bar{U}_{БК} = 1,05$.

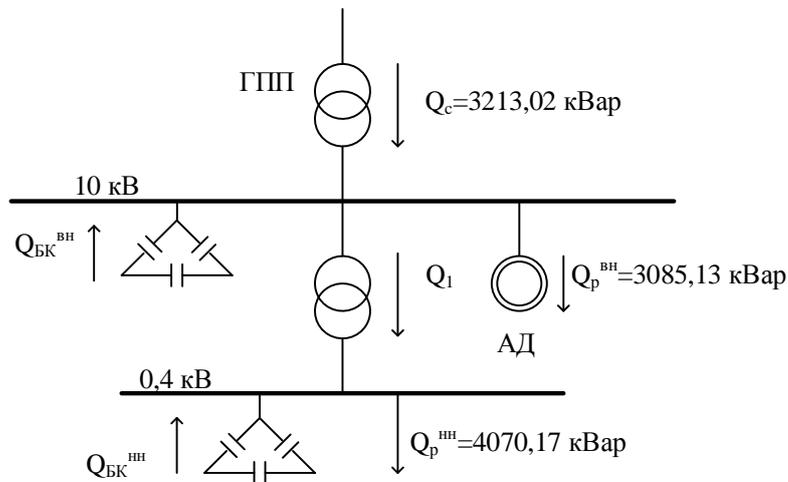


Рисунок 5 – Схема для расчета баланса реактивной мощности

Определим мощность, передаваемую из сети энергосистемы в сеть предприятия:

$$Q_c = a \cdot P_{p\Sigma} = 0,29 \cdot 11079,38 = 3213,02 \text{ кВар},$$

где: $a = 0,29$ – коэффициент для предприятий, расположенных в Сибири, с напряжением питающей линии 110 кВ.

Проведем анализ баланса реактивной мощности на шинах ГПП

$$Q_p^{\text{НН}} = 4070,17 \text{ кВар} > Q_c = 3213,02 \text{ кВар}.$$

Как видно из баланса реактивной мощности, для обеспечения потребителей реактивной мощностью на НН предприятия мощности системы не хватает.

1 Вариант

Определим наибольшую реактивную мощность, которую можно передать из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ без увеличения числа трансформаторов:

$$Q_1 = \sqrt{(N_{\min} \cdot \beta_{mp} \cdot S_{\text{ном.мп}})^2 + (P_p^{\text{НН}})^2} = \\ = \sqrt{(8 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 4935,62^2} = 2645,68 \text{ кВар}.$$

БК на ВН не устанавливаем, так как мощность, которую можно передать через трансформаторы с ВН на НН меньше, чем мощность сети.

Определим мощность БК на напряжение 0,4 кВ:

$$Q_{БК}^{нн} = Q_p^{нн} - Q_1 = 4070,17 - 2645,68 = 1424,49 \text{ кВар.}$$

Выбирает конденсаторные батареи типа УКБН-0,38-100-50У3 в количестве 12 штук и 2 конденсаторных батареи типа УКБТ-0,38-150У3 по таблице П.6.2. [3, с.167]

В таблице 11 представлены параметры конденсаторных установок.

Таблица 11 – Технические данные комплектных конденсаторных установок

Тип	Мощность, кВар	Кол-во ступеней				
УКБН-0,38-100-50У3	100	2	0,0045	10,5	2,31	800x440x895
УКБТ-0,38-150У3	150	1	0,0045	8	1,76	630x520x1400

Определим затраты для УКБН-0,38-100-50У3.

Определим постоянную составляющую затрат, не зависящую от генерируемой мощности:

$$Z_0 = E \cdot (K_o + K_p) = 0 \text{ у.е. / кВар,}$$

так как установка дополнительных ячеек не требуется.

Определим удельные затраты на 1 кВар генерируемой мощности:

$$Z_{1БК}^{нн} = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{\bar{U}_{БК}}{\bar{U}} \right) + C_0 \cdot \Delta P_{БК} = 0,223 \cdot 10,5 \cdot \left(\frac{1}{1} \right)^2 + 85 \cdot 0,0045 = 2,72 \text{ у.е. / кВар,}$$

где: $C_0 = 85 \text{ у.е. / кВт}$ – удельная стоимость потерь активной мощности определяется по таблице 5.2. [4, с. 113],

K_y – удельная стоимость КБ,

$\Delta P_{БК}$ – удельные потери активной мощности в КБ.

Определим удельные затраты на 1 кВар² генерируемой мощности:

$$Z_2 = 0 \text{ у.е. / кВар}^2.$$

Определим суммарные приведенные затраты на УКБН-0,38-100-50УЗ:

$$Z_{100} = Z_0 + Z_1 \cdot Q + Z_2 \cdot Q^2 = 0 + 2,72 \cdot 1200 + 0 = 3268,8 \text{ у.е.}$$

Определим затраты для УКБН-0,38-100-50УЗ:

Определим постоянную составляющую затрат, не зависящую от генерируемой мощности:

$$Z_0 = E \cdot (K_o + K_p) = 0 \text{ у.е. / кВар},$$

так как установка дополнительных ячеек не требуется.

Определим удельные затраты на 1 кВар генерируемой мощности:

$$Z_{1BK}^{nn} = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{\bar{U}_{BK}}{U} \right) + C_0 \cdot \Delta P_{BK} = 0,223 \cdot 8 \cdot \left(\frac{1}{1} \right)^2 + 85 \cdot 0,0045 = 2,17 \text{ у.е. / кВар},$$

где: $C_0 = 85 \text{ у.е. / кВт}$ – удельная стоимость потерь активной мощности определяется по таблице 5.2 [6, с. 113],

K_y – удельная стоимость КБ,

ΔP_{BK} – удельные потери активной мощности в КБ.

Определим удельные затраты на 1 кВар² генерируемой мощности:

$$Z_2 = 0 \text{ у.е. / кВар}^2.$$

Определим суммарные приведенные затраты на БК УКБТ-0,38-150УЗ:

$$Z_{150} = Z_0 + Z_1 \cdot Q + Z_2 \cdot Q^2 = 0 + 2,17 \cdot 300 + 0 = 649,95 \text{ у.е.}$$

Определим суммарные приведенные затраты на КБ НН:

$$Z = Z_{100} + Z_{150} = 3268,8 + 649,95 = 3918,75 \text{ у.е.}$$

2 Вариант

Увеличиваем число установленных трансформаторов на 1 ($N = 8 + 1 = 9$).

Определим затраты на один трансформатор:

$$Z_{mp} = E \cdot K_{mp} = 0,223 \cdot 17000 = 3791 \text{ у.е.}$$

где $K_{mp} = 17000 \text{ у.е.}$ – стоимость одного трансформатора.

Определим наибольшую реактивную мощность, которую можно передать из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ при увеличении числа трансформаторов:

$$Q_1 = \sqrt{(N_{\min} \cdot \beta_{mp} \cdot S_{ном.мп})^2 + (P_p^{нн})^2} =$$

$$= \sqrt{(9 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 4935,62^2} = 3915,31 \text{ кВар}.$$

Составляем баланс мощностей для узла А:

$$Q_c = 3213,02 \text{ кВар} < Q_1 = 3915,31 \text{ кВар}.$$

Устанавливаем высоковольтные КБ.

Определим мощность КБ на напряжение 10 кВ:

$$Q_{БК}^{нн} = Q_1 - Q_c = 3915,31 - 3213,02 = 693,88 \text{ кВар}.$$

Выбирает 1 конденсаторную батарею типа УКМ-10,5-450-ЛУЗ по таблице П.6.2. [3, с.167].

В таблице 12 представлены параметры конденсаторных установок.

Таблица 12 – Технические данные комплектных конденсаторных установок

Тип	Мощность, кВар	Кол-во ступеней				
УКМ-10,5-450-ЛУЗ	450	1	0,003	4,1	0,9	2140x880 x1800

Определим затраты для УКМ-10,5-450-ЛУЗ.

Определим постоянную составляющую затрат, не зависящую от генерируемой мощности:

$$Z_0 = E \cdot (K_o + K_p) = 0,223 \cdot (1900 + 2 \cdot 800) = 780,5 \text{ у.е. / кВар},$$

Определим удельные затраты на 1 кВар генерируемой мощности:

$$Z_{1БК}^{нн} = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{\bar{U}_{БК}}{\bar{U}} \right) + C_0 \cdot \Delta P_{БК} = 0,223 \cdot 4,1 \cdot \left(\frac{1}{1,05} \right)^2 + 85 \cdot 0,003 = 1,08 \text{ у.е. / кВар},$$

где: $C_0 = 85 \text{ у.е. / кВт}$ – удельная стоимость потерь активной мощности определяется по таблице 5.2. [6, с. 113],

K_y – удельная стоимость КБ,

$\Delta P_{БК}$ – удельные потери активной мощности в КБ.

Определим удельные затраты на 1 кВар² генерируемой мощности:

$$z_2 = 0 \text{ у.е. / кВар}^2.$$

Определим суммарные приведенные затраты на БК ВН:

$$z = z_0 + z_1 \cdot Q + z_2 \cdot Q^2 = 780,5 + 1,08 \cdot 450 + 0 = 1268,43 \text{ у.е.}$$

Определим мощность КБ на напряжение 0,4 кВ:

$$Q_{БК}^{нн} = Q_p^{нн} - Q_c - Q_{БК}^{бн} = 4070,17 - 3213,02 - 450 = 407,15 \text{ кВар.}$$

Выбирает 4 конденсаторных батареи типа УКБН-0,38-100-50У3 по таблице П.6.2. [3, с.167].

В таблице 13 представлены параметры конденсаторных установок.

Таблица 13 – Технические данные комплектных конденсаторных установок

Тип	Мощность, кВар	Кол-во ступеней				
УКБН-0,38-100-50У3	100	2	0,0045	10,5	2,31	800x440 x895

Определим затраты для УКБН-0,38-100-50У3.

Определим постоянную составляющую затрат, не зависящую от генерируемой мощности:

$$z_0 = E \cdot (K_o + K_p) = 0 \text{ у.е. / кВар},$$

так как установка дополнительных ячеек не требуется.

Определим удельные затраты на 1 кВар генерируемой мощности:

$$z_{1БК}^{нн} = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{\bar{U}_{БК}}{\bar{U}} \right) + C_0 \cdot \Delta P_{БК} = 0,223 \cdot 10,5 \cdot \left(\frac{1}{1} \right)^2 + 85 \cdot 0,0045 = 2,72 \text{ у.е. / кВар},$$

где: $C_0 = 85 \text{ у.е. / кВт}$ – удельная стоимость потерь активной мощности определяется по таблице 5.2. [6, с. 113],

K_y – удельная стоимость КБ,

$\Delta P_{БК}$ – удельные потери активной мощности в КБ.

Определим удельные затраты на 1 кВар² генерируемой мощности:

$$z_2 = 0 \text{ у.е. / кВар}^2.$$

Определим суммарные приведенные затраты на БК УКБН-0,38-100-50УЗ:

$$z = z_0 + z_1 \cdot Q + z_2 \cdot Q^2 = 0 + 2,72 \cdot 400 + 0 = 1089,6 \text{ у.е.}$$

Определим суммарные приведенные затраты:

$$z = z_{mp} + z_{БК}^{ен} + z_{БК}^{нн} = 3791 + 1268,43 + 1089,6 = 6149,03 \text{ у.е.}$$

3 Вариант

Увеличиваем число установленных трансформаторов на 2 ($N = 8 + 2 = 10$).

Определим затраты при установке одной трансформаторной подстанции:

$$z_{mp} = 2 \cdot E \cdot K_{mp} = 2 \cdot 0,223 \cdot 17000 = 7582 \text{ у.е.}$$

где $K_{mp} = 17000 \text{ у.е.}$ – стоимость одного трансформатора.

Определим наибольшую реактивную мощность, которую можно передать из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ при увеличении числа трансформаторов:

$$\begin{aligned} Q_1 &= \sqrt{(N_{\min} \cdot \beta_{mp} \cdot S_{ном. mp})^2 + (P_p^{нн})^2} = \\ &= \sqrt{(10 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 4935,62^2} = 4963,83 \text{ кВар.} \end{aligned}$$

Составляем баланс мощностей для узла А:

$$Q_c = 3213,02 \text{ кВар} < Q_1 = 4964,83 \text{ кВар.}$$

Устанавливаем высоковольтные КБ.

Так как реактивная мощность, которую можно передать из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ Q_1 больше чем расчетная реактивная мощность предприятия на стороне НН $Q_p^{нн}$, то для определения мощности КБ используем расчетную реактивную мощность предприятия на стороне НН $Q_p^{нн}$.

Определим мощность КБ на напряжение 10 кВ:

$$Q_{БК}^{6H} = Q_p^{HH} - Q_c = 4070,17 - 3213,02 = 848,75 \text{ кВар}.$$

Выбирает 2 конденсаторные батареи УКМ-10,5-400-У1 по таблице П.6.2. [3, с.167].

В таблице 14 представлены параметры БК

Таблица 14 – Технические данные комплектной конденсаторной установки

Тип	Мощность, кВар	Кол-во ступеней				
УКМ-10,5-400-У1	400	1	0,003	4,9	1,8	2140x860 x2060

Затраты для УКМ-10,5-400-У1.

Определим постоянную составляющую затрат, не зависящую от генерируемой мощности:

$$Z_0 = E \cdot (K_o + K_p) = 0,223 \cdot (1900 + 2 \cdot 800) = 780,5 \text{ у.е. / кВар},$$

Определим удельные затраты на 1 кВар генерируемой мощности:

$$Z_{1БК}^{HH} = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{\bar{U}_{БК}}{\bar{U}} \right) + C_0 \cdot \Delta P_{БК} = 0,223 \cdot 4,9 \cdot \left(\frac{1}{1,05} \right)^2 + 85 \cdot 0,003 = 1,25 \text{ у.е. / кВар},$$

где: $C_0 = 85 \text{ у.е. / кВт}$ – удельная стоимость потерь активной мощности определяется по таблице 5.2. [6, с. 113],

K_y – удельная стоимость КБ,

$\Delta P_{БК}$ – удельные потери активной мощности в КБ.

Определим удельные затраты на 1 кВар² генерируемой мощности:

$$Z_2 = 0 \text{ у.е. / кВар}^2.$$

Определим суммарные приведенные затраты на БК ВН:

$$Z = Z_0 + Z_1 \cdot Q + Z_2 \cdot Q^2 = 780,5 + 1,25 \cdot 400 + 0 = 1777,39 \text{ у.е.}$$

Определим суммарные приведенные затраты:

$$Z = Z_{mp} + Z_{БК}^{ен} = 7582 + 1777,39 = 7582 \text{ у.е.}$$

По данным расчетов можно сделать вывод о том, что минимальные затраты получились в первом варианте.

Принимаем оптимальное число трансформаторов 8 штук.

4.3. Определение расположения цеховых трансформаторов

Определим число трансформаторов, которое нужно установить в определенном цехе.

Пример расчетом приведем для компрессорной (2 на генплане предприятия):

$$N = \frac{P_p + P_{po}}{P_1} = \frac{679,31}{620,62} = 1,09$$

Для остальных цехов расчет аналогичен и представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Количество трансформаторов в цехах

№	Наименование цеха	Категория надежности	$P_p + P_{po}$	N
1	Ремонтно-механический цех фонтанной аппаратуры	II	679,31	1,09
2	Компрессорная	I	205,71	0,33
3	Сборочный цех	II	217,72	0,35
4	Кузнечно-сварочный цех	II	518,28	0,84
5	Цех ремонта штанговых глубинных насосов	II	819,23	1,32
6	Шламовая	I	249,34	0,4
7	Компрессорная	I	180,71	0,29
8	Склад	III	37,16	0,06
9	Склад	III	25,96	0,04
10	Административно- бытовой комплекс	II	68,54	0,11
11	Прокатно-ремонтный цех электрооборудования	II	192,49	0,31
12	Электролаборатория	II	272,83	0,44
13	Автомобильный бокс	III	40,35	0,07
14	Автомобильный бокс	III	36,61	0,06

Продолжение таблицы 15

15	Кузнечный цех	II	523,96	0,84
16	Штамповочный	II	384,19	0,62
17	Насосная	I	219,34	0,35
18	Столовая	III	253,57	0,41

Распределение цехов по трансформаторным подстанциям осуществляется объединением нагрузки ближайших цехов.

В таблице 16 представлено распределение цехов по трансформаторным подстанциям.

Таблица 16 – Распределение цехов по ТП

Наименование пункта питания	Количество трансформаторов	№ цеха
ТП1	2	1,2,3,13,14
ТП2	2	4,11,12,18
ТП3	2	8,9,10,15,16,17
ТП4	2	5,6,7

На рисунке 6 показано расположение цеховых подстанций.

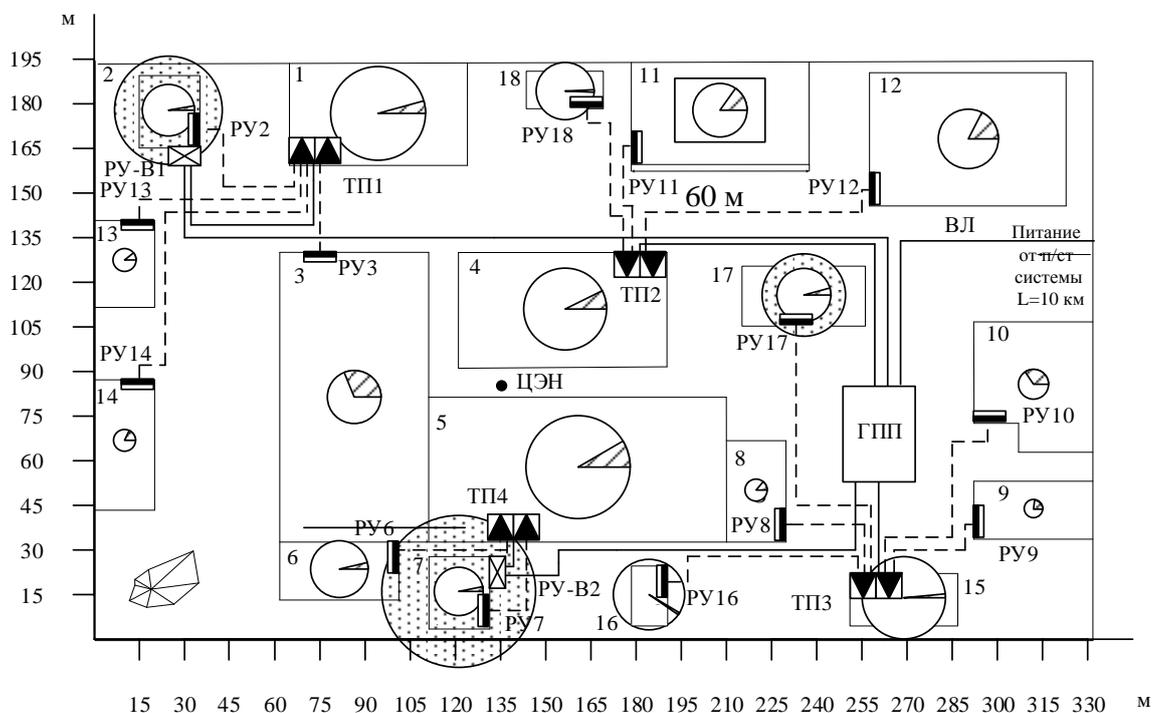


Рисунок 6 – Схема силовой сети производственной базы

Определим мощность, которая компенсируется за счет конденсаторных установок, на примере ТП1.

