

**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
<b>ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА ПО РЕМОНТУ ПОГРУЖЕННЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ</b>

УДК 621.31.031.011.6:622.276.05

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Д	Сучков Игорь Константинович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Герасимов Д.Ю.	к.т.н., доцент		

**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
<b>Электроснабжение промышленных предприятий</b>	<b>Завьялов В.М.</b>	<b>д.т.н., доцент</b>		

Томск – 2016 г.

## Оглавление

РЕФЕРАТ .....	4
Введение .....	5
1. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ .....	7
1.1 Объектом исследования является завод по ремонту погруженных установок для добычи нефти и его цех .....	7
2. РАСЧЕТ И АНАЛИТИКА .....	10
2.1 Выбор схемы электроснабжения цеха .....	10
2.2 Определение расчетной электрической нагрузки цеха по производству кабельной продукции .....	11
2.3 Расчет тремя разными методами .....	11
2.4 Определение расчётной нагрузки предприятия в целом .....	16
2.5 Построение картограммы и определение центра электрических нагрузок .....	19
2.6 Выбор количества, мощности и расположения цеховых трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности. ....	21
2.7 Выбор количества трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности .....	22
2.8 Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций и уточнение их нагрузки .....	28
2.9 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия .....	29
2.10 Выбор трансформатора ГПП .....	30
2.11 Выбор сечения линии, питающей ГПП .....	31
2.12 Схема внутривзаводской распределительной сети 10 кВ .....	33
2.13 Расчёт токов короткого замыкания в сети выше 1000 В. ....	36
2.14 Выбор оборудования ГПП .....	42
2.15 Электроснабжение цеха производства кабельной продукции .....	49
2.16 Выбор аппаратов защиты цеховой сети .....	50
2.17 Выбор распределительных пунктов (ПР) .....	53
2.18 Выбор сечений линий питающей сети цеха .....	53
2.19 Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В .....	56
2.20 Расчет питающей и распределительной сети по условиям допустимой потери напряжения. Построения эпюры отклонений напряжения .....	60

2.20 Построение карты селективности действия аппаратов защиты.....	66
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	69
Литература.....	71
Приложение 1. ....	73
Приложение 2. ....	74
Приложение 3. ....	75
Приложение 4. ....	76
Приложение 5. ....	77
Приложение 6. ....	78
Приложение 7. ....	79
Приложение 8. ....	80
Приложение 9. ....	81
Приложение 10. ....	82
Приложение 11. ....	83
Приложение 12 .....	85

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа с 84., рис. 16, табл. 35, источника 24, приложения 12.

Ключевые слова: расчетная нагрузка, картограмма нагрузок, выбор трансформаторов, компенсация, электроснабжение цеха, выбор оборудования, проверка оборудования, однолинейная схема, ресурсоэффективность, ресурсосбережение, социальная ответственность.

Объектом исследования является, цех производства кабельной продукции завода по ремонту погруженных установок для добычи нефти.

Цель работы: проектирование системы электроснабжения завода по ремонту погруженных установок для добычи нефти.

В процессе исследования произведен выбор метода расчета на основе исходных данных, поэтапный расчет электрических нагрузок завода и рассматриваемого цеха, выбор оборудования и его проверка при различных режимах работы.

В результате исследования была спроектирована конкретная модель электроснабжения промышленного предприятия, представлена ее техническая целесообразность и безопасность для окружающей среды.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: исследуемый завод состоит из шестнадцати цехов, из них одиннадцать тринадцать цехов относятся ко второй категории по степени надежности электроснабжения; напряжение питающей линии 35 кВ; рабочие напряжения внутри завода: 0,4 кВ; схема внутривозвратной сети – радиальная.

Область применения: машиностроительное предприятия с нормальной средой в производственных помещениях.

## Введение

В данной работе необходимо произвести расчет системы электроснабжения завода по ремонту погружных установок для добычи нефти с подробным рассмотрением цех производства кабельной продукции предприятия. Целью курсового проекта является развитие способности самостоятельно решать практические вопросы проектирования системы электроснабжения промышленного предприятия.

Процесс выполнения курсового проекта предусматривает следующие этапы:

1. Произвести расчет нагрузки цеха производства кабельной продукции.
2. Определить расчетные нагрузки предприятия в целом по расчетным нагрузкам цехов с учетом освещения цехов и территории предприятия.
3. На основе рассчитанных данных построить картограмму электрических нагрузок для определения места положения ГПП на предприятии.
4. Рассчитать схему внутривзаводского электроснабжения, выбрав число и мощности цеховых трансформаторных подстанций, проводники для их питания и рассчитав потери в цеховых ТП и кабельных линиях.
6. Рассчитать компенсацию реактивной мощности.
5. Разработать схему внешнего электроснабжения. Для этого выбирается напряжения питающей сети завода, сечения проводов питающей сети, определяется схема ГПП, выбираются мощности трансформаторов ГПП.
6. Рассчитать токи короткого замыкания в сети выше 1000 В для выбора устройств защиты цеховых ТП и проверки правильности выбора сечений проводников.
7. Произвести разработку сети до 1000 В, куда входит выбор токоведущих частей, распределение потребителей по пунктам питания, выбор распределительных пунктов. Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В. Выбор аппаратов защиты. Построение эпюр отклонения напряжения от ГПП до наиболее удаленного ЭП. Построение карты селективности действия защитных аппаратов.

В состав завода входят 12 производственных помещений, к которым относятся производственные и вспомогательные цеха, а также контора управления.

Производственный процесс на проектируемом заводе характеризуется нормальными условиями, но некоторые из отделений цехов завода могут быть отнесены к жарким и влажным помещениям. «

На данном заводе есть нагрузки как II так и III категории по степени надежности электроснабжения. Степени надежности электроснабжения цехов предприятия сведены в таблицу 2.1.1. Перерыв электроснабжения электроприемников основного производства может привести к массовому недоотпуску продукции и простою людей, по этому электроснабжение основного производства можно отнести ко второй категории.

№	Наименование цеха	Характеристика среды	Категория по степени надежности электроснабжения
1	Цех производства ПЭД	нормальная	II
2	Автотранспортный цех	нормальная	III
3	Ремонтный цех	нормальная	II
4	Инструментальный	нормальная	II
5	Сварочный цех	нормальная	II
6	Цех производства кабельной продукции	нормальная	II
7	Вспомогательный цех	нормальная	II
8	Инструментально механический	нормальная	II
9	Контора управления	нормальная	III
10	Склад готовой продукции	нормальная	III
11	Столовая	нормальная	III
12	КПП	нормальная	III

## 1. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Объектом исследования является завод по ремонту погруженных установок для добычи нефти и его цех

### Исходные данные

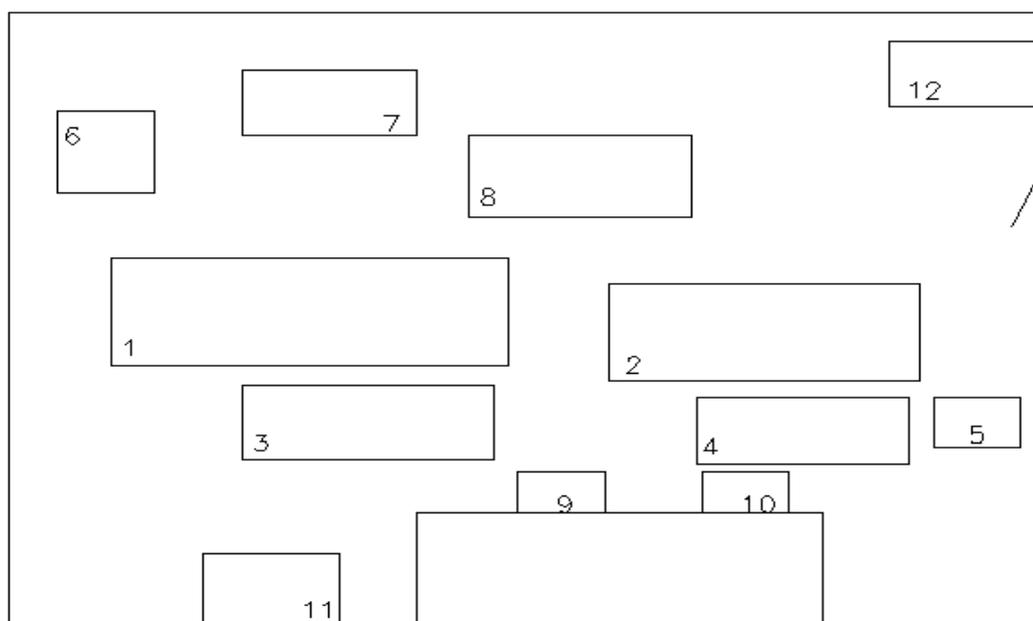


Рисунок 1 – Генплан завода по ремонту погружных установок для добычи нефти  
Таблица 1.1 – Сведения об электрических нагрузках цехов предприятия

<i>№</i>	<i>Наименование цеха</i>	<i>Установленная мощность, кВт</i>
1	Цех производства ПЭД	700
2	Автотранспортный цех	390
3	Ремонтный цех	490
4	Инструментальный	400
5	Сварочный цех	500
6	Цех производства кабельной продукции	-
7	Вспомогательный цех	620
8	Инструментально механический	1250
9	Контора управления	130
10	Склад готовой продукции	85
11	Столовая	510

12	КПП	60
----	-----	----

					ЭПШ.140400.006.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

Таблица 1.2 – Сведения об электрических нагрузках цеха

№	кол-во	Наименование электрооборудования	P <sub>н</sub> кВт
1-4	4	Вымотка приемная	17.5
5, 6	2	Тянущие устройство	9
7, 8	2	Установка сушки полителена	68.5
9-12	4	Вымотка отдающая	17
13-15	3	Экструдер	19
16-18	3	Бронировочная машина	14
19-23	5	Установка мойки полителена	12
24, 25	2	Острильно-затяжной станок	19.25
26,27	2	Сварочная машина для проводов	8
28,29	2	Нагреватель воды	7
30,31	2	Машина контактной сварки ПВ=40%	60
32-33	2	Кран-балка ПВ=25%	10
35-38	2	Вентилятор	7
39	1	Кран-балка ПВ 40%	21

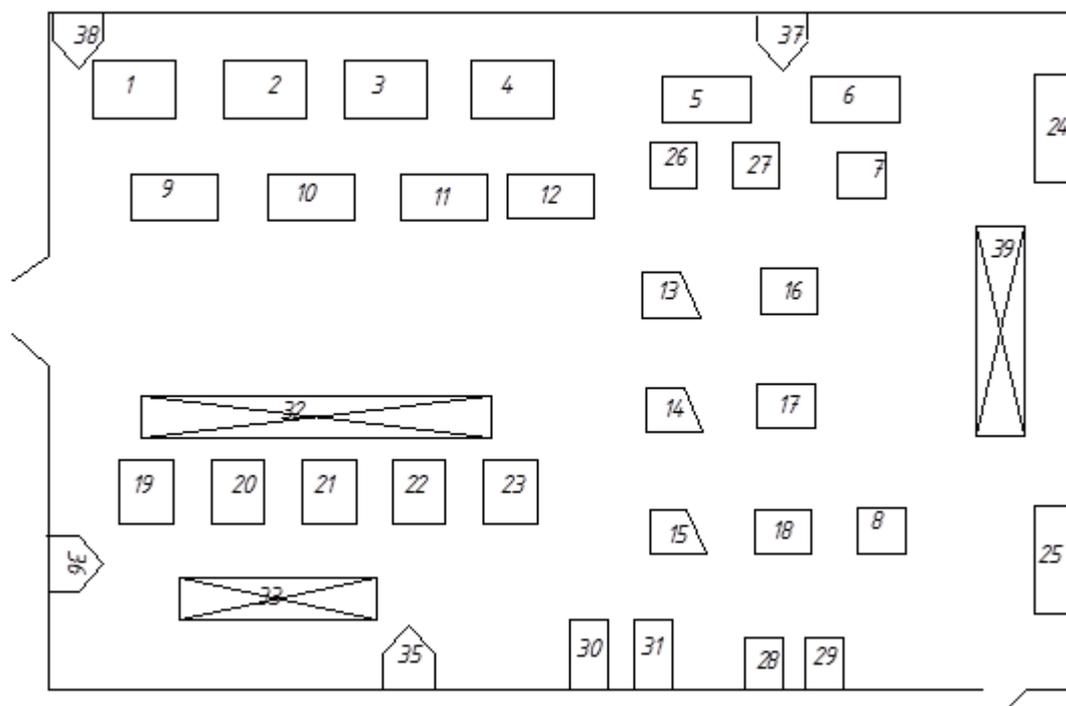


Рисунок 2– Генплан цеха производства кабельной продукции

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ЭП.140400.006.ПЗ

Лист

9

## 2. РАСЧЕТ И АНАЛИТИКА

### 2.1 Выбор схемы электроснабжения цеха

В данном курсовом проекте для подробного расчета системы электроснабжения цеха производства кабельной продукции.

Среда цеха характеризуется как нормальная в соответствии следующим критериям:

- 1) относительная влажность воздуха не выше 60 % . ПУЭ 1.1.6.
- 2) температура воздуха не выше 35<sup>0</sup>С ПУЭ 1.1.10.
- 3) технологическая пыль отсутствует ПУЭ 1.1.11.
- 4) агрессивные пары, жидкости и газы не применяются ПУЭ 1.1.11

Так как рассматриваемый цех относится ко второй категории по надежности электроснабжения, поэтому схема электроснабжения его элеткроприемников должна обеспечивать возможность резерва. Схема электроснабжения цеха приведена в *ПРИЛОЖЕНИЕ 1*.

					<i>ЭПШ.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

## 2.2 Определение расчетной электрической нагрузки цеха по производству кабельной продукции

Расчет силовых нагрузок цеха производим «методом коэффициента расчетной мощности», который выполняется по форме Ф636-92 и производится для каждого узла питания (распределительного пункта, распределительного или магистрального шинпровода, цеховой трансформаторной подстанции), а также по цеху, корпусу в целом.

Расчет производится в следующей последовательности:

**Средняя активная нагрузка за наиболее загруженную смену:**

$$P_{см} = K_u \cdot P_{ном}, \text{ кВт};$$

где  $K_u$  – коэффициент использования,

$P_{ном}$  – суммарная номинальная активная мощность;

**Средняя реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену:**

$$Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{ кВар};$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  - принимается по соответствующему значению коэффициента мощности.

Средневзвешенный коэффициент использования определяется по формуле:

$$K_{u.ср} = \frac{\sum P_{см}}{\sum P_{ном}};$$

где  $\sum P_{см}$  - суммарная средняя активная нагрузка за наиболее загруженную смену,

$\sum P_{ном}$  – суммарная установленная мощность группы электроприёмников цеха.

**Коэффициент максимума активной мощности определяется по кривым в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования  $K_{u.ср}$  и эффективного числа электроприемников  $n_э$  для данной группы:**

$$n_э = \frac{(\sum P_H)^2}{\sum_1^n n \cdot P_H^2}.$$

Проведем расчет активной мощности по трем разным методам. Сравним их значения, и относительно наиболее точного метода будем производить дальнейший расчет.

## 2.3 Расчет тремя разными методами

1. Метод коэффициента расчетной активной мощности:

Расчетная активная  $P_m$  и реактивная  $Q_m$  максимальные мощности группы:

$$P_p = K_p \cdot P_{см}, \text{ кВт}$$

					ЭПП.140400.006.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

$$Q_p = Q_{см}, \text{ кВар, при } n_3 > 10$$

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{см}, \text{ кВар, при } n_3 \leq 10$$

2. Упрощенный метод упорядоченных диаграмм.

Группа А с  $K_i \leq 0,6$

Группа Б с  $K_i > 0,6$

$$m = \frac{P_{ном.мах}}{P_{ном.мин}}$$

$$P_p = K_m \cdot P_{см}, \text{ кВт}$$

$$Q_p = K'_m \cdot Q_{см}, \text{ кВт}$$

3. Полный метод упорядоченных диаграмм.

$$m = \frac{P_{ном.мах}}{P_{ном.мин}}$$

$$P_p = K_m \cdot P_{см}, \text{ кВт}$$

$$Q_p = K'_m \cdot Q_{см}, \text{ кВт}$$

Расчётная нагрузка осветительных приёмников цеха определяется по установленной мощности и коэффициенту спроса:

$$P_{р.о.} = P_{н.о.} \cdot K_{с.о.}, \text{ кВт},$$

где  $K_{с.о.}$  – коэффициент спроса осветительной нагрузки [1, табл. П 3.1],

$P_{н.о.}$  – номинальная мощность осветительной нагрузки, находится как:

$$P_{н.о.} = P_{уд.о.} \cdot F, \text{ кВт},$$

где  $P_{уд.о.}$  - удельная плотность осветительной нагрузки,  $Вт/м^2$  [1, табл. П 3.2],

$F$  – площадь цеха,  $м^2$  (определяется по генплану).

Полная расчётная нагрузка цеха (с учётом освещения) определяется:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{р.о.})^2 + Q_p^2}, \text{ кВА}.$$

Расчётный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ А}.$$

Для расчета нагрузок по справочным данным [1, табл. П 2.1] найдем коэффициенты использования и мощности всех электроприёмников РМЦ и занесём в таблицу 2.3.1.

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Таблица 2.3.1 – Сведения об электрических нагрузках цеха по производству кабельной продукции

№	кол-во	Наименование электрооборудования	$P_{ном}$ кВт	$Ku$	$\cos(\varphi)$
1-4	4	Вымотка приемная	17,5	0,3	0,7
5, 6	2	Тянущие устройство	9	0,6	0,7
7, 8	2	Установка сушки полителена	68,5	0,6	0,95
9-12	4	Вымотка отдающая	17	0,3	0,7
13-15	3	Экструдер	19	0,55	0,75
16-18	3	Бронировочная машина	14	0,2	0,6
19-23	5	Установка мойки полителена	12	0,55	0,8
24, 25	2	Острильно- затяжной станок	19,25	0,24	0,65
26,27	2	Сварочная машина для проводов	8	0,3	0,3
28,29	2	Нагреватель воды	7	0,75	0,95
30,31	2	Машина контактной сварки ПВ=40%	60	0,1	0,5
32-33	3	Кран-балка ПВ=25%	10	0,06	0,5
35-38	2	Вентилятор	7	0,6	0,8
39	1	Кран-балка ПВ=40%	21	0,1	0,5

Пример определения расчетной электрической нагрузки для ПР1 по цеха по производству кабельной продукции:

Вымотка приемная:

$$P_H = n \cdot p_H = 4 \cdot 17,5 = 70, \text{ кВт};$$

$$P_{см} = \kappa_u \cdot P_H = 0,3 \cdot 70 = 21, \text{ кВт};$$

$$Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 21 \cdot 1,02 = 21,42, \text{ кВар}.$$

Вымотка отдающая:

$$P_H = n \cdot p_H = 4 \cdot 17 = 68, \text{ кВт};$$

$$P_{см} = \kappa_u \cdot P_H = 0,3 \cdot 68 = 20,4, \text{ кВт};$$

$$Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 20,40 \cdot 1,02 = 20,81, \text{ кВар}.$$

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Вентилятор:

$$P_H = n \cdot p_H = 2 \cdot 7 = 14, \text{ кВт};$$

$$P_{см} = \kappa_u \cdot P_H = 0,6 \cdot 14 = 8,4, \text{ кВт};$$

$$Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 8,4 \cdot 0,75 = 6,3, \text{ кВар}.$$

Итого по ПР1 общая нагрузка будет складываться из суммы всех мощностей электроприёмников по методу:

$$\sum P_H = 70 + 68 + 14 = 152, \text{ кВт};$$

$$\sum P_{см} = 21 + 20,4 + 8,4 = 49,8, \text{ кВт};$$

$$\sum Q_{см} = 21,42 + 20,81 + 6,3 = 48,54, \text{ кВар};$$

Средневзвешенный (групповой) коэффициент использования для данного узла питания:

$$\kappa_{u.гр} = \frac{\sum P_{см}}{\sum P_H} = \frac{48,54}{152} = 0,33.$$

Эффективное число электроприёмников по методу 1 для ПР1:

$$n_э = \frac{P_{H.макс}}{P_{H.мин}} = 2,5 \leq 3,$$

следовательно  $n_э = n = 10$

По данным [1, табл. 3.3] найдем коэффициент расчетной нагрузки  $K_p$ :

$$K_p = 1,19 - (0,33 - 0,4) \cdot (1,19 - 1,1) / (0,4 - 0,3) = 1,253.$$

					<i>ЭПП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Расчётная нагрузка цеха по методу 1:

$$P_p = K_p \cdot \sum P_{CM} = 1,253 \cdot 49,8 = 62,4, \text{ кВт};$$

$$Q_p = 1,1 \cdot \sum P_{CM} \cdot \text{tg}\varphi = 1,1 \cdot 49,8 \cdot 1,02 = 53,39, \text{ кВар};$$

Модуль силовой сборки по методу 2, для группы А в ПР1  $m < 3; n \geq 4$ ; то  $n_3$ :

$$n_3 = n,$$

В зависимости от  $k_n$  и  $n_3$  находим  $K_m$  в данном случае для группы А  $K_m=1,7$ ,  $K'_m=1,1$  при  $n_3 \leq 10$ , для группы Б  $K_m=1$ ,  $K'_m=1$  значит:

$$P_{p1} = K_m \cdot \sum P_{CM} = 1,7 \cdot 41,4 = 70,38, \text{ кВт};$$

$$P_{p2} = K_m \cdot \sum P_{CM} = 1 \cdot 8,4 = 8,4, \text{ кВт};$$

$$Q_{p1} = \sum P_{CM} \cdot K'_m = 1,1 \cdot 42,24 = 46,46, \text{ кВар};$$

$$Q_{p2} = \sum P_{CM} \cdot K'_m = 1 \cdot 6,3 = 6,3, \text{ кВар};$$

$$S_p = \sqrt{(P_{p1} + P_{p2})^2 + (Q_{p1} + Q_{p2})^2} = \sqrt{78,78^2 + 52,76^2} = 94,82, \text{ кВА};$$

Модуль силовой сборки по методу 3, для группы А в ПР1  $m < 3; n \geq 4$ ; то  $n_3$ :

$$n_3 = n,$$

В зависимости от  $k_n$  и  $n_3$  находим  $K_m$  в данном случае  $K_m=1,53$ ,  $K'_m=1,1$  при  $n_3 \leq 10$ , значит:

$$P_p = K_m \cdot \sum P_{CM} = 1,53 \cdot 49,8 = 76,19, \text{ кВт};$$

$$Q_p = \sum P_{CM} \cdot K'_m = 1,1 \cdot 48,54 = 53,39, \text{ кВар};$$

Расчет мощности ПР1:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{76,19^2 + 53,39^2} = 93,04, \text{ кВА};$$

Расчётный ток ПР1:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{82,12}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 124,7, \text{ А}.$$

Электрическое освещение цеха

Расчетную нагрузку осветительных приемников цеха определяем по установленной мощности и коэффициенту спроса:

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

$$P_{po} = P_{но} \cdot K_{co},$$

$K_{co}$  принимаем равным 0,85 [1, табл. ПЗ.1]. Величину  $P_{но}$  находим как:

$$P_{но} = P_{уд} \cdot F,$$

Удельную плотность осветительной нагрузки принимаем 16 Вт/м<sup>2</sup> [1, табл.ПЗ.2]

$F = 3123 \text{ м}^2$  – площадь цеха (определяется по генплану).

