

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Проектирование системы электроснабжения группы сталелитейных цехов автозавода»

Студент(ка)

Е.В. Мельникова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Г. Сорокин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Разработаны вопросы проектирования системы электроснабжения группы сталелитейных цехов автозавода.

Выбрано силовое оборудование и коммутационная аппаратура для высоковольтной и низковольтной сети. Рассчитаны токи короткого замыкания, и проверено выбранное оборудование на термическое и динамическое воздействие.

Пояснительная записка состоит из 63 страниц, 22 таблицы и 5 рисунков. Графическая часть выпускной квалификационной работы представлена на 6 листах формата А1.

Содержание

Введение

1. Краткая характеристика технологического процесса проектируемого объекта
2. Электроснабжение цеха
Расчет силовой и осветительной нагрузок цеха
Выбор напряжения силовой и осветительной сети
Выбор и обоснование схемы силовой сети
Выбор числа, мощности и места расположения цеховых трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности
Расчет распределительной сети, выбор и расчет защитных устройств на стороне низкого напряжения
Расчет освещения цеха. Светотехнический расчет освещения цеха: выбор освещенности, типа ламп и светильников; расчет осветительной сети цеха
Расчет токов К.З. в сети низкого напряжения и проверка выбранной аппаратуры на действие токов К.З
3. Выбор напряжения заводской распределительной сети
4. Расчет электрических нагрузок остальных цехов промпредприятия в целом
5. Определение числа, мощности и местоположения остальных цеховых подстанций с учетом мощности компенсирующих устройств и определение местоположения ГПП
6. Выбор и обоснование схемы внутривзаводской сети
7. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП
8. Расчет и выбор типов и мощностей компенсирующих устройств и обоснование их рационального распределения
9. Выбор схемы распределительного устройства ГПП, коммутирующей аппаратуры, трансформаторов тока, напряжения и собственных нужд
10. Расчет токов короткого замыкания

11. Расчет релейной защиты и автоматики систем электроснабжения
12. Проверка сечений проводов, кабелей, шин, изоляторов и коммутирующей аппаратуры на термическую и динамическую стойкость к токам К.З
13. Заключение
14. Литература

Введение

1 Краткая характеристика технологического процесса проектируемого объекта

Предприятие, электроснабжение которого проектируется, специализируется на производстве оборудования для энергетической промышленности. Основным видом продукции являются: мельницы для переработки (размола) угля и сланца, конвейеры для мельниц, используемых на ТЭЦ, а также турбины для малых и средних ГЭС. Данное оборудование поставляется, в том числе в страны ближнего и дальнего зарубежья.

Выпуск продукции достигается путем сложного взаимодействия всех цехов предприятия. Цеха 1,2,18 механические - выпускают мелкие и средние комплекты деталей турбин и мельниц сырьевой МС 3,3х12,5 и молотковой с динамическим сепаратором ММТ 2000/2590/750К, а также товары народного потребления.

Цеха 3,5 механосборочные - в них производят лопасти и кожухи для турбин, которые являются основными элементами выпускаемого оборудования, и собирают все составляющие в узлы. После испытания оборудования, производится его покраска, а затем осуществляется перевозка грузов и доставка изделий заказчикам. Цех 6 выполняет все виды сварочных работ, необходимых в процессе производства. Цех 7 - Энергоцех – комплекс, содержащий в своем составе след участка:

- а) Компрессорный участок производит сжатый воздух;
- б) Котельный участок производит горячую воду для отопления завода, а также пар для технологических нужд;
- в) Электроремонтный участок производит ремонт электрооборудования, монтаж электрической части станков, электропечей, а также ремонт электродвигателей.
- ж) Кислородный и углекислотный участок производят кислород и углекислый газ для технологических нужд производства.

Все основные производства цеха и обслуживающие их энергообъекты работают в 2 смены. Склады и заводоуправление работает в 1 смену. По степени надёжности и бесперебойности электроснабжения ЭП завода относятся ко 2 категории, кроме компрессорной, компрессорной и ЗРУ.

Категории производственных помещений по взрывной, взрывоопасной и пожарной опасностям и степени огнестойкости зданий:

Номер цеха на генплане	Наименование цеха	Категория производства по пожароопасности	Категория производства по взрывоопасности
1	Механический	-	ДЗ
2	Механический	-	ДЗ
3	механосборочный	-	ДЗ
5	механосборочный	-	ДЗ
6	Сварочный		
7	Энергоцех		
8	Заготовительный	П 2а	В2
9	Инструментальный	-	ДЗ
10	Мех. Рем.	-	ДЗ
11	компрессорная	П 1	В1а
12	Материальные склады	-	В2
18	Механический	-	ДЗ

2 Электроснабжение цеха

2.1 Расчет силовой и осветительной нагрузки цеха

Расчет силовых нагрузок цеха производится по методу коэффициента максимума.

Электроприемники разбиваются на две группы А и В имеющие различный режим работы. К группе А относятся электроприемники с переменным графиком нагрузки ($K_{и}=0,6$), а к группе В с относительно постоянным ($K_{и}>0,6$). Средние нагрузки i -той подгруппы (подгруппа формируется из одинаковых по назначению и электротехническим показателям электроприемников) за максимально нагруженную смену определяются по формулам:

$$P_{см.i} = K_{и} \cdot P_{ном.i} ,$$

где $K_{и}$ - коэффициент использования,

$P_{номj}$ – активная номинальная мощность электроприемников i -той подгруппы.

$$Q_{см.i} = tg\varphi \cdot P_{см.i} ,$$

где $tg\varphi$ - отношение реактивной мощности к активной.

Эффективное число электроприемников равно $n_э$, выражается формулой:

$$n_э = \sum_{i=1}^n \frac{P_{ном.мах}}{P_{ном.мах}} , \text{ при } m > 3, K_{и} \geq 0,2;$$

где m соответственно:

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

где $P_{ном\ мах}$ и $P_{ном\ мин}$ соответственно максимальная и минимальная мощности из номинальных мощностей электроприемников группы.

если $n < n_э$, то принимают $n = n_э$.

Затем используя полученные $K_{и}$ и $n_{э}$, по таблицам или графикам определяют коэффициент максимума и с его помощью находят максимальные нагрузки:

максимальная активная мощность:

$$P_{\max.} = K_{м} \cdot P_{см.};$$

максимальная реактивная мощность:

$$Q_{\max.} = K_{м} \cdot Q_{см.};$$

максимальная полная мощность:

$$S_{\max.} = \sqrt{P_{\max.}^2 + Q_{\max.}^2};$$

максимальный ток:

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3}U_{ном}}.$$

Расчет осветительной нагрузки цеха совмещен с общим расчетом освещения цеха.