Определим в процентном соотношении долю реактивной мощности ТП1 от общей реактивной мощности на стороне 10 кВ ГПП:

$$Q_{\%} = \frac{Q_p}{\Sigma Q_p^{нн}} \cdot 100 = \frac{990,58}{4070,17} \cdot 100 = 24,34\%.$$

Определяем мощность конденсаторной батареи:

$$Q_{БК ТП1}^{нн} = \frac{Q_{\%}}{100} \cdot Q_{БК}^{нн} = \frac{24,32}{100} \cdot 1424,49 = 346,69 \text{ кВар}.$$

Определим фактическую мощность конденсаторных батарей на ТП1:

$$Q_{БК ТП1\text{факт.}}^{нн} = 400 \text{ кВар}.$$

Пересчитаем:

$$\beta_{т\text{ факт.}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{БК ТП1\text{факт.}}^{нн})^2}}{n \cdot S_{ном.тр}} = \frac{\sqrt{1179,71^2 + (990,58 - 400)^2}}{2 \cdot 1000} = 0,59.$$

Аналогичные расчеты представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Фактическая нагрузка цеховых ТП

№ ТП	$n_{тр}$	P_p , кВт	Q_p , кВар	$Q_{\%}$, %	$Q_{БК ТП}^{нн}$, кВар	$Q_{БК ТП\text{факт.}}^{нн}$, кВар	Кол-во и марка КБ	$\beta_{т\text{ факт.}}$
ТП1	2	1179,71	990,58	24,34	346,69	400	4хУКБН-0,38- 100-50 У3	0,59
ТП2	2	1237,14	914,92	22,48	320,21	300	2хУКБН-0,38-150 У3	0,62
ТП3	2	1259,15	1191,99	29,29	417,18	400	4хУКБН-0,38- 100-50 У3	0,63
ТП4	2	1249,28	972,69	23,9	340,42	400	4хУКБН-0,38- 100-50 У3	0,62
Итого	8	4925,28	4070,17	100	1424,49	1500		

5. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП

Выбираем двухтрансформаторную ГПП, так как это обеспечит надежное электроснабжение потребителей электроэнергии.

Определим мощность трансформаторов ГПП:

$$S_{mp} = \frac{S_{pГПП}}{n \cdot \beta_{mp}} = \frac{12212,70}{2 \cdot 0,7} = 8723,36 \text{ кВА.}$$

где: $\beta_{mp} = 0,7$,

$n = 2$.

Принимаем ближайшую большую мощность трансформатора $S_{ном.тр} = 10000 \text{ кВА}$.

Выбираем трансформаторы ТДН-10000/110 по таблице 7.3. [4, с. 160].

Технические данные трансформатора ТДН-10000/110 представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Технические данные трансформатора

Тип	$S_{ном},$ МВА	$U_{ном}$ обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
ТДН- 10000/110	10	115	11	$Y_0 / \nabla - 11$	14	58	10,5	0,9

На рисунке 7 представлена схема электрическая принципиальная выше 1000В.

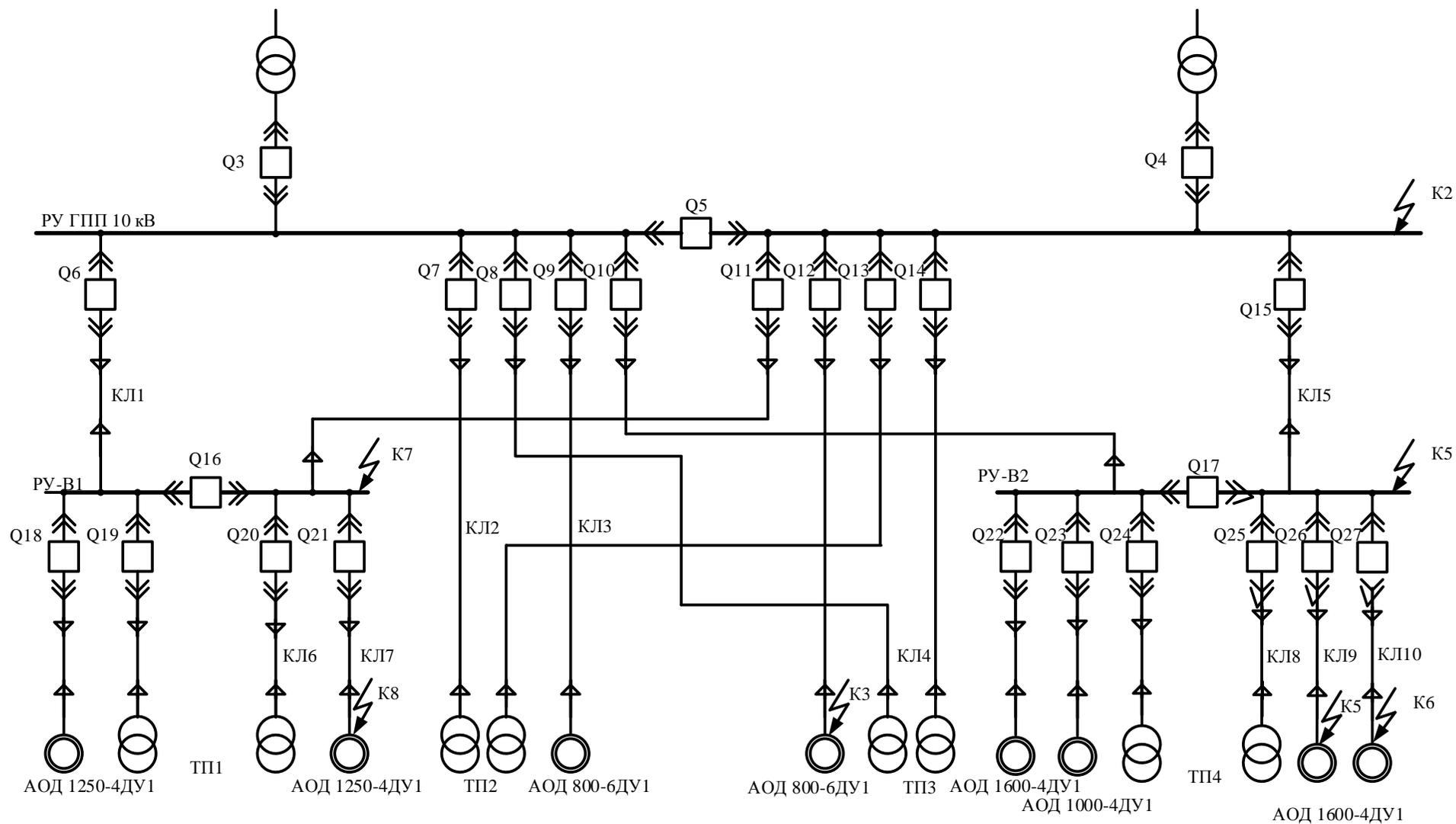


Рисунок 7 – Принципиальная схема электроснабжения предприятия

6. Построение суточного графика нагрузки предприятия

Для построения суточного графика нагрузки используем характерный суточный график для нефтеперерабатывающей отрасли, показанный на рисунке 8 [4, с. 23].

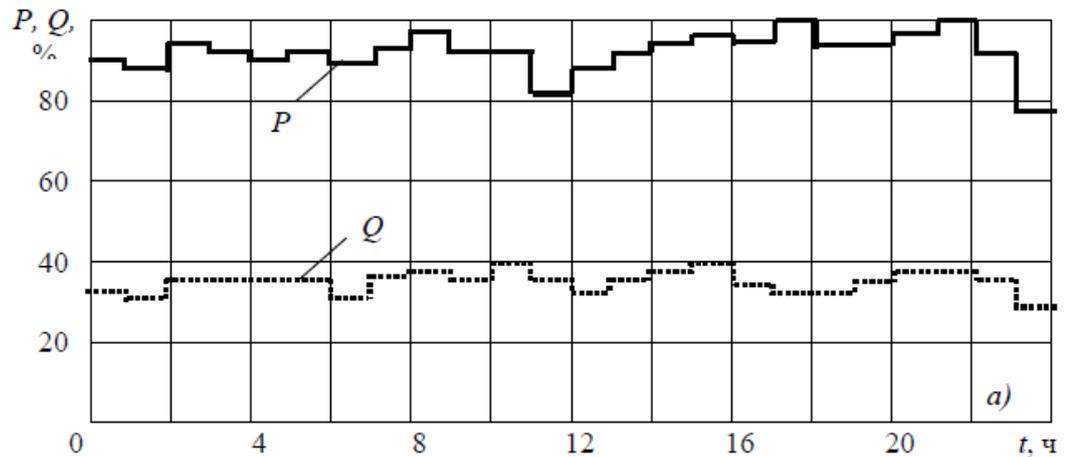


Рисунок 8 – характерный суточный график электрических нагрузок нефтеперерабатывающего предприятия

Определим активную и реактивную мощности ступени для времени первого часа:

$$P_{cm1} = \frac{n_{\%} \cdot P_{pГПП}}{100} = \frac{90,91 \cdot 11342,35}{100} = 10311,23 \text{ кВт},$$

$$Q_{cm1} = \frac{n_{\%} \cdot Q_{pГПП}}{n_{\max \%}} = \frac{32,73 \cdot 4527,83}{40} = 3704,59 \text{ кВар}.$$

где: $n_{\%}$ – загруженность графика электрических нагрузок,

$P_{pГПП} = 11342,35 \text{ кВт}$ – расчетная активная мощность со стороны высшего напряжения трансформатора ГПП,

$Q_{pГПП} = 4527,83 \text{ кВар}$ – расчетная реактивная мощность со стороны высшего напряжения трансформатора ГПП.

Определим полную мощность ступени:

$$S_{cm1} = \sqrt{P_{cm1}^2 + Q_{cm1}^2} = \sqrt{10311,23^2 + 3704,59^2} = 10956,52 \text{ кВА}.$$

Расчет остальных ступеней произведен аналогично и приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Суточная нагрузка

№ ступени	$T_{см}$, часы	$n_{\%}$ для P	$P_{см}$, кВт	$n_{\%}$ для Q	$Q_{см}$, кВар	$S_{см}$, кВА
1	0-1	90,91	10311,23	32,73	3704,59	10956,52
2	1-2	88,18	10001,89	30,91	3498,78	10596,19
3	2-3	94,55	10723,68	35,45	4013,30	11450,06
4	3-4	92,73	10517,45	35,45	4013,30	11257,15
5	4-5	90,73	10290,60	35,45	4013,30	11045,50
6	5-6	92,73	10517,45	35,45	4013,30	11257,15
7	6-7	89,09	10105,00	32,73	3704,59	10762,67
8	7-8	92,73	10517,45	36,36	4116,21	11294,24
9	8-9	97,64	11074,26	38,18	4322,02	11887,77
10	9-10	94,36	10703,05	35,45	4013,30	11430,75
11	10-11	94,36	10733,61	40,00	4527,83	11649,53
12	11-12	81,82	9280,10	35,45	4013,30	10110,73
13	12-13	88,18	10001,89	31,82	3601,68	10630,61
14	13-14	91,82	10414,34	35,45	4013,30	11160,87
15	14-15	94,55	10723,68	38,18	4322,02	11561,88
16	15-16	96,36	10929,90	40,00	4527,83	11830,64
17	16-17	94,55	10723,68	34,55	3910,40	11414,40
18	17-18	100,00	11342,35	32,73	3704,59	11932,01
19	18-19	94,55	10723,68	32,73	3704,59	11345,54
20	19-20	94,55	10723,68	34,55	3910,40	11414,40
21	20-21	96,91	10991,77	38,18	4322,02	11810,96
22	21-22	100,00	11342,35	38,18	4322,02	12137,91
23	22-23	92,18	10455,58	35,45	4013,30	11199,37
24	23-24	77,27	8764,54	35,45	4013,30	9639,70

На рисунке 9 представлен суточный график электрических нагрузок предприятия.

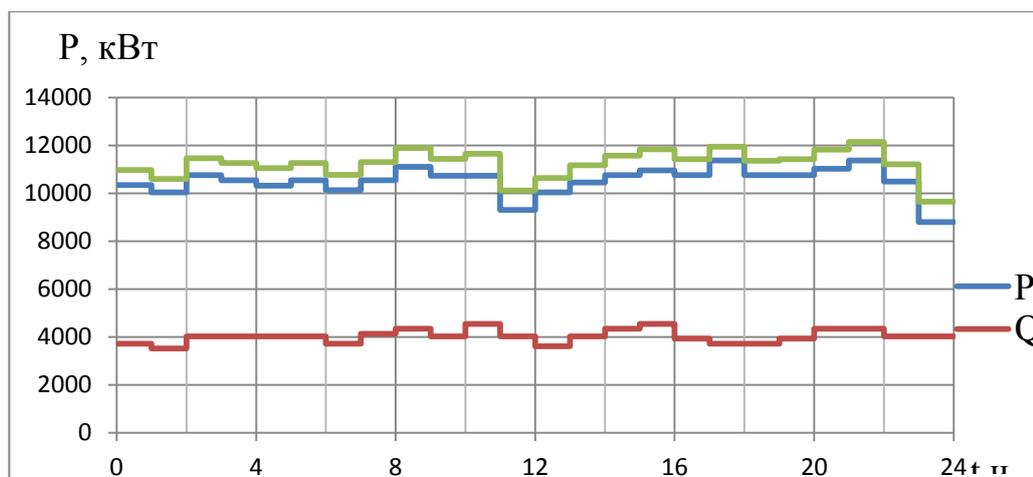


Рисунок 9 – Суточный график электрических нагрузок предприятия

Вычислим активную потребляемую энергию на 1 ступени за 1 час (время ступени):

$$W_{cm1} = P_{cm1} \cdot T_{cm1} = 10311,23 \cdot 1 = 10311,23 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим активную потребляемую энергию за сутки:

$$W_{сут} = \sum P_{cm} \cdot T_{cm} = 251913,21 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим среднесуточную нагрузку:

$$P_{сут} = \frac{W_{сут}}{T_{сут}} = \frac{251913,21}{24} = 10496,38 \text{ кВт}.$$

Определим максимальную нагрузку:

$$P_{max} = P_{cm18} = 11342,35 \text{ кВт}.$$

Вычислим коэффициент максимума:

$$K_{max} = \frac{P_{pГПП}}{P_{сут}} = \frac{11342,35}{10496,38} = 1,08.$$

Вычислим коэффициент загрузки:

$$K_{зг} = \frac{1}{K_{max}} = \frac{1}{1,08} = 0,93.$$

Определим число часов использования максимума нагрузки за сутки:

$$T_{max.сут} = K_{зг} \cdot T_{сут} = 0,93 \cdot 24 = 22,21 \text{ ч}.$$

Определим число часов использования максимума нагрузки за год:

$$T_{\max} = K_{\text{зз}} \cdot T_{\text{сут}} \cdot 365 = 0,93 \cdot 24 \cdot 365 = 8106,55 \text{ ч.}$$

Вычислим реактивную потребляемую энергию на 1 ступени за 1 час (время ступени):

$$V_{\text{см1}} = P_{\text{см1}} \cdot T_{\text{см1}} = 3716,5 \cdot 1 = 3716,5 \text{ кВар} \cdot \text{ч.}$$

Определим реактивную потребляемую энергию за сутки:

$$V_{\text{сут}} = \Sigma P_{\text{см}} \cdot T_{\text{см}} = 38650,59 \text{ кВар} \cdot \text{ч.}$$

Определим среднюю полную мощность предприятия за сутки:

$$S_{\text{ср}} = \frac{S_{\text{сут}}}{24} = \frac{\sqrt{W_{\text{сут}}^2 + V_{\text{сут}}^2}}{24} = \frac{\sqrt{251974,45^2 + 96626,47^2}}{24} = 11247,67 \text{ кВА.}$$

7. Выбор сечения линии, питающей ГПП

Линии для питания трансформаторов ГПП будем выполнять воздушными двухцепными проводом АС.

Линии будем выбирать по экономической плотности тока и расчетному току.

Определяем экономическую плотность тока по таблице 1.3.36. [10].

Для неизолированных алюминиевых проводов при $T_{\max} \geq 5000$ ч принимаем $j_{\text{эк}} = 1 \text{ А/мм}^2$.

Определим расчетный ток линии:

$$I_p = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,49 \text{ А.}$$

Вычислим сечение:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{52,49}{1} = 52,49 \text{ мм}^2.$$

Выберем рекомендуемое ближайшее стандартное сечение по таблице 5.2. [4, с. 117]:

$$F = 70 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод АС 70/11.

Допустимый длительный ток $I_{\text{дон}} = 265 \text{ А}$, определили по таблице 1.3.29. [10].

Необходимо произвести проверку выбранного провода.

1. Выполним проверку по нагреву и перегрузочной способности.

$$I_p = 52,49 \text{ А} \leq I_{\text{дон}} = 265 \text{ А} - \text{проходит,}$$

$$1,3 \cdot I_{\text{дон}} = 344,5 \text{ А} \geq I_{\text{н.а.}} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 52,49 = 104,97 \text{ А} - \text{проходит.}$$

2. Выполним проверку по механической прочности.

$$F = 70 \text{ мм}^2 \geq F_{\text{min}} = 70 \text{ мм}^2 - \text{проходит.}$$

3. Выполним проверку по допустимой потере напряжения.

Нормальный режим.

Определим коэффициент загрузки линии:

$$k_3 = \frac{I_{\text{дон}}}{I_p} = \frac{265}{52,49} = 5,05.$$

Определим допустимую длину питающей линии:

$$L_{\text{дон}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{дон}\%} \cdot k_3 = 5,1 \cdot 5 \cdot 5,05 = 128,75 \text{ км} \geq 10 \text{ км} - \text{проходит,}$$

где: $l_{\Delta U 1\%} = 5,1 \text{ км}$ – длина линии при полной нагрузке на 1% потери напряжения по таблице П.5.1. [6, с. 238],

$\Delta U_{\text{дон}\%} = 5 \%$ – допустимая потеря мощности.

Аварийный режим.

Определим коэффициент загрузки линии:

$$k_3 = \frac{I_{\text{дон}}}{2 \cdot I_p} = \frac{265}{2 \cdot 52,49} = 2,52.$$

Определим допустимую длину питающей линии:

$$L_{\text{дон}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{дон}\%} \cdot k_3 = 5,1 \cdot 10 \cdot 2,52 = 128,75 \text{ км} \geq 10 \text{ км} - \text{проходит,}$$

где: $l_{\Delta U 1\%} = 5,1 \text{ км}$ – длина линии при полной нагрузке на 1% потери напряжения по таблице П.5.1. [6, с. 238],

$\Delta U_{\text{дон}\%} = 10 \%$ – допустимая потеря мощности.

4. Выполним проверку по условию коронирования.

Для напряжения линии 110 кВ минимальное сечение провода 70 мм^2 [10].

Провод АС 70/11 проходит проверку по условию коронирования.

8. Выбор сечения проводников в сетях выше 1000 В

Внутризаводские сети выше 1000 В будем выполнять кабельными линиями, проложенными в кабельных траншеях и в воздухе по стене на скобах.

Сечения жил кабеля в сетях выше 1000 В будем выбирать по экономической плотности тока.

Пример выбор сечения кабеля приведем для кабельной линии КЛ5, питающей распределительное устройство 10 кВ от ГПП (ГПП – РУ2).

Определим расчётный ток кабельной линии:

$$I_{расч} = \frac{n_{тр} \cdot S_{ном.тр} + n_{АД} \cdot S_{ном.АД}}{n_{лин} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} =$$
$$= \frac{2 \cdot 1000 + 2 \cdot (1250 / 0,88) + 2 \cdot (1600 / 0,89)}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 227,14 \text{ А},$$

где: $n_{тр} = 2$ – число трансформаторов,

$n_{лин} = 2$ – число питающих линий,

$n_{АД} = 4$ – число асинхронных двигателей,

$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение линии,

$S_{ном.АД} = \frac{P_{ном.АД}}{\cos \varphi}$ – номинальная полная мощность асинхронного двигателя.

Определяем экономическую плотность тока по таблице 1.3.36. [10].

Для алюминиевых кабелей с бумажной пропитанной изоляцией при $T_{max} \geq 5000 \text{ ч}$ принимаем $j_{эк} = 1,2 \text{ А / мм}^2$.

Вычислим сечение кабеля:

$$F_{эк} = \frac{I_{расч}}{j_{эк}} = \frac{227,14}{1,2} = 189,28 \text{ мм}^2.$$

Округлим полученное значение до ближайшего стандартного значения $F = 185 \text{ мм}^2$.

Предварительно выбираем кабель ААШв -3х185.