Номинальная мощность осветительной нагрузки:

$$P_{но} = P_{уд} \cdot F = 15 \cdot 2,07 = 31,05, \text{ кВт};$$

Расчетная максимальная нагрузка от электрического освещения

$$P_{po} = P_{но} \cdot K_{co} = 31,05 \cdot 0,95 = 29,5, \text{ кВт}.$$

Результаты расчета всего цеха сведём в Приложение 2-4.

#### 2.4 Определение расчётной нагрузки предприятия в целом

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

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

Расчётная нагрузка (активная и реактивная) силовых приёмников цехов определяются из выражений:

$$P_p = K_c \cdot P_n;$$

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg} \varphi,$$

где  $P_n$  – суммарная установленная мощность всех приёмников цеха;

$K_c$  – коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным[2];

$\text{tg} \varphi$  – принимается по соответствующему значению коэффициента мощности;

Пример расчета активной и реактивной нагрузки силовых приёмников цеха производства ПЭД:

					<i>ЭПП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

$$P_p = K_c \cdot P_n = 0,5 \cdot 700 = 350 \text{ кВт};$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 350 \cdot 0,88 = 308,67 \text{ кВАр.}$$

Результаты расчетов нагрузок всех цехов сведем в таблицу 2.4.1.

Таблица 2.4.1 – Определение расчётных нагрузок цехов предприятия

№	Наименование	Силовая нагрузка				
		P <sub>н</sub>	K <sub>с</sub>	cosϕ/tgϕ	P <sub>p</sub>	Q <sub>p</sub>
1	Цех производства ПЭД	700,0	0,5	0,75/88	350,0	308,7
2	Автотранспортный цех	390,0	0,5	0,7/1,02	195,0	198,9
3	Ремонтный цех	490,0	0,3	0,8/0,75	147,0	110,3
4	Инструментальный	400,0	0,4	0,8/0,75	140,0	105,0
5	Сварочный цех	500,0	0,6	0,7/1,02	300,0	306,1
6	Цех производства кабельной продукции	640,8	-	-	402,9	299,1
7	Вспомогательный цех	620,0	0,6	0,7/1,02	372,0	379,5
8	Инструментально механический	1250,0	0,5	0,8/0,75	625,0	468,8
9	Контора управления	130,0	0,3	0,8/0,75	39,0	29,3
10	Склад готовой продукции	85,0	0,3	0,8/0,75	25,5	19,1
11	Столовая	510,0	0,3	0,75/0,88	153,0	134,9
12	КПП	60,0	0,6	0,8/0,75	36,0	27,0
	Освещение территории	-	-	-	-	-
	Итого по 0,38 кВ	5775,8	-	-	2785,4	2386,6

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.o.})^2 + (Q_p + Q_{p.o.})^2}$$

$$S_p = \sqrt{(350 + 152,1)^2 + (308,7 + 133,8)^2} = 502,1 \text{ кВА}$$

Результаты расчетов осветительных и силовых нагрузок всех цехов предприятия сведем в приложении 5.

Суммарные расчетные активная и реактивная мощности, отнесенные к шинам 6-10 кВ ГПП, определяются из выражений:

$$P_{p\Sigma} = (\sum P_p^H + \sum P_p^6) \cdot K_{p.m(a)} + P_{po} + \Delta P_T + \Delta P_{Л};$$

$$Q_{p\Sigma} = (\sum Q_p^H + \sum Q_p^6) \cdot K_{p.m(p)} + Q_{po} + \Delta Q_T,$$

где  $K_{рм}$  - коэффициент разновременности максимумов нагрузки отдельных групп электроприемников, принимаемый в пределах 0,9-0,95.

$K_{рм(a)} = 0,95$  – коэффициент разновременности максимумов нагрузок для активной мощности;

$K_{рм(p)} = 0,9$  – коэффициент разновременности максимумов нагрузок для реактивной мощности.

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

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_p^H ;$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_p^H ;$$

$$\Delta P_{Л} = 0,03 \cdot S_p^H .$$

Полная мощность предприятия на шинах 6-10 кВ ГПП:

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

Определим потери при  $S_p^H=4523,4$  кВА:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_p^H = 0,02 \cdot 4523,4 = 90,46 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_p^H = 0,1 \cdot 4523,4 = 452 \text{ кВар};$$

$$\Delta P_{Л} = 0,03 \cdot S_p^H = 0,03 \cdot 4523,4 = 135,7 \text{ кВт}.$$

Расчетные активная и реактивная мощности, отнесенные к шинам 6-10 кВ ГПП при

$$\sum P_p^H = 2843,9 \text{ кВт}; \quad P_{po} = 1,4 \text{ кВт};$$

$$\sum Q_p^H = 2639,6 \text{ кВар}; \quad Q_{po} = 1,2 \text{ кВар}.$$

$$\begin{aligned} P_{p\Sigma} &= \sum P_p^H \cdot K_{р.м(a)} + P_{po} + \Delta P_T + \Delta P_{Л} = \\ &= 2843,9 \cdot 0,95 + 1,4 + 77,6 + 116,4 = 2897,1 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{p\Sigma} &= \sum Q_p^H \cdot K_{р.м(p)} + Q_{po} + \Delta Q_T = \\ &= 2639,6 \cdot 0,9 + 1,2 + 388 = 2764,84 \text{ кВар}. \end{aligned}$$

Полная мощность предприятия на шинах 6-10 кВ ГПП:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma})^2} = \sqrt{2843,9^2 + 2639,6^2} = 4004,7 \text{ кВА}.$$

					<i>ЭПП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП:

$$S_{P_{гпп}} = \sqrt{(P_{P_{\Sigma}} + \Delta P_{T_{гпп}})^2 + (Q_{P_{\Sigma}} + \Delta Q_{T_{гпп}} - Q_{KV})^2}.$$

Потери мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta P_{T_{гпп}} = 0,02 \cdot S_{P_{\Sigma}} = 0,02 \cdot 4004,7 = 80,1 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{T_{гпп}} = 0,1 \cdot S_{P_{\Sigma}} = 0,1 \cdot 4004,7 = 400,5 \text{ кВар}.$$

Из сети энергосистемы в режиме наибольших активных нагрузок для 35 кВ:

$$Q_C = \alpha \cdot P_{P_{\Sigma}} = 0,24 \cdot 3440,1 = 825,62 \text{ кВар}.$$

Мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{KV} = Q_{P_{\Sigma}} - Q_C = 2764,8 - 695,3 = 2069,5 \text{ кВар}.$$

$$\begin{aligned} S_{P_{гпп}} &= \sqrt{(P_{P_{\Sigma}} + \Delta P_{T_{гпп}})^2 + (Q_{P_{\Sigma}} + \Delta Q_{T_{гпп}} - Q_{KV})^2} = \\ &= \sqrt{(3440,1 + 80,1)^2 + (2639,6 + 400,5 - 2069,5)^2} = 3172,1 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

## 2.5 Построение картограммы и определение центра электрических нагрузок

Главную понизительную подстанцию (ГПП) в целях экономии электроэнергии рекомендуется устанавливать в центре электрических нагрузок предприятия. Определение центра электрических нагрузок дает возможность построить экономически целесообразную и надежную систему электроснабжения.

Картограмма нагрузок представляет собой размещённые на генплане предприятия площади, ограниченные кругами, которые в определённом масштабе соответствуют расчётным нагрузкам цехов.

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}},$$

где  $P_{pi}$  – расчётная активная мощность  $i$  – го цеха с учётом освещения, кВА;  $m$  – масштаб для определения площади круга, кВА/мм<sup>2</sup> (постоянный для всех цехов предприятия).

					<i>ЭПП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Считаем, что нагрузка распределена по цеху равномерно, поэтому центр нагрузок совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех в плане.

Осветительную нагрузку наносим в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В. Угол сектора ( $\alpha$ ) определяем из соотношения полных расчётных ( $P_{pi}$ ) и осветительных нагрузок ( $P_{po}$ ) цехов:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{po}}{S_{pi}}$$

На генплан завода по производству безалкогольных напитков произвольно наносим оси координат и определяем значения  $x_i$  и  $y_i$  для каждого цеха.

Координаты центра электрических нагрузок предприятия  $x_0$  и  $y_0$  определяем по формулам:

$$x_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot x_i}{\sum P_{pi}}; \quad y_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot y_i}{\sum P_{pi}}$$

Пример расчета для Механического цеха (Цех №6):

Радиус окружности:

$$r_4 = \sqrt{\frac{P_{p9}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{502,1}{3,14 \cdot 0,23}} = 26,3 \text{ мм.}$$

Угол сектора осветительной нагрузки:

$$\alpha_1 = \frac{360^\circ \cdot P_{p.o}}{P_{p1}} = \frac{360^\circ \cdot 21,8}{502,1} = 109^\circ$$

Координаты центра электрических нагрузок предприятия:

$$X_0 = \frac{\sum (P_{pi} \cdot x_i)}{\sum P_{pi}} = \frac{1239677,6}{3381,9} = 366,6 \text{ м}; \quad Y_0 = \frac{\sum (P_{pi} \cdot y_i)}{\sum P_{pi}} = \frac{955897,2}{3381,9} = 282,7 \text{ м.}$$

Расчетные данные для построения картограммы и определение условного центра электрических нагрузок приведены в таблице 2.5.1, картограмма в приложении 6.

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Таблица – 2.5.1 Нахождение центра электрических нагрузок (ЦЭН)

№ Цеха	P <sub>pi</sub> /кВт	P <sub>o</sub> /кВт	r,м	α,град	X <sub>i</sub> ,м	Y <sub>i</sub> ,м	P <sub>pi</sub> *X <sub>i</sub>	P <sub>pi</sub> *Y <sub>i</sub>
1	502,1	152,1	26,4	109,0	155,0	505,0	77821,8	253548,4
2	280,3	85,3	19,7	109,6	220,0	432,5	61672,2	121241,9
3	200,0	53,0	16,6	95,4	215,0	277,5	43001,5	55501,9
4	191,7	51,7	16,3	97,0	180,0	185,0	34500,7	35459,0
5	316,4	16,4	20,9	18,6	307,5	90,0	97280,4	28472,3
6	432,4	29,5	24,5	24,6	550,0	190,0	237819,9	82156,0
7	420,4	48,4	24,1	41,4	545,0	87,5	229118,8	36785,1
8	682,8	57,8	30,7	30,5	380,0	282,5	259457,5	192886,2
9	52,6	13,6	8,5	93,0	535,0	282,5	28129,9	14853,6
10	35,1	9,6	7,0	98,6	692,5	362,5	24319,6	12730,5
11	192,5	39,5	16,3	73,9	495,0	442,5	95297,4	85190,1
12	75,7	39,7	10,2	188,7	677,5	490,0	51258,0	37072,2
Итого	3381,9	-	-	-	-	-	1239677,6	955897,2

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

Для обеспечения необходимой надежности электроснабжения и оптимальных технико-экономических показателей принимаем мощность цеховых трансформаторов 400 кВА.

Минимальное возможное число трансформаторов определяем по формуле:

$$N_{\min} = \frac{\sum P_p}{\beta_m \cdot S_{н.тр.}} = \frac{3440,1}{0,7 \cdot 400} = 12,28 \approx 13,$$

где  $\beta_m$  – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме (принимаем  $\beta_m = 0,7$ ) [1 стр.110];

$S_{н.тр.}$  – номинальная мощность одного трансформатора, кВА;

$\sum P_p$  – суммарная расчетная активная нагрузка с учетом освещения, подведенная к трансформаторам в сети ниже 1 кВ.

Активная нагрузка, приходящаяся на один цеховой трансформатор:

$$P_1 = \frac{\sum P_p}{N} = \frac{3440,1}{13} = 264,63 \text{ кВт.}$$

Число трансформаторов  $N_i$ , которое следует установить в том или ином цехе

$$N_i = \frac{P_p + P_{p.o}}{P_1}$$

Результаты расчетов приведены в таблице 2.6.1.

Таблица 2.6.1 – Число трансформаторов в цехе на 400

№ Цеха	Рр+Рно	№тр
1	502,1	1,90
2	280,3	1,06
3	200,0	0,76
4	191,7	0,72
5	316,4	1,20
6	432,4	1,63
7	420,4	1,59
8	682,8	2,58
9	52,6	0,20
10	35,1	0,13
11	192,5	0,73
12	75,7	0,29

## 2.7 Выбор количества трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности

Наибольшая реактивная мощность, которая может быть передана из сети 10 кВ в сеть до 1 кВ без увеличения числа трансформаторов:

$$Q_1 = Q_1^{400};$$

$$Q_1^{400} = \sqrt{(N_{\min} \cdot \beta_m \cdot S_{н.мп})^2 - \sum P_p^2} = \sqrt{(13 \cdot 0,7 \cdot 400)^2 - 3440,1^2} = 1189,6 \text{ кВар} = 1,2 \text{ МВар.}$$

Из сети энергосистемы в режиме наибольших активных нагрузок для 35 кВ:

$$Q_C = \alpha \cdot P_{P\Sigma} = 0,24 \cdot 3440,1 = 825,62 \text{ кВар} = 0,83 \text{ МВар.}$$

					ЭПП.140400.006.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Анализ баланса реактивной мощности на шинах ГПП:

$$Q_{p\Sigma} = 3440,1 \text{ кВар} > Q_c = 825,6 \text{ кВар}.$$

Реактивной мощности, передаваемой из сети энергосистемы, не достаточно для существующей реактивной нагрузки, поэтому в качестве дополнительных источников реактивной мощности необходимо использовать батареи статических конденсаторов и/или синхронные двигатели, установленные на предприятии.

Проверяем баланс реактивной мощности в узле А:

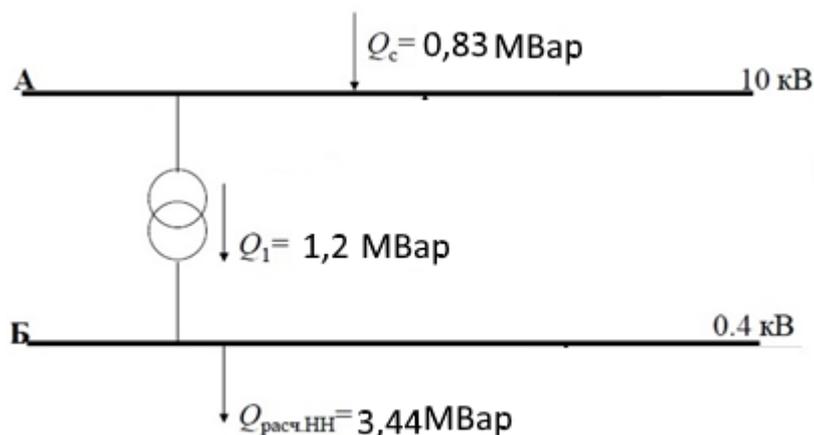


Рисунок 3 – Баланс реактивной мощности без использования БК

$$Q_c = 0,83 \text{ MVar} < Q_1 = 1,2 \text{ MVar}$$

Имеются различные варианты установки БК на стороне ВН и НН.

#### Вариант 1

$$Q_c = 0,83 \text{ MVar};$$

$$Q_1 = 1,2 \text{ MVar},$$

$$\text{тогда } Q_{\text{БК\_НН}} = Q_{p\Sigma} - Q_c = 3,44 - 0,83 = 2,61 \text{ MVar}.$$

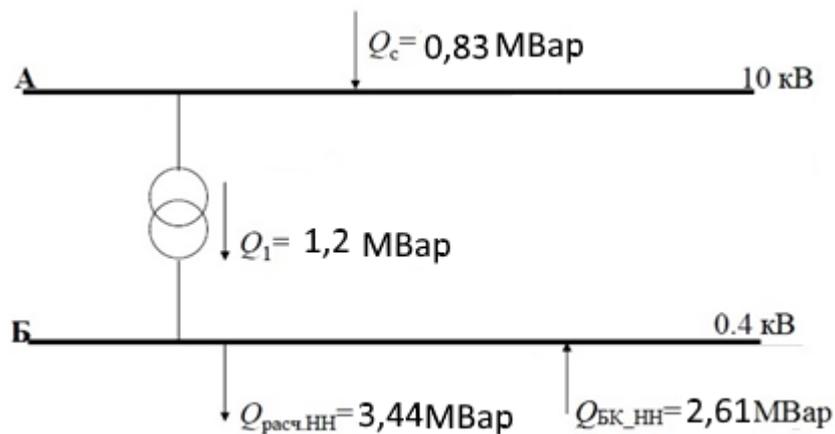


Рисунок 4 – Баланс реактивной мощности при 1 варианте установки БК

Принимаем к установке 26 конденсаторных батарей **УКМ-0,38-100-50У3** суммарной установленной мощностью 2600 кВар.

$$\Delta P_{БК} = 4,5 \text{ кВт/МВар}, K_y = 10,5 \text{ у.е./кВар}$$

Считаем затраты:

$$Z_{БК\_НН}^1 = Z_0 + Z_1 \cdot Q_{БК\_НН} + Z_2 \cdot Q_{БК\_НН}^2, \text{ у.е.}$$

$Q$  – генерируемая источником реактивная мощность для проектируемой электроустановки, кВар;

$Z_0$  – постоянная составляющая затрат, не зависящая от генерируемой мощности, у.е./кВар;

$Z_1$  – удельные затраты на 1 кВар генерируемой мощности, у.е./кВар;

$Z_2$  – удельные затраты на 1 кВар<sup>2</sup> генерируемой мощности, у.е./кВар<sup>2</sup>;

Для БК\_НН  $Z_0 = 0$  и  $Z_2 = 0$ ,

$$Z_1 = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U_{БК}^\circ}{U^\circ}\right) + C_0 \cdot \Delta P_{БК} = 0,223 \cdot 10,5 \cdot \left(\frac{1}{1}\right) + 85 \cdot 4,5 \cdot 10^{-3} = 2,724 \text{ у.е./кВар}$$

$E$  – суммарные ежегодные отчисления от капитальных вложений.

Для предварительных расчетов можно принять:  $E = 0.223$ .

$K_y$  – удельная стоимость конденсаторных батарей, у.е./кВар;

$U^\circ$  – относительная величина напряжения сети в месте присоединения БК;

$U_{БК}^\circ$  – отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети;

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

Для БК напряжением до 1000 В -  $U_{БК}^{\circ} = 1$

Для БК напряжением 6-10 кВ -  $U_{БК}^{\circ} = 1,05$

$\Delta P_{БК}$  - удельные потери активной мощности в БК:

$C_0 = 85$  у.е./кВт - удельная стоимость потерь активной мощности [1, стр.113].

$$Z^1_{БК\_НН} = Z_1 \cdot Q_{БК\_НН} = 2,724 \cdot 2600 = 7082,4 \text{ у.е.}$$

Затраты на установку КТП не учитываем, т.к. принято минимальное число трансформаторов.