Расчетные данные по силовой нагрузке цеха представлены в таблице 2.1.

2.2 Выбор напряжения силовой и осветительной сети

В цеховых осветительных сетях 0.4 кВ может быть применено как совместное питание, так и питание освещения от отдельного трансформатора (раздельное).

В последние годы для производственных предприятий стала применяться система 3^x фазного тока напряжением 660/380 В с заземленной нейтралью. Однако на данном предприятии электроприемники с напряжением питания 660 В не применяются, поэтому необходимости в такой системе нет.

В рассматриваемом цеху возможно применение электроприемников с напряжением питания 220 В, что требует использования 4^x проводной сети, в этом случае согласно ПУЭ (1.7.38) является обязательным применение глухо заземленной нейтрали.

Таким образом, выбираем совмещенное питание силовой и осветительной нагрузок от одного трансформатора. Значит, напряжение для силовой и осветительной сети выбираем 380/220 вольт.

2.3 Выбор и обоснование схемы силовой сети

Так как потребители электроэнергии располагаются в цехе равномерно и их мощности не сильно различаются, то в целях гибкости работы и уменьшения затрат применяем магистральную схему.

От цеховой подстанции поперек пролетов прокладывается магистральный шинопровод, к которому непосредственно подключаются электроприемники единичной мощности. Вдоль пролетов прокладываем распределительные шинопроводы, к которым подключаются электроприемники.

Присоединение ШРА к ШМА осуществляем через коммутационную аппаратуру.

Магистральные шинопроводы прокладываются выше кранов и крепятся к строительным конструкциям при помощи кронштейнов и подвесов. Высота прокладки ШРА 2,5 м. от уровня пола, они располагаются на колоннах цеха, т.е. в «мертвой зоне» кранов.

Для выполнения цеховой электрической сети применяется провод АПВ в стальных трубах и кабель АВВГ.

2.4 Выбор числа мощности и места расположения цеховых трансформаторных подстанций с учетом компенсирующих устройств

Выбираем оптимальное число цеховых трансформаторов $N_{\text{ОПТ}}$
Минимальное число цеховых трансформаторов $N_{\text{МИН}}$ – одинаковой мощности $S_{\text{НОМ.Т}}$, предназначенных для технологических связанных нагрузок, определяют по формуле

$$N_{\text{min}} = \frac{P_{\text{cp}}}{K_3 \cdot S_{\text{ном.т.}}} + \Delta N = \frac{304,51}{0,9 \cdot 630} + 0,46 = 1$$

Где P_{cp} - активная средняя мощность, технологически связанных нагрузок за наиболее загруженную смену.

K_3 – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора. Для цехов преобладающей нагрузкой 2 категории и наличии централизованного складского резерва трансформаторов $K_3 = 0,9 \div 0,95$.

ΔN - добавка до ближайшего целого числа [2].

Экономически оптимальное число трансформаторов:

$$N_{\text{опт}} = N_{\text{min}} + m = 1 + 0 = 1,$$

Где: m – дополнительно установленные трансформаторы по рис. 4,6 [2]
 $m=0$.

Выбираем мощность трансформатора по средней активной мощности за наиболее загруженную смену $P_{\text{СР.М}}$.

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq \frac{P_{\text{СР.М}}}{K_3 \cdot N_{\text{ОПТ}}} = \frac{304,51}{0,9 \cdot 1} = 338,34 \text{кВА}$$

Принимаем к установке один трансформатор ТМ-630/10 Δ/Y_0 -11 с номинальной мощностью $S_{\text{НОМ.Т}}=630\text{кВА}$.

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформатор в сеть с напряжением до 1кВ определяем по формуле

$$Q_{\text{МАХ}} = \sqrt{(N_{\text{ОПТ}} K_3 S_{\text{НОМТ}})^2 - P_{\text{СМ}}^2} = \sqrt{(1 \cdot 0,9 \cdot 630)^2 - 304,51^2} = 478,29 \text{квар}$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ составит:

$$Q_{HK1} = Q_{CM} - Q_{MAX} = 403,05 - 478,29 = -75,24 \text{ кВАр}$$

Выбираем мощность конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах. Дополнительная мощность Q_{HK2} НБК для трансформатора определяется по формуле:

$$Q_{HK2} = Q_{CFM} - Q_{HK1} - \gamma \cdot N_{OPT} S_{НОМТ} = 403,05 - (-75,24) - 0,72 \cdot 1 \cdot 630 = 37,29 \text{ квар}$$

Дополнительная мощность Q_{HK2} НБК не требуется.

Где γ - расчетный коэффициент зависящий от расчетных параметров K_{P1} и K_{P2} и схемы питания ЦТП.

Значения K_{P1} зависят от удельных приведенных затрат на НБК и потерь активной мощности:

$$K_{P1} = 19 \text{ по таблице 4.6 [2]}$$

$$K_{P2} = 2 \text{ по таблице 4.7 [2]}$$

$$\gamma = 0,72 \text{ по рисунку 4.9 [2]}$$

Правильное определение числа и мощности цеховых трансформаторов возможно только путем технико-экономических расчетов с учетом следующих факторов: категории надежности электроснабжения потребителей, компенсации реактивной мощности на напряжение до 1000В, перегрузочной способности трансформаторов в нормальном и аварийном режиме.

В данном случае ЭП второй категории, следовательно, следует применять однострансформаторные подстанции при условии резервирования по переключкам осуществляется по линиям низшего напряжения от соседних ТП или при наличии складского резерва трансформаторов.

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производится по удельной плотности нагрузки:

$$\sigma_H = \frac{S_P}{F} = \frac{505,15}{36 \times 66} = 0,2 \text{ кВА/м}^2$$

Где S_P - средняя нагрузка цеха,

$$S_P = \sqrt{P_{CP.M}^2 + Q_{CP.M}^2} = \sqrt{304,51^2 + 403,05^2} = 505,15 \text{ кВА}$$

F – Площадь цеха, м².

При плотности нагрузок до 0,2кВА/м и при напряжении 380В целесообразно применять трансформаторы мощностью до 1000кВА [2].