По таблице 1.3.16. [10] $I_{дон} = 310 \text{ А}$.

По таблице 1.3.12. [10] определим допустимую температуру жил кабеля для напряжения 10 кВ, она равна +60°C.

Для выполнения проверки кабеля по тепловому нагреву с учетом поправочных коэффициентов определим эти коэффициенты при температуре земли +15°C и температуре жил +60°C.

Поправочный коэффициент на токи $K_1 = 1$ по таблице 1.3.3. [10].

Поправочный коэффициент на 2 работающих кабелей, лежащих рядов в земле $K_2 = 0,93$ определили по таблице 1.3.26. [10].

Выполним проверку кабеля по тепловому нагреву с учетом поправочных коэффициентов по условию прокладки:

$$I_{\text{дон}} \geq \frac{I_{\text{расч}}}{K_1 \cdot K_2},$$

$$I_{\text{дон}} = 310 \text{ A} \geq \frac{I_{\text{расч}}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{227,14}{1 \cdot 0,93} = 244,23 \text{ A} - \text{условие выполняется.}$$

Так как линия КЛ5 может работать с перегрузкой, нужно выполнять проверку по длительному нагреву в послеаварийном режиме.

Определим ток послеаварийного режима:

$$I_{\text{н.ав.}} = 2 \cdot I_{\text{расч}} = 2 \cdot 227,14 = 454,27 \text{ A.}$$

Определим по таблице 1.3.2. [10] допустимую перегрузку по отношению к номинальной при длительности 6 часов $K_{\text{пер}} = 1,25$.

Выполним проверку:

$$K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{дон}} \geq \frac{I_{\text{н.ав.}}}{K_1 \cdot K_2},$$

$$K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{дон}} = 1,25 \cdot 310 = 387,5 \text{ A} \leq \frac{I_{\text{н.ав.}}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{454,27}{1 \cdot 0,93} = 488,47 \text{ A} - \text{условие не}$$

выполняется.

Так как условие перегрузки послеаварийного режима не выполняется, увеличиваем сечение до 240 мм².

Исходя из того, что меньшее сечение прошло проверку по тепловому нагреву, новое сечение будем проверять только на перегрузку послеаварийного режима.

По таблице 1.3.16. [10] $I_{\text{дон}} = 355 \text{ A}$.

Определим по таблице 1.3.2. [10] допустимую перегрузку по отношению к номинальной при длительности 6 часов $K_{\text{пер}} = 1,25$.

Выполним проверку:

$$K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{дон}} \geq \frac{I_{\text{н.ав.}}}{K_1 \cdot K_2},$$

$$K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{дон}} = 1,25 \cdot 355 = 443,75 \text{ A} \leq \frac{I_{\text{н.ав.}}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{454,27}{1 \cdot 0,93} = 488,47 \text{ A} - \text{условие не}$$

выполняется.

Максимальное сечение кабеля не прошло проверку на перегрузку послеаварийного режима.

Принимаем решение прокладывать параллельно два кабеля.

Предварительно выбираем кабель ААШв 2(3х95).

По таблице 1.3.16. [10] $I_{\text{дон}} = 205 \text{ A}$.

По таблице 1.3.12. [10] определим допустимую температуру жил кабеля для напряжения 10 кВ, она равна +60°C.

Для выполнения проверки кабеля по тепловому нагреву с учетом поправочных коэффициентов определим эти коэффициенты при температуре земли +15°C и температуре жил +60°C.

Поправочный коэффициент на токи $K_1 = 1$ по таблице 1.3.3. [10].

Поправочный коэффициент на 4 работающих кабелей, лежащих рядов в земле $K_1 = 0,84$ определили по таблице 1.3.26. [10].

Выполним проверку кабеля по тепловому нагреву с учетом поправочных коэффициентов по условию прокладки:

$$I_{\text{дон}} = 2 \cdot 205 = 410 \text{ A} \geq \frac{I_{\text{расч}}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{227,14}{1 \cdot 0,84} = 270,4 \text{ A} - \text{условие выполняется.}$$

Так как линия КЛ5 может работать с перегрузкой, нужно выполнять проверку по длительному нагреву в послеаварийном режиме.

Определим ток послеаварийного режима:

$$I_{n.ав.} = 2 \cdot I_{расч} = 2 \cdot 227,14 = 454,27 \text{ А.}$$

Определим по таблице 1.3.2. [10] допустимую перегрузку по отношению к номинальной при длительности 6 часов $K_{пер} = 1,25$.

Выполним проверку:

$$K_{пер} \cdot I_{дон} \geq \frac{I_{n.ав.}}{K_1 \cdot K_2}$$

$$K_{пер} \cdot I_{дон} = 1,25 \cdot 2 \cdot 205 = 512,5 \text{ А} \leq \frac{I_{n.ав.}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{454,27}{1 \cdot 0,84} = 540,82 \text{ А} - \text{условие не}$$

выполняется.

Так как условие перегрузки послеаварийного режима не выполняется, увеличиваем сечение до 120 мм^2 .

Так как условие перегрузки для сечения 95 мм^2 выполняется, то для сечения 120 мм^2 так же будет выполняться, сделаем проверку лишь для тока послеаварийного режима.

По таблице 1.3.16. [10] для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массаи изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в земле определим допустимый длительный ток $I_{дон} = 240 \text{ А}$.

Выполним проверку:

$$K_{пер} \cdot I_{дон} \geq \frac{I_{n.ав.}}{K_1 \cdot K_2},$$

$$K_{пер} \cdot I_{дон} = 1,25 \cdot 2 \cdot 240 = 600 \text{ А} \geq \frac{I_{n.ав.}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{454,27}{1 \cdot 0,84} = 540,82 \text{ А} - \text{условие}$$

выполняется.

Аналогичные расчеты представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Марки и сечения кабельных линий напряжением 10 кВ

№ КЛ	Участок линии	$n_{лин}$	I_p, A	$I_{н.ав.}, A$	$F_{эк}, мм^2$	Предварительная марка кабеля	$I_{дон}, A$	$\frac{I_{расч}}{K_1 \cdot K_2}, A$	K_1	K_2	$K_{пер}$	$K_{пер} \cdot I_{дон}, A$	$\frac{I_{н.ав.}}{K_1 \cdot K_2}, A$	$l_{КЛ}, км$
Л1	ГПП-РУ1	2	139,75	300,53	116,45	ААШв 3х120	240	150,26	1	0,93	1,25	300	300,53	0,309
Л2	ГПП-ТП2	2	57,74	115,47	48,11	ААШв 3х50	140	62,08	1	0,93	1,25	175	124,16	0,129
Л3	ГПП-АОД 800	1	57,94		45,82	ААШв 3х50	140	57,94	1	1				0,054
Л4	ГПП-ТП3	2	57,74	115,47	48,11	ААШв 3х50	140	62,08	1	0,93	1,25	175	124,16	0,030
Л5	ГПП-РУ2	4	227,14	454,27	189,28	ААШв 2(3х120)	240	488,47	1	0,84	1,25	600	540,8	0,148
Л6	РУ1-ТП1	2	57,74	115,47	48,11	ААШв 3х50	140	62,08	1	0,93	1,25	175	124,16	0,083
Л7	РУ1-АОД 1250	1	86,5		71,71	ААШв 3х70	130	86,5	1	1				0,043
Л8	РУ2-ТП4	2	57,74	115,47	48,11	ААШв 3х50	140	62,08	1	0,93	1,25	175	124,16	0,012
Л9	РУ2-АОД 1600	1	108,57		90,48	ААШв 3х95	155	108,57	1	1				0,045
Л10	РУ2-АОД 1000	1	69,09		57,55	ААШв 3х50	105	69,06	1	1				0,045

9. Расчет токов короткого замыкания в сетях выше 1000 В

Для однолинейной схемы электроснабжения построим расчетную схему и схему замещения для расчетов токов КЗ.

Расчетная схема представлена на рисунке 10.

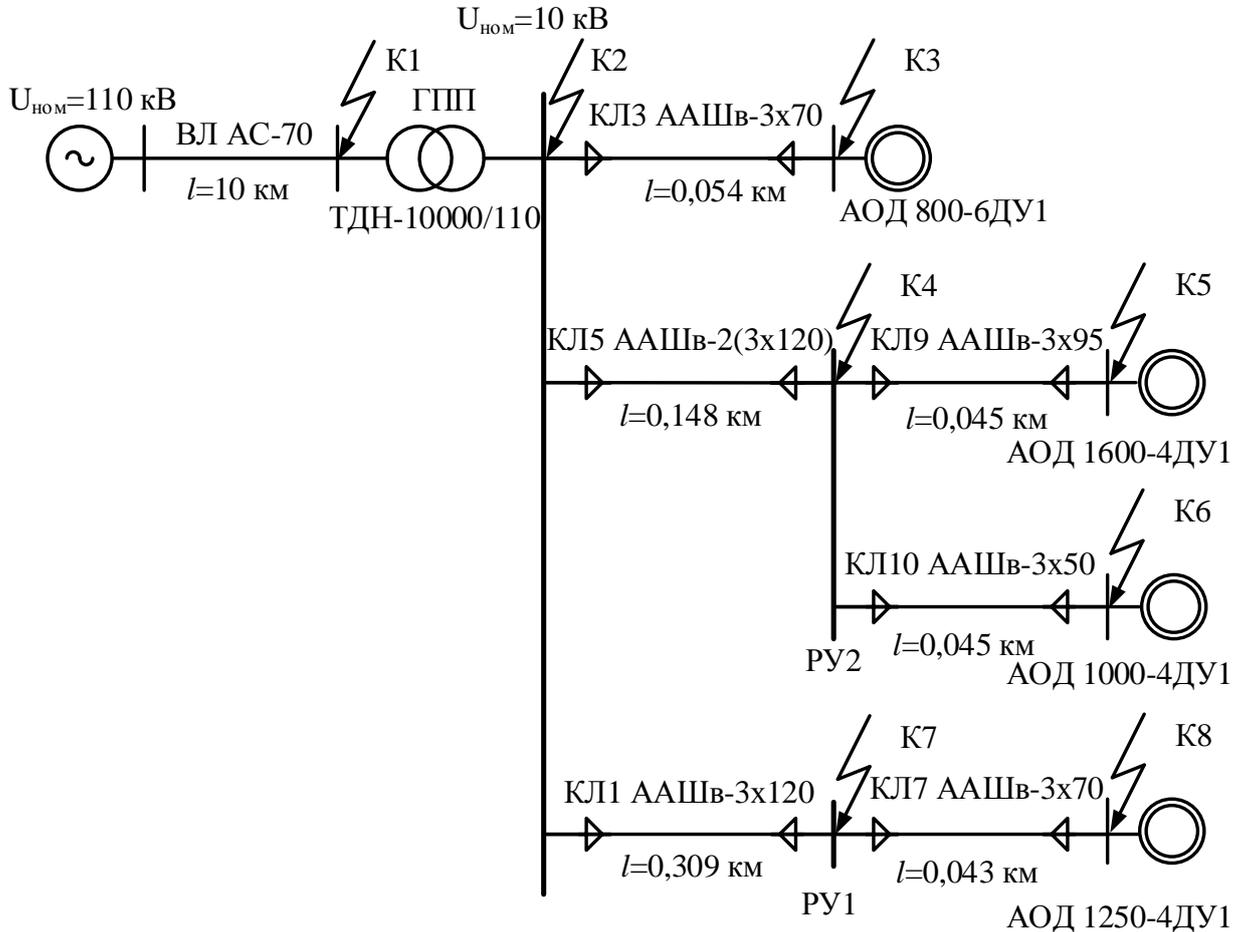


Рисунок 10 – Расчетная схема

9.1. Определение сопротивлений схемы замещения

Расчет будем производить в относительных единицах.

Принимаем $S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}$.

Сопротивление энергосистемы принимаем $X_{сист} = 0$.

Определим сопротивление воздушной линии 110 кВ:

$$r_{вл} = \frac{r_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{U_{ср.ном}^2} = \frac{0,46 \cdot 10 \cdot 1000}{115^2} = 0,35,$$

$$x_{вл} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{U_{ср.ном}^2} = \frac{0,417 \cdot 10 \cdot 1000}{115^2} = 0,32.$$

где: $l = 10$ км – длина воздушной линии от системы к ГПП,

$U_{ср.ном} = 115$ кВ – базисное напряжение,

$r_0 = 0,46$ Ом/км – активное сопротивление провода АС-70/11 определили по таблице 1.6.[5, с.12]

$x_0 = 0,417$ Ом/км – индуктивное сопротивление провода АС-70/11 определили по таблице 1.11.[5, с. 14]

Определим сопротивление трансформатора ТДН-10000/110 кВА:

$$x_{тр} = \frac{u_{кз\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном.тр}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10,5$$

данные трансформатора представлены в таблице.

Определим сопротивление кабельной линии КЛ1:

$$r_{КЛ1} = \frac{r_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{U_{ср.ном}^2} = \frac{0,261 \cdot 0,309 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,73,$$

$$x_{КЛ1} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{U_{ср.ном}^2} = \frac{0,0602 \cdot 0,309 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,168.$$

где: $l = 0,309$ км – длина кабельной линии от ГПП до РУ1,

$U_{ср.ном} = 10,5$ кВ – базисное напряжение,

$r_0 = 0,261$ Ом/км – активное сопротивление кабеля ААШв-3х120 определили по таблице 1.5. [5, с. 11]

$x_0 = 0,0602$ Ом/км – индуктивное сопротивление кабеля ААШв-3х120 определили по таблице 1.5. [5, с. 11]

Сопротивления остальных кабельных линий представлены в таблице 21.

Для КЛ5 активное и индуктивное сопротивление рассчитаны с учетом того, что две линии проложены параллельно.

Таблица 21 – Предварительные марки и сечения кабельных линий напряжением 10 кВ

№ КЛ	$l_{кл},$ км	Предварительная марка кабеля	$r_0,$ Ом / км	$x_0,$ Ом / км	$r_{кл},$ Ом	$x_{кл},$ Ом
Л1	0,309	ААШв 3х120	0,261	0,0602	0,73	0,168
Л2	0,129	ААШв 3х50	0,625	0,0625	0,734	0,073
Л3	0,054	ААШв 3х50	0,625	0,0625	0,304	0,03
Л4	0,030	ААШв 3х50	0,625	0,0625	0,172	0,017
Л5	0,148	ААШв2(3х120)	0,261	0,0602	0,175	0,04
Л6	0,083	ААШв 3х50	0,625	0,0625	0,468	0,047
Л7	0,043	ААШв 3х70	0,447	0,0612	0,176	0,024
Л8	0,012	ААШв 3х50	0,625	0,0625	0,067	0,007
Л9	0,045	ААШв 3х95	0,329	0,0602	0,133	0,024
Л10	0,045	ААШв 3х50	0,625	0,0625	0,253	0,025

На рисунке 11 представлена схема замещения.

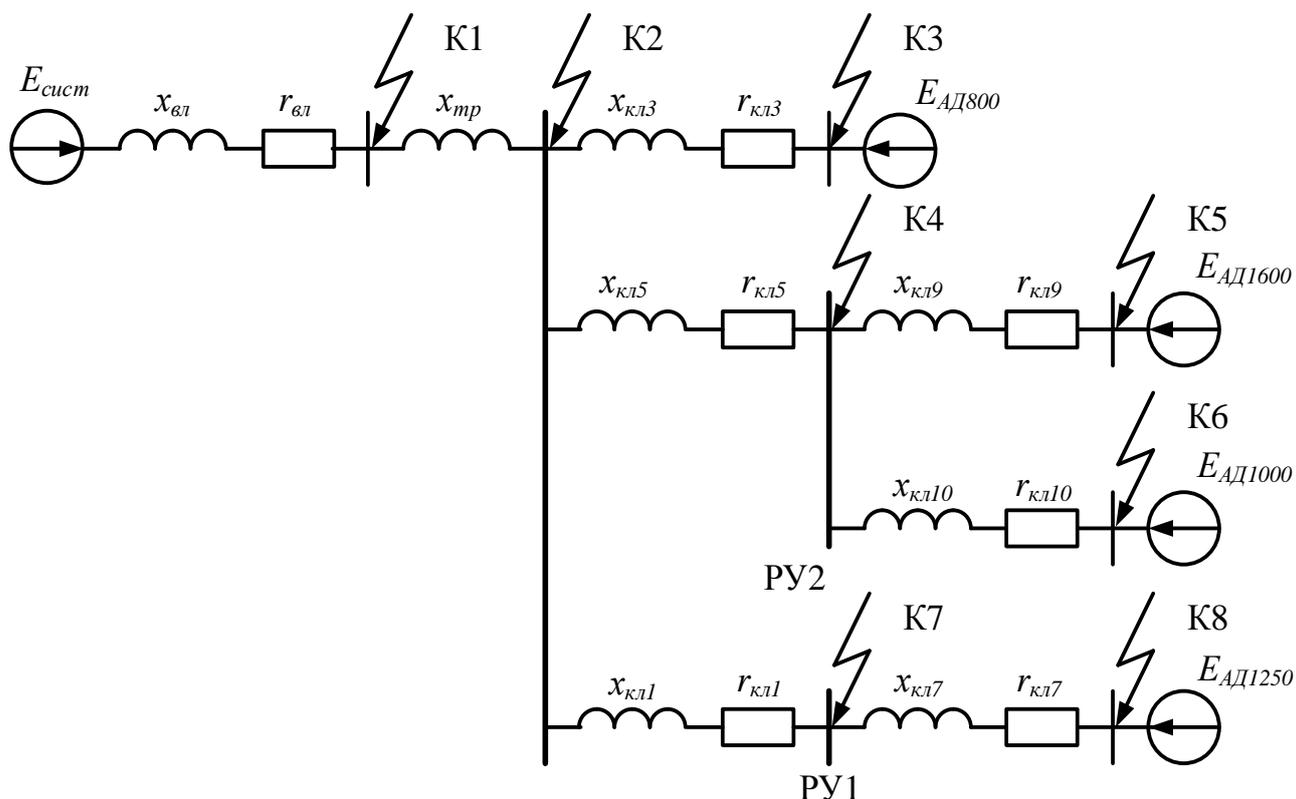


Рисунок 11 – Схема замещения

9.2. Расчет токов КЗ

Пример расчета тока КЗ для точки К2.

Определим базовый ток:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА.}$$

Вычислим результирующее сопротивление до точки К2:

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{(x_{\text{вл}} + x_{\text{тр}})^2 + (r_{\text{вл}})^2} = \sqrt{(0,32 + 10,5)^2 + (0,35)^2} = 10,82.$$

Рассчитаем начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{I_{\sigma}}{Z_{\text{рез}}} = \frac{54,99}{10,82} = 5,08 \text{ кА.}$$

Для определения ударного тока КЗ необходимо определить ударный коэффициент по рисунку 12.

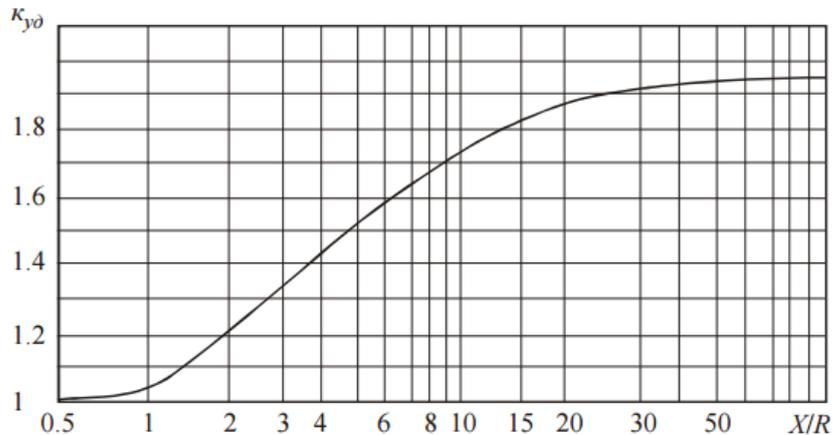


Рисунок 12 – Кривая для определения ударного коэффициента

Определим значение отношения:

$$\frac{x}{r} = \frac{x_{\text{вл}} + x_{\text{тр}}}{r_{\text{вл}}} = \frac{0,32 + 10,5}{0,35} = 23,51.$$

Тогда $k_{y\delta} = 1,88$.