Общие приведенные затраты по варианту 1:

$$Z^1 = 7082,4 \text{ у.е.}$$

### Вариант 2

$$Q_1 = 1,2 \text{ МВар.}$$

$$Q_C = 0,83 \text{ МВар};$$

$$\text{тогда } Q_{БК\_ВН} = Q_1 - Q_C = 1,2 - 0,83 = 0,37 \text{ МВар};$$

$$Q_{БК\_НН} = Q_{P\Sigma} - Q_C - Q_{БК\_ВН} = 3,44 - 0,83 - 0,37 = 2,24 \text{ МВар.}$$

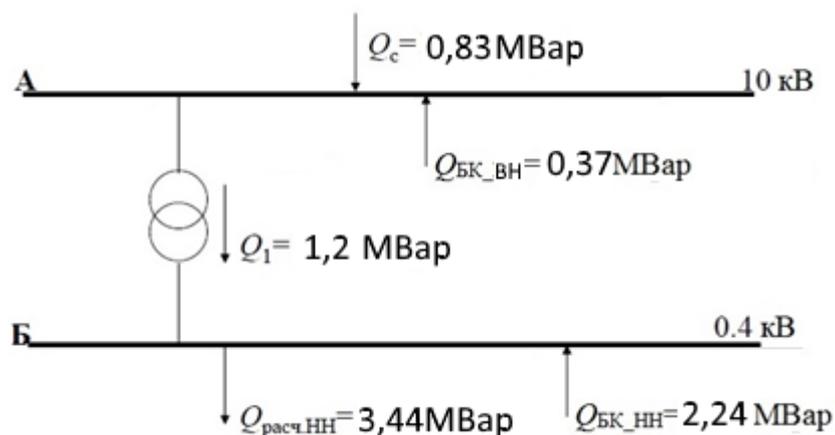


Рисунок 5 – Баланс реактивной мощности при 2 варианте установки БК

Принимаем к установке 1 конденсаторных батарей **УК-10-300 У3** суммарной установленной мощностью 300 кВар.

$$\Delta P_{БК} = 3 \text{ кВт/МВар, } K_y = 4,9 \text{ у.е./кВар}$$

Считаем затраты:

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

$$Z_{БК\_ВН}^2 = Z_0 + Z_1 \cdot Q_{БК\_ВН} + Z_2 \cdot Q_{БК\_ВН}^2, \text{ у.е.}$$

Для БК\_ВН  $Z_2 = 0$ ,

$$Z_0 = E \cdot (K_{яч.} + 2 \cdot K_{тр.напр.}) = 0,223 \cdot (1900 + 2 \cdot 800) = 781 \text{ у.е.}$$

$K_{яч} = 1900$  у.е. – стоимость выключателя;

$$Z_1 = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U_{БК}}{U^\circ}\right) + C_0 \cdot \Delta P_{БК} = 0,223 \cdot 4,9 \cdot \left(\frac{1,05}{1}\right) + 85 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 1,402 \text{ у.е./кВар}$$

$$Z_{БК\_ВН}^2 = Z_0 + Z_1 \cdot Q_{БК\_ВН} = 781 + 1,402 \cdot 300 = 1201,6 \text{ у.е.}$$

Общие приведенные затраты по варианту 2:

$$Z^2 = Z_{БК\_ВН}^2 + Z_{БК\_НН}^2 = 1201,6 + 5992,8 = 7194,4 \text{ у.е.}$$

### Вариант 3

Увеличиваем число установленных трансформаторов на 1 ( $N+1=2$ ):

Затраты на установку одной трансформаторной подстанции мощностью 400кВА:

$$Z_{ТР}^2 = E \cdot K_{ТР} = 0,223 \cdot 17000 = 3791 \text{ у.е.}$$

$K_{ТР} = 17000$  у.е. – стоимость КТП.

$$Q_1^{400} = \sqrt{(N_{\min} \cdot \beta_m \cdot S_{н.мп})^2 - \sum P_p^2} = \sqrt{(14 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 3440,1^2} = 1879,3 \text{ кВар} = 1,9 \text{ МВар.}$$

$$Q_C = 0,83 \text{ МВар};$$

$$\text{тогда } Q_{БК\_ВН} = Q_1 - Q_C = 1,9 - 0,83 = 1,07 \text{ МВар};$$

$$Q_{БК\_НН} = Q_{P\Sigma} - Q_1 = 3,44 - 1,9 = 1,54 \text{ МВар.}$$

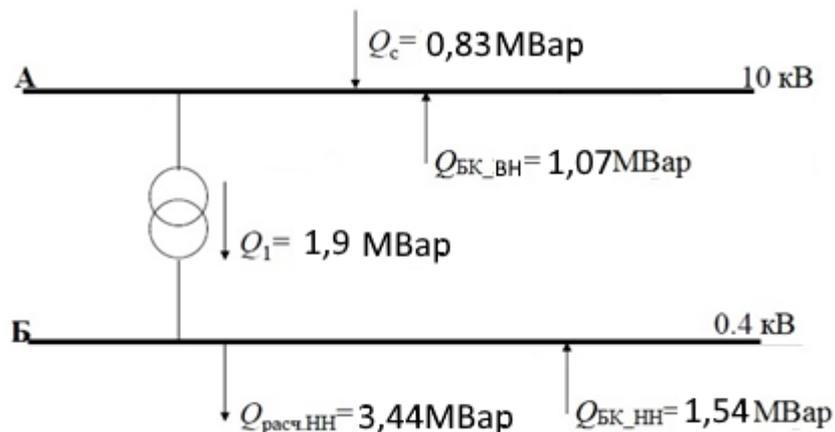


Рисунок 6 – Баланс реактивной мощности при 2 варианте установки БК

Принимаем к установке 3 конденсаторных батареи **УК-10,5-450 У3** суммарной установленной мощностью 900 кВар.

$$\Delta P_{БК} = 3 \text{ кВт/МВар}, K_y = 4,9 \text{ у.е./кВар}$$

Считаем затраты:

$$Z^2_{БК\_ВН} = Z_0 + Z_1 \cdot Q_{БК\_ВН} + Z_2 \cdot Q_{БК\_ВН}^2, \text{ у.е.}$$

$$\text{Для БК\_ВН } Z_2 = 0,$$

$$Z_0 = E \cdot (K_{\text{яч.}} + 2 \cdot K_{\text{тр.напр.}}) = 0,223 \cdot (1900 + 2 \cdot 800) = 781 \text{ у.е.}$$

$K_{\text{яч.}} = 1900 \text{ у.е.}$  – стоимость выключателя;

$K_{\text{тр.напр.}} = 800 \text{ у.е.}$  – стоимость трансформатора напряжения

$$Z_1 = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U_{БК}^\circ}{U^\circ}\right) + C_0 \cdot \Delta P_{БК} = 0,223 \cdot 4,9 \cdot \left(\frac{1,05}{1}\right) + 85 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 1,402 \text{ у.е./кВар}$$

$$Z^2_{БК\_ВН} = Z_0 + Z_1 \cdot Q_{БК\_ВН} = 781 + 1,402 \cdot 900 = 2673,7 \text{ у.е.}$$

Общие приведенные затраты по варианту 3:

$$Z^2 = Z^2_{БК\_вн} + Z^2_{ТР} + Z^2_{БК\_вн} = 2673,7 + 3791 + 3026 = 9490,7 \text{ у.е.}$$

После выбора числа и мощности цеховых трансформаторов распределяют активные нагрузки цехов между ними равномерно.

Таблица 2.7.1 – Распределение трансформаторов по цехам предприятия

№ п/п	Наименование пункта питания	Потребители электроэнергии	Месторасположение пунктов питания на генплане	$P_p$ , кВт	Количество и мощность трансформаторов
1	ТП-1	Цех № 1	Цех № 1	502,1	2хТМ-400/10
2	ТП-2	Цеха, № 8	Цех № 8	682,8	3хТМ-400/10
3	ТП-3	Цех № 3, 7	Цех №3	620,4	2хТМ-400/10
4	ТП-4	Цеха № 6, 12	Цех № 6	508,1	2хТМ-400/10
5	ТП-5	Цеха № 5, 11	Цех № 5	508,9	2хТМ-400/10

					<i>ЭПП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

6	ТП-6	Цеха № 2,4,9,10	Цех № 2	559,7	2хТМ-400/10
---	------	-----------------	---------	-------	-------------

В цехах устанавливаем трансформаторы марки ТМ. Нагрузки близлежащих цехов объединяем.

Однолинейная схема внешнего электроснабжения представлена в приложении 6 и в приложении 7 места расположения цеховых ТП.

Параметры выбранных трансформаторов цеховых ТП сводим в таблицу 2.7.2.

Таблица 2.7.2 – Параметры трансформаторов цеховых ТП

Тип трансформатора	S <sub>ном</sub> , кВА	U <sub>ном</sub> обмоток, кВ		U <sub>к</sub> , %	P <sub>кз</sub> , кВт	P <sub>хх</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	Схема и группа соединения обмоток
		ВН	НН					
ТМ-400/10	400	10	0,4	5,5	8,5	1,56	2	Y-Y <sub>н</sub> - 11

## 2.8 Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций и уточнение их нагрузки

Для снижения потерь в линиях и трансформаторах примем вариант компенсации реактивной мощности на напряжении 0,4 кВ непосредственно вблизи электроприёмников. КБ присоединяем к сборным шинам НН ТП.

Реактивная мощность, которую возможно передавать через трансформаторы ТП в сеть напряжением до 1000 В при заданном коэффициенте загрузки, определяется соотношением:

$$Q_{\max} = \sqrt{(n \cdot \beta \cdot S_{н.м})^2 - \sum P_p^2},$$

где  $n$  – число трансформаторов на ТП;

$\beta = 0,7$  – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме;

$S_{н.м}$  – номинальная мощность трансформаторов, установленных на ТП;

$\sum P_p$  – расчетная активная нагрузка ТП на шинах 0,4 кВ.

					ЭП.140400.006.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Пример расчета для коэффициента загрузки трансформаторов после компенсации КТП-1 (400 кВА), остальное сведено в приложении 8:

$$Q_{\phi} = \sum Q_P - \sum Q_{БК} = 442,5 - 150 = 292,6 \text{ кВар};$$

$$\beta_1 = \frac{S_{\phi}}{n_{тр} \cdot S_{тр}} = \frac{\sqrt{(P_P)^2 + (Q_{\phi})^2}}{2 \cdot 400} = \frac{\sqrt{(502,1)^2 + (292,6)^2}}{2 \cdot 400} = 0,72$$

Определяем потери в трансформаторах:

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{xx.тр} \cdot n + \Delta P_{кз.тр} \cdot n \cdot (\beta_{тр})^2;$$

$$\Delta Q_{тр} = \Delta Q_{xx.тр} \cdot n + \Delta Q_{кз.тр} \cdot n \cdot (\beta_{тр})^2; \quad \Delta Q_{кз.тр} = \frac{U_{кз} \cdot S_{н.тр}}{100}; \quad \Delta Q_{xx.тр} = \frac{I_{xx} \cdot S_{н.тр}}{100}.$$

Пример расчета потерь для ТП1:

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{xx.тр} \cdot n + \Delta P_{кз.тр} \cdot n \cdot (\beta_{тр})^2 = 1,56 \cdot 2 + 8,5 \cdot 2 \cdot (0,72)^2 = 12,09 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{xx.тр} = \frac{I_{xx} \cdot S_{н.тр}}{100} = \frac{2 \cdot 400}{100} = 8 \text{ кВар};$$

$$\Delta Q_{кз.тр} = \frac{U_{кз} \cdot S_{н.тр}}{100} = \frac{5,5 \cdot 400}{100} = 22 \text{ кВар};$$

$$\Delta Q_{тр} = \Delta Q_{xx.тр} \cdot n + \Delta Q_{кз.тр} \cdot n \cdot (\beta_{тр})^2 = 8 \cdot 2 + 22 \cdot 2 \cdot (0,72)^2 = 39,21 \text{ кВар}.$$

Сводим результаты в таблицу 2.8.1.

Таблица 2.8.1 – Потери мощности в трансформаторах цеховых ТП

№ ТП	Запитанные цеха	$S_{ном\ T}$ , кВА	$N_{TP}$	$\beta_{тр}$	$\Delta P_{тр}$ , кВт	$\Delta Q_{xx}$ , кВар	$\Delta Q_{кз}$ , кВар	$\Delta Q_{тр}$ , кВар	$\Delta S_{тр}$ , кВА
ТП1	1	400	2	0,72	12,09	8,00	22,00	39,21	41,03
ТП2	8	400	3	0,71	17,72	12,00	22,00	69,74	71,96
ТП3	3, 7	400	2	0,77	13,37	8,00	22,00	42,52	44,57
ТП4	6, 12	400	2	0,7	11,47	8,00	22,00	37,61	39,32
ТП5	5, 11	400	2	0,7	11,53	8,00	22,00	37,77	39,49
ТП6	2, 4, 9, 10	400	2	0,7	11,67	8,00	22,00	38,13	39,88
Σ			13		77,84	-	-	264,98	276,25

## 2.9 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия

Выбор величины напряжения определяется экономическими факторами: при увеличении номинального напряжения возрастают капиталовложения в

строительство объектов энергосистемы, но при этом за счет снижения потерь электроэнергии уменьшаются эксплуатационные издержки. Напряжение сетей внешнего электроснабжения предприятия определяется техническими условиями энергосистемы на подключение, зависит от мощности предприятия, его удаленности от источника питания, перспектив развития сетей энергосистемы и предприятий в данном районе.

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

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{8} + \frac{2500}{3,44}}} = 36 \text{ кВ},$$

где  $L$  – расстояние от источника питания, км;

$P$  – передаваемая мощность, равная расчетной нагрузке предприятия отнесенной к шинам ВН ГПП, МВт.

Ближайшие значения номинального напряжения питающей линии ГПП – 35 кВ и 110 кВ. Так как мощность предприятия не превышает 10 МВА, принимаем напряжение питающей линии ГПП  $U=35 \text{ кВ}$ .

## 2.10 Выбор трансформатора ГПП

Электроснабжения завода по ремонту погружных установок для добычи нефти осуществляется от подстанции энергосистемы по двум ВЛЭП систему напряжением 35 кВ. При наличии одного источника питания в целях резервирования принимается схема внешнего электроснабжения по двум радиальным линиям, на стороне 35 кВ принимаем смену 4Н - два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий.

ГПП размещается на территории предприятия в соответствии с расчетным центром электрических нагрузок. На стороне 10 (кВ) принимаем обходную систему шин секционированную вакуумным выключателем с устройством секционированную вакуумным выключателем с устройством АВР.

Мощность трансформаторов на ГПП определяем по формуле:

$$S_{н.тр.} = \frac{S_{р.ГПП}}{N_{тр} \cdot \beta_m},$$

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

$\beta_m = 0,7$  – коэффициент загрузки трансформаторов ГПП [1].

					<i>ЭПП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

2 – число трансформаторов на ГПП.

$$S_{н.тр.} = \frac{S_{р.ГПП}}{2 \cdot \beta_m} = \frac{4523,4}{2 \cdot 0,7} = 3231 \text{ кВА},$$

Полученное значение  $S_{н.тр.}$  округляем до ближайшего большего типа ТМН-4000/35 [3 стр.615].

Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 2.10.1.

Таблица 2.10.1 - Паспортные данные трансформатора ТМН-4000/35

Тип тр-ра	$S_{ном},$ кВА	$U_{ном}$ обмоток, кВ	$U_k, \%$	$P_{кз},$ кВт	$P_{хх},$ кВт	$I_x, \%$
ТМН-4000/35	40000	35/11	10,5	22	6,5	1,5

С учетом того, что в нормальном режиме коэффициент загрузки трансформаторов ГПП принимается равным 0,7, в послеаварийном режиме любой из трансформаторов с учетом допустимой перегрузки (до 40 %) обеспечит полностью необходимую мощность завода, так как

$$S_{р.ГПП} = 4523,4 \text{ кВА} < 1,4 \cdot S_{н.тр.} = 1,4 \cdot 4000 = 5600 \text{ кВА}.$$

## 2.11 Выбор сечения линии, питающей ГПП

Линии, питающие трансформаторы ГПП, выполняются воздушными двухцепными проводом марки АС. Выбор сечения провода производим по экономической плотности тока.

Расчетный ток приходящийся на одну линию:

$$I_p = \frac{2S_{тр.ном}}{2\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 66 \text{ А.}$$

В послеаварийном или ремонтном режиме:

$$I_{р.макс} = \frac{1,4S_{тр.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{5600}{\sqrt{3} \cdot 35} = 92,4 \text{ А.}$$

При  $3000 < T_m < 5000$  часов для проводов со стальных сердечником и алюминиевых проволок неизолированных проводов принимаем экономическую плотность тока равной  $j_{эк} = 1,1 \text{ А/мм}^2$  [1, табл. 6.1].

Экономически целесообразное сечение проводов равно

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}} = \frac{66}{1,1} = 60 \text{ мм}^2$$

					<i>ЭПП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Полученное сечение округляем до ближайшего стандартного сечения и принимаем в качестве ВЛЭП провода марки АС – 70. Допустимый длительный ток для выбранного сечения равен  $I_{\text{доп}}=265$  А.

Выбранное сечение проверяем по условиям:

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

где 1,3 – коэффициент допустимой перегрузки линии.

$66 \text{ А} \leq 265 \text{ А}$ , условие выполняется.

$1,3 \cdot I_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 265 = 344,5 \text{ А} > I_{\text{pmax}} = 92,4 \text{ А}$ , условие выполняется.

- По условиям механической прочности:

Согласно условию механической плотности на воздушных линиях выше 1кВ могут применяться сталеалюминевые провода сечением не менее  $25 \text{ мм}^2$ .

$F_{\text{расч}} = 70 \text{ мм}^2 \leq F_{\text{min}} = 25 \text{ мм}^2$ , условие выполняется.

- По допустимой потере напряжения:

$$L_{\text{доп}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}\%} \cdot k_z \geq L;$$

где  $l_{\Delta U 1\%}$  - длина линии при полной нагрузке на 1 % потери напряжения, км;

$\Delta U_{\text{доп}\%}$  - допустимая потеря напряжения, %, ( $\Delta U_{\text{доп}\%} = 5\%$ ,  $\Delta U_{\text{доп.ав}\%} = 10\%$ );

$k_z = \frac{I_{\text{доп}}}{I_p}$  - коэффициент загрузки линии;

$L_{\text{доп}}$  - допустимая длина линии, км;

$L$  – фактическая длина линии, км;

Принимаем  $l_{\Delta U 1\%} = 1,34$  км.

Нормальный режим:

$$L_{\text{доп}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}\%} \cdot k_z = 1,34 \cdot 5 \cdot \frac{265}{26,16} = 44,8 \text{ км.}$$

$L_{\text{доп}} = 44,8 \text{ км} > L = 8 \text{ км}$ , условие выполняется.

Послеаварийный режим:

$$L_{\text{доп}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}\%} \cdot k_z = 1,34 \cdot 10 \cdot \frac{265}{26,16} = 89,64 \text{ км.}$$

$L_{\text{доп}} = 31,57 \text{ км} > L = 8 \text{ км}$ , условие выполняется.

- По условиям коронирования проводов ВЛЭП напряжением 35 кВ не проверяются.

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Таким образом, электроснабжение завода по ремонту погруженных установок для добычи нефти от подстанции энергосистемы напряжением 35 кВ, выполненным проводом АС – 70/11 на двухцепных опорах.

## 2.12 Схема внутриводской распределительной сети 10 кВ

Сечения жил кабелей в сетях выше 1000 В выбираются по экономической плотности тока, используя выражение:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}};$$

где  $I_p$  – расчетный ток, А;  $j_{\text{эк}}$  - нормированная плотность тока, А/мм<sup>2</sup> (по табл. 1.3.36 ПУЭ).  
Полученное значение округляется до ближайшего стандартного, для которого по табл. 1.3.4 – 1.3.22 ПУЭ определяется допустимый длительный ток.

Выбранные сечения должны быть проверены по ряду технических факторов:

1) По нагреву от длительного выделения тепла рабочим (расчетным) током;

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

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_p}{K_1 \cdot K_2};$$

где  $K_1, K_2$  – коэффициенты, учитывающие влияние температуры окружающей среды и влияние рядом проложенных кабельных линий, соответственно.

Для определения  $K_1$  используется табл. 1.3.3 ПУЭ.

Для определения  $K_2$  используется табл. 1.3.12, 1.3.26 ПУЭ.

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

$$K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{п.ав}}}{K_1 \cdot K_2};$$

где  $I_{\text{п.ав}}$  – расчетный ток линии в послеаварийном режиме;

$K_{\text{пер}}$  – кратность перегрузки, принимаемая согласно табл. 1.3.1, 1.3.2 ПУЭ.

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

2) По нагреву от кратковременного выделения тепла током КЗ – фактор термической стойкости;

Проверка проводников на термическую стойкость при КЗ заключается в определении их температуры нагрева к моменту отключения КЗ и сравнении этой температуры с предельно допустимой температурой нагрева при КЗ. Проводник удовлетворяет условию термической стойкости, если температура нагрева проводника к моменту отключения КЗ не превышает его предельно допустимую температуру нагрева.

Для проверки сечения кабеля на термическую стойкость к токам КЗ используется выражение:

$$F_{\min} \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \text{ мм}^2$$

где  $C_T$  – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника (табл.6.2, 6.3);  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ,  $\text{А}^2 \cdot \text{с}$ .

Тепловой импульс тока короткого замыкания  $B_k$  определяется по формуле:

$$B_k = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{пр}} + T_a)$$

где  $I_{\text{п0}}$  - начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;  $t_{\text{пр}}$  – приведенное (расчетное) время отключения тока КЗ;  $T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Приведенное время отключения тока КЗ определяется по выражению:

$$t_{\text{пр}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.}}$$

где  $t_{\text{р.з.}}$  – время действия релейной защиты, с;  $t_{\text{откл.}}$  – полное время отключения выключателя, с.

Время действия релейной защиты  $t_{\text{р.з.}}$  определяется по выражению:

$$t_{\text{р.з.}} = t_{\text{р.з. min}} + \Delta t_c$$

где  $t_{\text{р.з. min}}$  - минимальное время срабатывания первой ступени защиты, принимаемое равным  $t_{\text{р.з. min}} = 0.01$  с.

$\Delta t_c$  - степень селективности, принимается в проекте в зависимости от числа ступеней распределения энергии по территории предприятия.

Постоянная затухания аperiodической составляющей тока КЗ определяется как:

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}};$$

где  $x_{\Sigma}$ ,  $r_{\Sigma}$  – результирующие индуктивное и активное сопротивление схемы относительно точки КЗ, соответственно;

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

3) Выбранное сечение проверяют по потере напряжения по формуле:

$$\Delta U_{кл} = \frac{P \cdot r_0 \cdot l + Q \cdot x_0 \cdot l}{10 \cdot U_H^2};$$

где  $l$  – длина линии, км.  $P$ ,  $Q$  – активная и реактивная мощности передаваемые по линии.  $r_0$ ,  $x_0$  – погонное активное и реактивное сопротивления КЛ, Ом/км.

Относительные потери напряжения считают приемлемыми, если они в послеаварийных режимах работы не превышают в сетях высокого напряжения – 10%.

В качестве примера рассмотрим выбор сечения КЛ-1 проходящей от ГПП до ТП-1.