Определим действительный коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_3 \geq \frac{S_{CP.M}}{S_{НОМ.Т} \cdot N_{ОПТ}} = \frac{505,15}{630 \cdot 1} = 0,81$$

$S_{CP.M}$ - средняя полная нагрузка цеха за наиболее загруженную смену с учетом компенсации реактивной мощности.

$$S_{CP.M} = \sqrt{P_{CP.M}^2 + (Q_{CP.M} - Q_{KV})^2} = \sqrt{304,51^2 + (403,05 - 0)^2} = 505,15 \text{ кВА}$$

Выбираем КТП – 630 с трансформатором ТМ – 630/10 Δ /Y₀-11 по [4].

При выборе места размещения КТП руководствуемся месторасположением центра электрических нагрузок, координаты которого находятся по формуле

$$X_s = \frac{\sum_{i=1}^n S_i X_i}{\sum_{i=1}^n S_i} = 35 \text{ см} \qquad Y_s = \frac{\sum_{i=1}^n S_i Y_i}{\sum_{i=1}^n S_i} = 21 \text{ см}$$

Координаты центра электрических нагрузок совпали с местом расположения станка №47 . Поэтому сдвигаем КТП на свободную территорию в сторону источника питания и размещаем между колонн в мертвой зоне мостовых кранов.

2.5 Расчет распределительной сети. Выбор и расчет защитных устройств на стороне низкого напряжения

Расчет распределительной сети сводится к выбору стандартных сечений проводников по техническим и экономическим соображениям. Исходными данными для расчета служат определенные ранее нагрузки и схема силовой сети.

Сечение проводов выбираем по нагреву расчетным током:

$$I_P \leq I_{дл.доп}$$

где $I_{дл.доп}$ - длительно допустимый ток провода определяем по таблице 1.3.5 [1] его величина зависит от материала, способа изоляции, условия прокладки и других факторов.

Число часов использования максимума нагрузок для цеховых распределительных сетей – обычно невелико (<4000 – 5000ч), что согласно [1] освобождает от необходимости их проверки по экономической плотности тока. Кроме того, цеховые распределительные сети не проверяются на термическую стойкость к току короткого замыкания так как они являются концевыми участками СЭС и в соответствии с принципами обеспечения селективности выдержка времени МТЗ не будет превышать 1с.

Выбранное сечение должно соответствовать параметрам защитной аппаратуры на данном участке сети. Для примера выберем сечение провода к ЭП №1 (калорифер) с $P_{ном}=7,2кВт$, $\cos\varphi=0,9$, длина провода от ШРА 4 до ЭП 24 метра.

Расчетный ток в проводе питающим ЭП №1 составит

$$I_P = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos \varphi} = \frac{7.2}{\sqrt{3} \cdot 0.38 \cdot 0.9} = 12.2 \text{ А}$$

По полученному току выбираем сечение 3-х жильного провода АПВ питающего ЭП №1 по таблице 1.3.5 [1], $S_P=4мм^2$, с $I_{дл.доп.}=28А$.

По нагреву длительно расчетным током:

$$I_P \leq I_{дл.доп} \Rightarrow 12,4 < 28$$

Выбираем автомат с $I_{НОМ.РАСЦ}=16А$, $I_{У.Т.Р}=1,25 * I_{НОМ.РАСЦ}=1,25*16=20А$, $I_{У.Э.Р.}=10 * I_{НОМ.РАСЦ}=10*16=160А$. Тип защитного аппарата ВА51Г-25

По условию соответствия жил провода выбранному защитному устройству: $I_{У.Т.Р} \geq I_3 * K_3 \Rightarrow 20 > 12.7 * 1.25 \Rightarrow 20 > 15.9$

Где K_3 – коэффициент защиты представляющий собой отношение длительно допустимого тока для жил провода к параметру защитного устройства,

I_3 – параметр защитного устройства.

$K_3=20/16=1,25$ – условие выполняется.

Номинальный ток расцепления автоматического выключателя, должен быть не менее наибольшего расчетного тока нагрузки длительно протекающему по защитному элементу:

$$I_{НОМ.РАСЦ} \geq I_P = 20 > 12.7$$

Номинальный ток, защищающий от перегрузки теплового расцепителя автоматического выключателя, выбирается только по длительному расчетному току линии: $I_{У.Т.Р} \leq I_{ДЛ.ДОП} \Rightarrow 20 < 28$

Так как условие выполняется, поэтому принимаем провод АПВ с $S=4\text{мм}^2$ и $I_{ДЛ.ДОП}=28\text{А}$.

При допустимых кратковременных перегрузках защищаемого элемента автоматический выключатель не должен срабатывать; это достигается выбором уставки мгновенного срабатывания электромагнитного расцепителя по условию: $I_{Э.М.Р.} \geq (1,25 \div 1,3) \cdot i_{ПУСК} \Rightarrow 160 \geq 1,3 \cdot 12,7 = 16,51\text{А}$

Где $i_{ПУСК}$ - пусковой ток.

Комплектные шинопроводы типа ШМА для главных магистралей выбирают по расчетному току силового трансформатора к которому подключена магистраль:

$$I_P = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 957,2\text{А}$$

Принимаем к установке комплектный шинопровод ШМА для сетей с глухозаземленной нейтралью напряжением до 660В и частотой 50-60 Гц типа ШМА – 73У3 с $I_{НОМ}=1600\text{А}$ [2,4].

Распределительные шинопроводы типа ШРА выбирают по расчетному току по условию:

$$I_P \leq I_{НОМ}$$

$$\text{ШРА1: } I_P = 226.83\text{А}$$

$$\text{ШРА4: } I_P = 159.73\text{А}$$

$$\text{ШРА2: } I_P = 125.16\text{А}$$

$$\text{ШРА5: } I_P = 167.26\text{А}$$

$$\text{ШРА3: } I_P = 90.69\text{А}$$

$$\text{ШРА6: } I_P = 145.62\text{А}$$

Расчетные токи не превышают значения 250А поэтому принимаем к установке комплектные распределительные шинопроводы для сетей с глухозаземленной нейтралью напряжением 380/220В и частотой 50-60Гц типа ШРА - 73УЗ с $I_{НОМ}=250А$ [2,4].