Определим ударный ток КЗ:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,88 \cdot 5,08 = 13,51 \text{ кА.}$$

Ток КЗ от асинхронного двигателя АОД-800-6ДУ1 в точке К3.

Принимаем для АД сверхпереходное ЭДС $E'' = 0,9$.

Сверхпереходное индуктивное сопротивление АД определяется из отношения:

$$x_*'' = \frac{I_{ном.АД}}{I_{пуск.АД}} = \frac{58}{5 \cdot 58} = 0,2,$$

где: $I_{ном.АД} = 58$ А – номинальный ток двигателя,

$I_{пуск.АД} = 5 \cdot I_{ном.АД}$ – пусковой ток двигателя.

Определим начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ АД:

$$I_{кз АД-800}^{(3)} = \frac{E'' \cdot I_{ном.АД}}{x_*''} = \frac{0,9 \cdot 58 \cdot 10^{-3}}{0,2} = 0,26 \text{ кА},$$

Определим ударный ток КЗ от АД:

$$i_{уд АД} = \sqrt{2} \cdot k_{уд АД-800} \cdot I_{кз АД-800}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,49 \cdot 0,26 = 0,54 \text{ кА},$$

где: $k_{уд АД} = 1,49$ определяется по таблице 6.5 [4, с. 129].

Подпитку места КЗ будет учитывать так же от двигателей АОД-1600-4ДУ1 и АОД-1000-4ДУ1, расчеты сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Токи КЗ

Тип АД	Точка КЗ	x_*''	E''	$I_{кз}^{(3)}, \text{кА}$	$k_{уд АД}$	$i_{уд АД}, \text{кА}$
АОД-1600-4Д У1	К5	0,2	0,9	0,49	1,49	1,01
АОД-1000-4Д У1	К6	0,2	0,9	0,31	1,49	0,64
АОД-800-6Д У1	К3	0,2	0,9	0,26	1,49	0,54

Подпитку от АОД-1250-4ДУ1 не учитываем, так как расстояние от АД до точки КЗ К1 больше 300 м.

Суммарный ток КЗ в точке К2:

$$I_{\Sigma кз}^{(3)} = I_{кз}^{(3)} + I_{кз АД-800}^{(3)} + I_{кз АД-1000}^{(3)} + I_{кз АД-1600}^{(3)} = 5,08 + 0,26 + 0,49 + 0,31 = 6,14 \text{ кА},$$

$$i_{\Sigma уд} = i_{уд} + i_{уд АД-800} + i_{уд АД-1000} + i_{уд АД-1600} = 13,51 + 0,54 + 1,01 + 0,64 = 15,7 \text{ кА}.$$

Сводная ведомость токов КЗ представлена в таблице 23.

В точке КЗ К4 учитывается подпитка от асинхронных двигателей АОД-1600-4ДУ, АОД-1000-4ДУ1, АОД-800-6ДУ1.

В точке КЗ К7 учитывается подпитка от асинхронного двигателя АОД-1250-4ДУ.

Таблица 23 – Сводная ведомость токов КЗ

№ точки КЗ	$Z_{o.e.}$	$I_{кз}^{(3)}, кА$	$k_{y\theta}$	$i_{y\theta}, кА$	E''	x_*''	$I_{\Sigma кз}^{(3)}, кА$	$i_{\Sigma y\theta}, кА$
К1	0,47	10,69	1,05	15,88				
К2	10,82	5,08	1,88	13,51			6,14	15,7
К3		0,26	1,46	0,54	0,9	0,2		
К4	10,87	5,06	1,77	12,66			6,12	14,86
К5		0,49	1,46	1,01	0,9	0,2		
К6		0,31	1,46	0,64	0,9	0,2		
К7	11,04	4,98	1,73	12,19			5,37	12,99
К8		0,39	1,46	0,8	0,9	0,2		

9.3. Проверка сечений на термическую стойкость к токам КЗ

Пример приведем для КЛ2.

Проверяя сечение КЛ2, одновременно проверяем сечение линий КЛ1, КЛ3, КЛ4, КЛ5, так как они имеют такое же или большее сечение.

По расчету КЗ в точке К2 $I_{n0}^{(3)} = 6,14 \text{ кА}$.

Определим постоянную времени затухания апериодической составляющей тока КЗ:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{x_{вл} + x_{mp}}{\omega \cdot r_{вл}} = \frac{0,32 + 10,5}{314,15 \cdot 0,35} = 0,1 \text{ с.}$$

Вычислим приведенное время отключения тока КЗ:

$$t_{np} = t_{p.z.} + t_{откл} = 0,5 + 0,03 = 0,53 \text{ с,}$$

где: $t_{p.z.} = 0,5 \text{ с}$ – время действия релейной защиты на второй ступени релейной защиты,

$t_{откл} = 0,03 \text{ с}$ – полное время отключения вакуумного выключателя.

Определим величину теплового импульса:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{np} + T_a) = 6,14^2 \cdot (0,53 + 0,01) = 23,74 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c}.$$

Определим минимальное допустимое сечение КЛ2:

$$F_{\min} \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C_m} = \frac{\sqrt{23,74 \cdot 10^6}}{90} = 54,14 \text{ мм}^2,$$

где: $C_m = 90 \text{ A} \cdot \text{c}^{1/2} / \text{мм}^2$ – термический коэффициент находим по таблице 6.2. [6, с. 139]

Из расчета видно, что полученное значение минимального сечения больше, чем сечение выбранного для данного участка распределительной сети кабеля марки ААШв (3x50), это означает, что кабель не проходит по термической стойкости к току КЗ.

Поэтому принимаем для КЛ2, КЛ3и КЛ4 сечение 70 мм².

Аналогичные расчеты для остальных КЛ сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – Выбор марок и сечений кабельных линий по условию термической стойкости к токам КЗ

№ КЛ	$I_{n0}^{(3)}$, кА	T_a , с	$t_{p.з.}$, с	$t_{откл.}$, с	C_m , $\frac{\text{A} \cdot \text{c}^{1/2}}{\text{мм}^2}$	B_k , $\text{A}^2 \cdot \text{c}$	F_{\min} , мм^2	Марка кабеля	Длительно допустимый ток $I_{дон}$, А
Л1	6,14	0,1	0,5	0,03	90	23,74	54,14	ААШв 3x120	240
Л2	6,14	0,1	0,5	0,03	90	23,74	54,14	ААШв 3x70	165
Л3	6,14	0,1	0,5	0,03	90	23,74	54,14	ААШв 3x70	165
Л4	6,14	0,1	0,5	0,03	90	23,74	54,14	ААШв 3x70	165
Л5	6,14	0,1	0,5	0,03	90	23,74	54,14	ААШв2(3x120)	240
Л6	5,37	0,03	0,1	0,03	90	4,68	24,04	ААШв 3x50	140
Л7	5,37	0,03	0,1	0,03	90	4,68	24,04	ААШв 3x70	130
Л8	6,12	0,05	0,1	0,03	90	7,35	30,12	ААШв 3x50	140
Л9	6,12	0,05	0,1	0,03	90	7,35	30,12	ААШв 3x95	155
Л10	6,12	0,05	0,1	0,03	90	7,35	30,12	ААШв 3x50	105

10. Выбор высоковольтных аппаратов

Для выбора высоковольтных аппаратов необходимо определиться со схемой внутривозовского электроснабжения.

Выбираем схему 4Н-два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий.

Условное изображение схемы представлено на рисунке 13.

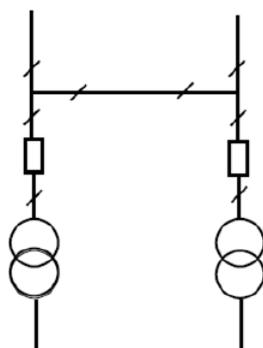


Рисунок 13 – Условное изображение схемы 4Н

Развернутая схема 4Н приведена на рисунке 14.

Определим номинальный ток трансформатора ТДН 10000/110 кВ:

$$I_{\text{номВН}} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,49 \text{ А},$$
$$I_{\text{номНН}} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,86 \text{ А}.$$

Определим ток в питающих линиях.

Нормальный режим:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,49 \text{ А}.$$

Аварийный режим:

$$I_{\text{н.ав}} = 2 \cdot I_{\text{расч}} = 2 \cdot 52,49 = 104,98 \text{ А}.$$

10.1. Выбор трансформаторов собственных нужд

Рассчитаем номинальную мощность трансформаторов собственных нужд:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,05 \cdot S_{\text{тр.ном}} = 0,05 \cdot 10000 = 500 \text{ кВА}.$$

Выбираем два трансформатора ТМ - 630/10 по таблице 7.3. [4, с. 158].

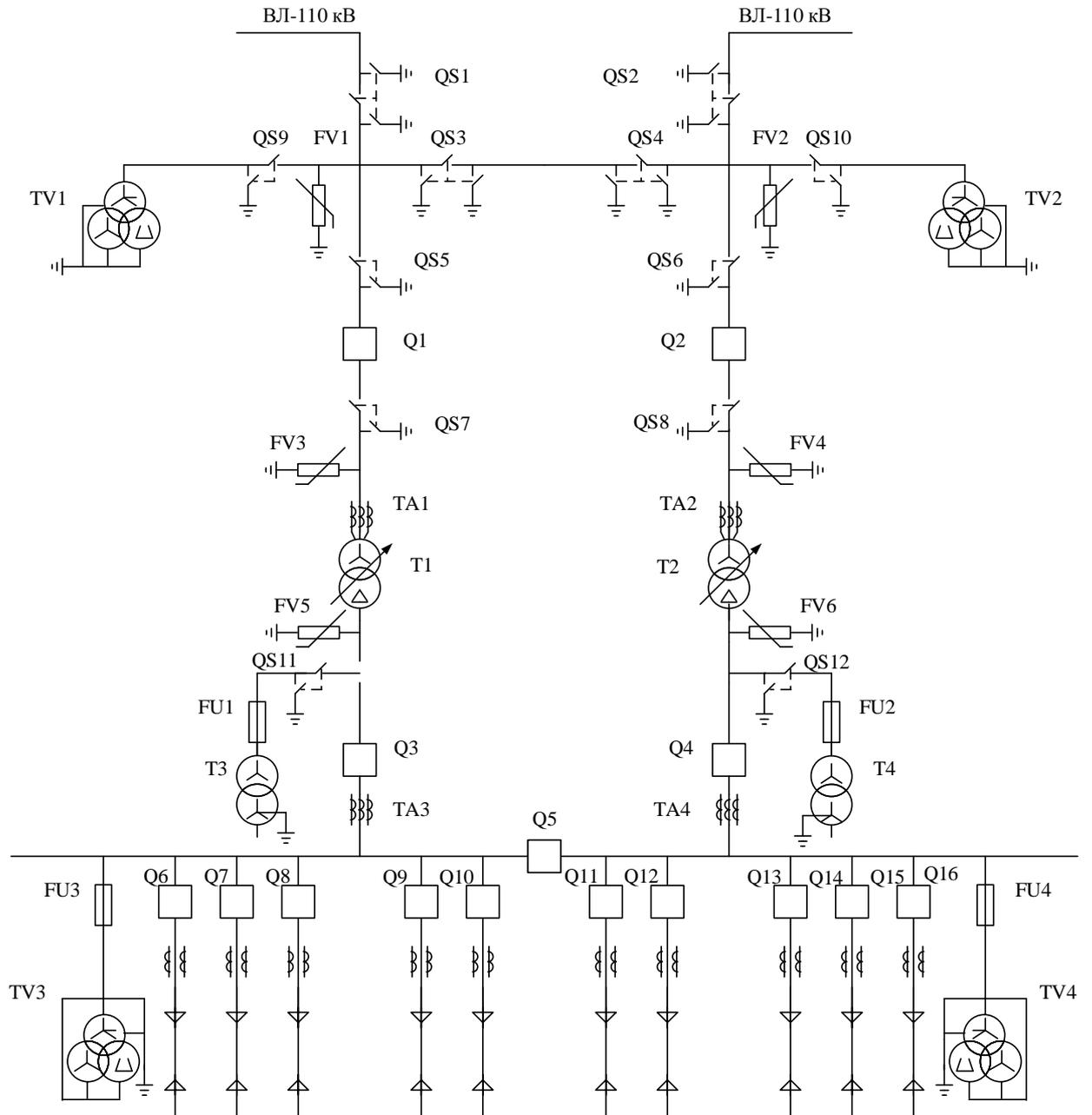


Рисунок 14 – схема 4Н

10.2. Выбор контрольно-измерительных приборов на подстанции.

В таблице 25 представлен перечень контрольно-измерительных приборов.

10.3. Выбор трансформаторов напряжения.

Выбираем трансформаторы напряжения на напряжение 110 кВ (TV1-TV2).

Выбираем трансформаторы типа НКФ 110-57-У1 по таблице 7.17. [4 с. 188]

В таблице 26 представлены каталожные данные трансформатора напряжения НКФ 110-57-У1.

Таблица 26 – Каталожные данные трансформатора напряжения НКФ 110-57-У1

Тип	Номинальные напряжения обмоток, кВ			Номинальная мощность в классе точности, ВА	Предельная мощность, ВА
	Обмотка ВН	Обмотки НН			
		основная	дополнительная	0,5	
НКФ-110-57 У1	110/√3	0,1/√3	0,1	400	2000

Выбираем трансформаторы напряжения на РУ 10 кВ (TV3-TV4).

Выбрали трансформаторы типа НТМИ-10-66 У3.

В таблице 27 представлены каталожные данные трансформатора напряжения НТМИ-10-66 У3.

Таблица 27 – Каталожные данные трансформатора напряжения НТМИ-10-66 У3

Тип	Номинальные напряжения обмоток, кВ			Номинальная мощность в классе точности, ВА	Предельная мощность, ВА
	Обмотка ВН	Обмотки НН			
		основная	дополнительная	0,5	
НТМИ-10-66 У3	1	0,1	0,1/√3	120	1000

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 28.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Число обмоток	Кол-во	$P_{порт},$ Вт	$Q_{порт},$ Вар	$P_{\Sigma},$ Вт	$Q_{\Sigma},$ Вар
Вольтметр	Э-350	1	7	2	-	14	
Ваттметр	Д-304	3	1	2	1,5	6	4,5
Счетчик активной энергии	СА3-681	2	1	3	2,25	6	4,5
Счетчик реактивной энергии	СР3-682	2	1	3	2,25	6	4,5
Итого						32	13,5

Определим расчетную нагрузку трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{32^2 + 13,5^2} = 34,73 \text{ ВА}$$

Номинальная мощность основной вторичной обмотки в классе точности 0,5 составляет 120 ВА, следовательно, ТН удовлетворяет условиям проверки.

10.4. Выбор трансформатора тока.

Выбираем трансформатор тока на напряжение 110 кВ (ТА1-ТА2).

Марку выбираем по номинальному току первичной обмотки трансформатора ТДН 10000/110-У1.

$$I_{ном.ТТ} \geq I_{ном.ВН} = 52,49 \text{ А.}$$

Будем использовать встроенный трансформатор тока ТВТ-110-10Р-20-100/5.

Выбираем трансформатор тока на напряжению 10 кВ (ТА3-ТА4).

Марку выбираем по номинальному току вторичной обмотки трансформатора ТДН 10000/110-У1.

$$I_{ном.ТТ} \geq I_{ном.НН} = 549,86 \text{ А.}$$

Будем использовать трансформатор тока ТЛМ-10-1-0,5/10Р-10-600/5-У3 с номинальным током первичной обмотки $I_{ном} = 600 \text{ А}$.

Характеристики трансформатора тока представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Технические характеристики трансформатора тока ТЛМ-10-1-0,5/10Р-10-600/5-У3

Тип	ТЛМ-10-1-0,5/10Р-10-600/5-У3
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный первичный ток, А	600
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальный коэффициент трансформации	120
Номинальная вторичная нагрузка	15
Класс точности	0,5
Ток термической стойкости, кА	33
Ток электродинамической стойкости, кА	125
Время термической стойкости, с	3

Вторичная нагрузка трансформатора тока представлена в таблице 30.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Число обмоток	Кол-во	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	Э-350	1	1	0,5
Ваттметр	Д-304	2	1	0,5

Продолжение таблицы 30

Счетчик активной энергии	И680	2	1	2,5
Счетчик реактивной энергии	И673	2	1	2,5
Итого				6

Определим мощность, потребляемую приборами:

$$S_{приб} = 6 \text{ ВА.}$$

Рассчитаем суммарное сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{6}{5^2} = 0,26 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов принимаем равным $r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом.}$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ, по условию прочности принимаем сечение жил 4 мм^2 , расчетная длина $l = 6 \text{ м.}$

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{F} = \frac{0,0283 \cdot 6}{4} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Тогда вторичная нагрузка трансформатора тока будет равна:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}} = 0,26 + 0,1 + 0,04 = 0,4 \text{ Ом.}$$

Номинальная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \text{ Ом.}$$

Выполним проверки:

по напряжению:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ.}$$

по току:

$$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А} \geq I_{\text{раб. макс}} = 549,86 \text{ А.}$$

на электродинамическую устойчивость:

$$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 15,7 \text{ кА.}$$

по термической стойкости:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 33^2 \cdot 3 = 3267 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 24,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

по вторичной нагрузке:

$$Z_{2\text{ном}} = 0,6 \text{ Ом} \geq r_{2\text{н}} = 0,4 \text{ Ом.}$$

10.5. Разъединители

Разъединители QS1-QS2 выбираем по току линии в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{п.ав.}} = 104,98 \text{ А}$$

Выбираем разъединитель РНДЗ-2-110/1000-У1.

Паспортные данные представлены в таблице 31.

Таблица 31– Технические данные разъединителя РНДЗ-2-110/1000-У1

Тип	РНДЗ-2-110/1000-У1
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	1000
Амплитуда предельного сквозного тока, кА	80
Предельный ток термической стойкости, кА	31,5
Время протекания наибольшего тока термической стойкости, с	3

Так как время релейной защиты не известно, делаем проверку по максимальному времени $t_{пр} = t_{терм}$.

В таблице 32 представлены результаты выбора и проверки разъединителей.

Таблица 32 – Результаты выбор и проверки разъединителей РНДЗ-2-110/1000-У1

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
110 кВ	110 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$

Продолжение таблицы 32

104,98 А для QS1, QS2 52,49 А для QS3, QS4	1000 А	$I_{расч} \leq I_{ном}, I_{п.ав} \leq I_{ном}$
15,88 кА	80 кА	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$10,69^2 \cdot 3 = 342,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{н0}^2 \cdot t_{пр} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$

Выберем разъединители QS5-QS8 по току линии в нормальном режиме:

$$I_{ном} \geq I_{расч} = 52,49 \text{ А}$$

Выбираем разъединитель РНДЗ-1-110/1000-У1.

Разъединители QS5-QS8 проверяются аналогично QS3-QS4.

Выберем разъединители QS9-QS10 для трансформаторов напряжения ТН 110 кВ по отключающей способности, так как номинальный ток в первичной обмотке небольшой ($S_{\max} = 2000 \text{ ВА}$).

$$I_{\text{номТН}} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 0,01 \text{ А.}$$

Выбор разъединителей QS11-QS12 на стороне напряжения 10 кВ для трансформаторов собственных нужд ТМ-630/10.

$$I_{\text{номТН}} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,37 \text{ А.}$$

Выбираем разъединитель РЛНД-1-10/400-У1.

Каталожные данные представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Технические данные разъединителя РЛНД-1-10/400-У1

Тип	РЛНД-1-10/400-У1
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	400
Амплитуда предельного сквозного тока, кА	25
Предельный ток термической стойкости, кА	12,5
Время протекания наибольшего тока термической стойкости, с	4

В таблице 34 представлены результаты выбора и проверки разъединителей.