Расчетный ток линии определяется исходя из нормального режима работы электроустановки, при его определении не следует учитывать увеличение тока при аварийных ситуациях.

**Расчётным током линии для питания цеховых трансформаторов, высоковольтных электродвигателей и электропечей является их номинальный ток, независимо от фактической нагрузки.**

Расчетный ток кабельных линий, питающих цеховые трансформаторы,

$$I_P = \frac{n_{тр.} \cdot S_{ном.тр.}}{n_{лин.} \cdot \sqrt{3} \cdot U_H}, \text{ A};$$

где  $S_{ном.тр}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$n_{тр}$  – число трансформаторов.

Расчетный ток линии:

$$I_P = \frac{n_{тр.} \cdot S_{ном.тр.}}{n_{лин.} \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2 \cdot 400}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 23,5 \text{ A};$$

Экономическое сечение:

					<i>ЭПП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Для высоковольтных кабелей с алюминиевыми жилами и бумажной изоляцией при  $T_M = 3000-5000$  часов принимаем  $j_{эк} = 1,4 \text{ А/мм}^2$  [1, табл. 6.1].

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}} = \frac{23,5}{1,4} = 16,7 \text{ мм}^2;$$

Ближайшее стандартное значение:  $F = 16 \text{ мм}^2$ ,  $I_{дон} = 111 \text{ А}$  [3 стр.626.].

1) Проверка по нагреву от длительного выделения тепла рабочим током:

Согласно ПУЭ табл. 1.3.3  $K_1 = 1$ , по табл. 1.3.26  $K_2 = 1$ .

$$I_{дон} = 111 \text{ А} \geq \frac{I_p}{K_1 \cdot K_2} = \frac{23,5}{1 \cdot 1} = 23,5 \text{ А};$$

Условие выполняется.

2) Проверка по нагреву от длительного выделения тепла в послеаварийном режиме с перегрузкой:

Согласно ПУЭ табл. 1.3.2  $K_{пер} = 1,2$ .

$$I_{n.ав} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 23,5 = 47, \text{ А};$$

$$K_{пер} \cdot I_{дон} = 1,2 \cdot 111 = 133 \text{ А} \geq \frac{I_{n.ав}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{47}{1 \cdot 1} = 47 \text{ А};$$

Условие выполняется.

Предварительно выбираем кабель АПВП –3х16, прокладка кабеля в траншее.

Результаты предварительного выбора КЛ сведены в приложении 8.

### 2.13 Расчёт токов короткого замыкания в сети выше 1000 В.

Все электрические аппараты и токоведущие части электрических установок должны быть выбраны таким образом, чтобы исключалось их разрушение при прохождении по ним наибольших возможных токов КЗ, в связи с чем возникает необходимость расчёта этих величин.

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

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Расчёт токов КЗ будем проводить для участка распределительной сети 10 кВ ГПП –ТП-1. Для данного участка составляем расчётную схему и схему замещения, представленные ниже.

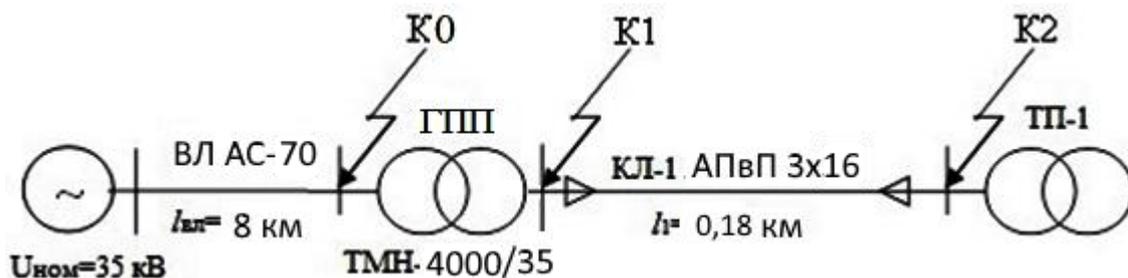


Рисунок 7 – Однолинейная расчетная схема сети

Расчет ведем в относительных единицах. Для этого все расчётные данные приводят к базисному напряжению и базисной мощности. Величина базисного напряжения превышает номинальное на 5%.

Используя стандартный ряд базисных напряжений, принимаем  $U_{б1} = 37 \text{ кВ}$ ,  $U_{б2} = 10,5 \text{ кВ}$ . [1, стр.147].

За базисную мощность принимаем  $S_{б} = 100 \text{ МВА}$ .

Принимаем, что мощность источника электроэнергии (энергосистемы)  $S_c = \infty$  и соответственно индуктивное сопротивление  $x_c = 0$ .

1. Сопротивления воздушной линии 35 кВ:

$$r_{вл} = \frac{r_0 \cdot l \cdot S_{б}}{U_{б1}^2} = \frac{0,85 \cdot 8 \cdot 100}{37^2} = 0,497 \text{ о.е.}$$

$$x_{вл} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{б}}{U_{б1}^2} = \frac{0,385 \cdot 8 \cdot 100}{37^2} = 0,225 \text{ о.е.}$$

где:  $l = 8 \text{ км}$  - длина воздушной линии;

$U_{б1}$  - базисное напряжение данной ступени трансформации, кВ;

$r_0 = 0,85 \text{ Ом/км}$  - активное сопротивление провода АС-16 (табл.1.6);

$x_0 = 0,385 \text{ Ом/км}$  - индуктивное сопротивление провода АС-16 (табл.1.12).

2. Сопротивление трансформатора ТДНС-4000/35 кВА:

$$x_{тр} = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{н.тр.}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{4} = 2,6 \text{ о.е.}$$

Активным сопротивлением пренебрегаем, так как трансформатор

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

большой мощности.

$S_{н.тр.} = 4$  МВА - номинальная мощность трансформатора;

$U_{кз} = 10,5\%$  – напряжение короткого замыкания трансформатора;

3. Сопротивление кабельной линии КЛ:

$$r_{КЛ} = \frac{r_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = \frac{1,95 \cdot 0,18 \cdot 100}{10,5^2} = 0,351 \text{ о.е.}$$

$$x_{КЛ} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = \frac{0,08 \cdot 0,18 \cdot 100}{10,5^2} = 0,014 \text{ о.е.}$$

где:  $l = 0,18$  км - длина воздушной линии;

$U_{\sigma 2}$  - базисное напряжение данной ступени трансформации, кВ;

$r_0 = 1,95$  Ом/км - активное сопротивление провода ААШв 3х16;

$x_0 = 0,08$  Ом/км - индуктивное сопротивление провода ААШв 3х16.

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

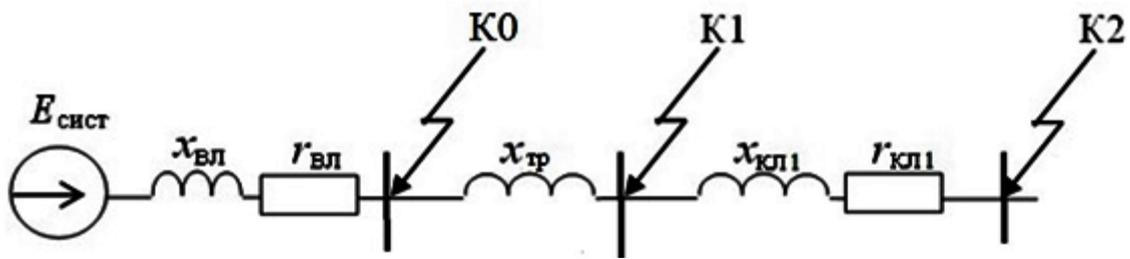


Рисунок 8 – Упрощенная однолинейная схема замещения

### Расчет токов КЗ

В сетях среднего напряжения (6-35 кВ) в России применяют изолированную нейтраль. Ток однофазного замыкания на землю в таких сетях невелик, его величина определяется емкостью линии (зависит от напряжения, длины и типа линии), и этот режим не является аварийным. Ток двухфазного КЗ легко определяется по рассчитанному току трехфазного:  $I_{кз}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{кз}^{(3)}$ .

Соответственно, рассчитывать токи однофазного и двухфазного КЗ в сетях среднего напряжения нет необходимости.

Ток трехфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot Z_{рез}}$$

где  $Z_{рез}$  – полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

При расчете в системе относительных единиц сначала находят базисный ток КЗ на рассматриваемой ступени трансформации:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}$$

а затем определяют значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{Z_{рез}}$$

Наибольшее амплитудное значение тока КЗ наблюдается через полпериода (0.01 с) после начала КЗ. Этот ток называется ударным током короткого замыкания  $i_{уд}$ .

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)},$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент тока КЗ, определяется по [1.рис 7.1].

					ЭП.140400.006.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Точка К0

$$I_{\bar{0}} = \frac{S_{\bar{0}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{0}2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА};$$

$$Z_{рез} = \sqrt{r_{\bar{0}1}^2 + x_{\bar{0}1}^2} = \sqrt{0,497^2 + 0,225^2} = 0,545 \text{ о.е.};$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{\bar{0}}}{Z_{рез}} = \frac{1,56}{0,545} = 2,862 \text{ кА};$$

$$i_{y\bar{0}} = \sqrt{2} \cdot k_{y\bar{0}} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,862 = 7,28 \text{ кА}.$$

Точка К1

$$I_{\bar{0}} = \frac{S_{\bar{0}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{0}2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА};$$

$$Z_{рез} = \sqrt{r_{\bar{0}1}^2 + (x_{\bar{0}1} + x_{mp})^2} = \sqrt{0,497^2 + (0,225 + 2,6)^2} = 4,453 \text{ о.е.};$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{\bar{0}}}{Z_{рез}} = \frac{5,499}{4,453} = 1,235 \text{ кА};$$

$$i_{y\bar{0}} = \sqrt{2} \cdot k_{y\bar{0}} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 1,235 = 2,97 \text{ кА}.$$

Точка К2

$$I_{\bar{0}} = \frac{S_{\bar{0}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{0}2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА};$$

$$Z_{рез} = \sqrt{(r_{\bar{0}1} + r_{кЛ})^2 + (x_{\bar{0}1} + x_{mp} + x_{кЛ})^2} = \\ = \sqrt{(0,497 + 0,351)^2 + (0,225 + 2,6 + 0,0144)^2} = 4,459 \text{ о.е.};$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{\bar{0}}}{Z_{рез}} = \frac{5,499}{4,459} = 1,233 \text{ кА};$$

$$i_{y\bar{0}} = \sqrt{2} \cdot k_{y\bar{0}} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 1,233 = 2,96 \text{ кА}.$$

Сводная ведомость токов КЗ:

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Расчетные точки		K0	K1	K2
Токи КЗ, кА	$I_{кз}^{(3)}$	2,862	1,235	1,233
	$i_{уд}$	7,28	2,97	2,96

Используя полученные значения токов короткого замыкания, проверим принятые ранее сечения кабелей на термическую стойкость при КЗ в начале линии.

В качестве примера рассмотрим выбор сечения КЛ проходящей от ГПП до ТП.

$$I_{кз}^{(3)} = 1,235 \text{ кА};$$

$$t_{np} = t_{p.з.min} + \Delta t_c + t_{откл} = 0,01 + 0,3 + 0,14 = 0,45 \text{ с};$$

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{4,425}{314,159 \cdot 0,497} = 0,028 \text{ с};$$

$$B_k = I_{кз}^2 (t_{np} + T_a) = 1,235^2 \cdot (0,45 + 0,028) = 0,73 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с};$$

По [1, табл. 6.2] находим значение термического коэффициента:  $C_T = 65 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ .

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{0,73 \cdot 10^6}}{65} = 13,14 \text{ мм}^2$$

Полученное значение минимального сечения показывает, что выбранный кабель, для данного участка распределительной сети АПВП 4×16 проходит проверку на термическую стойкость при КЗ в начале линии.

Результаты проверки на термическую стойкость при КЗ остальных КЛ сведем в приложении 2.13.1.

Произведем проверку КЛ по потере напряжения:

Относительные потери напряжения считают приемлемыми, если они в послеаварийных режимах работы не превышают в сетях высокого напряжения – 10%.

$$\Delta U_{кл} = \frac{P \cdot r_0 \cdot l + Q \cdot x_0 \cdot l}{10 \cdot U_H^2} = \frac{698,1 \cdot 0,894 \cdot 0,13 + 596,2 \cdot 0,08 \cdot 0,13}{10 \cdot 10^2} = 0,0155\%$$

Результаты проверки по потере напряжения остальных КЛ сведем в таблицу 2.13.1.

Таблица 2.13.1 – Результаты проверки на термическую стойкость при КЗ и потере напряжения КЛ 10 кВ

Номер линии	Назначение линии	Количество линий	Марка и сечение кабеля S, мм <sup>2</sup>	длина линии l, км	S <sub>min</sub> , мм <sup>2</sup> по термической стойкости при КЗ	$\Delta U_{кл}$ , %
КЛ-1	ГПП-ТП-1	2	АПвП – 3x16	0,18	13,14	0,18
КЛ-2	ГПП-ТП-2	3	АПвП – 3x16	0,1	13,14	0,14
КЛ-3	ГПП-ТП-3	2	АПвП – 3x16	0,23	13,14	0,28
КЛ-4	ГПП-ТП-4	2	АПвП – 3x16	0,32	13,14	0,32
КЛ-6	ГПП-ТП-5	2	АПвП – 3x16	0,28	13,14	0,28
КЛ-7	ГПП-ТП-6	2	АПвП – 3x16	0,08	13,14	0,09

## 2.14 Выбор оборудования ГПП

Все виды аппаратов должны выбираться в соответствии с вычисленными максимальными расчетными величинами для нормального режима и короткого замыкания. Для их выбора производится сравнение указанных расчетных величин с допускаемыми значениями высоковольтного оборудования. Составляется таблица сравнения указанных расчетных и допустимых величин. При этом для обеспечения надежной безаварийной работы расчетные величины должны быть меньше допустимых.

Высоковольтное оборудование выбирается в соответствие со схемой ГПП.

					ЭПП.140400.006.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

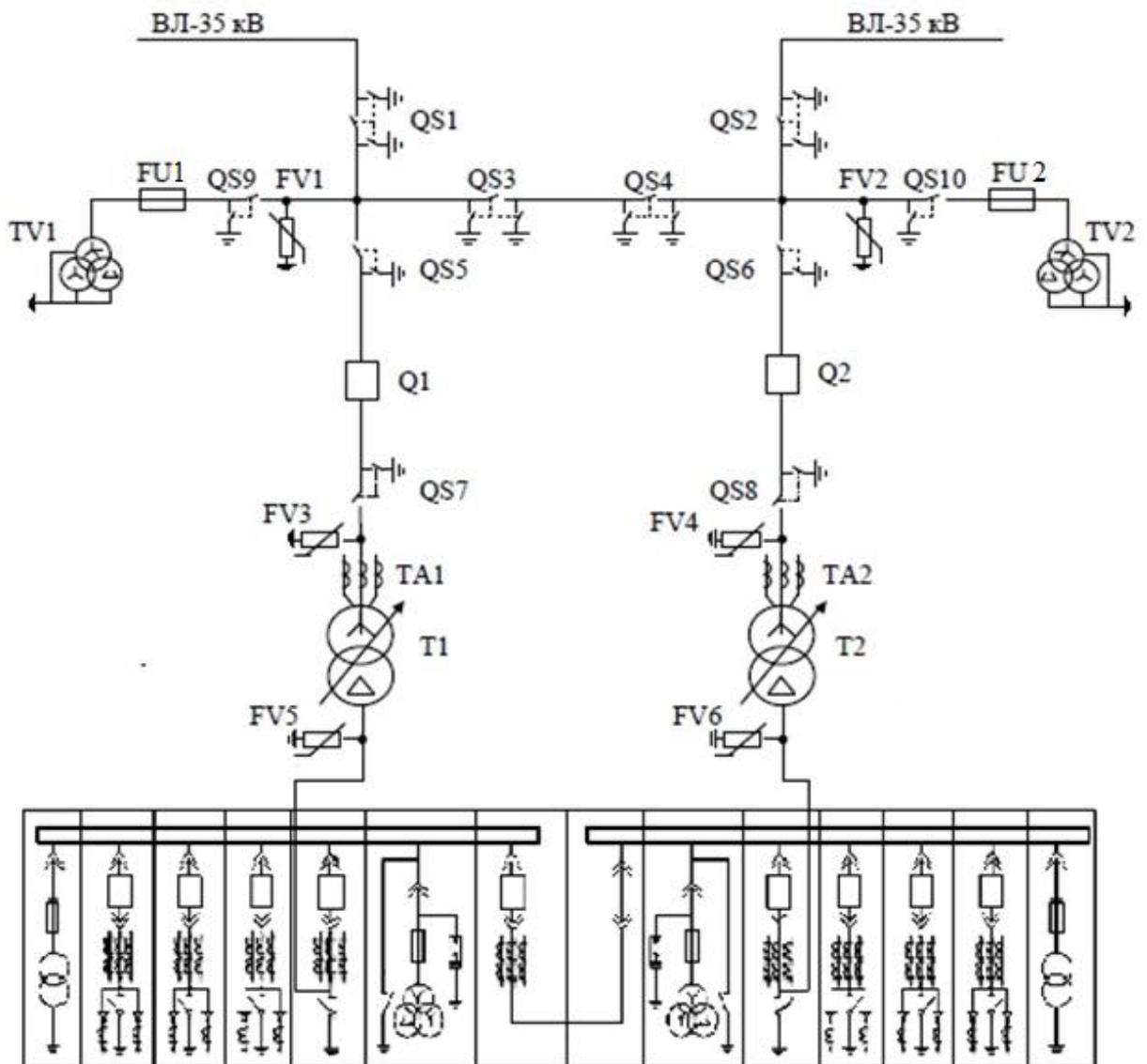


Рисунок 9 – Схема ГПП для выбора высоковольтного оборудования

Дальнейшего выбора оборудования рассчитаем

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{номВН}} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 41,24 \text{ А};$$

$$I_{\text{номНН}} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 144,34 \text{ А};$$

Ток в питающих линиях:

Нормальный режим:

$$I_{\text{номВН}} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 41,24 \text{ А};$$

Аварийный режим (отключение одной линии):

$$I_{н.ав.} = 2 \cdot I_{расч.} = 2 \cdot 41,24 = 82,48 \text{ А};$$

Ток трехфазного КЗ и ударный ток КЗ на стороне ВН ГПП:

$$I_{кз}^{(3)} = 2,862 \text{ кА};$$

$$i_{уд} = 7,28 \text{ кА}.$$

Ток трехфазного КЗ и ударный ток КЗ на стороне НН ГПП:

$$I_{кз}^{(3)} = 1,235 \text{ кА};$$

$$i_{уд} = 2,97 \text{ кА}.$$

В качестве распределительного устройства 10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство 10 кВ К-63 предприятия ОАО «Самарский завод «Электроштит». Комплектные распределительные устройства серии К-63 предназначены для работы внутри помещения (климатическое исполнение УЗ и ТЗ, тип окружающей среды — II по ГОСТ 15150. Отдельно стоящий шкаф с трансформатором собственных нужд предназначен для работы на открытом воздухе и выпускается климатического исполнения УХП1.

КРУ поставляются отдельными камерами с элементами для стыковки камер в распределительное устройство.

В камере предусмотрены: отсек сборных шин (расположен в нижней части камеры), отсек выкатного элемента, линейный отсек. В верхней части камер устанавливаются релейные шкафы со встроенной аппаратурой РЗА, аппаратурой управления, измерения и сигнализации, клеммниками и цепями вторичных соединений.

Конструкция камеры позволяет подключать не более четырех высоковольтных кабелей сечением  $3 \times 240 \text{ мм}^2$  на ток до 1000 А. Присоединения (вводы, выводы) могут быть как кабельными, так и шинными.

В состав КРУ входят:

- Вводные вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-16-800 УХЛ2
- Секционный вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-12,5-400 УХЛ2
- Вакуумные выключатели присоединений ВВ/TEL-10-12,5-400 УХЛ2
- Трансформаторы тока ТЛК-10 УЗ
- Трансформаторы напряжения НАМИТ- 102 УХЛ2

					<i>ЭПП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

- Разрядники вентильные типа РВО-10У1
- Ограничители перенапряжений типа ОПНп-10 УХЛ2
- Трансформаторы собственных нужд ТСКС-145/10 У3

Данное оборудование не нуждается в проверке, работоспособность КРУ гарантируется заводом изготовителем.

### Выбор высоковольтных выключателей Q1, Q2

Выключатели выбирают по номинальному напряжению и току  $U_{ном}$ ,

$I_{ном}$ , конструктивному выполнению, месту установки (наружная или внутренняя).

Проверки производят:

- по электродинамической стойкости:

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

где  $i_{уд}$  – ударный ток КЗ в месте установки выключателя;  $i_{дин}$  – ток электродинамической стойкости выключателя, кА (по каталогу).

- по отключающей способности:

$$I_{ном.откл} \geq I_{КЗ}^{(3)}$$

где  $I_{КЗ}^{(3)}$  – периодическая составляющая тока КЗ;  $I_{ном.откл}$  – номинальный ток отключения выключателя, кА (по каталогу).

- по термической стойкости:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_k$$

где  $I_{терм}$  – ток термической стойкости выключателя в течении времени  $t_{терм}$ , которые приведены в каталоге на выключатель;  $B_k$  – расчетный тепловой импульс квадратичного тока КЗ,  $кА^2 \cdot с$ .

Предварительно выбираем выключатель ВМУЭ-35Б-25/1000-УХЛ1

Термическая стойкость:

$$B_k = I_{КЗ}^2 \cdot (t_{р.з.} + t_{откл} + T_a) = (2,862)^2 \cdot (0,1 + 0,075 + 0,05) = 1,84 \text{ кА}^2 \cdot с$$

Расчетные данные		Справочные данные
$U_H = 35 \text{ кВ}$	=	$U_H = 35 \text{ кВ}$

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$I_{\max} = 41,24 \text{ A}$	<	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ A}$
$I_{\text{п.о.}} = 2,862 \text{ кА}$	<	$I_{\text{откл.ном}} = 25 \text{ кА}$
$i_y = 7,28 \text{ кА}$	<	$i_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$
$B_k = 1,84 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	<	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный выключатель проходит проверку.