Принимаем к установке 2 силовых пункта:

- 1) СП 62 - 5/1 с $I_{НОМ}=400А$ с числом отходящих линий 8 (номинальные токи предохранителей 8*60А)

$$I_P = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_H} = \frac{18}{\sqrt{3} \cdot 0.6 \cdot 0.38} = 45.6А$$

- 2) СП 62 – 7/1 с $I_{НОМ}=175А$ с числом отходящих линий 8 (номинальные токи предохранителей 5*100А)

$$I_P = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_H} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 0.6 \cdot 0.38} = 99.8А$$

$$I_P \leq I_{Н.П.В} \Rightarrow 99,8 \leq 100$$

Где $I_{Н.П.В}$ - номинальный ток предохранителя на отходящих линиях.

Для остальных электроприемников расчет ведется аналогично по программе «PROWOD – 2».

2.6 Расчет освещения цеха. Выбор освещенности, типа ламп и светильников. Расчет осветительной сети

Расчет общего освещения цеха состоит из светотехнической и электротехнической частей.

Для общего освещения в зависимости от характера среды и других условий могут применяться лампы накаливания, ртутные лампы высокого давления (ДРЛ) и люминесцентные лампы.

Цех обычно освещается равномерно размещенными светильниками. Размещение светильников производится чаще всего по углам квадрата, прямоугольника или в шахматном порядке. При этом необходимо найти наиболее выгодное расстояние между ними, при котором для заданных

освещенностей потребляется наименьшее количество электроэнергии. Частое расположение светильников требует применения ламп малой мощности с невысокой светоотдачей, что приводит к повышенному расходу электроэнергии и излишним капитальным вложениям на светильники и монтаж электросети. Кроме того, редкое расположение светильников с лампами относительно большой мощности приводит к неравномерной освещенности.

Оптимальное расстояние между ними определяется при помощи так называемого относительного расстояния, которое представляет собой отношение абсолютной величины расстояния между светильниками L к высоте подвеса над рабочей поверхностью H_p .

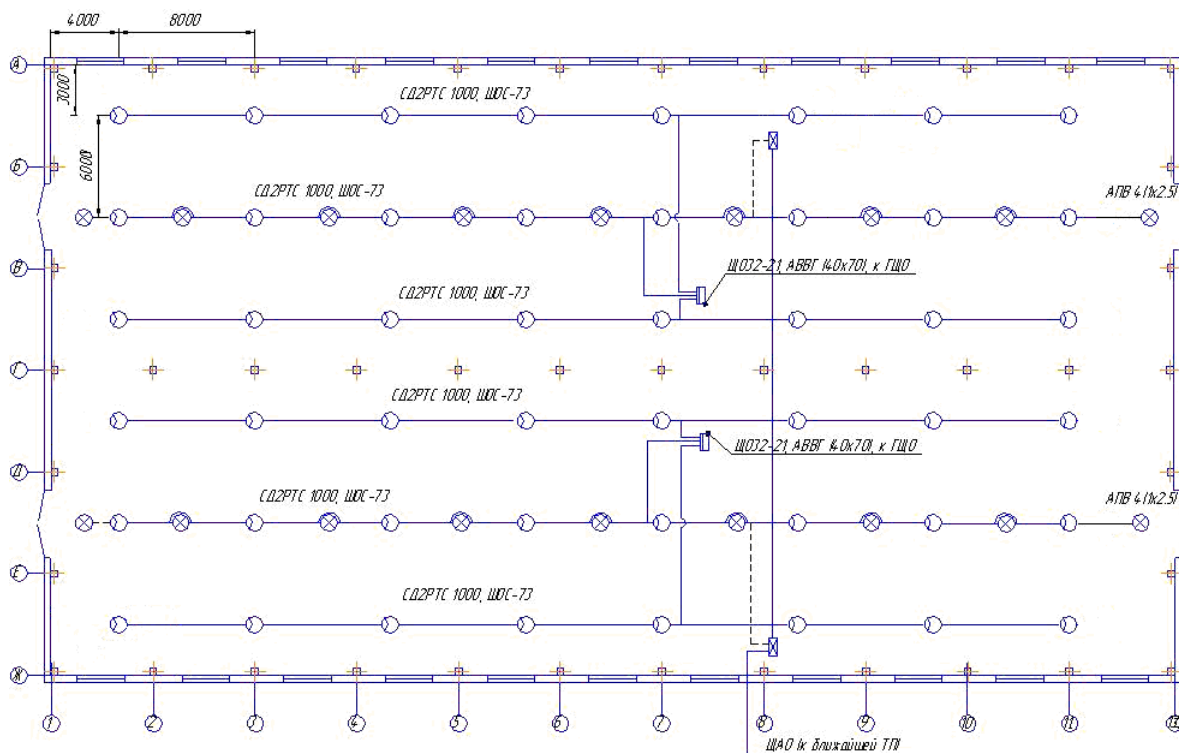


Рисунок 2.1 - Расположение осветительных приборов

Выполним освещение цеха лампами ДРЛ в светильниках РСПО5/ГОЗ.

Определим расчетную высоту по формуле:

$$h = H - h_p - h_c = 10 - 0.8 - 1.2 = 8 \text{ м}$$

где $H = 10$ м- высота помещения,

$h_p = 0.8$ м- высота расчетной поверхности над полом,

$h_c = 1,2$ м- расстояние светильника от перекрытия.

Для принятого светильника, имеющего глубокую кривую силы света (буква Г в обозначении светильника), находим по таблице значение

$$\lambda_{\text{Г}} = L_a/h = 1, \text{ следовательно } L_a = \lambda_{\text{Г}} * h = 1 * 8 = 8 \text{ м.}$$

При $L_a = 8$ в ряду можно разместить восемь светильников, тогда $2l = 72/8 = 4,5$ м; $l = 4,5$ м.

Принимаем число рядов равное шести, тогда $L_B = 6$ м;

$$L_a/L_B = 8/6 = 1.33 < 1.5.$$

Число светильников в цехе $N = 48$. Размещение светильников представлено на рисунке выше.

После выбора светильников и решения вопроса их размещения ставится задача определения мощности ламп. Рассчитаем методом коэффициента использования.

По таблице принимаем $\rho_{\text{П}} = 0,7$; $\rho_{\text{ст}} = 0,5$; $\rho_{\text{р}} = 0,1$.