Таблица 34 – Результаты выбор и проверки разъединителей

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
10 кВ	10 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
36,37 А для QS11, QS12	400 А	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, I_{\text{п.ав}} \leq I_{\text{ном}}$
15,7 кА	25 кА	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}}$
$3,14^2 \cdot 4 = 150,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$12,5^2 \cdot 4 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{\text{н0}}^2 \cdot t_{\text{пр}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$

10.6. Выключатели

Выберем выключатели на 110 кВ.

Предварительно выбираем элегазовые выключатели типа ВГТ-110-40/3150-У1.

Каталожные данные выключателя представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Каталожные данные выключателя ВГТ-110-40/3150-У1

Тип	ВГТ-110-40/3150-У1
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	3150
Амплитуда предельного сквозного тока, кА	102
Предельный ток термической стойкости, кА	40
Время протекания наибольшего тока термической стойкости, с	3
Собственное время отключения, с	0,035
Полное время отключения, с	0,055
Собственное время включения, с	0,062

Выполним проверки:

по напряжению:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} \geq U_{уст} = 110 \text{ кВ.}$$

по току:

$$I_{ном} = 3150 \text{ А} \geq I_{номВН} = 52,49 \text{ А.}$$

на электродинамическую устойчивость:

$$i_{дин} = 102 \text{ кА} \geq i_{уд} = 15,88 \text{ кА}$$

по отключающей способности:

$$I_{ном.откл} = 40 \text{ кА} \geq I_{н0} = 10,69 \text{ кА.}$$

по термической стойкости:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

где: тепловой импульс

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{np} + T_a) = 10,69^2 \cdot (0,155 + 0,003) = 18,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ

$$T_a = \frac{x_{вл}}{\omega \cdot r_{вл}} = \frac{0,32}{314,15 \cdot 0,35} = 0,003 \text{ с},$$

приведенное время отключения тока КЗ $t_{np} = t_{p.з.} + t_{откл} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с},$

$t_{p.з.} = 0,1 \text{ с}$ – время действия релейной защиты тупиковой подстанции,

$t_{откл} = 0,055 \text{ с}$ – полное время отключения элегазового выключателя.

В таблице 36 представлены результаты выбора и условия проверки.

Таблица 36 – Результаты выбор и проверки выключателя

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
110 кВ	110 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
52,49 А	3150 А	$I_{расч} \leq I_{ном}$
10,69 кА	40 кА	$I_{n0} \leq I_{ном.откл}$
15,88 кА	102 кА	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
18,05 кА ² ·с	4800 кА ² ·с	$B_k = I_{n0}^2 \cdot t_{np} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$

Выключатели на 10 кВ (Q3-Q5).

Расчетный ток для Q5 $I_{расч} = 549,86 \text{ А}.$

Расчетный ток для Q3, Q4 $I_{расч} = 2 \cdot 549,86 = 1099,72 \text{ А}.$

Предварительно выбираем вакуумные выключатели Q3, Q4 – ВВ/TEL-10-20/1600-У2, Q5 – ВВ/TEL-10-20/1000-У2.

Каталожные данные выключателей представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Каталожные данные выключателей ВВ/TEL-10-20/1000-У2 и ВВ/TEL-10-20/1600-У2

Тип	ВВ/TEL-10-20/1000-У2	ВВ/TEL-10-20/1600-У2
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток, А	1000	1600

Номинальный ток отключения, кА	20	20
Ток динамической стойкости, кА	51	51
Ток термической стойкости, кА	20	20
Время протекания наибольшего тока термической стойкости, с	3	3
Полное время отключения, с	0,042	0,035

Для проверки данных марок выключателей достаточно проверить на соответствие необходимым условиям выключатель ВВ/TEL-10-20/1000 У2.

Выполним проверки:

по напряжению:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ} \geq U_{уст} = 10 \text{ кВ}.$$

по току:

$$I_{ном} = 1000 \text{ А} \geq I_{раб.макс} = 549,86 \text{ А}.$$

на электродинамическую устойчивость:

$$i_{дин} = 51 \text{ кА} \geq i_{уд} = 15,7 \text{ кА}$$

по отключающей способности:

$$I_{ном.откл} = 20 \text{ кА} \geq I_{н0} = 6,14 \text{ кА}.$$

по термической стойкости:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 24,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где: тепловой импульс $B_k = I_{н0}^2 \cdot (t_{нр} + T_a) = 6,14^2 \cdot (0,542 + 0,01) = 24,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$,

постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{x_{мп} + x_{вл}}{\omega \cdot r_{вл}} = \frac{10,5 + 0,32}{314,15 \cdot 0,35} = 0,01 \text{ с},$$

приведенное время отключения тока КЗ $t_{нр} = t_{р.з.} + t_{откл} = 0,5 + 0,042 = 0,542 \text{ с}$,

$t_{р.з.} = 0,5 \text{ с}$ – время действия релейной защиты второй ступени,

$t_{откл} = 0,042 \text{ с}$ – полное время отключения вакуумного выключателя.

В таблице 38 представлены результаты выбора и условия проверки.

Таблица 38 – Результаты выбора и условия проверки выключателя ВВ/TEL-10-20/1000 У2

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
549,86 А	1000 А	$I_{расч} \leq I_{ном}$
6,14 кА	20 кА	$I_{n0} \leq I_{ном.откл}$
15,7 кА	51 кА	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$24,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{n0}^2 \cdot t_{np} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$

Выключатели Q6-Q27

Для данных выключателей будем использовать выключатели типа ВНРп-10.

Расчетные токи представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Выбор марки выключателя по расчетному току

№	$I_{расч} \text{ А}$	Марка выключателя
Q6, Q11	286,47	ВНРп-10/400-20-У3
Q7, Q8, Q13, Q14, Q19, Q20, Q24, Q25	57,74	ВНРп-10/400-20-У3
Q9, Q12	58	ВНРп-10/400-20-У3
Q10, Q15	471,47	ВНРп-10/630-20-У3
Q16	143,74	ВНРп-10/400-20-У3
Q17	235,74	ВНРп-10/400-20-У3
Q18, Q21	86	ВНРп-10/400-20-У3
Q22, Q26	109	ВНРп-10/400-20-У3
Q23, Q27	69	ВНРп-10/400-20-У3

Каталожные данные выключателей представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Каталожные данные выключателей ВНРп-10/400-20-У3 и ВНРп-10/630-20-У3

Тип	ВНРп-10/400-20-У3	ВНРп-10/630-20-У3
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток, А	400	630
Номинальный ток отключения, кА	20	20
Ток динамической стойкости, кА	25	25
Ток термической стойкости, кА	10	10

Время протекания наибольшего тока термической стойкости, с	3	3
Полное время отключения, с	0,01	0,01

Для проверки данных марок выключателей достаточно проверить на соответствие необходимым условиям выключатель ВНРп-10/400-20-У3 (Q6).

Выполним проверки:

по напряжению:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ} \geq U_{уст} = 10 \text{ кВ}.$$

по току:

$$I_{ном} = 1000 \text{ А} \geq I_{раб.макс} = 286,47 \text{ А}.$$

на электродинамическую устойчивость:

$$i_{дин} = 25 \text{ кА} \geq i_{уд} = 15,7 \text{ кА}$$

по отключающей способности:

$$I_{ном.откл} = 20 \text{ кА} \geq I_{н0} = 6,14 \text{ кА}.$$

по термической стойкости:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 19,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где: тепловой импульс $B_k = I_{н0}^2 \cdot (t_{нр} + T_a) = 6,14^2 \cdot (0,51 + 0,01) = 19,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$,

постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{x_{тр} + x_{вл}}{\omega \cdot r_{вл}} = \frac{10,5 + 0,32}{314,15 \cdot 0,35} = 0,01 \text{ с},$$

приведенное время отключения тока КЗ $t_{нр} = t_{р.з.} + t_{откл} = 0,5 + 0,01 = 0,51 \text{ с}$,

$t_{р.з.} = 0,5 \text{ с}$ – время действия релейной защиты второй ступени,

$t_{откл} = 0,01 \text{ с}$ – полное время отключения вакуумного выключателя.

В таблице 41 представлены результаты выбора и условия проверки.

Таблица 41 – Результаты выбора и условия проверки выключателя ВНРп-10/400-20-У3 (Q6).

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$

289,47 А	400 А	$I_{расч} \leq I_{ном}$
6,14 кА	20 кА	$I_{n0} \leq I_{ном.откл}$
15,7 кА	25 кА	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
19,6 $кА^2 \cdot с$	300 $кА^2 \cdot с$	$B_k = I_{n0}^2 \cdot t_{np} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$

10.7. Предохранители

Выбираем предохранители FU1, FU2 для защиты трансформаторов собственных нужд.

Определим номинальный ток первичной обмотки:

$$I_{тр.ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,37 \text{ А.}$$

Выбираем предохранитель ПКТ102-10-40-31,5-У3.

В таблице 42 представлены результаты выбора и условия проверки.

Таблица 42 – Результаты выбора и условия проверки предохранителя ПКТ102-10-40-31,5-У3

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
36,37 А	40 А	$I_{расч} \leq I_{ном}$
6,14 кА	20 кА	$I_{n0} \leq I_{ном.откл}$

Для защиты трансформаторов напряжения кВ выбираем предохранители ПKN 001-10–У3 (FU3, FU4).

10.8. Ограничители перенапряжения

Выберем ОПН (FV1-FV4) для защиты силовых трансформаторов и трансформаторов напряжения со стороны 110 кВ.

Выбор производится по напряжению установки.

Выбираем ОПН типа ОПН-П1-110/77/10/2 УХЛ1.

Для защиты силовых трансформаторов со стороны 10 кВ и трансформаторов собственных нужд выбираем ОПН (FV5-FV6) типа ОПН-П1-10П УХЛ1.

Сведем в таблицу 43 перечень оборудования главной схемы подстанции.

Таблица 43 – Перечень оборудования ГПП

Обозначение	Наименование	Тип
QS1 – QS4	Разъединители	РНДЗ – 2 – 110 / 1000 – У1
QS5 – QS10	Разъединители	РНДЗ – 1 – 110 / 1000 – У1
QS11 – QS12	Разъединители	РЛНД – 1 – 10 / 400 – У1
FV1 – FV4	Ограничители перенапряжения	ОПН – П1 – 110 / 77 / 10 / 2 УХЛ1
FV5 – FV6	Ограничители перенапряжения	ОПН – П1 – 10П УХЛ1
T1 – T2	Силовые трансформаторы	ТДН 10000 / 110 – У1
T3 – T4	Трансформаторы собст. нужд	ТМ – 630 / 10
FU1 – FU2	Предохранители	ПКТ102 – 10 – 40 – 31,5 – У3
FU3 – FU4	Предохранители	ПКН 001 – 10 – У3
Q1 – Q2	Выключатели элегазовые	ВГТ – 110 – 40 / 3150 – У1
Q3 – Q4	Выключатели вакуумные	ВВ / TEL – 10 – 20 / 1600 – У2
Q5	Выключатели вакуумные	ВВ / TEL – 10 – 20 / 1000 – У2
Q6 – Q9, Q11 – Q14, Q16 – Q27	Выключатель нагрузки автогазовый	ВНРп – 10 / 400 – 20 – У3
Q10, Q15	Выключатель нагрузки автогазовый	ВНРп – 10 / 630 – 20 – У3
TA1 – TA2	Трансформатор тока	ТВТ – 110 – 10Р – 20 – 100 / 5 – У3
TA3 – TA4	Трансформатор тока	ТЛМ – 10 – 1 – 0,5 / 10Р – 10 – 600 / 5 – У3
TV1 – TV2	Трансформатор напряжения	НКФ 110 – 57 – У1
TV3 – TV4	Трансформатор напряжения	НТМИ – 10 – У3

11. Электроснабжения прокатно-ремонтного цеха электрооборудования

Схема электроснабжения цеха представляет собой смешанную схему.

11.1. Выбор и проверка комплектного шинопровода

Выбор произведем по номинальному расчетному току:

$$I_{ном} \geq I_p = 186,43 \text{ А.}$$

Предварительно выбираем ШРА-73-250 по таблице П 1.3. [6, с. 210].

Данная марка шинопровода в ответвительной коробке имеет предохранители ПН2 на номинальный ток 100 А.

В таблице 44 представлены технические данные ШРА-73-250.

Таблица 44 – Технические данные распределительного шинопровода ШРА-73-250

Номинальный ток, А	250
Номинальное напряжение, В	380/220
Электродинамическая стойкость ударному току КЗ, кА	15
Сопротивление на фазу, Ом/км	
Активное	0,2
реактивное	0,1
Линейная потеря напряжения В, на длине 100м при $\cos\varphi=0,8$	6,5
Размеры шин на фазу, мм	35x5

Определим потери напряжения в шинопроводе:

$$\Delta U_{ШРА} = \frac{\Delta U_{лин.ШРА} \cdot L_{расч}}{U_{ном}} = \frac{6,5 \cdot 61,64}{380} = 1,064 \text{ \%}.$$

11.2. Выбор распределительных шкафов

При выборе распределительных шкафов будет считать, что все электроприемники цеха оснащены магнитными пускателями, в которых встроено тепловое реле, которое защищает электроприемник от перегрузок.

Выбираем распределительные шкафы, которые комплектуются предохранителями

Пример выбора распределительного шкафа приведем для ШР1.

$$I_{ном} \geq I_p = 33,58 \text{ А},$$

$$n_{отх.лин} \geq n_{лин} = 8$$

Предварительно выбираем ШР 11-735-05-22-У3 по таблице П. 8.6 [6, с. 266].

Технические данные представлены в таблице 45.

Таблица 45 – Технические данные распределительного шкафа ШР 11-735-05-22-У3

Номинальный ток, А	320
Число отходящих линий	8

Аналогичным образом выбираем все остальные распределительные шкафы и сводим данные в таблицу 46.

Таблица 46 – Сводная таблица выбора распределительных шкафов

№ ШР	$I_p, \text{А}$	$n_{лин}$	Тип ШР	$I_{ном}, \text{А}$	$n_{отх.лин}$
ШР1	33,58	8	ШР 11-735-05-22-У3	400	8
ШР2	39,79	8	ШР 11-737-08-22-У3	400	8
ШР3	159,29	4	ШР 11-735-05-22-У3	400	5
ШР4	46	7	ШР 11-735-05-22-У3	400	8
ШР5	16,62	6	ШР 11-735-05-22-У3	400	8
ЩР6	61,42	6	ШР 11-735-05-22-У3	400	8

По данным таблицы П.8.6 [6, с. 266] выбранные шкафы могут быть укомплектованы предохранителями с определенными номинальными токами.

Технические данные шкафов приведены в таблице 47.

Таблица 47 – Технические данные распределительных шкафов

Тип	Число трехфазных групп и номинальные токи, А, предохранителей отходящих линий
ШР 11-735-05-22-У3	8x100
ШР 11-737-08-22-У3	5x250

11.3. Выбор плавких предохранителей

При выборе плавких предохранителей для электроприемников принимаем некоторые усредненные значения:

для электроприемников мощностью до 10 кВт принимаем $\cos \varphi_{ном} = 0,8$, $\eta = 80\%$.

для электроприемников мощностью от 10 до 30 кВт принимаем $\cos \varphi_{ном} = 0,9$, $\eta = 90\%$,

для электроприемников мощностью до 50 кВт считаем условие пуска легкие $a = 2,5$.

Произведем выбор предохранителя на примере вертикально-сверлильного станка (1-на рисунке 2) расположенного в ШР1.

Определим номинальный ток электроприемника:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном} \cdot \eta} = \frac{1,3}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,8} = 2,47 \text{ A.}$$

Вычислим пусковой ток:

$$I_{пуск} = K_n \cdot I_{ном} = 5 \cdot 2,47 = 12,35 \text{ A.}$$

Выбираем плавкую вставку:

$$I_{ном.вст} \geq I_{ном} = 2,47 \text{ A,}$$
$$I_{ном.вст} \geq \frac{I_{пуск}}{a} = \frac{12,35}{2,5} = 4,94 \text{ A.}$$

Выбираем предохранитель ПН2-100-30 с плавкой вставкой $I_{ном.вст} = 30 \text{ A}$.

Для кран-балки с ПВ=40 % номинальный ток плавкой вставки выбирается по другому соотношению:

$$I_{ном.вст} \geq 1,2 \cdot I_{ном} \cdot \sqrt{ПВ} = 1,2 \cdot I_{ном} \cdot \sqrt{0,4} = 12,81 \text{ A.}$$

Аналогичные расчеты для остальных предохранителей представлены в таблице 48.

11.4. Выбор автоматических выключателей

Выбираем вводной автоматический выключатель распределительного шкафа ШР1:

$$I_{олит} = I_p = 33,58 \text{ A.}$$

Таблица 48 – Выбор предохранителей

№	Наименование	$P_{ном},$ кВт	$\cos \varphi_{ном}$	$\eta,$ %	$I_{ном},$ А	$I_{пуск},$ А	a	$I_{пуск} / a,$ А	Марка предохранителя	$I_{ном.вст},$ А
1-6	Станок вертикально-сверлильный	1,3	0,8	0,8	2,47	12,34	2,5	4,94	ПН2-100	30
7-14	Станок токарно-винторезный	8,7	0,8	0,8	16,52	82,61	2,5	33,05	ПН2-100	40
15-18	Электропечь сопротивления	32	0,9	0,9	54,02	270,11	2,5	108,04	ПН2-250	125
19-24	Станок фрезерный	7,7	0,8	0,8	14,62	73,12	2,5	29,25	ПН2-100	4035
25-30	Станок продольно-строгальный	4,6	0,8	0,8	8,74	43,68	2,5	17,47	ПН2-100	30
31-36	Станок плоско-шлифовальный	17	0,9	0,9	28,70	143,49	2,5	57,40	ПН2-100	60
37-38	Сварочный выпрямитель	3,8	0,8	0,8	7,22	36,08	2,5	14,43	ПН2-100	30
39-42	Станок кругло-шлифовальный	19,5	0,9	0,9	32,92	164,60	2,5	65,84	ПН2-100	100
43-47	Станок радиально-сверлильный	2,4	0,8	0,8	4,56	22,79	2,5	9,12	ПН2-100	30
48-52	Станок вертикально-сверлильный	2,2	0,8	0,8	4,18	20,89	2,5	8,36	ПН2-100	30
53-55	Станок трубонарезной	19,5	0,9	0,9	32,92	164,60	2,5	65,84	ПН2-100	100
56	Заточный станок	4	0,8	0,8	7,60	37,98	2,5	15,19	ПН2-100	30
57-60	Ножницы кривошипного типа	27,85	0,9	0,9	47,02	235,08	2,5	94,03	ПН2-100	100
61-62	Молот Кузнечно-пневматический	7,5	0,8	0,8	14,24	71,22	2,5	28,49	ПН2-100	30
63-66	Станок отрезной ножовочный	3,15	0,8	0,8	5,98	29,91	2,5	11,96	ПН2-100	30
67	Кран-балка, ПВ=40 %	10	0,9	0,9	16,88				ПН2-100	30
68-69	Вентиляторы	15	0,9	0,9	25,32	126,61	2,5	50,64	ПН2-100	60
70-71	Вентиляторы	15	0,9	0,9	25,32	126,61	2,5	50,64	ПН2-100	60

Определяем пиковый ток группы электроприемников прокатно-ремонтного цеха электрооборудования:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.маx}} + (I_p - K_u \cdot I_{\text{ном.маx}}) = 126,61 + (33,58 - 0,65 \cdot 25,32) = 143,73 \text{ A},$$

где: $I_{\text{пуск.маx}}$ – наибольший из пусковых токов в цехе,

$I_{\text{ном.маx}}$ – номинальный ток двигателя с наибольшим пусковым током

K_u – коэффициент использования.

Выбираем автоматический выключатель типа ВА-57-35 с $I_{\text{ном}} = 160 \text{ A}$,

$I_{\text{ном.тепл}} = 160 \text{ A}$ по таблице 4.10 [4,с. 94].