### Выбор высоковольтных разъединителей QS1-QS10

Выбор разъединителей и отделителей производится: по напряжению установки, длительному току, по конструкции и роду установки.

Проверки производят:

- по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$$

где  $i_{\text{уд}}$  – ударный ток КЗ в месте установки выключателя;  $i_{\text{дин}}$  – ток электродинамической стойкости выключателя, кА (по каталогу).

- по термической стойкости:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_k$$

где  $I_{\text{терм}}$  – ток термической стойкости выключателя в течении времени  $t_{\text{терм}}$ , которые приведены в каталоге на выключатель;  $B_k$  – расчетный тепловой импульс квадратичного тока КЗ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с.}$

Выбор разъединителей QS1-QS2 производим по току линии в послеаварийном режиме.

Выбор разъединителей QS3-QS8 производим по току линии в нормальном режиме.

Выбор разъединителей QS9-QS10 для трансформатора напряжения ТН 35 кВ производится по отключающей способности, так как номинальный ток в первичной обмотке небольшой.

Предварительно выбираем разъединитель горизонтально-поворотного типа для наружной установки РДЗ-1-35/1000 - УХЛ1.

Термическая стойкость:

Время действия релейной защиты не знаем, делаем проверку по максимуму, принимая  $t_{\text{пр}} = t_{\text{терм}}$ .

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

$$B_k = I_{K3}^2 \cdot 4 = (2,862)^2 \cdot 4 = 32,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Расчетные данные		Справочные данные
$U_H = 35 \text{ кВ}$	=	$U_H = 35 \text{ кВ}$
QS1-QS2 : $I_{\max} = 82,48 \text{ А}$ QS3-QS8 : $I_{\max} = 41,24 \text{ А}$	<	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 7,28 \text{ кА}$	<	$i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 32,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	<	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный разъединитель проходит проверку.

#### Выбор трансформаторов напряжения TV1, TV2:

Трансформаторы напряжения выбирают по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения обмоток, по классу точности, по вторичной нагрузке.

Для данных трансформаторов напряжения проверка по вторичной нагрузке не требуется, нагрузка мала т. к. ТН установлены для работы РЗиА, а учет энергии ведется на НН ГПП.

На напряжение 35 кВ выбираем трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЩ-35-IV-0,5-150 УХЛ1.

#### Выбор предохранителей FU1, FU2:

Для защиты трансформаторов напряжения используются специальные предохранители марки ПКН.

Для защиты трансформаторов напряжения 35 кВ выбираем предохранители ПКН 001-35 ХЛ1.

Проверки не требуются.

#### Выбор ограничителей перенапряжений FV1-FV6:

Основные параметры ограничителя выбирают исходя из назначения, требуемого уровня ограничения перенапряжений, места установки, а также схемы сети и ее параметров (наибольшего рабочего напряжения сети, способа заземления нейтралей, величины емкостного тока замыкания на землю и степени его компенсации, длительности существования однофазного или трехфазного замыкания на землю и т.д.).

Для целей курсового проектирования можно использовать упрощенную методику выбора ОПН на основе рекомендаций.

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

На напряжение 35 кВ (FV1-FV4)\_выбираем ОПН-П1-35/40,5/10/2 УХЛ 1.

На напряжение 10 кВ (FV5-FV6)\_выбираем ОПН-П1-10/12/10/2 УХЛ 1.

Выбор трансформаторов тока ТА1, ТА2:

Выбор трансформаторов тока.

Для измерения тока на стороне ВН используем встроенные трансформаторы тока типа ТВТ.

Марку выбираем по номинальному току первичной обмотки трансформатора ТМН-4000/35-У1.

$$I_{номТТ} \geq I_{номВН} = 103,92 \text{ А};$$

Выбираем трансформаторы тока ТВТ35-1-200/5 с номинальным током первичной обмотки  $I_{Iном} = 200 \text{ А}$ .

Таблица 2.14.1 – Перечень оборудования главной схемы подстанции

Обозначение	Наименование	Тип
Q1, Q2	Выключатели маломасляные	ВМУЭ-35Б-25/1000-УХЛ1
QS1 – QS10	Разъединители	РДЗ-1-35/1000 - УХЛ1
TV1, TV2	Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ-35-IV-0,5-150 УХЛ1
FU1, FU2	Предохранители	ПКН 001-35 ХЛ1
FV1 – FV4	Ограничители перенапряжений	ОПН-П1-35/40,5/10/2 УХЛ 1
FV5 – FV6	Ограничители перенапряжений	ОПН-П1-10/12/10/2 УХЛ 1
ТА1, ТА2	Трансформаторы тока	ТВТ35-1-200/5

В состав КРУ входят:

- Вводные вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-16-800 УХЛ2
- Секционный вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-12,5-400 УХЛ2
- Вакуумные выключатели присоединений ВВ/TEL-10-12,5-400 УХЛ2
- Трансформаторы тока ТЛК-10 УЗ
- Трансформаторы напряжения НАМИТ- 102 УХЛ2
- Разрядники вентильные типа РВО-10У1
- Ограничители перенапряжений типа ОПНп-10 УХЛ2

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

- Трансформаторы собственных нужд ТСКС-145/10 УЗ

## 2.15 Электроснабжение цеха производства кабельной продукции

Электроснабжение цеха выполняется в следующей последовательности:

1. Приёмники цеха распределяются по пунктам питания (силовым распределительным шкафам), выбирается схема и способ прокладки питающей сети цеха (от ТП до пунктов питания). Принятая схема (смешанная) питающей сети должна обеспечивать требуемую надёжность питания приёмников и требуемую по технологическим условиям гибкость и универсальность сети в отношении присоединения новых приёмников. Выбор способа прокладки питающей сети производится с учётом характера окружающей среды и возможных условий места прокладки. Исполнение силовых распределительных пунктов аналогично.
2. Определяются расчётные электрические нагрузки по пунктам питания цеха.
3. Производится выбор сечений питающей сети по длительно допустимой токовой нагрузке из условия нагрева и проверка их по потере напряжения.
4. Производится выбор силовой распределительной сети и аппаратов защиты и управления цеха.
5. Для участка цеховой сети (от вводного автомата на подстанции до самого мощного электроприёмника) строится карта селективности действия
6. Производится расчёт питающей и распределительной сети по условиям допустимой потери напряжения и построение эпюры отклонений напряжения для цепочки линий от шин ГПП до зажимов одного наиболее мощного электроприёмника для режимов максимальной, минимальной и послеаварийной нагрузок.
7. Производится расчёт токов короткого замыкания для участка цеховой сети от ТП до наиболее мощного электроприёмника цеха. Полученные данные наносятся на карту селективности действия аппаратов защиты.

Принимая во внимание среду цеха, категорию надёжности электроприёмников, экономичность схемы электроснабжения, а так же перспективы её развития выбираем смешанную схему электроснабжения цеха.

Схема электроснабжения цеха приведена в *ПРИЛОЖЕНИЕ 1*.

					ЭПП.140400.006.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

## 2.16 Выбор аппаратов защиты цеховой сети

Все электрические сети должны иметь защиту от токов КЗ по возможности с наименьшим временем отключения и обеспечением селективности последовательно включенных аппаратов защиты. Защита при этом должна обеспечивать отключение аварийной линии при КЗ на любом её участке, включая КЗ в конце линии.

Защита производится автоматическими выключателями.

Условия выбора автоматических выключателей:

- Выбор номинального тока автомата

$$I_{ном. АВ} \geq K_{зап} \cdot I_{длит};$$

- Выбор номинального тока теплового расцепителя автомата

$$I_{ном. тепл} \geq K_{зап} \cdot I_{длит};$$

- Проверка по току срабатывания (уставки) электромагнитного расцепителя

- для группы ЭП:  $I_{ном. Э.О} \geq 1,25 \cdot I_{пик};$

- для отдельного ЭП:  $I_{ном. Э.О} \geq 1,5 \cdot I_{пуск};$

где  $I_{ном. АВ}$  – номинальный ток АВ;

$I_{ном. тепл}$  – номинальный ток теплового расцепителя;

$I_{ном. э.о.}$  – ток срабатывания (ток уставки) электромагнитного расцепителя;

$I_{длит}$  – длительный максимальный рабочий ток линии (расчетный – для группы ЭП, и номинальный для отдельного ЭП);

$I_{пик}$  – пиковый ток группы ЭП;

$I_{пуск}$  – пусковой ток ЭП.

$K_{зап}$  – коэффициент запаса, принимаемый по [3, табл. 8.6]

Для комбинированных расцепителей:

одиночные ЭП  $K_{зап} = 1,15$ ; группа ЭП  $K_{зап} = 1,1$ .

Ток уставки электромагнитного расцепителя определяется по выражению:

$$I_{ном. Э.О} = I_{ном. тепл} \cdot K_{КЗ};$$

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

где  $K_{кз}$  – уставка срабатывания в зоне КЗ (выбирается по справочным данным выключателя).

Пиковый ток группы электроприемников:

$$I_{пик} = I_{пуск.маx} + (I_{расч} - K_u \cdot I_{ном.маx});$$

где  $I_{пуск.маx}$  - наибольший из пусковых токов двигателей в группе по паспортным данным;

$I_{ном.маx}$  - номинальный (приведенный к ПВ = 100%) ток двигателя с наибольшим пусковым током;

$K_u$  - коэффициент использования, характерный для двигателя, имеющего наибольший пусковой ток;

$I_{расч}$  - расчетный ток нагрузки всей группы электроприемников.

При числе двигателей в группе меньше 6 вместо расчетного тока группы используют сумму номинальных токов всех двигателей, и не учитывают коэффициент использования:

$$I_{пик} = I_{пуск.маx} + (\sum I_{ном} - I_{ном.маx});$$

Номинальный ток отдельного электроприемников:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \phi \cdot \eta},$$

где  $\eta=0,8$  – для электроприемников с  $P_{ном} \leq 10$  кВт;

$\eta=0,9$  – для электроприемников с  $P_{ном} > 10$  кВт.

Пусковые токи электроприемников:

$$I_{пуск} = k \cdot I_{ном},$$

где  $k=5 \div 7$  – кратность пускового тока, принимается для всех электроприемников с асинхронным приводом.

Пример выбора выключателя для защиты тянущего устройства:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \phi \cdot \eta} = \frac{9}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,7 \cdot 0,8} = 24,42 \text{ А};$$

$$I_{ном.АВ} \geq K_{зап} \cdot I_{олит} = 1,15 \cdot 24,42 = 28,08 \text{ А};$$

$$I_{ном.тепл} \geq K_{зап} \cdot I_{олит} = 1,15 \cdot 24,42 = 28,08 \text{ А};$$

$$I_{ном.Э.О} \geq 1,5 \cdot I_{пуск} = 1,5 \cdot 5 \cdot 24,42 = 183,15 \text{ А};$$

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

Используя справочную литературу [1], выбираем автоматический выключатель типа ВА57-35, у которого  $I_{ном.тепл} = 31,5$  А,  $I_{ном.АВ} = 250$  А,  $I_{КЗ} = 6 I_{ном.тепл} = 189$  А.

Для остальных ЭП расчеты представлены в приложении 11.

Пример выбора выключателя для защиты ПР1:

$$I_{олит.} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{141,36}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 214,77 \text{ А};$$

$$I_{ник} = I_{пуск.мах} + (I_{расч} - K_u \cdot I_{ном.мах}) = 237,4 + (214,77 - 0,33 \cdot 47,48) = 436,61 \text{ А};$$

$$I_{ном.АВ} \geq K_{зап} \cdot I_{олит} = 1,1 \cdot 214,77 = 236,25 \text{ А};$$

$$I_{ном.тепл} \geq K_{зап} \cdot I_{олит} = 1,1 \cdot 214,77 = 236,25 \text{ А};$$

$$I_{ном.Э.О} \geq 1,25 \cdot I_{ник} = 1,25 \cdot 436,61 = 545,77 \text{ А};$$

Используя справочную литературу [1], выбираем автоматический выключатель типа ВА57-35, у которого  $I_{ном.тепл} = 250$  А,  $I_{ном.АВ} = 250$  А,  $I_{КЗ} = 3 I_{ном.тепл} = 750$  А.

Для остальных ПР расчеты представлены в приложение 10.

Таблица 2.16.1 – Защитные аппараты для ПР цеха

№ пункта	$I_{олит.}$ , А	$1,1 \cdot I_{олит.}$ , А	$I_{ник}$ , А	$1,25 \cdot I_{ник}$ , А	Тип АВ	$I_{ном.}$ , А	$I_{ном.тепл.}$ , А	$I_{ЭМР.}$ , А
ПР1	214,77	236,25	436,61	545,77	ВА57-35	250	250	3,00
ПР2	223,42	245,76	419,45	524,31	ВА57-35	250	250	3,00
ПР3	487,91	536,70	810,88	1013,61	ВА57-39	630	630	3,00
ПР4	155,83	171,41	269,78	337,22	ВА57-35	250	200	3,00

Выбор вводного автомата на подстанции ТП-4:

$$I_{ол} = I_{ном.тр} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 957,19 \text{ А};$$

$$I_{ник}^{н/ст} = I_{н.м} + (I_{ном.тр} - K_u \cdot I_{ном.м}) = 354,51 + (957,19 - 0,1 \cdot 70,90) = 1304,61 \text{ А}$$

$$I_{ном.АВ} \geq K_{зап} \cdot I_{олит} = 1,1 \cdot 957,19 = 1052,91 \text{ А};$$

$$I_{ном.тепл} \geq K_{зап} \cdot I_{олит} = 1,4 \cdot 957,19 = 1340,1 \text{ А};$$

$$I_{ном.Э.О} \geq 1,25 \cdot I_{ник} = 1,25 \cdot 1304,61 = 1630,76 \text{ А};$$

Используя справочную литературу [1], выбираем автоматический выключатель типа ВА55-43, у которого  $I_{ном.тепл} = 1600 \text{ А}$ ,  $I_{ном.АВ} = 1600 \text{ А}$ ,  $I_{КЗ} = 2 I_{ном.тепл} = 3200 \text{ А}$ .

### 2.17 Выбор распределительных пунктов (РП)

Распределительные пункты выбирают по степени защиты, по номинальному току ввода, по количеству отходящих линий, типу защитного аппарата (с предохранителями или с автоматическими выключателями) и номинальному току аппаратов для присоединений.

В качестве силовых распределительных пунктов в цехе выбираем типовые РП серии РП 8503 с автоматическими выключателями.

По данным таблицы 2.16.1 согласно [1 стр.248] примем тип распределительных пунктов. Результаты сведены в таблицу 2.17.1.

Таблица 2.17.1 – Распределительные пункты цеха

№ Шкафа	$I_p, \text{ А}$	Отх. лин, шт	Тип	АВ Ввод	АВ Вывод	$I_n, \text{ А}$	Отх. лин тах, шт
РП1	214,77	10	РП8503-1203-2	ВА57-35	ВА57-35	500	12
РП2	223,42	10	РП8503-1203-2	ВА57-35	ВА57-35	500	12
РП3	487,91	9	РП8503-2203-2	ВА57-39	ВА57-35	500	12
РП4	155,83	9	РП8503-1203-2	ВА57-35	ВА57-35	500	12

### 2.18 Выбор сечений линий питающей сети цеха

Выбор сечений проводников питающей сети цеха производится из условий допустимого нагрева длительно протекающим максимальным током нагрузки, допустимой потери напряжения, по условию соответствия выбранному аппарату защиты.

По условию нагрева длительно расчетным током:

$$I_{доп.} \geq \frac{I_{расч}}{K_{прокл.}}$$

где  $I_{доп}$  – допустимый ток кабеля или провода в нормальном режиме;

$I_{расч}$  – длительный расчетный ток линии.

По условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты:

$$I_{доп.} \geq \frac{K_{защ} \cdot I_{защ}}{K_{прокл.}};$$

где  $I_{защ}$  – ток уставки срабатывания защитного аппарата;

$K_{защ}$  – кратность длительно допустимого тока для провода или кабеля по отношению к току срабатывания защитного аппарата.

Значения  $K_{защ}$  и  $I_{защ}$  определяют из [1, табл. 9.4] в зависимости от характера сети, типа изоляции проводов и кабелей, условий окружающей среды.

При прокладке нескольких кабелей и более четырех проводов в одной трубе, траншее, лотке, коробе, а также при значительном отклонении температуры окружающей среды от стандартной, в расчетные формулы вводится поправочный коэффициент на условия прокладки  $K_{прокл.}$ :

$$K_{прокл.} = K_1 \cdot K_2;$$

где  $K_1$ ,  $K_2$  – коэффициенты, учитывающие влияние температуры окружающей среды и влияние рядом проложенных кабельных линий, соответственно.

Для определения  $K_1$  используется табл. 1.3.3 ПУЭ.

Для определения  $K_2$  используется табл. 1.3.12, 1.3.26 ПУЭ.

#### Пример выбора сечения линии от РУ до ПР1:

Класс среды нормальный - Отсутствует технологическая пыль, газы или пары, способные нарушать нормальную работу оборудования. Относительная влажность не превышает 60 % при 20 °С.

Все линии в цехе проложены открыто в лотках.

В соответствии с данными условиями:

$$K_1 = 1;$$

$$K_2 = 1;$$

$$K_{прокл.} = K_1 \cdot K_2 = 1;$$

$I_{расч}=214,77$  А, по таблице 1.3.7 ПУЭ выбираем сечение токопроводящей жилы  $S=2 \times 50$  мм<sup>2</sup>,  $I_{доп}=240$  А.

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Проверка по условию нагрева длительным расчетным током:

$$I_{доп.} \geq \frac{I_{расч.}}{K_{прокл.}};$$
$$240 \text{ А} \geq \frac{214,77}{1} \text{ А}$$

По условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты:

$$I_{доп.} \geq \frac{K_{защ.} \cdot I_{защ.}}{K_{прокл.}};$$
$$240 \text{ А} \leq \frac{1 \cdot 250}{1} \text{ А}$$

Принимаем кабель марки АВВГ- 2(4х50):  $I_{доп.}=240 \text{ А}$ .

Пример выбора сечения линии от ПР1 до ЭП1(Вымотка приемная):

В соответствии с температурными условиями и условиями прокладки:

$$K_1 = 1;$$
$$K_2 = 1;$$
$$K_{прокл.} = K_1 \cdot K_2 = 1;$$

$I_{расч.}=47,48 \text{ А}$ , по таблице 1.3.4 ПУЭ выбираем сечение токопроводящей жилы  $S=25 \text{ мм}^2$ ,  $I_{доп.}=70 \text{ А}$ .

Проверка по условию нагрева длительным расчетным током:

$$I_{доп.} \geq \frac{I_{расч.}}{K_{прокл.}};$$
$$70 \text{ А} \geq \frac{47,48}{1} = 47,48 \text{ А}$$

По условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты:

$$I_{доп.} \geq \frac{K_{защ.} \cdot I_{защ.}}{K_{прокл.}};$$
$$70 \text{ А} \geq \frac{1 \cdot 63}{1} = 63 \text{ А}$$

Принимаем кабель марки АВВГ- (4х25):  $I_{доп.}=70 \text{ А}$ .

					<i>ЭП1.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Результаты расчета сечений сети цеха приведены в приложении 11.

## 2.19 Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В

Особенности расчета токов КЗ в сетях до 1000 В:

- 1) мощность системы ( $S_{сист}$ ) принимается бесконечной, т. е. напряжение на шинах цеховых ТП считается неизменным при КЗ в сети до 1 кВ;
- 2) учитываются активные и индуктивные сопротивления до точки КЗ всех элементов сети;

При расчетах токов КЗ необходимо учитывать следующие сопротивления:

- 1) индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, включая силовые трансформаторы, проводники, трансформаторы тока, реакторы, токовые катушки автоматических выключателей;
- 2) активные сопротивления элементов короткозамкнутой цепи;
- 3) активные сопротивления различных контактов и контактных соединений;
- 4) значения параметров синхронных и асинхронных электродвигателей.

Расчет ведется в именованных единицах, напряжение принимается на 5 % выше номинального напряжения сети ( $U = 1,05 \cdot U_{ном.сети} = 400$  В при  $U_{ном.сети} = 380$  В)

### Расчет трехфазных токов КЗ

Ток трехфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{рез}};$$

где  $Z_{рез}$  – полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Ударный ток КЗ определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{КЗ}^{(3)};$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент тока КЗ, определяется по кривым затухания [1.рис 7.1].

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Для расчета токов КЗ составим расчетную схему – упрощенную однолинейную схему электроустановки, в которой учтём все источники питания, трансформаторы, воздушные и кабельные линии.

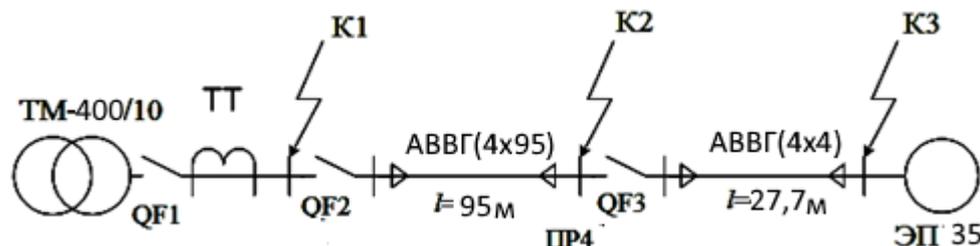


Рисунок 10 – Расчетная схема распределительной сети

Расчет ведем в абсолютных единицах.