Индекс помещения составит

$$i = \frac{L_y B_y}{h(L_y + B_y)} = \frac{72 * 36}{8(72 + 36)} = 3$$

Из таблицы определяем $\square = 0.78$

Определим световой поток ламп в каждом светильнике, необходимый для создания минимальной освещенности:

$$\Phi = \frac{E_H K_{\text{зан}} Fz}{N\eta} = \frac{300 \cdot 1.5 \cdot 72 \cdot 36 \cdot 1,15}{54 \cdot 0,78} = 31846,15 \text{ лм}$$

По таблице подбираем лампу типа ДРЛ (С 35ДРЛ-700) мощностью 700 Вт со световым потоком $\Phi_{\text{ном}} = 35000$ лм, выполненных в светильниках РСП 05. Отклонение $\Phi = -9,1\%$ соответствует интервалу $-10\% > \Phi < +20\%$.

Эвакуационное освещение необходимо для создания условий безопасного выхода людей при отключении рабочего освещения. Выполняется лампами накаливания в светильниках ППД-500.

Эвакуационное освещение рассчитывается точечным методом.

Для освещения проходов:

$$\Phi = \frac{1000 Ek}{\mu \Sigma e},$$

где E- требуемая освещенность;

k- коэффициент запаса;

μ - коэффициент дополнительной освещенности;

$$\Phi = \frac{1000 \cdot 0,5 \cdot 1,3}{1,1 \cdot 0,7} = 844 \text{ лк.}$$

Для отдельных ламп в помещениях принимаем ППД-100:

$$\Phi = \frac{1000 \cdot 0,5 \cdot 1,3}{1,1 \cdot 1,2} = 544 \text{ лк.}$$

Над проходами принимаем лампы Г220-235-300, где P=300 Вт, в отдельных помещениях лампы Б220-235-60.

Для рабочего освещения выбираем кабель от ШМА до щитка освещения по длительно допустимому току, по формуле:

$$I_{p.o.} = \frac{P_{p.o.}}{\sqrt{3} \cdot U_{л.} \cdot \cos \varphi},$$

где $U_{л.}$ - номинальное линейное напряжение сети;

$P_{p.o.}$ - активная мощность, рассчитывается по формуле:

$$P_{p.o.} = P_{уст.} \cdot K_c \cdot K_{ПРА},$$

где $K_c=0,95$ – коэффициент спроса для производственных зданий, состоящих из отдельных пролетов;

$K_{ПРА}$ - коэффициент учитывающий потери мощности в ПРА;

$P_{уст.}$ - установленная мощность ламп.

$$P_{p.o.} = (0,7 \cdot 48) \cdot 0,95 \cdot 1,1 = 35,1 \text{ кВт},$$

$$I_{p.o.} = \frac{35,1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,6} = 188 \text{ А.}$$

Выбираем кабель АВВГ (4×70) мм² с I_д=140 А.

Для включения ламп в сеть ламп выбираем ШОС-73 на ток 100 А. Выбор провода для подвода питания, рассчитывает по длительно допустимому току:

$$I = \frac{13.17 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,6} = 58 \text{ А.}$$

Выбираем провод АПВ 4 (1×10) мм² при I_д=60 А.

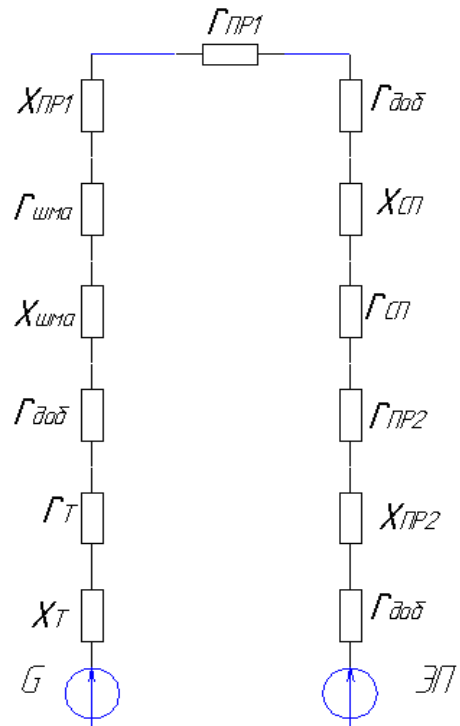
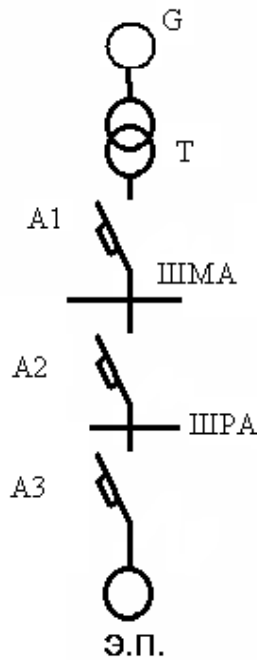
Принимаем осветительный щиток ЩО32-21, с вводным автоматом Ф3114/7 на ток 100 А., и с групповыми автоматами А3114 на ток 60 А., т.к. второй пролет, аналогичен первому то в нем принимаются такие же аппараты.

Аварийное освещение выполняем проводом АПВ, который выбираем по условию механической прочности. Принимаем АПВ 4 (1×2,5) мм².

Схема осветительной сети представлена на рисунке выше.

2.7 Расчет токов короткого замыкания в сети низкого напряжения и проверка выбранной аппаратуры на действии токов К.З

При расчетах токов короткого замыкания в установках напряжением до 1кВ даже небольшое сопротивление оказывает существенное влияние на ток КЗ. Поэтому в расчетах учитывают все сопротивления короткозамкнутой цепи как активные, так и индуктивные. Кроме того, учитывают активные сопротивления всех переходных контактов этой цепи. При отсутствии достоверных данных и их переходных сопротивлениях при расчетах токов КЗ рекомендуется включать активные добавочные сопротивления 15-30мОм. По расчетной схеме составляется схема замещения рисунок 2.7.1.



Сопротивление трансформатора:

$S_{НОМ}=630\text{кВ}\cdot\text{А}$, $r_T=3.1\text{МОм}$, $x_T=13.6\text{МОм}$ по табл.2.50 [9].