Проверяем выбранный автоматический выключатель.

$$I_{\text{ном.АВ}} = 160 \text{ A} \geq K_{\text{зан}} \cdot I_{\text{долг}} = 1,1 \cdot 33,58 = 36,94 \text{ A},$$

$$I_{\text{ном.тепл}} = 160 \text{ A} \geq K_{\text{зан}} \cdot I_{\text{долг}} = 1,1 \cdot 33,58 = 36,94 \text{ A},$$

$$I_{\text{ном.э.о}} = K_{\text{кз}} \cdot I_{\text{ном.тепл}} = 2 \cdot 160 = 320 \text{ A} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 150,44 = 188,05 \text{ A}.$$

Все условия выполняются.

Автоматические выключатели для всех остальных распределительных шкафов и распределительного шинпровода приведены в таблице 49.

Таблица 49 – Выбор автоматических выключателей

№	$I_{\text{долг}}, \text{A}$	$I_{\text{пик}}, \text{A}$	Марка автоматического выключателя	$I_{\text{ном.АВ}}, \text{A}$	$I_{\text{ном.тепл}}, \text{A}$	$K_{\text{кз}}$	$I_{\text{ном.э.о}}, \text{A}$
ШР1	33,58	143,73	ВА 54-37	160	160	2	320
ШР2	39,79	70,52	ВА 54-37	160	100	2	320
ШР3	159,29	366,11	ВА 74-40	800	500	2	1600
ШР4	46	156,15	ВА 54-37	160	160	2	320
ШР5	16,62	59,08	ВА 54-37	160	100	2	320
ШР6	61,42	200,9	ВА 54-37	160	160	2	320
ШРА	186,43	410,22	ВА 54-37	250	250	3	750

Выбираем вводной автомат РУ11 прокатно-ремонтного цеха электрооборудования:

$$I_{\text{долг}} = I_p = 423,7 \text{ A}.$$

Определяем пиковый ток группы электроприемников прокатно-ремонтного цеха электрооборудования:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.макс}} + (I_p - K_u \cdot I_{\text{ном.макс}}) = 270,11 + (423,7 - 0,75 \cdot 54,02) = 653,29 \text{ А},$$

где: $I_{\text{пуск.макс}}$ – наибольший из пусковых токов в цехе,

$I_{\text{ном.макс}}$ – номинальный ток двигателя с наибольшим пусковым током

K_u – коэффициент использования.

Выбираем автоматический выключатель типа ВА 55-41 с $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$,

$I_{\text{ном.тепл}} = 630 \text{ А}$ по таблице 4.10 [4,с. 94].

Проверяем выбранный автоматический выключатель.

$$I_{\text{ном.АВ}} = 630 \text{ А} \geq K_{\text{зан}} \cdot I_{\text{длит}} = 1,1 \cdot 473,7 = 466,07 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.тепл}} = 630 \text{ А} \geq K_{\text{зан}} \cdot I_{\text{длит}} = 1,1 \cdot 423,7 = 466,07 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.э.о}} = K_{\text{кз}} \cdot I_{\text{ном.тепл}} = 2 \cdot 630 = 1260 \text{ А} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 653,29 = 816,62 \text{ А}.$$

Все условия выполняются.

Выбираем секционный автомат РУ11 прокатно-ремонтного цеха электрооборудования:

$$I_{\text{длит}} = I_p = I_{\text{ШРА}} + I_{\text{ШР1}} + I_{\text{ШР2}} = 259,81 \text{ А}.$$

Определяем пиковый ток группы электроприемников прокатно-ремонтного цеха электрооборудования:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.макс}} + (I_p - K_u \cdot I_{\text{ном.макс}}) = 235,08 + (259,81 - 0,14 \cdot 47,02) = 488,29 \text{ А}, \text{ где:}$$

$I_{\text{пуск.макс}}$ – наибольший из пусковых токов в цехе,

$I_{\text{ном.макс}}$ – номинальный ток двигателя с наибольшим пусковым током

K_u – коэффициент использования.

Выбираем автоматический выключатель типа ВА 55-41 с $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$,

$I_{\text{ном.тепл}} = 630 \text{ А}$ по таблице 4.10 [4,с. 94].

Проверяем выбранный автоматический выключатель.

$$I_{\text{ном.АВ}} = 630 \text{ А} \geq K_{\text{зан}} \cdot I_{\text{длит}} = 1,1 \cdot 259,81 = 285,78 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.тепл}} = 630 \text{ А} \geq K_{\text{зан}} \cdot I_{\text{длит}} = 1,1 \cdot 259,81 = 285,78 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.э.о}} = K_{\text{кз}} \cdot I_{\text{ном.тепл}} = 2 \cdot 630 = 1260 \text{ А} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 488,29 = 610,37 \text{ А}$$

Все условия выполняются.

Выбор вводного автоматического выключателя ТП2:

$$I_{\text{длит}} = I_p = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1519,343 \text{ А}$$

$$I_{\text{п.ав.}} = 1,4 \cdot I_{\text{длит}} = 1,4 \cdot 1519,34 = 2127,08 \text{ А}$$

Определяем пиковый ток:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.мах}} + (I_p - K_u \cdot I_{\text{ном.мах}}) = 270,11 + (1519,34 - 0,75 \cdot 54,02) = 1748,93 \text{ А, где:}$$

$I_{\text{пуск.мах}}$,

$I_{\text{ном.мах}}$,

K_u .

Выбираем автоматический выключатель типа ВА 75-45 с $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$,

$I_{\text{ном.тепл}} = 2500 \text{ А}$ по таблице 4.10 [4, с. 94].

Проверяем выбранный автоматический выключатель.

$$I_{\text{ном.АВ}} = 2500 \text{ А} \geq K_{\text{зан}} \cdot I_{\text{п.ав}} = 1,1 \cdot 2127,08 = 2339,79 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.тепл}} = 2500 \text{ А} \geq K_{\text{зан}} \cdot I_{\text{п.ав}} = 1,1 \cdot 2127,08 = 2339,79 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.э.о}} = K_{\text{кз}} \cdot I_{\text{ном.тепл}} = 2 \cdot 2500 = 5000 \text{ А} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 1748,93 = 2186,165 \text{ А}$$

Все условия выполняются.

11.5. Выбор трансформаторов тока

Произведем выбор трансформатора тока на примере для ШР1.

Марку выбираем по номинальному току первичной обмотки трансформатора ТОП-0,66-У3 по таблице 4.22 [4, с.114].

$$I_{\text{ном.ТТ}} \geq I_{\text{раб.мах}} = 33,58 \text{ А}$$

Будем использовать трансформатор тока ТОП-0,66-40/5-0,5-У3 с номинальным током первичной обмотки $I_{\text{ном}} = 40 \text{ А}$.

Характеристики трансформатора тока представлены в таблице 50.

Таблица 50 – Характеристики трансформатора тока ТОП-0,66-40/5-0,5-У3

Тип	ТОП-0,66-40/5-0,5-У3
Номинальное напряжение, кВ	0,66
Номинальный первичный ток, А	40
Номинальный вторичный ток, А	1
Номинальный коэффициент трансформации	120
Номинальная вторичная нагрузка	5
Класс точности	0,5
Сопротивление вторичной обмотки постоянному току, Ом	0,9

Токи термической и электродинамической стойкости низковольтных трансформаторов тока не нормируются.

Вторичная нагрузка трансформатора тока представлена в таблице 51.

Таблица 51 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Число обмоток	Кол-во	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	Э-350	1	1	0,5
Ваттметр	Д-304	2	1	0,5
Счетчик активной энергии	И680	2	1	2,5
Счетчик реактивной энергии	И673	2	1	2,5
Итого				6

Определим мощность, потребляемую приборами:

$$S_{\text{приб}} = 6 \text{ ВА.}$$

Рассчитаем суммарное сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов принимаем равным $r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом.}$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ, по условию прочности принимаем сечение жил 4 мм^2 , расчетная длина $l = 6 \text{ м}$.

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{F} = \frac{0,0283 \cdot 6}{4} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Тогда вторичная нагрузка трансформатора тока будет равна:

$$r_2 = r_{приб} + r_{np} + r_{конт} = 0,26 + 0,1 + 0,04 = 0,4 \text{ Ом.}$$

Номинальная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2ном}^2} = \frac{5}{5^2} = 0,2 \text{ Ом.}$$

Проверка по вторичной нагрузке:

$$Z_{2ном} = 0,6 \text{ Ом} \geq r_{2н} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Вторичная нагрузка больше номинальной, устанавливаем два последовательных трансформатора тока на фазу.

Выбор остальных трансформаторов тока представлен в таблице 52.

Таблица 52 – Выбор трансформаторов тока

№ ШР	Ток расчетный, А	Ном. Первичный ток, А	Ном. Вторичный ток, А	Ном. Вторичная нагрузка, ВА	Тип	Кол-во ТТ в фазе
ШР1	33,58	40	5	5	ТОП-0,66-40/5-0,5-У3	2
ШР2	39,79	4	5	5	ТОП-0,66-40/5-0,5-У3	2
ШР3	159,29	200	5	5	ТОП-0,66-200/5-0,5-У3	2
ШР4	46	50	5	5	ТОП-0,66-50/5-0,5-У3	2
ШР5	16,62	20	5	5	ТОП-0,66-20/5-0,5-У3	2
ШР6	61,42	75	5	5	ТОП-0,66-75/5-0,5-У3	2

11.6. Выбор сечений цеховых электрических сетей

Для электроприемников, питающих от распределительных шкафов, будем использовать кабель марки АВВГ, проложенный в лотках. Для тех электроприемников, которые получают питание от распределительного

шинопровода ШРА-73-250, будем использовать провод марки АПВ проложенный в гофрированных трубах.

Пример выбора линии к станку вертикально-сверлильном (1 на плане цеха), который получает питание от распределительного шкафа ШР1.

Кабель проложен в лотке, поэтому $K_1 = 1$, так как температура окружающей среды нормальная и $K_2 = 0,75$ с учетом того, что в лотке проложено 8 кабелей.

Выбираем кабель марки АВВГ (4х2,5).

$$I_{\text{дон}} = 19 \cdot 0,92 = 17,48 \text{ A} \geq \frac{I_{\text{расч}}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{2,47}{1 \cdot 0,75} = 3,29 \text{ A},$$

$$I_{\text{дон}} = 19 \cdot 0,92 = 17,48 \text{ A} \geq K_{\text{защ}} \cdot I_{\text{защ}} = 0,33 \cdot 20 = 6,6 \text{ A},$$

где: $K_{\text{защ}} = 0,33$ – кратность длительно допустимого тока определяется по таблице 9.4 [6, с. 187],

$I_{\text{защ}} = 20 \text{ A}$ – ток уставки срабатывания предохранителя,

$I_{\text{дон}}$ – допустимый ток четырехжильного кабеля выбирается как для трехжильного кабеля, но с коэффициентом 0,92 по таблице 1.3.7 [10].

Аналогичные расчеты сечений для питания электроприемников представлены в таблице 53.

Выберем сечение кабеля для питания ШР1.

Кабель проложен, открыто по стене с помощью скоб, поэтому $K_1 = 1$ и $K_2 = 1$.

Выбираем кабель по условию нагрева длительным током:

$$I_{\text{дон}} \geq \frac{I_{\text{расч}}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{2,47}{1 \cdot 1} = 2,47 \text{ A}.$$

Выбираем кабель по условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты:

$$I_{\text{дон}} \geq K_{\text{защ}} \cdot I_{\text{защ}} = 0,22 \cdot 160 = 35,2 \text{ A},$$

где: $K_{защ} = 0,22$ – кратность длительно допустимого тока определяется по таблице 9.4 [6, с. 187],

$I_{защ} = 160 \text{ А}$ – ток уставки срабатывания автомата.

Выбираем кабель АВВГ (4х10) с $I_{дон} = 0,92 \cdot 42 = 38,64 \text{ А}$.

Аналогичные расчеты сечений кабеля для питания ШР представлены в таблице 54.

Выберем сечение кабеля для питания РУ2 0,4 кВ от ТП2

Кабель проложен в земляной траншее, поэтому $K_1 = 1$, а $K_2 = 0,93$ с учетом двух работающих кабеля.

Выбираем кабель по условию нагрева длительно током:

$$I_{дон} \geq \frac{I_{расч}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{423,7}{1 \cdot 0,93} = 455,59 \text{ А}.$$

Выбираем кабель по условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты:

$$I_{дон} \geq K_{защ} \cdot I_{защ} = 0,22 \cdot 630 = 138,6 \text{ А},$$

где: $K_{защ} = 0,22$ – кратность длительно допустимого тока определяется по таблице 9.4 [6, с. 187],

$I_{защ} = 630 \text{ А}$ – ток уставки срабатывания автомата.

Так как первое условие не выполняется, принимаем решение проложить два параллельно работающих кабеля.

Выбираем кабель по условию нагрева длительно током:

$$I_{дон} \geq \frac{I_{расч}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{423,7}{1 \cdot 0,84} = 504,4 \text{ А},$$

где: $K_2 = 0,84$ для четырех проложенных кабеля в траншее.

Выбираем кабель ААШв 2(4х120) с $I_{дон} = 2 \cdot 270 = 540 \text{ А}$.

Таблица 53 – Выбор марок и сечений кабелей и проводов к электроприемникам

№	Наименование	$I_{ном},$ А	$K_{защ}$	$I_{защ},$ А	$I_{защ} \cdot K_{защ},$ А	K_1	K_2	$\frac{I_{расц}}{K_1 \cdot K_2},$ А	$\frac{I_{защ} \cdot K_{защ}}{K_1 \cdot K_2},$ А	$I_{дон},$ А	Марка кабеля
1-6	Станок вертикально-сверлильный	2,47	0,33	20	6,6	1	0,75	3,29	8,80	17,48	АВВГ (4х2,5)
7-14	Станок токарно-винторезный	16,52	0,33	35	11,55	1	0,75	22,03	15,40	24,84	АВВГ (4х4)
15-18	Электродпечь сопротивления	54,02	0,33	125	41,25	1	1	54,02	41,25	55,2	АВВГ (4х16)
19-24	Станок фрезерный	14,62	0,33	35	11,55	1	0,75	19,50	15,40	24,84	АВВГ (4х 4)
25-30	Станок продольно-строгальный	8,74	0,33	20	6,6	1	0,85	10,28	7,76	17,48	АВВГ (4х 2,5)
31-36	Станок плоско-шлифовальный	28,70	0,33	60	19,8	1	0,85	33,76	23,29	38,64	АВВГ (4х 10)
37-38	Сварочный выпрямитель	7,22	0,33	30	9,9	1	1	7,22	9,90	15	АПВ 4(1х2)
39-42	Станок кругло-шлифовальный	32,92	0,33	100	33	1	1	32,92	33,00	37	АПВ 4(1х8)
43-47	Станок радиально-сверлильный	4,56	0,33	30	9,9	1	1	4,56	9,90	15	АПВ 4(1х2)
48-52	Станок вертикально-сверлильный	4,18	0,33	30	9,9	1	1	4,18	9,90	15	АПВ 4(1х2)
53-55	Станок трубонарезной	32,92	0,33	100	33	1	1	32,92	33,00	37	АПВ 4(1х8)
56	Заточный станок	7,60	0,33	30	9,9	1	1	7,60	9,90	15	АПВ 4(1х2)
57-60	Ножницы кривошипного типа	47,02	0,33	100	33	1	1	47,02	33,00	55	АПВ 4(1х16)
61-62	Молот Кузнечно-пневматический	14,24	0,33	30	9,9	1	1	14,24	9,90	15	АПВ 4(1х2)
63-66	Станок отрезной ножовочный	5,98	0,33	30	9,9	1	1	5,98	9,90	15	АПВ 4(1х2)
67	Кран-балка, ПВ=40 %	16,88	0,33	30	9,9	1	1	16,88	9,90	17,48	АВВГ (4х2,5)
68-69	Вентиляторы	25,32	0,33	60	19,8	1	1	25,32	19,80	27	АПВ 4(1х5)
70-71	Вентилятор	25,32	0,33	60	19,8	1	0,75	33,76	26,40	38,64	АВВГ (4х10)

Таблица 54 – Выбор марок и сечений кабелей и проводов

№	$I_{ном},$ A	$K_{защ}$	$I_{защ},$ A	$I_{защ} \cdot K_{защ},$ A	K_1	K_2	$\frac{I_{расц}}{K_1 \cdot K_2},$ A	$\frac{I_{защ} \cdot K_{защ}}{K_1 \cdot K_2},$ A	$I_{дон},$ A	Марка кабеля
ШР1	33,58	0,22	160	35,2	1	1	33,58	35,20	38,64	АВВГ (4x10)
ШР2	39,79	0,22	100	17,6	1	1	39,79	17,60	55,2	АВВГ (4x16)
ШР3	159,3	0,22	500	110	1	1	159,29	110,00	184	АВВГ (4x120)
ШР4	46	0,22	160	35,2	1	1	46,00	35,20	55,2	АВВГ(4x 16)
ШР5	16,62	0,22	100	22	1	1	16,62	22	22,84	АВВГ (4x4)
ШР6	61,42	0,22	160	55	1	1	61,42	55,00	69	АВВГ (4x25)
РУ2	423,7	0,22	1000	220	1	0,84	504,40	261,90	540	ААШВ 2(4x120)

12. Расчет электрической сети по потере напряжения

На рисунке 15 представлена схема для построения эпюры напряжения.

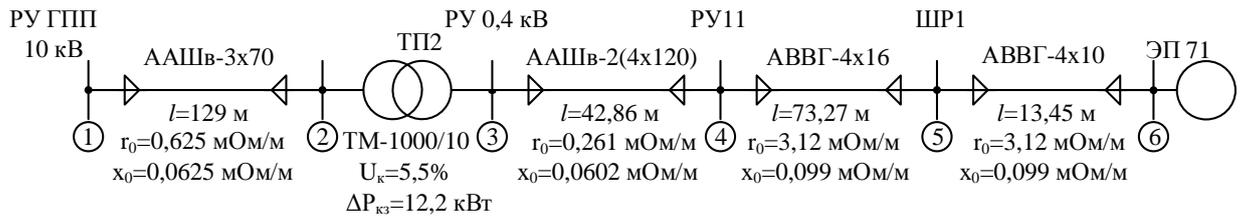


Рисунок 15 – Схема для построения эпюр напряжения

12.1. Нагрузки максимального режима

Узел 6 вентилятор:

$$P_{расч6} = 15 \text{ кВт}, Q_{расч6} = P_{расч6} \cdot \cos \varphi = 15 \cdot 0,65 = 9,75 \text{ кВар}.$$

$$\text{Узел 5 ШР1: } P_{расч5} = 18,54 \text{ кВт}, Q_{расч5} = 12,02 \text{ кВар}.$$

$$\text{Узел 4 РУ2: } P_{расч4} = 192,5 \text{ кВт}, Q_{расч4} = 201,77 \text{ кВар}.$$

$$\text{Узел 3 РУ ТП2: } P = 1237,18 \text{ кВт}, Q = 914,92 \text{ кВар} \text{ суммарная нагрузка}$$

ТП2.

Расчетная нагрузка на один трансформатор:

$$P = 618,59 \text{ кВт}, Q = 457,46 \text{ кВар}.$$

Расчетная нагрузка с учетом мощности КБ мощностью 150 кВар, которая установлена на шине НН ТП2:

$$P_{расч3} = 618,59 \text{ кВт}, Q_{расч3} = 307,46 \text{ кВар}.$$

Узел 2 сторона ВН трансформатора ТП2:

$$P_{расч2} = 626,86 \text{ кВт}, Q_{расч2} = 347,71 \text{ кВар}.$$

Определим потери в трансформаторе ТМ-1000/10.

Каталожные данные трансформатора представлены в таблице 55.