Определяем сопротивления для расчета трехфазного КЗ, используя справочные данные.

1. Сопротивления трансформатора:  
 $R_{Тр} = 3,1 \text{ мОм}$   $X_{Тр} = 13,6 \text{ мОм}$
2. Сопротивления автоматического выключателя QF1:  
 $R_{QF1} = 0,12 \text{ мОм}$   $X_{QF1} = 0,13 \text{ мОм}$   $R_{kQF1} = 0,25 \text{ мОм}$
3. Сопротивления автоматического выключателя QF2:  
 $R_{QF2} = 0,4 \text{ мОм}$   $X_{QF2} = 0,5 \text{ мОм}$   $R_{kQF2} = 0,6 \text{ мОм}$
4. Сопротивления автоматического выключателя QF3:  
 $R_{QF3} = 0,4 \text{ мОм}$   $X_{QF3} = 0,5 \text{ мОм}$   $R_{kQF3} = 0,6 \text{ мОм}$
5. Сопротивления первичной обмотки трансформатора тока ТТ:  
 $R_{ТТ} = 0,07 \text{ мОм}$   $X_{ТТ} = 0,05 \text{ мОм}$
6. Сопротивления кабельной линии КЛ1:  
 $R_{КЛ1} = r_0 \cdot l = 0,625 \cdot 95 / 4 = 14,844 \text{ мОм}$   $X_{КЛ1} = x_0 \cdot l = 0,085 \cdot 95 = 8,075 \text{ мОм}$
7. Сопротивления кабельной линии КЛ2:  
 $R_{КЛ2} = r_0 \cdot l = 7,81 \cdot 27,7 / 4 = 54,01 \text{ мОм}$   $X_{КЛ2} = x_0 \cdot l = 0,107 \cdot 27,7 = 2,964 \text{ мОм}$
8. Переходные сопротивления ступеней распределения:  
 $R_{ру нн} = 15 \text{ мОм}$   $R_{ПР4} = 20 \text{ мОм}$
9. Активные переходные сопротивления неподвижных контактных соединений:  
 $R_{кКЛ1} = 0,056 \text{ мОм}$   $R_{кКЛ2} = 0,085 \text{ мОм}$

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

$$R_1 = R_{TP} + R_{QF1} + R_{ПУНН} + R_{ТТ} + R_{kQF1} = 3,1 + 0,12 + 15 + 0,07 + 0,25 = 18,54 \text{ мОм}$$

$$X_1 = X_{TP} + X_{QF1} + X_{ТТ} = 13,6 + 0,13 + 0,05 = 13,78 \text{ мОм}$$

$$R_2 = R_{QF2} + R_{kQF2} + R_{kКЛ1} + R_{КЛ1} + R_{ПР4} = 0,4 + 0,6 + 0,056 + 14,844 + 20 = 35,9 \text{ мОм}$$

$$X_2 = X_{QF2} + X_{КЛ1} = 0,5 + 8,075 = 8,575 \text{ мОм}$$

$$R_3 = R_{QF3} + R_{kQF3} + R_{kКЛ2} + R_{КЛ2} = 0,4 + 0,6 + 0,085 + 54,01 = 55,095 \text{ мОм}$$

$$X_3 = X_{QF3} + X_{КЛ2} = 0,5 + 2,964 = 3,464 \text{ мОм}$$

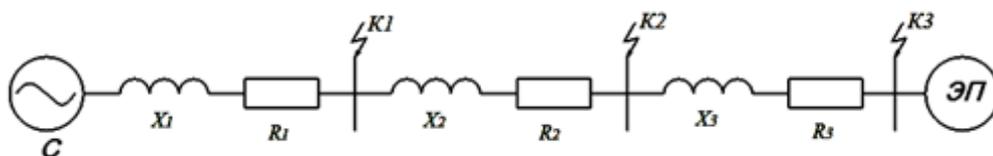


Рисунок 11 – Упрощенная схема замещения цеховой сети

Пример расчета тока КЗ для точки К1:

$$Z_{K1} = \sqrt{R_1^2 + X_1^2} = \sqrt{18,54^2 + 13,78^2} = 23,1 \text{ мОм};$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 23,1} = 9,997 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{K3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 9,997 = 18,38 \text{ кА};$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,997 = 8,658 \text{ кА};$$

Результаты расчетов токов КЗ для остальных точек приведены в таблице 2.19.1.

### Расчет однофазных токов КЗ

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{TP}^{(1)}}{3} + Z_{\phi-0}}$$

где  $U_{\phi}$  – фазное напряжение в точке КЗ, В;

$Z_{\phi-0}$  – полное сопротивление петли «фаза нуль» до точки КЗ, мОм;

$Z_{TP}^{(1)}$  – полное сопротивление трансформатора при однофазном КЗ, мОм.

					ЭПП.140400.006.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

К схеме замещения нужно добавить сопротивления нулевых проводников.

Сопротивления нулевой жилы кабельных линий :

$$R_{0-КЛ1} = r_0 \cdot l = 0,625 \cdot 95/4 = 14,844 \text{ мОм}$$

$$R_{0-КЛ2} = r_0 \cdot l = 7,81 \cdot 27,7/4 = 54,01 \text{ мОм}$$

Кроме этого изменятся индуктивные сопротивления кабельных линий и шинпровода:

$$X_{КЛ1} = x_0 \cdot l = 0,085 \cdot 95 = 8,075 \text{ мОм}$$

$$X_{КЛ2} = x_0 \cdot l = 0,107 \cdot 27,7 = 2,964 \text{ мОм}$$

Сопротивления трансформатора:

$$Z_{TP}^{(1)} = 129 \text{ мОм};$$

Упрощенная схема замещения цеховой сети для расчета токов однофазных КЗ не изменится, однако значения сопротивлений будут другими.

$$R_1 = R_{QF1} + R_{РУНН} + R_{ТТ} + R_{kQF1} = 0,12 + 15 + 0,07 + 0,25 = 15,44 \text{ мОм}$$

$$X_1 = X_{QF1} + X_{ТТ} = 0,13 + 0,05 = 0,18 \text{ мОм}$$

$$R_2 = R_{QF2} + R_{kQF2} + R_{кКЛ1} + R_{КЛ1} + R_{0-КЛ1} + R_{ПР3} = 0,4 + 0,6 + 0,056 + 14,844 + 14,844 + 20 = 50,74 \text{ мОм}$$

$$X_2 = X_{QF2} + X_{КЛ1} = 0,5 + 8,075 = 8,575 \text{ мОм}$$

$$R_3 = R_{QF3} + R_{kQF3} + R_{кКЛ2} + R_{0-КЛ2} + R_{КЛ2} = 0,4 + 0,6 + 0,085 + 54,01 + 54,01 = 109,105 \text{ мОм}$$

$$X_3 = X_{QF3} + X_{КЛ2} = 0,5 + 2,964 = 3,46 \text{ мОм}$$

Пример расчета тока КЗ для точки К1:

$$Z_{\phi-0} = \sqrt{R_1^2 + X_1^2} = \sqrt{15,44^2 + 0,18^2} = 15,44 \text{ мОм};$$

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{TP}^{(1)}}{3} + Z_{\phi-0}} = \frac{230}{\frac{129}{3} + 15,44} = 3,935 \text{ кА};$$

Результаты расчетов токов КЗ для остальных точек приведены в таблице 2.19.1.

Таблица 2.19.1 – Сводная ведомость токов КЗ

					<i>ЭПП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Расчетные точки		К1	К2	К3
Токи КЗ, кА	$I_{КЗ}^{(1)}$	3,935	2,434	1,511
	$I_{КЗ}^{(2)}$	8,428	3,016	1,072
	$I_{КЗ}^{(3)}$	9,997	5,418	3,623
	$i_{уд}$	18,380	11,503	7,691

## 2.20 Расчет питающей и распределительной сети по условиям допустимой потери напряжения. Построения эпюры отклонений напряжения

Согласно ПУЭ для силовых сетей отклонение напряжения от номинального должно составлять не более  $\pm 5\% U_n$ . Для осветительных сетей промышленных предприятий и общественных зданий допускается отклонение напряжения от  $+5$  до  $-2,5\% U_n$ , для сетей жилых зданий и наружного освещения  $\pm 5\% U_n$ .

Расчет цеховой сети по условиям допустимой потери напряжения и построение эпюры отклонения напряжения выполняется для цепочки линии от шин ГПП до зажимов одного наиболее удаленного от цеховой ТП или наиболее мощного ЭП для режимов максимальных и минимальных нагрузок. Для расчета выберем цепь ГПП – ТП4 – ПР4 – ЭП 35 (Вентилятор).

Последовательность расчета:

1. Составляется расчетная схема замещения сети
2. Определяются возможные режимы работы схемы, и для каждого режима определяются расчетные нагрузки.
3. Производится расчет для каждого режима.
4. По данным расчета строится эпюра отклонений напряжения для каждого режима.

ТП-4 – однострансформаторная подстанция, поэтому расчет цеховой сети по условиям допустимой потери напряжения и построение эпюры отклонения напряжения выполняется режимов максимальных и минимальных нагрузок.

### Режим максимальных нагрузок

По результатам расчета электрических нагрузок используем известные нагрузки узлов сети для максимального режима.

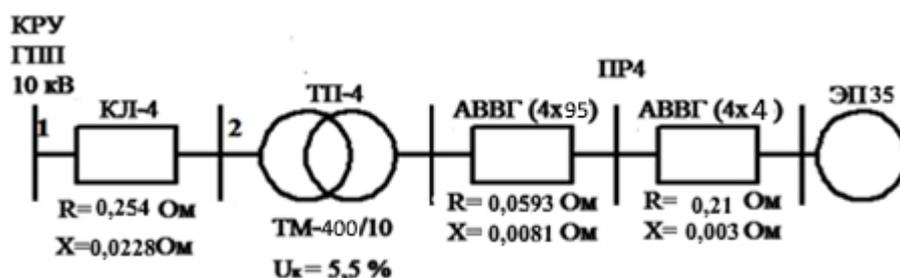


Рисунок 12 – Радиальная схема для расчета отклонения напряжения

### Участок 1 – 2

Расчетная активная нагрузка на участке 1 – 2:

$$P_{1-2} = P_{расч.ТП4} + \Delta P_{Тр} = 402,9 + 5,9 = 408,8 \text{ кВт};$$

где  $P_{расч.ТП4}$  – расчетная активная нагрузка ТП-4 (определена методом коэффициента расчетной активной мощности).

$\Delta P_{Тр}$  – потери активной мощности в трансформаторе ТП-4.

Расчетная реактивная нагрузка на участке 1 – 2:

$$Q_{1-2} = Q_{расч.ТП4} + \Delta Q_{Тр} - Q_{БК\_ТП4} = 387 + 30,56 - 150 = 329,86 \text{ кВар};$$

где  $Q_{расч.ТП4}$  – расчетная реактивная нагрузка ТП-4 (определена методом коэффициента расчетной активной мощности).

$\Delta Q_{Тр}$  – потери реактивной мощности в трансформаторе ТП-4.

$Q_{БК\_ТП4}$  – мощность конденсаторных батарей, установленных на ТП-4.

Потери напряжения на данном участке определим по выражению:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_{1-2} \cdot R_{1-2} + Q_{1-2} \cdot X_{1-2}}{10 \cdot U_1^2}, \%$$

где  $R_{1-2}$ ,  $X_{1-2}$  – активное и индуктивное сопротивления КЛ-4, питающей ТП-4.

$U_1$  – напряжение на шинах КРУ ГПП.

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Величину напряжения в начале участка в максимальном режиме принимаем равным  $U_1=10,5$  кВ.

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_{1-2} \cdot R_{1-2} + Q_{1-2} \cdot X_{1-2}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{408,8 \cdot 0,254 + 329,86 \cdot 0,0228}{10 \cdot 10,5^2} = 0,087\%$$

$$\Delta U_{1-2} = \Delta U_{(1-2)\%} \cdot \frac{U_1}{100} = 0,087 \cdot \frac{10500}{100} = 9,13 \text{ В};$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{1-2} = 10500 - 9,13 = 10490,9 \text{ В}.$$

### Участок 2 – 3

Потоки мощности, передаваемые через вторичную обмотку цехового трансформатора:

$$P_{2-3} = P_{\text{расч.ТП4}} = 408,8 \text{ кВт};$$

где  $P_{\text{расч.ТП4}}$  – расчетная активная нагрузка ТП-4 (определена методом коэффициента расчетной активной мощности).

$$Q_{2-3} = Q_{\text{расч.ТП4}} - Q_{\text{БК\_ТП4}} = 387 - 150 = 299,3 \text{ кВар};$$

где  $Q_{\text{расч.ТП4}}$  – расчетная реактивная нагрузка ТП-4 (определена методом коэффициента расчетной активной мощности).

$Q_{\text{БК\_ТП4}}$  – мощность конденсаторных батарей, установленных на ТП-4.

Потери напряжения на участке определяются потерей напряжения на цеховом трансформаторе и определяется по выражению:

$$\Delta U_T = \beta_T \cdot (U_a \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2)^2$$

где  $U_a$ ,  $U_p$  – активная и реактивная составляющие напряжения КЗ,  $U_{к\%}$ .

$\cos \varphi_2$  и  $\sin \varphi_2$  – коэффициенты мощности по нагрузке трансформатора (с учетом установки компенсирующих устройств).

Активная составляющая напряжения короткого замыкания цехового трансформатора определяется:

$$U_a \% = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot 100}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{8,5 \cdot 100}{630} = 1,349\%$$

$$U_p \% = \sqrt{U_{\kappa}^2 - U_a^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,349^2} = 5,332\%$$

Коэффициенты мощности для вторичной нагрузки цехового трансформатора определяем по выражению:

					<i>ЭПП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_{2-3}}{\sqrt{(P_{2-3})^2 + (Q_{2-3})^2}} = \frac{408,8}{\sqrt{(343,24)^2 + (299,3)^2}} = 0,754$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{Q_{2-3}}{\sqrt{(P_{2-3})^2 + (Q_{2-3})^2}} = \frac{299,3}{\sqrt{(343,24)^2 + (299,3)^2}} = 0,657$$

$\beta_T$  – отношение фактической нагрузки одного трансформатора к его номинальной мощности в рассматриваемом режиме работы:

$$\beta_T = \frac{\sqrt{(P_{1-2})^2 + (Q_{1-2})^2}}{S_{н.мп}} = \frac{\sqrt{408,8^2 + 329,86^2}}{400} = 0,762$$

$$\begin{aligned} \Delta U_T &= \beta_T \cdot (U_a \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2)^2 = \\ &= 0,762 \cdot (1,349 \cdot 0,754 + 5,332 \cdot 0,657) + \frac{0,762^2}{200} \cdot (1,349 \cdot 0,754 - 5,332 \cdot 0,657)^2 = 3,462\% \end{aligned}$$

$$\Delta U_{2-3} = \Delta U_{(2-3)\%} \cdot \frac{U_2}{100} = 3,462 \cdot \frac{10490,9}{100} = 363,19 \text{ В};$$

$$U_3 = (U_2 - \Delta U_{2-3}) \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = (10490,9 - 363,19) \cdot \frac{400}{10500} = 385,82 \text{ В.}$$

### Участок 3 – 4

Расчетная активная нагрузка на участке 3 – 4:

$$P_{3-4} = P_{ПР4} = 45,36 \text{ кВт};$$

где  $P_{ПР4}$  – расчетная активная нагрузка ПР4 (определена методом коэффициента расчетной активной мощности).

Расчетная реактивная нагрузка на участке 3 – 4:

$$Q_{3-4} = Q_{ПР4} = 36,34 \text{ кВар};$$

где  $Q_{ПР4}$  – расчетная реактивная нагрузка ПР4 (определена методом коэффициента расчетной активной мощности).

$$\Delta U_{3-4} = \frac{P_{3-4} \cdot R_{3-4} + Q_{3-4} \cdot X_{3-4}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{45,36 \cdot 0,0593 + 36,34 \cdot 0,0081}{10 \cdot 0,3858^2} = 2\%$$

$$\Delta U_{3-4} = \Delta U_{(3-4)\%} \cdot \frac{U_3}{100} = 2 \cdot \frac{385,82}{100} = 7,72 \text{ В};$$

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{3-4} = 385,82 - 7,72 = 378,1 \text{ В.}$$

### Участок 4 – 5

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Расчетная активная нагрузка на участке 4 – 5:

$$P_{4-5} = P_{ном.ЭП34} = 7 \text{ кВт};$$

где  $P_{ном.ЭП35}$  – номинальная активная мощность ЭП 35.

Расчетная реактивная нагрузка на участке 4 – 5:

$$Q_{4-5} = Q_{ном.ЭП35} = 5,25 \text{ кВар};$$

где  $Q_{ном.ЭП35}$  – номинальная реактивная мощность ЭП 35.

$$\Delta U_{4-5} = \frac{P_{4-5} \cdot R_{4-5} + Q_{4-5} \cdot X_{4-5}}{10 \cdot U_4^2} = \frac{7 \cdot 0,21 + 5,25 \cdot 0,003}{10 \cdot 0,3781^2} = 1,04\%$$

$$\Delta U_{4-5} = \Delta U_{(4-5)\%} \cdot \frac{U_4}{100} = 1,04 \cdot \frac{378,1}{100} = 3,93 \text{ В};$$

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{4-5} = 378,1 - 3,93 = 374,07 \text{ В}.$$

### Режим минимальных нагрузок

Величину напряжения в начале участка в режиме минимальных нагрузок принимаем равным  $U_1=10$  кВ. Для определения потоков мощностей минимального режима необходимо воспользоваться характерным суточным графиком электрических нагрузок. В нашем случае примем  $P_{мин}=0,4 \cdot P_{макс}$ , а минимальная реактивная мощность  $Q_{мин}=0,65 \cdot Q_{макс}$ .

$$P_{1-2} = 0,4 \cdot 408 = 139,66 \text{ кВт}; \quad Q_{1-2} = 0,65 \cdot 329,86 = 214,41 \text{ кВар};$$

$$P_{2-3} = 0,4 \cdot 408 = 137,3 \text{ кВт}; \quad Q_{2-3} = 0,65 \cdot 299,3 = 194,55 \text{ кВар};$$

$$P_{3-4} = 0,4 \cdot 45,36 = 18,14 \text{ кВт}; \quad Q_{3-4} = 0,65 \cdot 36,34 = 23,62 \text{ кВар};$$

$$P_{4-5} = 0,4 \cdot 7 = 2,8 \text{ кВт}; \quad Q_{4-5} = 0,65 \cdot 5,25 = 3,41 \text{ кВар};$$

После этого расчет повторяется по принципу расчета максимального режима, но при уменьшенной передаваемой мощности. Результаты расчета представлены в таблице 2.19.1.

Таблица 2.19.1 – Результаты расчета режимов

Участок:	1-2	2-3	3-4	4-5
Марка кабеля	АПвП 2(3x16)	ТМ – 400/10	АВВГ(4x95)	АВВГ(4x4)
R, Ом	0,254	$U_k=5,5\%$	0,0593	0,21
X, Ом	0,0228	$\Delta P_{кз}=8,5 \text{ кВт}$	0,0081	0,003

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Максимальный режим				
P, кВт	349,14	343,24	45,36	7
Q, кВар	329,86	299,3	36,34	5,25
$\Delta U$ , %	0,087	3,462	2	1,04
$\Delta U$ , В	9,13	363,19	7,72	3,93
Минимальный режим				
P, кВт	139,66	137,3	18,14	2,8
Q, кВар	214,41	194,55	23,62	3,41
$\Delta U$ , %	0,036	2,088	0,826	0,397
$\Delta U$ , В	3,84	219,21	3,236	1,54

На рисунке 13 представлены эпюры отклонения напряжения для максимального и минимального режимов.