Сопротивление ШМА:

$I_{НОМ}=1600\text{А}$, $l_p=24\text{м}$, $r_{уд}=0.03\text{МОм/м}$, $x_{уд}=0.022\text{МОм/м}$ по табл. 2.52[9].

$$r_{ШМА}=r_{уд} \cdot l_p=0.031 \cdot 24=0.74\text{МОм}$$

$$x_{ШМА}=x_{уд} \cdot l_p=0.022 \cdot 24=0.53\text{МОм}$$

Сопротивление провода:

АПВ-3(1*95)+1(1*70) от ШМА к ШРА. $l_p=8\text{м}$

$r_{уд}=0.329\text{МОм/м}$, $x_{уд}=0.081\text{МОм/м}$ по табл. 2.53 [9].

$$r_{ПР1}=r_{уд} \cdot l_p=0.329 \cdot 8=2.6\text{МОм}$$

$$x_{ПР1}=x_{уд} \cdot l_p=0.081 \cdot 8=0.7\text{МОм}$$

Сопротивление ШРА:

$I_{НОМ}=250\text{А}$, $l_p=27\text{м}$, $r_{уд}=0.21\text{МОм/м}$, $x_{уд}=0.21\text{МОм/м}$ по табл. 2.52[9].

$$r_{ШРА}=r_{уд} \cdot l_p=0.21 \cdot 27=5.7\text{МОм}$$

$$x_{ШРА}=x_{уд} \cdot l_p=0.21 \cdot 27=5.7\text{МОм}$$

Сопротивление провода:

АПВ-3(1*4)+1(1*2,5) от ШРА до ЭП№1, $l_p=11\text{м}$

$r_{уд} = 0,329 \text{ МОм/м}$, $x_{уд} = 0,081 \text{ МОм/м}$ по табл. 2.53 [9].

$$r_{ПР2} = r_{уд} \cdot l_p = 7,8 \cdot 11 = 85,91 \text{ МОм}$$

$$x_{ПР2} = x_{уд} \cdot l_p = 0,107 \cdot 11 = 1,2 \text{ МОм}$$

Рассчитаем токи трехфазного короткого замыкания.

Точка К1

Определим Суммарное сопротивление элементов цепи до точки К1:

$$r_{\Sigma} = r_T + r_{доб} = 3,1 + 15 = 18,1 \text{ МОм}$$

$$x_{\Sigma K1} = x_T = 13,6 \text{ МОм}$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{18,1^2 + 13,6^2}} = 9,7 \text{ кА}$$

$$i_{y\phi} = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K3} = \sqrt{2} \cdot 1,2 \cdot 9,7 = 17,8 \text{ кА}$$

Точка К2

Определим Суммарное сопротивление элементов цепи до точки К2:

$$r_{\Sigma K2} = r_{\Sigma K1} + r_{ШМА} + r_{ПР1} + r_{доб} = 18,1 + 0,74 + 2,6 + 20 = 41,9 \text{ Ом}$$

$$x_{\Sigma K2} = x_{\Sigma K1} + x_{ШМА} + x_{ПР1} = 13,6 + 0,53 + 0,7 = 14,6 \text{ МОм}$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma K2}^2 + r_{\Sigma K2}^2}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{41,9^2 + 14,6^2}} = 4,6 \text{ кА}$$

$$i_{y\phi} = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K3} = \sqrt{2} \cdot 1,2 \cdot 4,6 = 8,5 \text{ кА}$$

Точка К3

Определим Суммарное сопротивление элементов цепи до точки К3:

$$r_{\Sigma K3} = r_{\Sigma K2} + r_{ШРА} + r_{ПР2} + r_{доб} = 45,3 + 3,8 + 85,9 + 25 = 160 \text{ МОм}$$

$$x_{\Sigma K3} = x_{\Sigma K2} + x_{ШРА} + x_{ПР2} = 16 + 3,8 + 1,2 = 21 \text{ МОм}$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma K3}^2 + r_{\Sigma K3}^2}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{160^2 + 21^2}} = 2,4 \text{ кА}$$

$$i_{y\phi} = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K3} = \sqrt{2} \cdot 1,2 \cdot 2,4 = 4,4 \text{ кА}$$

Рассчитаем токи однофазного короткого замыкания:

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_{\text{ф.ном.}}}{Z_{\Pi} + \frac{Z_T}{3}} = \frac{220}{336 + 128/3} = 0,6 \text{ кА}$$

Где Z_{Π} - сопротивление петли фаза-ноль всех элементов цепи мОм/м,

Z_T - 128мОм для трансформатора с $S_{\text{ном}}=630\text{кВА}$ по табл. 2.50 [9].

$$Z_{\Pi} = Z_{\Pi.ШМА} * l_{P.ШМА} + Z_{\Pi.ПП1} * l_{PP1} + Z_{\Pi.ШРА} * l_{P.ШРА} + Z_{\Pi.ПП2} * l_{P.ПП2} =$$

$$= 0,123 * 40 + 0,92 * 8 + 0,59 * 18 + 24,1 * 11 = 336 \text{ мОм}$$

Для проверки коммутационно-защитной аппаратуры на устойчивость к действию токов короткого замыкания рассчитывается ток трехфазного короткого замыкания непосредственно за аппаратом. Для проверки надежности срабатывания защитной аппаратуры определяем ток однофазного короткого замыкания в конце защищаемого участка. Проверка коммутационной аппаратуры на устойчивость к токам короткого замыкания производится сравнением полученных значений токов короткого замыкания с каталожными данными таблице 2.7.1. Условие динамической стойкости автоматов к току короткого замыкания:

№ точки КЗ	$I_{K3}^{(3)}$, кА	$I_{уд}$, кА	Тип аппарата	I_n по каталогу, кА
1	9,7	17,8	ВА51Г-25	20
2	4,6	8,5	ВА51Г-25	10
3	2,4	4,4	ВА51Г-25	10

Выключатели подходят по условию динамической стойкости. Проверка выключателей показывает, что установка расцепителей вышестоящих ступеней больше чем в 1.5 раза превышают уставки расцепителей нижестоящих ступеней. Проверка коммутационной защитной аппаратуры на устойчивость к токам короткого замыкания проводится сравнением полученных значений

токов трехфазных коротких замыканий непосредственно за аппаратом с каталожными данными.

Проверим выключатель ВА51-21 к ЭП №1.

Предельная коммутационная способность выключателя ВА51-25

$$I_{КАТ} = 10кА > I_{КЗ}^{(3)} = 4,4кА$$

Условие выполняется. Для проверки соответствия тока уставки расцепителя кратности однофазного тока короткого замыкания. Минимальный ток короткого замыкания (однофазный) в самой удаленной точке защищаемой линии должен быть больше наименьшего тока расцепителя:

$$I_{КЗ}^{(3)} \geq I_{НОМ.РАСЦ.} \Rightarrow 0,6кА > 0,15кА$$

3 Выбор напряжения заводской распределительной сети

Для небольших и средних по мощности предприятий широкое распространение получило напряжение 10 кВ, за счет выпуска силовых трансформаторов с минимальной мощностью 2500 кВА.