Таблица 55 – Каталожные данные трансформатора ТМ-1000/10

$\Delta P_{кз}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{лх}, \text{ кВт}$	$U_{кз}, \%$	$I_{лх}, \%$
2,45	12,2	5,5	1,4

Потери активной мощности:

$$\begin{aligned}\Delta P_{mp} &= \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot \beta^2 = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_{расч3}}{S_{ном.тр}} \right)^2 = \\ &= 2,45 + 12,2 \cdot \left(\frac{\sqrt{618,59^2 + 307,46^2}}{1000} \right)^2 = 8,27 \text{ кВт}.\end{aligned}$$

Потери реактивной мощности:

$$\begin{aligned}\Delta Q_{mp} &= \Delta Q_{xx} \cdot \Delta Q_{кз} \cdot \beta^2 = S_{ном.тр} \cdot \frac{I_{xx}}{100} + \frac{U_{кз}}{100} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{ном.тр}} \right)^2 = \\ &= 1000 \cdot \frac{1,4}{100} + 1000 \cdot \frac{5,5}{100} \cdot \left(\frac{\sqrt{618,59^2 + 307,46^2}}{1000} \right)^2 = 40,25 \text{ кВар}.\end{aligned}$$

Найдем расчетную нагрузку в узле 2:

$$\begin{aligned}P_{расч2} &= P_{расч3} + \Delta P_{mp} = 618,59 + 8,27 = 626,86 \text{ кВт}, \\ Q_{расч2} &= Q_{расч3} + \Delta Q_{mp} = 307,46 + 40,25 = 347,71 \text{ кВар}.\end{aligned}$$

12.2. Нагрузки минимального режима

$$\begin{aligned}P_{\min 12} &= 0,773 \cdot P_{\max 12} = 0,773 \cdot 626,86 = 484,37 \text{ кВт}, \\ Q_{\min 12} &= \frac{0,309}{0,4} \cdot Q_{\max 12} = \frac{0,309}{0,4} \cdot 347,71 = 268,69 \text{ кВар}, \\ P_{\min 23} &= 0,773 \cdot P_{\max 23} = 0,773 \cdot 618,59 = 477,98 \text{ кВт}, \\ Q_{\min 23} &= \frac{0,309}{0,4} \cdot Q_{\max 23} = \frac{0,309}{0,4} \cdot 307,46 = 237,59 \text{ кВар}, \\ P_{\min 34} &= 0,773 \cdot P_{\max 34} = 0,773 \cdot 192,5 = 148,74 \text{ кВт}, \\ Q_{\min 34} &= \frac{0,309}{0,4} \cdot Q_{\max 34} = \frac{0,309}{0,4} \cdot 201,77 = 155,92 \text{ кВар}, \\ P_{\min 45} &= 0,773 \cdot P_{\max 45} = 0,773 \cdot 18,58 = 14,33 \text{ кВт}, \\ Q_{\min 45} &= \frac{0,309}{0,4} \cdot Q_{\max 45} = \frac{0,309}{0,4} \cdot 12,02 = 9,29 \text{ кВар}.\end{aligned}$$

Так как нагрузка в узле шесть в максимальном режиме больше, чем в узле 4 в минимальном режиме, поэтому она остается неизменной.

$$\begin{aligned}P_{\min 56} &= P_{\max 6} = 15 \text{ кВт}, \\ Q_{\min 56} &= Q_{\max 6} = 9,75 \text{ кВар}.\end{aligned}$$

12.3. Нагрузки послеаварийного режима

Нагрузка в узлах 2 и 3 увеличится в два раза, а в остальных останется без изменения.

Результаты расчета нагрузок сведены в таблицу 56.

Таблица 56 – Результаты расчета нагрузок

Обозначение участка	Нагрузка в режимах, кВа		
	Максимальный	Минимальный	Послеаварийный
1-2	626,86+j347,71	484,37+j268,69	1253,72+j695,41
2-3	618,59+j307,46	477,98+j237,59	1237,18+j614,92
3-4	192,5+j201,77	148,74+j155,92	192,5+j201,77
4-5	18,54+j12,02	14,33+j9,29	18,54+j12,02
5-6	15+j9,75	15+j9,75	15+j9,75

12.4. Расчет режимов

Расчет максимального режима

Участок 1-2:

Величину напряжения в начале участка принимаем $U_1 = 10,5 \text{ кВ}$.

Рассчитаем сопротивления участка:

$$R_{12} = r_{012} \cdot l_{12} = 0,447 \cdot 129 = 0,058 \text{ Ом},$$

$$X_{12} = x_{012} \cdot l_{12} = 0,0612 \cdot 129 = 0,008 \text{ Ом}.$$

Потеря напряжения на участке 1-2:

$$\Delta U_{12\%} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{626,86 \cdot 0,058 + 347,71 \cdot 0,01}{10 \cdot 10,5^2} = 0,04\%,$$

в вольтах:

$$\Delta U_{12} = \Delta U_{12\%} \cdot \frac{U_1}{100} = 0,045 \cdot \frac{10500}{100} = 3,7 \text{ В}.$$

Напряжение в узле 2:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 10500 - 3,7 = 10496,3 \text{ В}.$$

Участок 2-3:

Определим составляющие напряжения короткого замыкания трансформатора:

$$U_{a\%} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{ном.тр}} \cdot 100 = \frac{12,2}{1000} = 1,22 \%,$$

$$U_{p\%} = \sqrt{U_{кз}^2 \cdot U_{a\%}^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,22^2} = 5,36 \%.$$

Фактический коэффициент загрузки цехового трансформатора:

$$\beta = \frac{\sqrt{P_{расч2}^2 + Q_{расч2}^2}}{S_{ном.тр}} = \frac{\sqrt{626,86^2 + 347,71^2}}{1000} = 0,72.$$

Потери мощности, передаваемые через вторичную обмотку цехового трансформатора:

$$P_2 = P_{12} - \Delta P_{мп} = 626,86 - 8,27 = 618,59 \text{ кВт},$$

$$Q_2 = Q_{12} - \Delta Q_{мп} = 347,71 - 40,25 = 307,46 \text{ кВар},$$

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{618,59^2 + 307,46^2} = 690,78 \text{ кВА},$$

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_2}{S_2} = \frac{618,59}{690,78} = 0,9,$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{Q_2}{S_2} = \frac{307,46}{690,78} = 0,45.$$

Определим потерю мощности на участке 2-3:

$$\begin{aligned} \Delta U_{23} &= \beta \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta^2}{200} \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_2 - U_p \sin \varphi_2) = \\ &= 0,72 \cdot (1,22 \cdot 0,9 + 5,36 \cdot 0,45) + \frac{0,72^2}{200} \cdot (1,22 \cdot 0,9 - 5,36 \cdot 0,45) = 2,49\%, \end{aligned}$$

С учетом потерь в обмотке ВН напряжения ВН равно:

$$U_{ВН} = U_2 - \Delta U_{23\%} \cdot \frac{U_2}{100} = 10496,3 - 2,49 \cdot \frac{10496,3}{100} = 10234,84 \text{ В}.$$

Потеря напряжения на участке:

$$\Delta U_{23} = U_2 - U_{ВН} = 10496,3 - 10234,84 = 261,45 \text{ В}.$$

Перерасчет напряжения НН:

$$U_3 = U_{ср.ном} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_1} = 400 \cdot \frac{10234,84}{10500} = 389,9 \text{ В}.$$

Участок 3-4:

Рассчитаем сопротивления участка:

$$R_{34} = \frac{r_{034} \cdot l_{34}}{n} = \frac{0,261 \cdot 42,86}{2} = 0,006 \text{ Ом},$$
$$X_{34} = \frac{x_{034} \cdot l_{34}}{n} = \frac{0,0602 \cdot 42,86}{2} = 0,001 \text{ Ом}.$$

Потеря напряжения на участке 3-4:

$$\Delta U_{34\%} = \frac{P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{192,5 \cdot 0,006 + 201,77 \cdot 0,001}{10 \cdot (389,9 \cdot 10^{-3})^2} = 0,88\%$$

В Вольтах:

$$\Delta U_{34} = \Delta U_{34\%} \cdot \frac{U_3}{100} = 0,88 \cdot \frac{389,9 \cdot 10^{-3}}{100} = 3,43 \text{ В}$$

Напряжение в узле 2:

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 389,9 - 3,43 = 386,47 \text{ В}.$$

Участок 4-5:

Рассчитаем сопротивления участка:

$$R_{45} = r_{045} \cdot l_{45} = 3,12 \cdot 73,27 = 0,229 \text{ Ом},$$
$$X_{45} = x_{045} \cdot l_{45} = 0,0099 \cdot 73,27 = 0,007 \text{ Ом}.$$

Потеря напряжения на участке 4-5:

$$\Delta U_{45\%} = \frac{P_{45} \cdot R_{45} + Q_{45} \cdot X_{45}}{10 \cdot U_4^2} = \frac{18,54 \cdot 0,229 + 12,02 \cdot 0,007}{10 \cdot (386,47 \cdot 10^{-3})^2} = 2,90 \%,$$

В Вольтах:

$$\Delta U_{45} = \Delta U_{45\%} \cdot \frac{U_4}{100} = 2,90 \cdot \frac{386,47 \cdot 10^{-3}}{100} = 11,19 \text{ В}$$

Напряжение в узле 2:

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 386,47 - 11,19 = 375,28 \text{ В}.$$

Участок 5-6: Рассчитаем сопротивления участка:

Рассчитаем сопротивления участка:

$$R_{56} = r_{056} \cdot l_{56} = 3,12 \cdot 13,45 = 0,042 \text{ Ом},$$
$$X_{56} = x_{056} \cdot l_{56} = 0,0099 \cdot 13,45 = 0,001 \text{ Ом}.$$

Потеря напряжения на участке 5-6:

$$\Delta U_{56\%} = \frac{P_{56} \cdot R_{56} + Q_{56} \cdot X_{56}}{10 \cdot U_5^2} = \frac{15 \cdot 0,042 + 9,75 \cdot 0,001}{10 \cdot (375,28 \cdot 10^{-3})^2} = 0,46 \%,$$

в вольтах:

$$\Delta U_{34} = \Delta U_{56\%} \cdot \frac{U_5}{100} = 0,46 \cdot \frac{375,28 \cdot 10^{-3}}{100} = 1,71 \text{ В}$$

Напряжение в узле 2:

$$U_6 = U_5 - \Delta U_{56} = 375,28 - 1,71 = 373,57 \text{ В.}$$

Расчеты для минимального и послеаварийного режима сведены в таблицу 57.

На рисунке 15 можно увидеть эпюры напряжения.

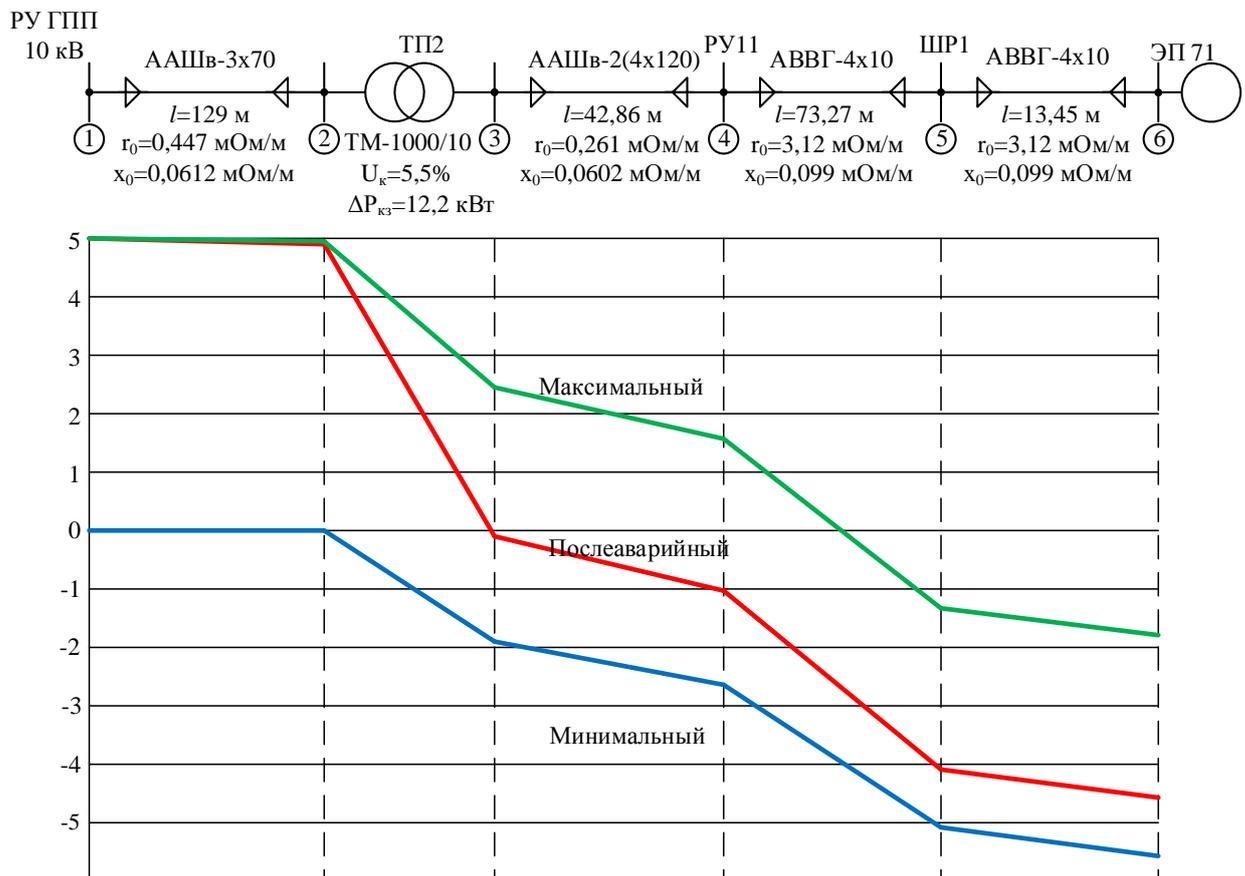


Рисунок 15 – Эпюры напряжения

По рисунку 15 можно сделать вывод о том, что потери напряжения составляют более 5% в минимальном режиме, для уменьшения потерь увеличим сечение кабельной линии РУ11-ШР1 до 16 мм².

Расчеты режимов приведены в таблице 58.

На рисунке 16 представлены эпюры напряжения.

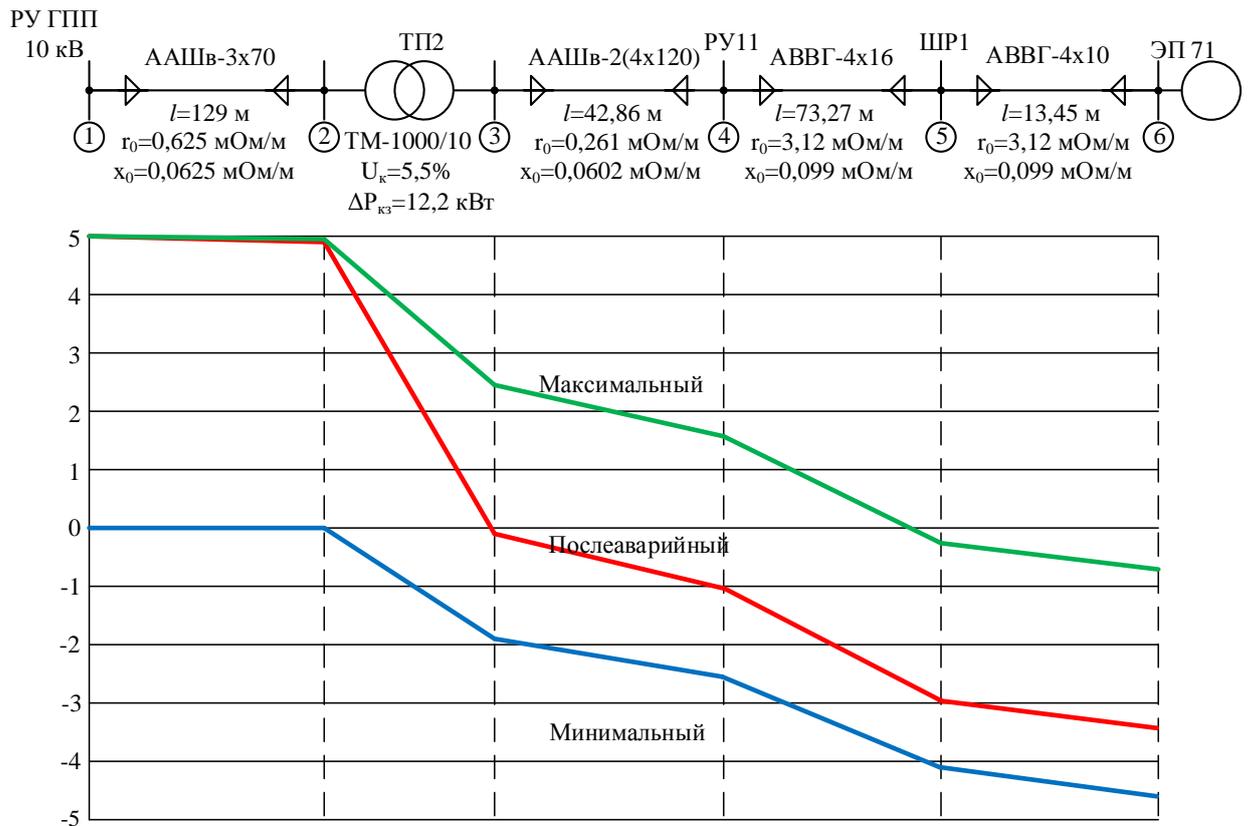


Рисунок 16 – Эпюры напряжения

Таблица 57 – Данные для построения эпюры напряжения

Обозначение участка	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6
Марка кабеля	<i>ААШв</i>	$S_{ном.тр} = 1000 \text{ кВА}$	<i>ААШв</i>	<i>АВВГ</i>	<i>АВВГ</i>
Сечение, мм ²	(3x70)	$U_{кз}, \%$	2(4x120)	(4x10)	(4x10)
Длина, м	129	$\Delta P_{кз}, \text{кВт}$	42,86	73,27	13,45
Сопротивление, Ом					
Активное	0,057	$U_{a\%} = 1,22\%$	0,006	0,228	0,042
Реактивное	0,008	$U_{p\%} = 5,36\%$	0,001	0,007	0,001
Нагрузка в режимах, кВА					
Максимальный	$626,86 + j347,71$	$618,59 + j307,46$	$192,5 + j201,77$	$18,54 + j12,02$	$15 + j9,75$
Минимальный	$484,37 + j268,69$	$477,98 + j237,69$	$148,74 + j155,92$	$14,33 + j9,29$	$15 + j9,75$
Послеаварийный	$1253,72 + j695,41$	$1237,18 + j614,92$	$192,5 + j201,77$	$18,54 + j12,02$	$15 + j9,75$
Потери напряжения, В					
В максимальном	3,7	261,45	3,43	11,19	1,71
В минимальном	3,01	192,48	2,77	9,04	1,78
В послеаварийном	7,41	522,02	3,52	11,50	1,76
Отклонение напряжения, %					
В максимальном	0,04	2,49	0,88	2,90	0,46
В минимальном	0,03	1,93	0,74	2,44	0,49
В послеаварийном	0,07	4,98	0,93	3,06	0,48

Таблица 58 – Данные для построения эпюры напряжения

Обозначение участка	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6
Марка кабеля	<i>ААШв</i>	$S_{ном.тр} = 1000 \text{ кВА}$	<i>ААШв</i>	<i>АВВГ</i>	<i>АВВГ</i>
Сечение, мм ²	(3x70)	$U_{кз}, \%$	2(4x120)	(4x10)	(4x10)
Длина, м	129	$\Delta P_{кз}, \text{кВт}$	42,86	73,27	13,45
Сопротивление, Ом					
Активное	0,08	$U_{a\%} = 1,22\%$	0,006	0,143	0,042
Реактивное	0,008	$U_{p\%} = 5,36\%$	0,001	0,007	0,001
Нагрузка в режимах, кВА					
Максимальный	$626,86 + j347,71$	$618,59 + j307,46$	$192,5 + j201,77$	$18,54 + j12,02$	$15 + j9,75$
Минимальный	$484,37 + j268,69$	$477,98 + j237,69$	$148,74 + j155,92$	$14,33 + j9,29$	$15 + j9,75$
Послеаварийный	$1253,72 + j695,41$	$1237,18 + j614,92$	$192,5 + j201,77$	$18,54 + j12,02$	$15 + j9,75$
Потери напряжения, В					
В максимальном	5,08	261,42	3,43	7,07	1,69
В минимальном	4,12	192,46	2,77	5,71	1,76
В послеаварийном	10,16	521,89	3,52	7,26	1,74
Отклонение напряжения, %					
В максимальном	0,05	2,49	0,88	1,83	0,45
В минимальном	0,04	1,93	0,74	1,54	0,48
В послеаварийном	0,1	4,98	0,93	1,93	0,47

13. Расчет токов короткого замыкания до 1000 В

Расчет токов КЗ будем производить до самого удаленного электроприемника, которым является вентилятор (71-на рисунке 2).