					<i>ЭПШ.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

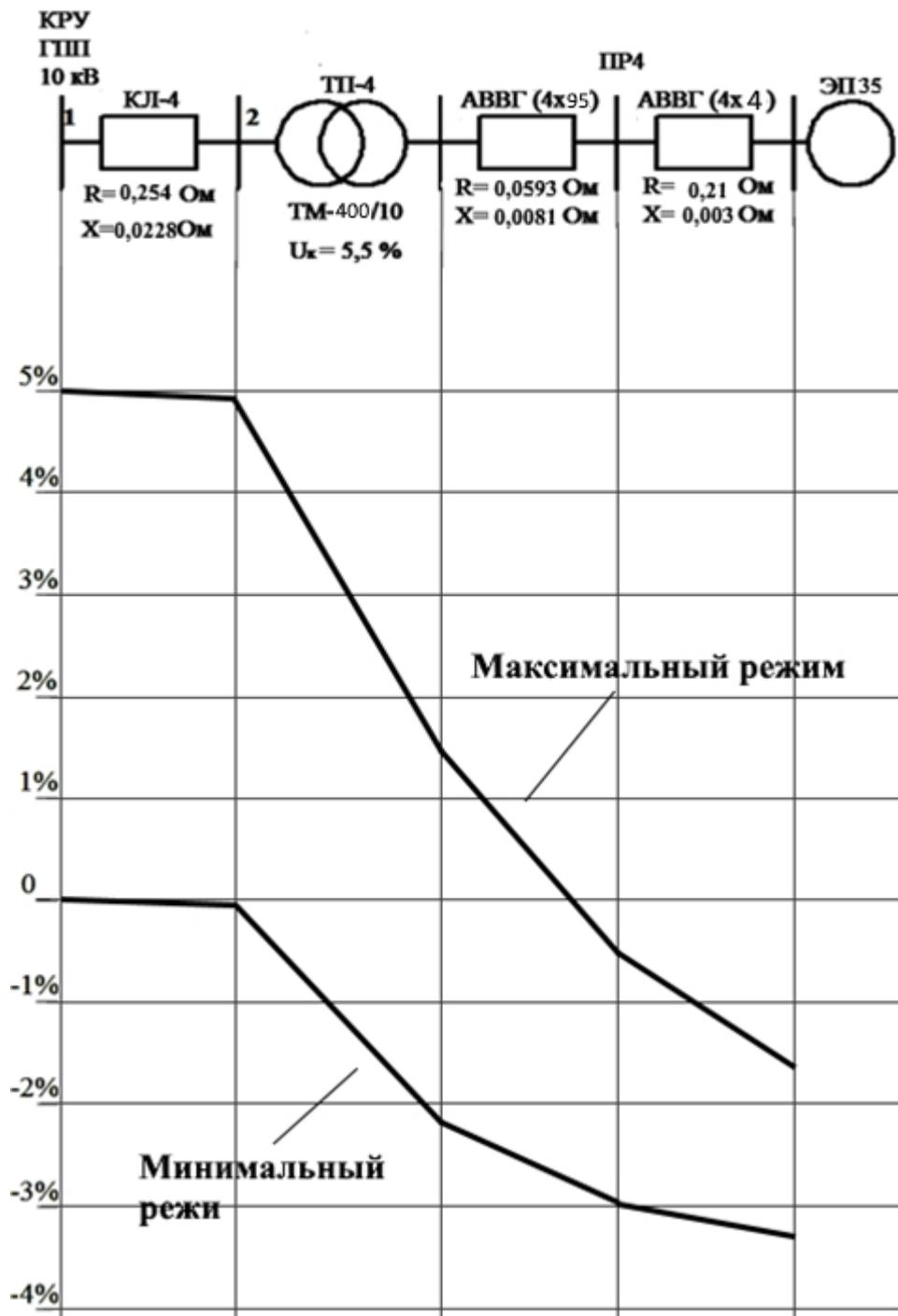


Рисунок 13 – Эпюры отклонения напряжения

## 2.20 Построение карты селективности действия аппаратов защиты

Карта селективности действия аппаратов защиты строится в логарифмической системе координат и служит для проверки правильности выбора аппаратов защиты. На карту селективности наносятся:

- 1) Номинальный и пусковой токи электроприемника;
- 2) Расчетный и пиковый ток силового распределительного шкафа;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЭПП.140400.006.ПЗ

Лист

66

- 3) Расчетный и пиковый ток подстанции;
- 4) Защитные характеристики защитных аппаратов (автоматических выключателей)
- 5) Значения токов КЗ в сети 0,4 кВ

Построим карту селективности действия аппаратов защиты для цепочки защит, начиная с вводного автомата и заканчивая самым удаленным ЭП: ТП4 – ПР4 - ЭП 19 (Установка мойки полителена).

Таблица 2.20.1 – Данные для построения карты селективности действия аппаратов защиты

	ТП4	ПР4	ЭП 35	Ток КЗ в соотв. точках, кА		
				1	2	3
$I_p, A$	957,19	155,83	–	9,997	5,418	3,623
$I_{пик}, A$	1304,61	269,78	–			
$I_{ном}, A$	–	–	25,32			
$I_{пуск}, A$	–	–	126,61			

Таблица 2.20.2 – Данные для построения карты селективности действия аппаратов защиты

Наименование аппарата защиты	Номинальный ток расцепителя, А	Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ, А
ВА 55-43 (ТП4)	1600	3200
ВА 57-35 (ПР4)	200	600
ВА 57-35 (ЭП 19)	31,5	189

Карта селективности представлена в приложении 13.

В приложении 12 приняты следующие обозначения:

- 1 – номинальный ЭП 35;
- 2 – расчетный ток ПР-4;
- 3 – расчетный ток ТП-4;
- 4 – пусковой ток ЭП 35;
- 5 – пиковый ток ПР-4;

6 – пиковый ток ТП-4;

7 – защитная характеристика автоматического выключателя ВА57-35 (ЭП);

8 – защитная характеристика автоматического выключателя ВА57-35 (ПР-4);

9 – защитная характеристика автоматического выключателя ВА74-43(ТП-4);

10 – ток КЗ в точке К3;

11 – ток КЗ в точке К2;

12 – ток КЗ в точке К1.

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитана сеть электроснабжения машиностроительного завода по ремонту погруженных установок для добычи нефти с детальной проработкой цеха по производству кабельной продукции.

В результате расчета электрических нагрузок цеха по производству кабельной продукции полным методом упорядоченных диаграмм были получены следующие результаты: расчетный ток составил  $I_p = 762,41 \text{ А}$ , полная расчетная мощность равна  $S_p = 501,8 \text{ кВА}$ . Также были определены полные расчетные мощности остальных цехов предприятия методом Кс и полная расчетная мощность завода с учетом высоковольтной нагрузки и освещения территории.

По результатам расчета нагрузки по цехам завода построена картограмма нагрузок, определен центр электрических нагрузок. Место установки ГПП было выбрано вблизи центра электрических нагрузок в зоне рассеяния.

Определено число и мощность цеховых силовых трансформаторов марки ТМН мощностью 400 (13 штук) и произведено их распределение по цехам завода с учетом категории надежности. Питание цеховых трансформаторов осуществляется двухцепными кабельным линиям напряжением 10 кВ марки АПвП сечениями  $16 \text{ мм}^2$ .

					<i>ЭП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Для рассматриваемой ТП был выбран трансформатор марки кабели марки АВВГ 4х95. Эти сети были проверены на действие токов КЗ.

Электроснабжение завода осуществляется от энергосистемы. Питание предприятия выполнено двухцепной воздушной линией напряжением 35 кВ. Линия выполнена проводом АС-70. Выбор трансформаторов осуществлялся с учетом компенсации реактивной мощности на предприятии путем установки КБ.

Питание к электроприемникам выполнено кабелями марок АВВГ сечением от 4 до 50 мм<sup>2</sup>. В качестве защитной аппаратуры в сетях 0,4 кВ были приняты автоматические выключатели серии ВА.

Так как кроме нормального режима в сетях данного предприятия могут присутствовать и аномальные, в том числе КЗ, поэтому токи КЗ были просчитаны в нескольких точках как в сетях выше 1000 В, так и в низковольтных сетях.

По результатам расчетов были построены эпюры отклонений напряжения для максимального и минимального. Анализ эпюр показал, что во всех режимах отклонение напряжения не превышает максимально допустимого  $\pm 5\%$ .

По результатам расчета токов КЗ в сети 0,4 кВ построена карта селективности действия защитных аппаратов.

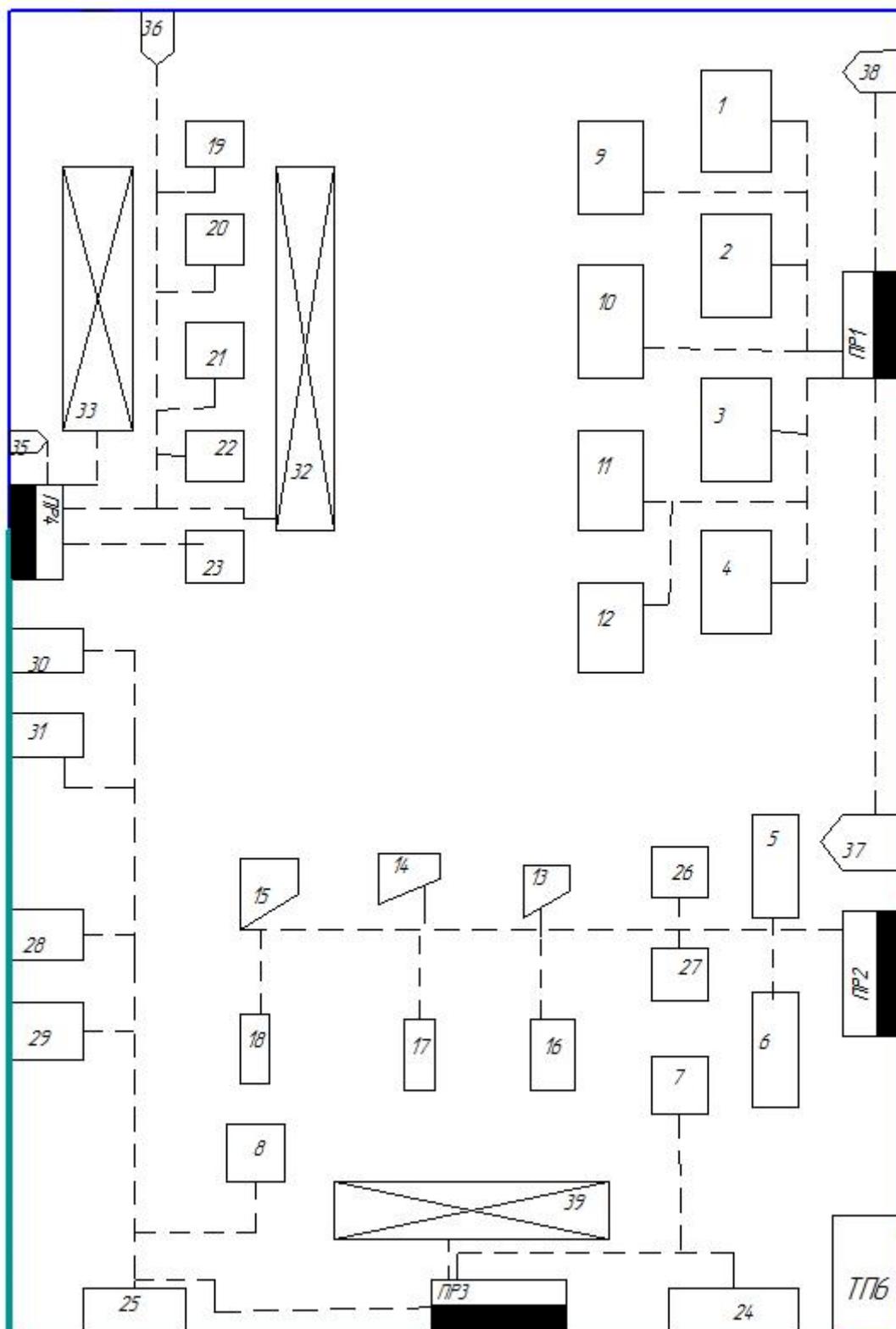
					<i>ЭПП.140400.006.ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

## Литература

1. Сумарокова Л.П. Электроснабжение промышленных предприятий // учебное пособие. - Томск: ТПУ, 2012. – 288 с.
2. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию // учебное пособие. - Томск: ТПУ, 2005. – 168 с.
3. Гаврилин А.И., Обухов С.Г., Озга А.И. Электроснабжение промышленных предприятий. Методические указания к выполнению выпускной работы бакалавра. – Томск: ТПУ, 2001 – 93 с.
4. А.В. Кабышев, Электроснабжение объектов//учебное пособие. – Томск: ТПУ, 2007. – 185с.
5. Климова Г.Н., Элементы энергосбережения в электроснабжении промышленных предприятий// учебное пособие, -Томск: ТПУ, 2008.
6. Правила устройства электроустановок : Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. Унив. Изд-во, 2009. – 853 с., ил.
7. Мельников М. А. Внутривзаводское электроснабжение: Учеб. пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 180 с.  
нагрузок, нагрев проводников и электрооборудования. Учеб. пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2007. – 185 с.
9. Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 646 с.
10. А.И. Гаврилин, С.Г. Обухов, А.И. Озга. Электроснабжение промышленных предприятий. Методические указания к выполнению выпускной работы бакалавра. – Томск: ТПУ, 2001 – 93 с.
11. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. – Томск: ТПУ, 2014. – 37с.
12. Томпсон А.А., Стрикленд Дж.А. Стратегический менеджмент: концепции и ситуации для анализа, 12-е издание: Пер. с англ. – М.: Вильямс, 2006 – 928 с

13. Бородин Ю.В., Извеков В.Н., Ларионова Е.В., Плахов А.М. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность».- Томск: ТПУ, 2014. – 9 с.
14. Извеков В.Н, Гусельников М.Э., Крепша Н.В., Панин В.Ф. Методические указания по разработке раздела «Производственная и экологическая безопасность».- Томск: ТПУ, 2006. – 42 с
15. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
16. Федеральный закон РФ от 22.07.2008г. №123 ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
17. Р2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
18. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
19. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий – М.:Госкомсанэпиднадзор, 2003.
20. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Минздрав России, 1997.
21. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
22. СНиП 11-2-80. Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений.
23. СНиП II-90-81. Производственные здания промышленных предприятий.
24. СП 52.13330.2011 «Актуализированный СНиП» 23-05-95.

# Приложение 1.



**Приложение 2.**

Таблица - расчета методом коэффициента расчетной активной мощности.

№	наименование ЭП	кол-во ЭП	Исходные данные				расчетные величины			пэ	Кр	нагрузка			Ток
			один ЭП, кВт	Сумма ЭП, кВт	Ки	cosy/tgy	Pсм, кВт	Qсм, кВАр	n*рн^2			Pr, кВт	Qр, кВАр	Sp, кВА	
<b>ПР1</b>															
1	Вымотка приемная	4	17,5	70,00	0,30	0,7/1,02	21,00	21,42	1225,00	-	-	-	-	-	-
2	Вымотка отдающая	4	17	68,00	0,30	0,7/1,02	20,40	20,81	1156,00	-	-	-	-	-	-
3	Вентилятор	2	7	14,00	0,60	0,8/0,75	8,40	6,30	98,00	-	-	-	-	-	-
	<b>итого по ПР1</b>	<b>10</b>	<b>7-17,5</b>	<b>152,00</b>	<b>0,33</b>	<b>-</b>	<b>49,80</b>	<b>48,54</b>	<b>2479,00</b>	<b>10,00</b>	<b>1,25</b>	<b>62,40</b>	<b>53,39</b>	<b>82,12</b>	<b>124,77</b>
<b>ПР2</b>															
4	Сварочная машина для проводов	2	8	16,00	0,30	0,7/1,02	4,80	4,90	128,00	-	-	-	-	-	-
5	Экструдер	3	19	57,00	0,55	0,75/0,88	31,35	27,65	1083,00	-	-	-	-	-	-
6	Бронировочная машина	3	14	42,00	0,20	0,65/1,17	8,40	9,82	588,00	-	-	-	-	-	-
7	Тянущие устройство	2	9	18,00	0,60	0,7/1,02	10,80	11,02	162,00	-	-	-	-	-	-
	<b>итого по ПР2</b>	<b>10</b>	<b>8-19,0</b>	<b>133,00</b>	<b>0,42</b>	<b>-</b>	<b>55,35</b>	<b>53,38</b>	<b>1961,00</b>	<b>10,00</b>	<b>1,12</b>	<b>61,77</b>	<b>58,72</b>	<b>85,23</b>	<b>129,49</b>
<b>ПР3</b>															
8	Острильно-затяжной станок	2	19,25	38,50	0,24	0,65/1,17	9,24	10,80	741,13	-	-	-	-	-	-
9	Кран-балка ПВ 40%	1	13,28	13,28	0,10	0,5/1,73	1,33	2,30	176,36	-	-	-	-	-	-
10	Машина контактной сварки ПВ=40%	2	18,97	37,94	0,10	0,5/1,73	3,79	6,57	719,72	-	-	-	-	-	-
11	Установка сушки полителена	2	68,5	137,00	0,60	0,95/0,33	82,20	27,02	9384,50	-	-	-	-	-	-
12	Нагреватель воды	2	7	14,00	0,75	0,95/0,33	10,50	3,45	98,00	-	-	-	-	-	-
	<b>итого по ПР3</b>	<b>9</b>	<b>7-68,5</b>	<b>240,72</b>	<b>0,44</b>	<b>-</b>	<b>107,06</b>	<b>50,14</b>	<b>11119,71</b>	<b>3,00</b>	<b>1,52</b>	<b>162,31</b>	<b>55,16</b>	<b>171,42</b>	<b>260,45</b>
<b>ПР4</b>															
13	Установка мойки полителена	5	12	60,00	0,55	0,8/0,75	33,00	24,75	720,00	-	-	-	-	-	-
14	Кран-балка ПВ=25%	2	5	10,00	0,06	0,5/1,73	0,60	1,04	50,00	-	-	-	-	-	-
15	Вентилятор	2	7	14,00	0,60	0,8/0,75	8,40	6,30	98,00	-	-	-	-	-	-
	<b>итого по ПР4</b>	<b>9</b>	<b>5-12,0</b>	<b>84,00</b>	<b>0,50</b>	<b>-</b>	<b>42,00</b>	<b>32,09</b>	<b>868,00</b>	<b>9,00</b>	<b>1,08</b>	<b>45,36</b>	<b>35,30</b>	<b>57,48</b>	<b>87,33</b>
	<b>итого пр1+пр2+пр3+пр4</b>	<b>38</b>	<b>5-68,5</b>	<b>609,72</b>	<b>0,42</b>	<b>-</b>	<b>254,21</b>	<b>184,15</b>	<b>16427,71</b>	<b>18,00</b>	<b>0,85</b>	<b>216,08</b>	<b>184,15</b>	<b>283,91</b>	<b>431,35</b>
	осветительная нагрузка	-	-	31,05	-	-	-	-	-	-	-	29,50	-	-	-
	<b>ИТОГО</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>640,77</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>254,21</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>245,58</b>	<b>184,15</b>	<b>306,95</b>	<b>466,37</b>

### Приложение 3.

Таблица - расчета упрощенный метод упорядоченных диаграмм.

наименование ЭП	кол-во ЭП	Исходные данные				расчетные величины		пэ	Км/Км'	нагрузка			Ток	
		один ЭП,кВт	Сумма ЭП,кВт	Ки	cosy/tgy	Рсм,кВт	Qсм,кВАр			Рр,кВт	Qр,кВАр	Sp,кВА	Ip,A	m
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПР1														
Группа А														
Вымотка приемная	4	17,5	70,00	0,30	0,7/1,02	21,00	21,42	-	-	35,70	23,57	-	-	
Вымотка отдающая	4	17	68,00	0,30	0,7/1,02	20,40	20,81	-	-	34,68	22,89	-	-	
Итого по группе А	8		138	0,30	0,7/1,02	41,40	42,24	8,00	1,7/1,1	70,38	46,46			<3
Группа Б														
Вентилятор	2	7	14,00	0,60	0,8/0,75	8,40	6,30	-	-	8,40	6,30	-	-	
Итого по группе Б	2	7	14		0,8/0,75	8,40	6,30	-	1,0/1,0	8,40	6,30			
итого по ПР1	10	7-17,5	290,00	0,17	0,71/0,97	49,80	48,54	8,00	-	78,78	52,76	94,82	144,06	
ПР2														
ЭП группы А														
Сварочная машина для проводов	2	8	16,00	0,30	0,7/1,02	4,80	4,90	-	-	7,39	5,39	-	-	
Экструдер	3	19	57,00	0,55	0,75/0,88	31,35	27,65	-	-	48,28	30,41	-	-	
Бронировочная машина	3	14	42,00	0,20	0,65/1,17	8,40	9,82	-	-	12,94	10,80	-	-	
Итого по группе А	8,00		115,00	0,39	0,72/0,95	44,55	42,37	8,00	1,54/1,1	68,61	46,60			<3
Группа Б														
Тянущие устройство	2	9	18,00	0,60	0,7/1,02	10,80	11,02	-	-	10,80	11,02	-	-	
Итого по группе Б	2,00	9,00	18,00		0,7/1,02	10,80	11,02		1,0/1,0	10,80	11,02			
итого по ПР2	10	8-19,0	248,00	0,22	0,72/0,96	55,35	53,38	8,00	-	79,41	57,62	98,11	149,06	
ПР3														
Группа А														
Острильно-затяжной станок	2	19,25	38,50	0,24	0,65/1,17	9,24	10,80	-	-	25,69	11,88	-	-	
Кран-балка ПВ 40%	1	13,28	13,28	0,10	0,5/1,73	1,33	2,30	-	-	3,69	2,53	-	-	
Машина контактной сварки ПВ=40%	2	18,97	37,94	0,10	0,5/1,73	3,79	6,57	-	-	10,55	7,23	-	-	
Итого по группе А	5,00		89,72	0,16	0,59/1,37	14,36	19,67	5,00	2,78/1,1	39,93	21,64			<3
Группа Б														
Установка сушки полителена	2	68,5	137,00	0,60	0,95/0,33	82,20	27,02	-	-	82,20	27,02	-	-	
Нагреватель воды	2	7	14,00	0,75	0,95/0,33	10,50	3,45	-	-	10,50	3,45	-	-	
Итого по группе Б	4,00		151,00		0,95/0,33	92,70	30,47		1,0/1,0	92,70	30,47			
итого по ПР3	9	7-68,5	330,44	0,32	0,91/0,47	107,06	50,14	5,00	-	132,63	52,11	142,50	216,50	
ПР4														
Группа А														
Установка мойки полителена	5	12	60,00	0,55	0,8/0,75	33,00	24,75	-	-	48,84	27,23	-	-	
Кран-балка ПВ=25%	2	5	10,00	0,06	0,5/1,73	0,60	1,04	-	-	0,89	1,14	-	-	
Итого по группе А	7,00		70,00	0,48	0,79/0,76	33,60	25,79	7,00	1,48/1,1	49,73	28,37			<3
Группа Б														
Вентилятор	2	7	14,00	0,60	0,8/0,75	8,40	6,30	-	-	8,40	6,30	-	-	
Итого по группе Б	2,00	7,00	14,00		0,8/0,75	8,40	6,30		1,0/1,0	8,40	6,30			
итого по ПР4	9	5-12,0	154,00	0,27	0,79/0,76	42,00	32,09	7,00	-	58,13	34,67	67,68	102,83	
итого пр1+пр2+пр3+пр4	38	5-68,5	1022,44	0,25	0,81/0,72	254,21	184,15	-	-	348,94	197,16	400,79	608,94	
осветительная нагрузка	-	-	31,05	-	-	-	-	-	-	29,50	-			
ИТОГО	38	5-68,5	1053,49	-	0,81/0,72	254,21	184,15	-	-	378,44	197,16	426,72	648,33	

Приложение 4.