Более высоко номинальное напряжение и отсутствие промежуточных трансформаций значительно сокращает потери электроэнергии в системе электроснабжения.

Напряжение 35 кВ применять нецелесообразно для предприятий большой и средней мощности, так как возникает необходимость в более высоких напряжениях. В качестве низкого напряжения возможно напряжение 20 кВ, 10 кВ или 6 кВ.

При напряжении 20 кВ снижаются потери электроэнергии, но его применение сдерживается отсутствием электрооборудования.

Напряжение 10 кВ является более экономичным по сравнению с напряжением 6 кВ и оно широко используется на промышленных предприятиях.

Исходя из этого, принимаю в качестве основного высокого напряжения напряжение 110 кВ, а в качестве низкого – напряжение 10 кВ [13,с131].

4 Расчет электрических нагрузок остальных цехов промышленного предприятия в целом

Определение электрических нагрузок является важным этапом проектирования. По полученному значению ожидаемых электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы. Правильная оценка нагрузок ведет к уменьшению капитальных затрат, эксплуатационных расходов, к повышению надежности работы электрооборудования [2].

Электроприемники каждого цеха подразделим на группы А и Б и определим активную $P_{CP \text{ MAX}}$ и реактивную $Q_{CP \text{ MAX}}$ среднемаксимальные мощности.

Расчет ведем аналогично расчету электрических нагрузок п. 2.1., для каждого цеха. Расчет сводим в таблицу 4.1.

Таблица 4.1

№ цеха	Группа	Наименование ЭП	$P_{уст}$ кВт	$\cos\varphi / \text{tg}\varphi$	$K_{и}$	P_{CP} кВт	Q_{CP} квар	Кол-во
1	А	Станки	1989	0,65/1,17	0,12	238,68	279,26	103
		Краны	142	0,65/1,17	0,17	24,14	28,26	6
	Б	Вентиляторы	339	0,8/0,75	0,65	220,35	165,26	34
		Калориферы	140	0,9/0,48	0,68	95,2	45,69	7
		Свар. аппарат.	124	0,9/0,43	0,7	86,8	37,24	24
		Свет. нагр.	94	0,65/1,17	0,95	89,3	104,48	1
	Заводоуправление						37,3	18,7
Столовая						180	175	
ИТОГО по цеху						971,77	853,89	
2	А	Станки	1018	0,65/1,17	0,12	122,16	142,93	70
		Краны	703	0,65/1,17	0,17	119,51	139,83	6
		Вентиляторы	452	0,8/0,75	0,65	293,8	220,35	16

	Б	Калориферы	120	0,9/0,48	0,68	81,6	39,17	8
		Свар. аппарат.	78	0,9/0,43	0,7	54,6	23,48	13
		Свет. нагр.	213	0,65/1,17	0,95	202,35	236,75	1
ИТОГО по цеху						874,02	802,51	

№ цеха	Группа	Наименование ЭП	P _{уст} кВт	cosφ / tgφ	K _и	P _{ср} кВт	Q _{ср} квар	Кол- во	
3	А	Станки	2798	0,6/1,33	0,14	391,72	520,99	75	
		Краны	669	0,65/1,17	0,17	113,73	133,06	6	
	Б	Вентиляторы	1013	0,8/0,75	0,65	658,45	493,84	6	
		Калориферы	164	0,9/0,48	0,68	111,52	53,53	4	
		Свар. аппарат.	3211	0,9/0,43	0,7	2247,7	966,51	15	
		Свет. нагр.	317	0,65/1,17	0,95	301,15	352,35	1	
	ИТОГО по цеху						3824,27	2520,28	

№ цеха	Группа	Наименование ЭП	P _{уст} кВт	cosφ / tgφ	K _и	P _{ср} кВт	Q _{ср} квар	Кол- во
18	А	Станки (по табл. №)	-	-	-	209,06	327,2	66
		Краны	81,2	0,65/1,17	0,17	13,81	16,15	4
	Б	Вентиляторы	43,2	0,8/0,75	0,65	28,08	13,48	8
		Калориферы	57,6	0,9/0,48	0,68	39,17	29,38	8
		Свар. аппарат.	-	-	-	-	-	-
		Свет. нагр.	35,1	/1,17	0,95	33,35	39	1
ИТОГО по цеху						323,47	425,21	

№ цеха	Группа	Наименование ЭП	P _{уст} кВт	cosφ / tgφ	K _и	P _{ср} кВт	Q _{ср} квар	Кол- во
5	А	Станки	2731	0,65/1,17	0,12	327,72	383,43	70
		Краны	510	0,65/1,17	0,17	86,7	101,44	6

	Б	Вентиляторы	161	0,8/0,75	0,65	104,65	78,49	16	
		Калориферы	120	0,9/0,48	0,68	81,6	39,17	8	
		Свар. аппарат.	773	0,9/0,43	0,7	541,1	232,67	13	
		Свет. нагр.	90	0,65/1,17	0,95	85,5	100,04	1	
ИТОГО по цеху						1227,27	935,24		
№ цеха	Группа	Наименование ЭП	$P_{уст}$ кВт	$\cos\varphi$ / $\operatorname{tg}\varphi$	$K_{и}$	$P_{ср}$ кВт	$Q_{ср}$ квар	Кол- во	
6	А	Станки	886	0,65/1,17	0,12	106,32	124,39	70	
		Краны	1407	0,65/1,17	0,17	239,19	279,85	6	
	Б	Вентиляторы	1500	0,8/0,75	0,65	975	731,25	16	
		Калориферы	120	0,9/0,48	0,68	81,6	39,17	8	
		Свар. аппарат.	3820	0,9/0,43	0,7	2674	1149,82	13	
		Свет. нагр.	323	0,65/1,17	0,95	85,5	100,04	1	
	ИТОГО по цеху						4161,61	2424,52	
	№ цеха	Группа	Наименование ЭП	$P_{уст}$ кВт	$\cos\varphi$ / $\operatorname{tg}\varphi$	$K_{и}$	$P_{ср}$ кВт	$Q_{ср}$ квар	Кол- во
7	А	Станки	5597	0,6/1,33	0,14	783,58	1042,16	178	
		Краны	56	0,65/1,17	0,17	9,52	11,14	10	
	Б	Вентиляторы	468	0,8//0,75	0,65	304,2	228,15	41	
		Калориферы	360	0,9/0,48	0,68	244,8	117,51	6	
		Свар. аппарат.	1979	0,9/0,43	0,7	1385,3	595,68	18	
		Свет. нагр.	180	0,65/1,17	0,95	171	200,07	1	
	ИТОГО по цеху						2898,4	2194,71	
	№ цеха	Группа	Наименование ЭП	$P_{уст}$ кВт	$\cos\varphi$ / $\operatorname{tg}\varphi$	$K_{и}$	$P_{ср}$ кВт	$Q_{ср}$ квар	Кол- во
8		Станки	615	0,6/1,33	1,33	817,95	1087,87	32	