На рисунке 17 представлена расчетная схема распределительной сети.

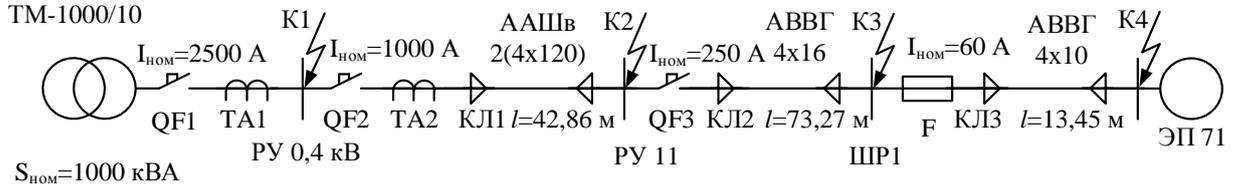


Рисунок 17 – Расчетная схема распределительной сети

По расчетной схеме составляем схему замещения цеховой сети для расчета токов трехфазного и двухфазного КЗ, которая показана на рисунке 18.

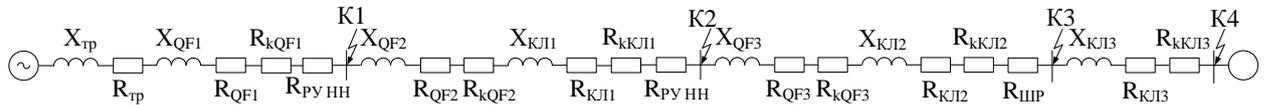


Рисунок 18 – Схема замещения цеховой сети

Определяем сопротивления для расчета трехфазного КЗ.

Сопротивление трансформатора по таблице 1.2 [5, с. 10]:

$$R_{mp} = 2 \text{ мОм}, X_{mp} = 8,5 \text{ мОм}$$

Сопротивление автоматического выключателя QF1 по таблице 10 [5, с. 14]:

$$R_{QF1} = 0,06 \text{ мОм}, X_{QF1} = 0,07 \text{ мОм}, R_{kQF1} = 0,07 \text{ мОм}.$$

Сопротивление автоматического выключателя QF2 по таблице 1.10 [5, с. 14]:

$$R_{QF2} = 0,01 \text{ мОм}, X_{QF2} = 0,1 \text{ мОм}, R_{kQF2} = 0,15 \text{ мОм}.$$

Сопротивления трансформаторов тока ТА1 и ТА2 не учитываем ввиду их малости.

Сопротивление кабельной линии КЛ1 определим по таблице 1.5 [5, с. 11]:

$$R_{KЛ1} = \frac{r_0 \cdot l}{n} = \frac{0,261 \cdot 42,86}{2} = 5,59 \text{ мОм}, X_{KЛ1} = x_0 \cdot l = \frac{0,0602 \cdot 42,86}{2} = 1,29 \text{ мОм},$$

$$R_{kKЛ1} = 0,024 \text{ мОм}.$$

Сопrotивление автоматического выключателя QF3 по таблице 1.10 [5, с. 14]:

$$R_{QF3} = 0,4 \text{ мОм}, X_{QF3} = 0,5 \text{ мОм}, R_{kQF3} = 0,6 \text{ мОм}.$$

Сопrotивление кабельной линии КЛ2 определим по таблице 1.5 [5, с. 11]:

$$R_{KL2} = r_0 \cdot l = 1,93,12 \cdot 73,27 = 142,88 \text{ мОм}, X_{KL2} = x_0 \cdot l = 0,095 \cdot 73,27 = 6,96 \text{ мОм},$$

$$R_{kKL2} = 0,084 \text{ мОм}.$$

Сопrotивление кабельной линии КЛ3 определим по таблице 1.5 [5, с. 11]:

$$R_{KL3} = r_0 \cdot l = 3,12 \cdot 13,45 = 41,98 \text{ мОм}, X_{KL3} = x_0 \cdot l = 0,099 \cdot 13,45 = 1,33 \text{ мОм},$$

$$R_{kKL3} = 0,084 \text{ мОм}.$$

Переходное сопротивление ступеней распределений 1.4 [5, с. 11]:

$$R_{PY \text{ HH}} = 15 \text{ мОм}, R_{ШП} = 25 \text{ мОм}.$$

Упростим схему замещения, определим эквивалентные сопротивления на участках схемы между точками КЗ.

$$R_1 = R_{mp} + R_{QF1} + R_{kQF1} + R_{PY \text{ HH}} = 2 + 0,06 + 0,07 + 15 = 17,13 \text{ мОм},$$

$$X_1 = X_{mp} + X_{QF1} = 8,5 + 0,07 = 8,57 \text{ мОм},$$

$$R_2 = R_{QF2} + R_{kQF2} + R_{KL1} + R_{kKL1} + R_{PY \text{ HH}} = \\ = 0,01 + 0,15 + 5,59 + 0,024 + 15 = 20,78 \text{ мОм},$$

$$X_2 = X_{QF2} + X_{KL1} = 0,1 + 1,29 = 1,39 \text{ мОм},$$

$$R_3 = R_{QF3} + R_{kQF3} + R_{KL2} + R_{kKL2} + R_{ШП} = \\ = 0,4 + 0,6 + 228,61 + 0,084 + 25 = 254,69 \text{ мОм},$$

$$X_3 = X_{QF3} + X_{KL2} = 0,5 + 7,25 = 7,75 \text{ мОм},$$

$$R_4 = R_{KL3} + R_{kKL3} = 41,98 + 0,084 = 42,06 \text{ мОм},$$

$$X_4 = X_{KL3} = 1,33 \text{ мОм}.$$

На рисунке 19 представлена упрощенная схема замещения.

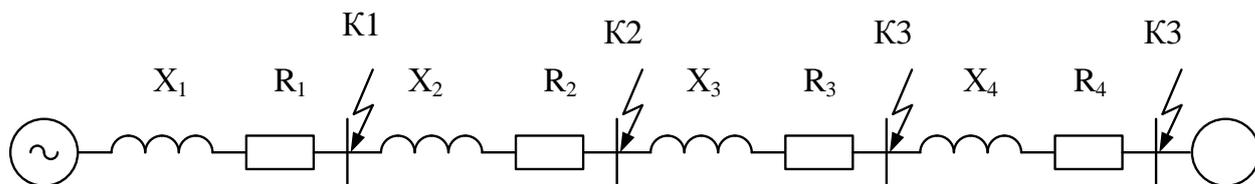


Рисунок 19 – Упрощенная схема замещения

Рассчитаем трехфазный и двухфазный ток для точки К1.

Вычислим полное сопротивление:

$$Z_{рез} = \sqrt{R_1^2 + X_1^2} = \sqrt{15,13^2 + 8,57^2} = 19,15 \text{ мОм.}$$

Определим периодическую составляющую тока трехфазного КЗ:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{рез}} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 19,15} = 12,06 \text{ кА.}$$

Вычислим отношение:

$$\frac{X_1}{R_1} = \frac{8,57}{2,13} = 4,02$$

По рисунку определим ударный коэффициент $k_{yд} = 1,43$.

Рассчитаем ударный ток:

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot k_{yд} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,43 \cdot 12,06 = 24,38 \text{ кА.}$$

Определим двухфазный ток КЗ:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{кз}^{(3)}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 12,06}{2} = 10,44 \text{ кА.}$$

Расчет однофазных токов КЗ.

Сопротивление трансформатора определим по таблице 1.2 [5, с.10]

$$Z_{тр}^{(1)} = 81 \text{ мОм.}$$

В схеме замещения нужно добавить сопротивление нулевых проводников.

Сопротивление нулевой жилы кабельных линий КЛ1, КЛ2, КЛ3:

$$R_{0-КЛ1} = \frac{r_{0-КЛ1} \cdot l}{n} = \frac{0,261 \cdot 42,86}{2} = 5,59 \text{ мОм,}$$

$$R_{0-КЛ2} = r_{0-КЛ2} \cdot l = 1,95 \cdot 73,27 = 142,88 \text{ мОм,}$$

$$R_{0-КЛ3} = r_{0-КЛ3} \cdot l = 3,12 \cdot 13,45 = 41,98 \text{ мОм,}$$

$$X_{КЛ1} = x_0 \cdot l = 0,15 \cdot 42,86 = 14,73 \text{ мОм},$$

$$X_{КЛ2} = x_0 \cdot l = 0,15 \cdot 73,27 = 10,99 \text{ мОм},$$

$$X_{КЛ3} = x_0 \cdot l = 0,15 \cdot 13,45 = 2,02 \text{ мОм}.$$

На рисунке 20 представлена схема замещения для расчетов токов однофазного КЗ.

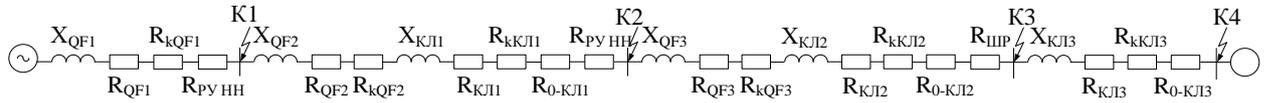


Рисунок 20 – Схема замещения

Упростим схему замещения, определим эквивалентные сопротивления на участках схемы между точками КЗ.

$$R_1 = R_{QF1} + R_{kQF1} + R_{PУ НН} = 0,06 + 0,07 + 15 = 15,13 \text{ мОм},$$

$$X_1 = X_{QF1} = 0,07 \text{ мОм},$$

$$R_2 = R_{QF2} + R_{kQF2} + R_{КЛ1} + R_{kКЛ1} + R_{0-КЛ1} + R_{PУ НН} =$$

$$= 0,01 + 0,15 + 5,59 + 0,024 + 5,59 + 15 = 26,37 \text{ мОм},$$

$$X_2 = X_{QF2} + X_{КЛ1} = 0,1 + 6,43 = 6,53 \text{ мОм},$$

$$R_3 = R_{QF3} + R_{kQF3} + R_{КЛ2} + R_{kКЛ2} + R_{0-КЛ2} + R_{ШП} =$$

$$= 0,4 + 0,6 + 142,88 + 0,084 + 142,88 + 25 = 311,85 \text{ мОм},$$

$$X_3 = X_{QF3} + X_{КЛ2} = 0,5 + 10,99 = 11,49 \text{ мОм},$$

$$R_4 = R_{КЛ3} + R_{kКЛ3} + R_{0-КЛ3} = 41,98 + 0,084 + 41,98 = 84,04 \text{ мОм},$$

$$X_4 = X_{КЛ3} = 2,02 \text{ мОм}.$$

Рассчитаем однофазный ток для точки К1.

Вычислим сопротивление:

$$Z_{\phi-0} = \sqrt{R_1^2 + X_1^2} = \sqrt{15,13^2 + 0,07^2} = 15,13 \text{ мОм}.$$

Определим периодическую составляющую тока трехфазного КЗ:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{mp}^{(1)}}{3} \cdot Z_{\phi-0}} = \frac{400 \cdot 10^3}{\frac{81}{3} \cdot 15,13} = 9,49 \text{ кА}.$$

Для остальных точек аналогичен, расчет сведен в таблицу 59.

Таблица 59 – Сводная таблица токов КЗ

Расчетные токи		К1	К2	К3	К4
Токи КЗ, кА	$I_{кз}^{(1)}$	9,49	5,8	1,05	0,86
	$I_{кз}^{(2)}$	10,44	5,10	0,96	0,80
	$I_{кз}^{(3)}$	12,06	5,89	1,11	0,93
	$i_{y\delta}$	24,38	8,33	1,57	1,31

14. Карта селективности

На рисунке 21 представлена схема для участка цеховой сети 0,4 кВ ТП2-ЭП 71.

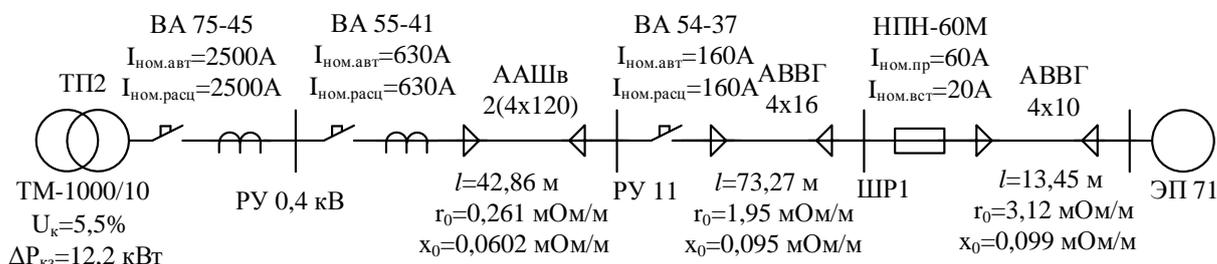


Рисунок 21 – Участок схемы цеховой сети 0,4 кВ

В таблицах 60, 61 приведены данные для построения карты селективности.

На рисунке 22 представлена карта селективности.

Таблица 60 – Данные для построения карты селективности

	ЭП 71 Венти- лятор	Распреде- лительный шкаф ШР1	РУ 2	Подстанция ТП 2	Значение тока КЗ в соотв. точках, кА			
					1	2	3	4
Расчетный ток, А		33,58	423,7	1519,34	12,06	5,89	1,11	0,93
Пиковый ток, А		150,44	653,29	1748,93				
Номиналь- ный ток, А	25,32							
Пусковой ток, А	126,61							

Таблица 61 – Данные для построения карты селективности

Наименование аппарата защиты	Номинальный ток расцепителя, А	Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ, А	Номинальный ток плавкой вставки, А
ВА-75-45	2500	5000	
ВА-55-41	630	1260	
ВА-57-35	160	320	
НПН-60М			60

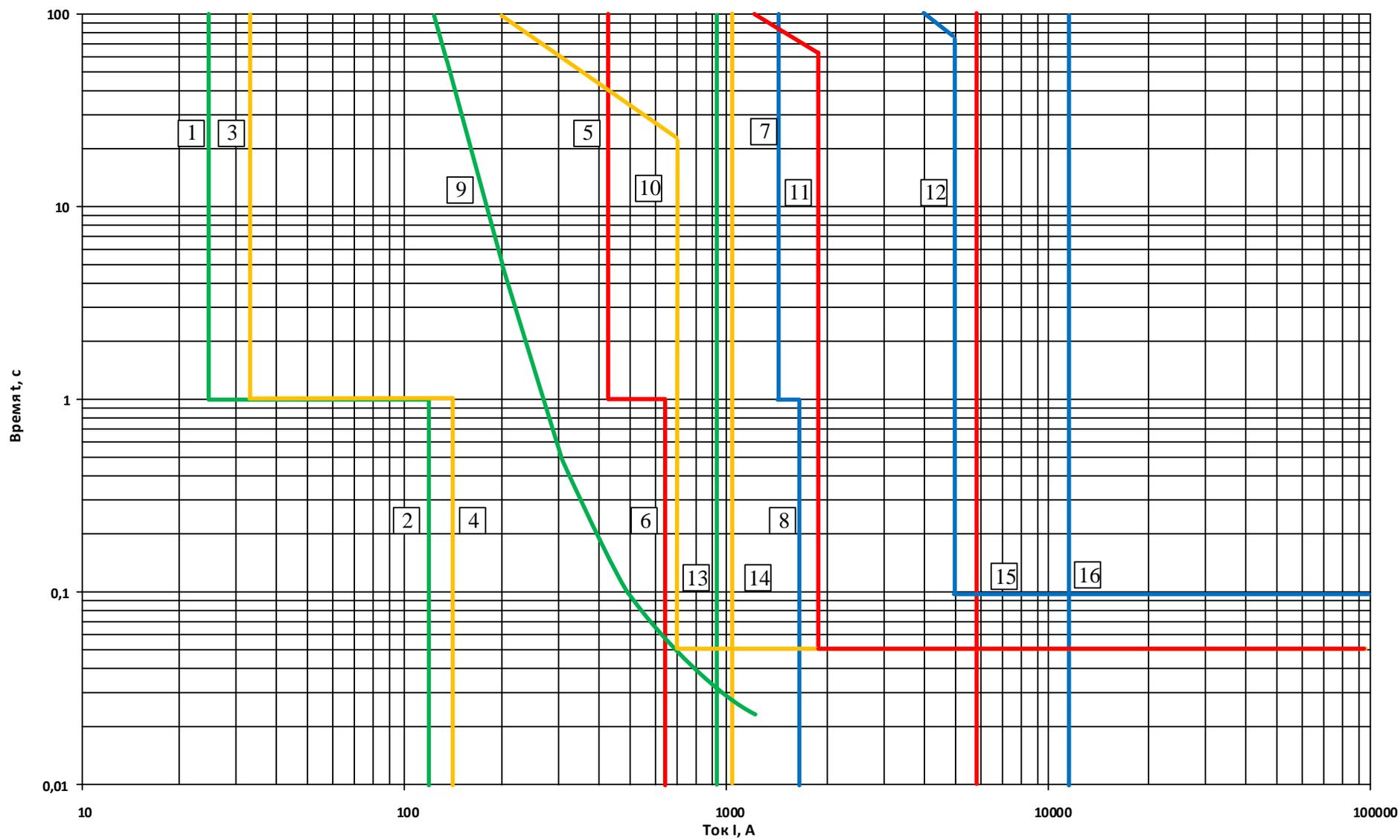


Рисунок 22 – Карта селективности

Заключение

В выпускной квалификационной работе были спроектированы системы электроснабжения производственной базы по обслуживанию нефтяной промышленности и прокатно-ремонтного цеха электрооборудования.

В ходе проекта были проведены расчеты полной расчетной нагрузки прокатно-ремонтного цеха электрооборудования методом коэффициента расчетной активной мощности и полной расчетной нагрузки предприятия методом коэффициента спроса.

Была построена картограмма нагрузок, определен цент электрических нагрузок и зона рассеяния. По картограмме нагрузок можно сделать выводы о том, что нагрузка предприятия равномерно распределена по всей площади производственной базы, установка ГПП в центр электрических нагрузок не возможна, поэтому месторасположение ГПП было смещено в сторону питающей линии в зоне рассеяния.

Определено число и мощность цеховых силовых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности. Наиболее экономичным вариантом стал вариант с компенсацией реактивной мощности на стороне низкого напряжения 10 кВ.

Питание предприятия осуществляется по двухцепной воздушной линии напряжением 110 кВ проводом марки АС-70.

При проектировании ГПП была выбрана схема 4Н два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии.

Кабельные линии напряжением 10 кВ выбирались по экономической плотности тока и проверялись по тепловому импульсу тока КЗ. Кабельные линии КЛ2, КЛ3, КЛ4 с сечением 50 мм² не прошли проверку и были заменены на сечение 70 мм².

Сечения питающей сети 0,4 кВ проверялись по длительно допустимому току и по согласованию с выбранными аппаратами защиты.

Были построены эпюры отклонений напряжения по расчетам потерь напряжения. Так как отклонение напряжения превышало допустимого значения

$\pm 5\%$, было заменено сечение кабельной линии КЛ2 (РУ 11-ШР1) с 10 мм^2 на 16 мм^2 .

Были рассчитаны токи КЗ в сети 0,4 кВ и с помощью них построена карта селективности действия защитных аппаратов.