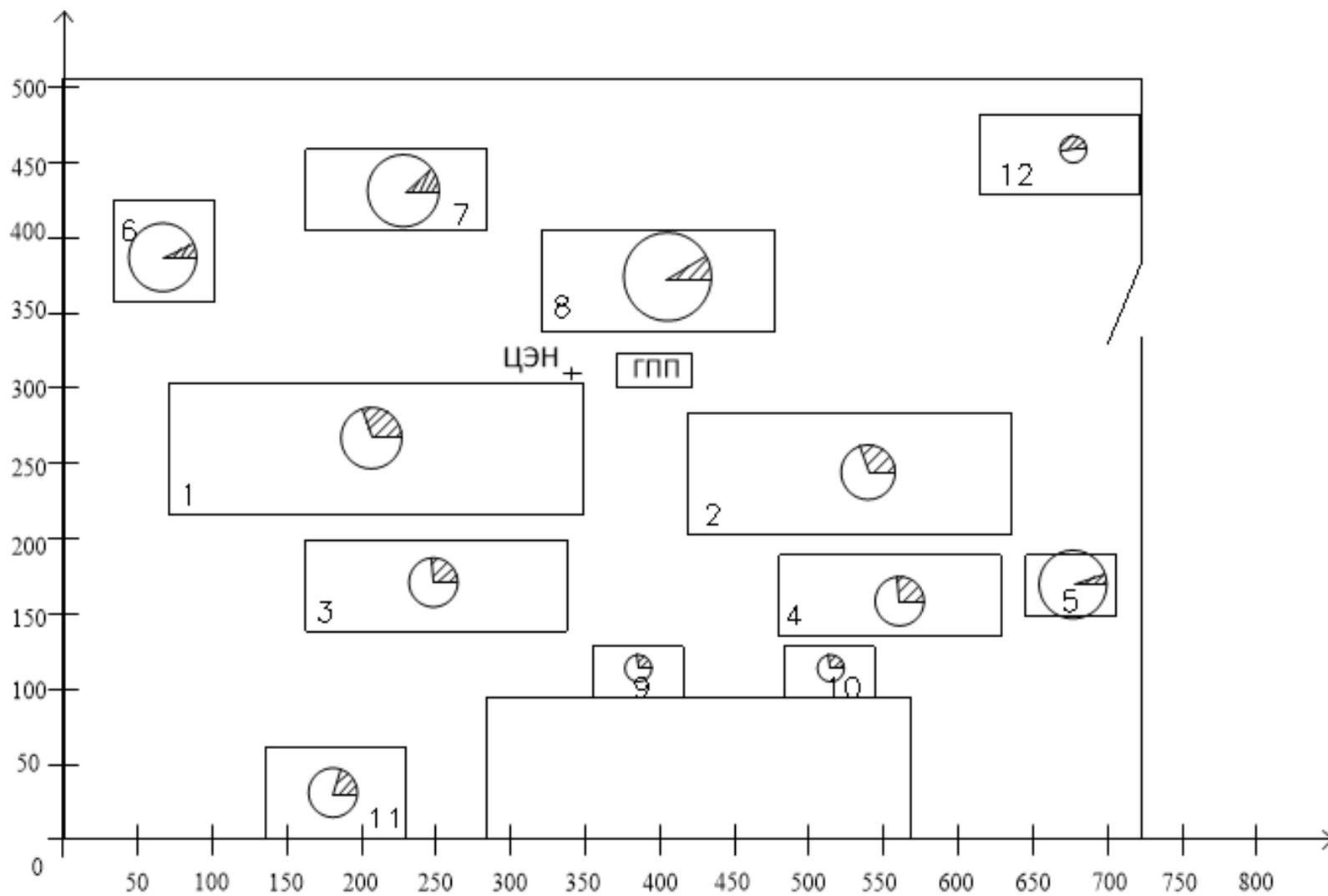
Таблица – расчета полный метод упорядоченных диаграмм.

№	наименование ЭП	кол-во ЭП	Исходные данные				расчетные величины		пэ	Км/Км'	нагрузка		Ток		m
			один ЭП, кВт	Сумма ЭП, кВт	Ки	cosy/tgy	Рсм, кВт	Qсм, кВАр			Рр, кВт	Qр, кВАр	Sp, кВА	Ip, А	
ПР1															
1	Вымотка приемная	4	17,5	70,00	0,30	0,7/1,02	21,00	21,42	-	-	32,13	23,57	-	-	
2	Вымотка отдающая	4	17	68,00	0,30	0,7/1,02	20,40	20,81	-	-	31,21	22,89	-	-	
3	Вентилятор	2	7	14,00	0,60	0,8/0,75	8,40	6,30	-	-	12,85	6,93	-	-	
	итого по ПР1	10	7-17,5	152,00	0,33	0,72/0,97	49,80	48,54	10,00	1,53/1,1	76,19	53,39	93,04	141,36	<3
ПР2	ЭП группы А														
4	Сварочная машина для проводов	2	8	16,00	0,30	0,7/1,02	4,80	4,90	-	-	6,67	5,39	-	-	
5	Экструдер	3	19	57,00	0,55	0,75/0,88	31,35	27,65	-	-	43,58	30,41	-	-	
6	Бронировочная машина	3	14	42,00	0,20	0,65/1,17	8,40	9,82	-	-	11,68	10,80	-	-	
7	Тянущие устройство	2	9	18,00	0,60	0,7/1,02	10,80	11,02	-	-	15,01	12,12	-	-	
	итого по ПР2	10	8-19,0	133,00	0,42	0,72/0,97	55,35	53,38	10,00	1,39/1,1	76,94	58,72	96,79	147,05	<3
ПР3															
8	Острильно-затяжной станок	2	19,25	38,50	0,24	0,65/1,17	9,24	10,80	-	-	14,04	40,51	-	-	
9	Кран-балка ПВ 40%	1	13,28	13,28	0,10	0,5/1,73	1,33	2,30	-	-	2,02	17,25	-	-	
10	Машина контактной сварки ПВ=40%	2	18,97	37,94	0,10	0,5/1,73	3,79	6,57	-	-	5,77	49,29	-	-	
11	Установка сушки полителена	2	68,5	137,00	0,60	0,95/0,33	82,20	27,02	-	-	124,94	40,53	-	-	
12	Нагреватель воды	2	7	14,00	0,75	0,95/0,33	10,50	3,45	-	-	15,96	4,14	-	-	
	итого по ПР3	9	7-68,5	240,72	0,44	0,91/0,47	107,06	50,14	7,00	1,52/1,1	162,73	151,72	222,49	338,03	>3
ПР4															
13	Установка мойки полителена	5	12	60,00	0,55	0,8/0,75	33,00	24,75	-	-	45,21	27,23	-	-	
14	Кран-балка ПВ=25%	2	5	10,00	0,06	0,5/1,73	0,60	1,04	-	-	0,82	1,14	-	-	
15	Вентилятор	2	7	14,00	0,60	0,8/0,75	8,40	6,30	-	-	11,51	6,93	-	-	
	итого по ПР4	9	5-12,0	84,00	0,50	0,79/0,76	42,00	32,09	9,00	1,37/1,1	57,54	35,30	67,50	102,56	<3
	осветительная нагрузка	-	-	31,05	-	-	-	-	-	-	29,50				
	ИТОГО	38	5-68,5	640,77	0,42	0,81/0,72	254,21	184,15	-	-	402,90	299,13	501,80	762,41	

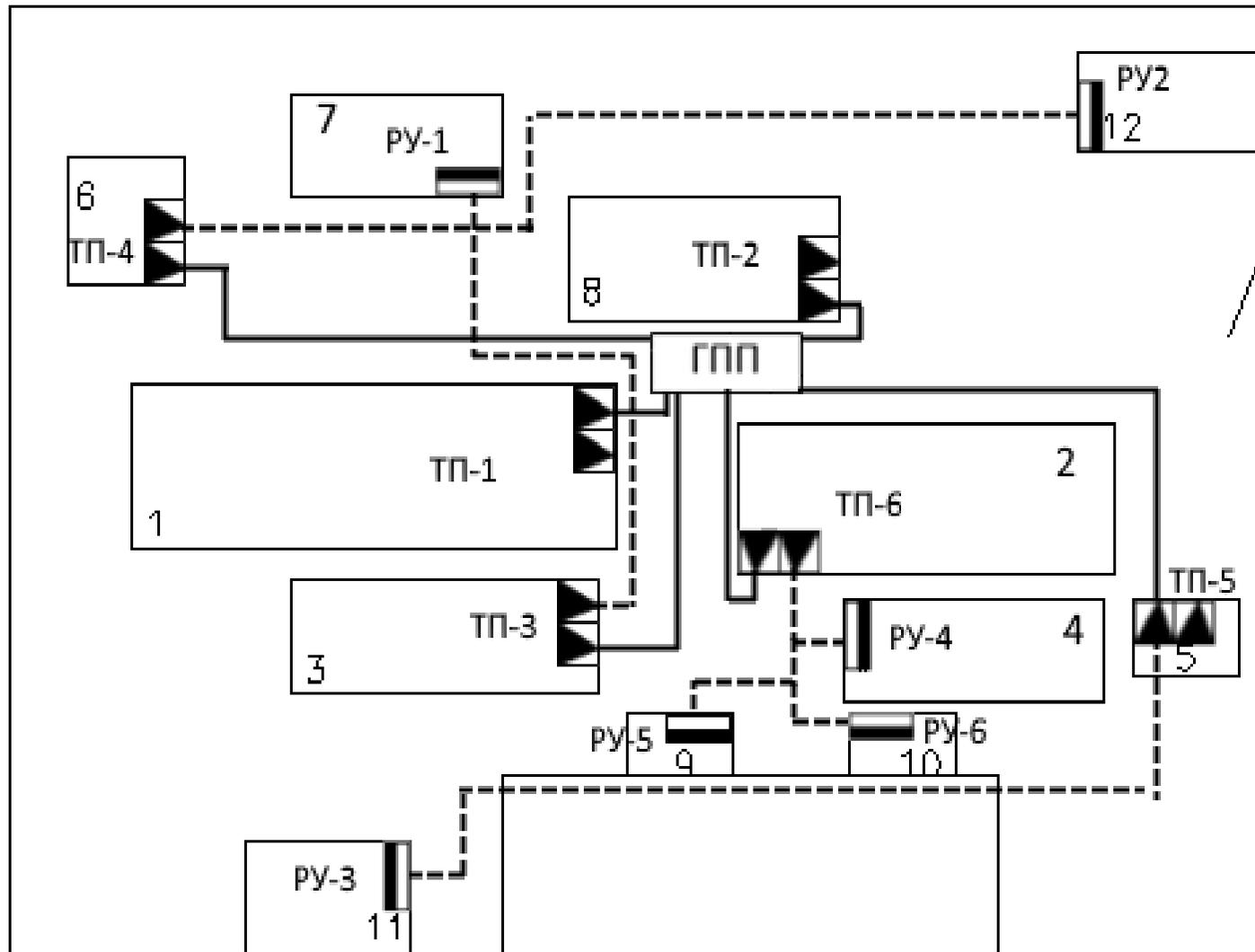
### Приложение 5.

№	Наименование	Осветительная нагрузка							Общая		
		Fц	Рy.ос.	Kco	cosy/tgy	Pно	Ppo	Qpo	Pp+Pно	Qp+Qpo	Sp
1	Цех производства ПЭД	10672,0	15,0	0,95	0,75/0,88	160,1	152,1	133,8	502,1	442,5	669,2
2	Автотранспортный цех	7722,0	13,0	0,85	0,75/0,88	100,4	85,3	75,1	280,3	274,0	392,0
3	Ремонтный цех	4797,0	13,0	0,85	0,75/0,88	62,4	53,0	46,6	200,0	156,9	254,2
4	Инструментальный	3626,0	15,0	0,95	0,75/0,88	54,4	51,7	45,5	191,7	150,5	243,7
5	Сварочный цех	1148,0	15,0	0,95	0,75/0,88	17,2	16,4	14,4	316,4	320,5	450,3
6	Цех производства кабельной продукции	2070,0	15,0	0,95	0,75/0,88	31,1	29,5	26,0	432,4	325,1	541,0
7	Вспомогательный цех	2997,0	17,0	0,95	0,75/0,88	50,9	48,4	42,6	420,4	422,1	595,7
8	Инструментально механический	4532,0	15,0	0,85	0,75/0,88	68,0	57,8	50,8	682,8	519,6	858,0
9	Кантора управления	943,0	16,0	0,90	0,75/0,88	15,1	13,6	11,9	52,6	41,2	66,8
10	Склад готовой продукции	943,0	17,0	0,60	0,75/0,88	16,0	9,6	8,5	35,1	27,6	44,7
11	Столовая	2583,0	17,0	0,90	0,75/0,88	43,9	39,5	34,8	192,5	169,7	256,6
12	КПП	2592,0	17,0	0,90	0,75/0,88	44,1	39,7	34,9	75,7	61,9	97,8
	Уличное освещение	181974,0	0,2	1,0	0,75/0,88	29,1	29,1	25,6	29,1	25,6	38,8
	Итого по 0,38 кВ	44625,0	-	-	-		-	-	3440,1	2937,2	4523,4

Приложение 6.



Приложение 7.



Условные обозначения:

-  - Распределительное устройство до 1000 В
-  - трансформатор 400 кВА

— - напряжение 10 кВ

- - - - - напряжение 0,4 кВ

Масштаб 1:2500

## Приложение 8.

№ п/п	Наименование	Выбранный ИП	$Q_{max.гр},$ кВАр	$P_{р гр},$ кВт	$Q_{р гр},$ кВАр	Батареи	$Q_{бат нн},$ кВАр	$\beta_{тр н}$
1	2	3		4	5	6	7	9
1	Цех производства ПЭД	2x400	292,5	502,1	442,5	3xУКМ 58-04-50-25У3	150	0,72
2	Автотранспортный цех	2x400	93,3	559,7	493,3	8xУКМ 58-04-50-25У3	400	0,7
3	Ремонтный цех	2x400	29	620,4	579,0	11xУКМ 58-04-50-25У3	550	0,77
4	Инструментальный	От 2	-	-	-	-	-	-
5	Сварочный цех	2x400	240,2	508,9	490,2	5xУКМ 58-04-50-25У3	250	0,7
6	Цех производства кабельной продукции	2x400	237	508,1	387,0	3xУКМ 58-04-50-25У3	150	0,7
7	Вспомогательный цех	От 3	-	-	-	-	-	-
8	Инструментально механический	3x400	519,6	682,8	519,6	-	-	0,71
9	Кантора управления	От 2	-	-	-	-	-	-
10	Склад готовой продукции	От 2	-	-	-	-	-	-
11	Столовая	От 5	-	-	-	-	-	-
12	КПП	От 6	-	-	-	-	-	-
	$\Sigma$	13x400	1411,6	3381,9	2911,5	30xУКМ 58-04-50-25У3	1500	-

### Приложение 9.

Номер линии	Назначение линии	Количество линий	Расчетная нагрузка на один кабель		длина линии $l$ , км	Способ прокладки	$F_{эк}$ , мм <sup>2</sup>	Допустимая нагрузка на один кабель		Проверка по нагреву		Марка и сечение кабеля, выбранного по условию допустимого нагрева $S$ , мм <sup>2</sup>	$R_0$ , Ом/км [1, табл П 6.2]	$X_0$ , Ом/км [1, табл П 6.3]	$R$ , Ом	$X$ , Ом
			Норм. режим $I_p$ , А	П.авр. режим $I_{п.ав}$ , А				Норм. режим $I_{доп}$ , А	П.авр. режим $1,2I_{доп}$ , А	Норм. режим $\frac{I_p}{K_1 \cdot K_2}$ , А	П.авр. режим $\frac{I_{п.ав}}{K_1 \cdot K_2}$ , А					
КЛ-1	ГПП-ТП-1	2	23,50	47	0,18	траншея	16,79	111	222	23,50	47,00	АПвП –3х16	1,95	0,08	0,351	0,0144
КЛ-2	ГПП-ТП-2	3	15,40	30,792	0,1	траншея	11,00	84	168	15,40	30,79	АПвП –3х10	3,12	0,08	0,312	0,008
КЛ-3	ГПП-ТП-3	2	23,50	47	0,23	траншея	16,79	111	222	23,50	47,00	АПвП –3х16	1,95	0,08	0,4485	0,0184
КЛ-4	ГПП-ТП-4	2	23,50	47	0,32	траншея	16,79	111	222	23,50	47,00	АПвП –3х16	1,95	0,08	0,624	0,0256
КЛ-5	ГПП-ТП-5	2	23,50	47	0,28	траншея	16,79	111	222	23,50	47,00	АПвП –3х16	1,95	0,08	0,546	0,0224
КЛ-6	ГПП-ТП-6	2	23,50	47	0,08	траншея	16,79	111	222	23,50	47,00	АПвП –3х16	1,95	0,08	0,156	0,0064

### Приложение 10.

№ п/п	Параметры ЭП										Тип	I <sub>НОМ</sub> , А	I <sub>НОМ.тепл</sub> А	I <sub>Эмп</sub> А
	Наименование ЭП	P <sub>НОМ</sub> , кВт	P <sub>уст</sub> , кВт	Cosφ	η	I <sub>НОМ</sub> , А	1,15I <sub>НОМ</sub> , А	I <sub>ПУСК</sub> , А	1,5I <sub>ПУСК</sub> А					
1-4	Вымотка приемная	17,5	17,5	0,7	0,8	47,48	54,60	237,40	356,10	ВА57-35	250	63	378	
5, 6	Тянущие устройство	9	9	0,7	0,8	24,42	28,08	122,09	183,14	ВА57-35		31,5	189	
7, 8	Установка сушки полителена	68,5	68,5	0,95	0,8	185,85	213,73	185,85	278,77	ВА57-35		250	500	
9-12	Вымотка отдающая	17	17	0,7	0,8	46,12	53,04	230,61	345,92	ВА57-35		63	378	
13-15	Экструдер	19	19	0,75	0,9	42,77	49,18	213,83	320,75	ВА57-35		50	350	
16-18	Бронировочная машина	14	14	0,6	0,9	39,39	45,30	196,95	295,43	ВА57-35		50	300	
19-23	Установка мойки полителена	12	12	0,8	0,9	25,32	29,12	126,61	188,92	ВА57-35		31,5	189	
24, 25	Острильно- затяжной станок	19,25	19,25	0,65	0,8	56,24	64,68	281,22	421,84	ВА57-35		80	480	
26,27	Сварочная машина для проводов	8	8	0,3	0,8	50,64	58,24	151,93	227,90	ВА57-35		63	252	
28,29	Нагреватель воды	7	7	0,95	0,8	13,99	16,09	41,98	62,97	ВА57-35		20	80	
30,31	Машина контактной сварки ПВ=40%	60	18,97	0,5	0,8	72,05	82,86	216,16	324,25	ВА57-35		100	400	
32-34	Кран-балка ПВ=25%	10	5	0,5	0,8	18,99	19,84	94,96	142,44	ВА57-35		20	160	
35-38	Вентилятор	7	7	0,8	0,8	16,62	19,11	83,09	124,63	ВА57-35	250	20	140	
39	Кран-балка ПВ 40%	21	13,28	0,5	0,9	70,90	81,54	354,51	531,77	ВА57-35		100	600	

### Приложение 11.

№	Наименование ЭП	$I_{расч}, А$	Тип	$I_{н.расч}, А$	Марка кабеля, мм <sup>2</sup>	$I_{доп}, А$	$K_{прокл}$	$\frac{I_{расч}}{K_{прокл}}$	$\frac{K_{защ} \cdot I_{защ}}{K_{прокл}}$
1-4	Вымотка приемная	47,48	ВА57-35	63,00	АВВГ(4х25)	70	1	47,48	63,00
5, 6	Тянущие устройство	24,42	ВА57-35	31,50	АВВГ(4х8)	37	1	24,42	31,50
7, 8	Установка сушки полителена	185,85	ВА57-35	250,00	АВВГ 2(4х70)	280	1	185,85	250,00
9-12	Вымотка отдающая	46,12	ВА57-35	63,00	АВВГ(4х25)	70	1	46,12	63,00
13-15	Экструдер	42,77	ВА57-35	50,00	АВВГ(4х16)	55	1	42,77	50,00
16-18	Бронировочная машина	39,39	ВА57-35	50,00	АВВГ(4х16)	55	1	39,39	50,00
19-23	Установка мойки полителена	25,32	ВА57-35	31,50	АВВГ(4х8)	37	1	25,32	31,50
24, 25	Острильно- затяжной станок	56,24	ВА57-35	80,00	АВВГ(4х35)	85	1	56,24	80,00
26,27	Сварочная машина для проводов	50,64	ВА57-35	63,00	АВВГ(4х25)	70	1	50,64	63,00
28,29	Нагреватель воды	13,99	ВА57-35	20,00	АВВГ(4х4)	21	1	13,99	20,00
30,31	Машина контактной сварки ПВ=40%	72,05	ВА57-35	100,00	АВВГ(4х50)	120	1	72,05	100,00
32-34	Кран-балка ПВ=25%	18,99	ВА57-35	20,00	АВВГ(4х4)	21	1	18,99	20,00
35-38	Вентилятор	16,62	ВА57-35	20,00	АВВГ(4х4)	21	1	16,62	20,00
39	Кран-балка ПВ 40%	70,90	ВА57-35	100,00	АВВГ(4х50)	120	1	70,90	100,00

-	РУ-ПР1	214,77	BA57-35	250	АВВГ 2(4x50)	240	1	214,77	250,00
-	РУ-ПР2	223,42	BA57-39	250	АВВГ 2(4x50)	240	1	223,42	250,00
-	РУ-ПР3	487,91	BA57-39	630	АВВГ 3(4x95)	525	1	487,91	630,00
-	РУ-ПР4	155,83	BA57-35	200	АВВГ(4x95)	175	1	155,83	200,00

## Приложение 12