	А	Краны	84	0,65/1,17	1,17	98,28	114,99	4	
	Б	Вентиляторы	102	0,8//0,75	0,75	76,5	57,38	16	
		Калориферы	60	0,9/0,48	0,48	28,8	13,82	8	
		Свар. аппарат.	25	0,9/0,43	0,7	17,5	7,53	5	
		Свет. нагр.	39,7	0,65/1,17	1,17	46,45	54,35	1	
ИТОГО по цеху						1085,48	1335,94		
№ цеха	Группа	Наименование ЭП	$P_{уст}$ кВт	$\cos\varphi$ / $\operatorname{tg}\varphi$	$K_{и}$	$P_{ср}$ кВт	$Q_{ср}$ квар	Кол- во	
9	А	Станки	6924	0,6/1,33	0,14	969,36	1289,25	178	
		Краны	425	0,65/1,17	0,17	72,25	84,54	10	
	Б	Вентиляторы	388	0,8//0,75	0,65	252,2	189,15	41	
		Калориферы	360	0,9/0,48	0,68	244,8	117,51	6	
		Свар. аппарат.	1056	0,9/0,43	0,7	739,2	317,86	18	
		Свет. нагр.	102	0,65/1,17	0,95	96,9	113,37	1	
	ИТОГО по цеху						2374,71	2111,68	
	№ цеха	Группа	Наименование ЭП	$P_{уст}$ кВт	$\cos\varphi$ / $\operatorname{tg}\varphi$	$K_{и}$	$P_{ср}$ кВт	$Q_{ср}$ квар	Кол- во
10	А	Станки	687	0,6/1,33	0,14	96,18	127,92	18	
		Краны	279	0,65/1,17	0,17	47,43	55,49	2	
	Б	Вентиляторы	64	0,8//0,75	0,65	41,6	31,2	6	
		Калориферы	80	0,9/0,48	0,68	54,4	26,11	4	
		Свар. аппарат.	16	0,9/0,43	0,7	11,2	4,82	2	
		Свет. нагр.	54	0,65/1,17	0,95	51,3	60,02	1	
	ИТОГО по цеху						302,11	305,56	
	№ цеха	Группа	Наименование ЭП	$P_{уст}$ кВт	$\cos\varphi$ / $\operatorname{tg}\varphi$	$K_{и}$	$P_{ср}$ кВт	$Q_{ср}$ квар	Кол- во

11	А	Станки	726	0,6/1,33	0,14	10,64	135	81
		Краны	120	0,65/1,17	0,17	20,4	23,87	4
	Б	Вентиляторы	86	0,8//0,75	0,65	55,9	41,93	10
		Калориферы	120	0,9/0,48	0,68	81,6	39,17	8
		Свар. аппарат.	200	0,9/0,43	0,7	140	60,2	12
		Свет. нагр.	54	0,65/1,17	0,95	51,3	60,02	1
	ИТОГО по цеху						359,84	360,19
№ цеха	Группа	Наименование ЭП	$P_{уст}$ кВт	$\cos\varphi$ / $\operatorname{tg}\varphi$	$K_{и}$	$P_{ср}$ кВт	$Q_{ср}$ квар	Кол- во
12	А	Станки	627	0,6/1,33	0,14	87,78	116,75	69
		Краны	186	0,65/1,17	0,17	31,62	36,99	5
	Б	Вентиляторы	68	0,8//0,75	0,65	44,2	33,15	8
		Калориферы	100	0,9/0,48	0,68	68	32,64	6
		Свар. аппарат.	256	0,9/0,43	0,7	179,2	77,06	11
		Свет. нагр.	39	0,65/1,17	0,95	51,3	60,02	1
	ИТОГО по цеху						462,1	356,61
ИТОГО по предприятию						18880,89	14657,14	

5 Определение числа, мощности и место положения остальных цеховых подстанций, и определение местоположения ГПП

Правильное определение числа и мощности цеховых трансформаторов возможно только путем технико-экономических расчетов, с учетом следующих факторов категории надежности; компенсации реактивной мощности, перегрузочной способности трансформаторов, стандартных мощностей.

Однотрансформаторные ПС применяют в цехах с преобладанием нагрузок второй и третьей категории надежности. Двухтрансформаторные ПС применяют при преобладании потребителей первой категории или при наличии потребителей особой группы в компрессорных, в цехах с удельной плотностью нагрузок выше $0,5/0,7 \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$ [2,9].

В настоящее время цеховые ТП выполняются комплектными (КТП) и, если это, возможно, устанавливаются открыто.

Расчет ведем следующим образом:

1. Определяем удельную плотность нагрузки:

$$\delta = \frac{S_{CP.M}}{F} \quad (5.1)$$

Где $S_{CP.M}$ – расчетная нагрузка цеха

F – площадь цеха, м^2 .

2. Определяем минимальное количество трансформаторов:

$$N_{MIN} = \frac{P_{CP.M}}{K_3 \cdot S_{НОМ.Т}} + \Delta N \quad (5.2)$$

Где: $P_{CP.M}$ – активная средняя мощность, технологически связанных нагрузок на наиболее загруженную смену.

K_3 – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора. Для цехов с преобладающей нагрузкой 2 категории и наличии централизованного складского резерва трансформаторов $K_3=0,9 \div 0,95$

ΔN - добавка до ближайшего целого числа.

3. Определяем оптимальное число трансформаторов:

$$N_{\text{ОПТ}} = N_{\text{min}} + m = 1 + 0 = 1 \quad (5.3)$$

m - дополнительно установленные трансформаторы по рис. 4,6 [2] $m=0$

4. Выбираем номинальную мощность трансформатора:

$$S_{\text{НОМТ}} \geq \frac{P_{\text{СМ}}}{K_3 N_{\text{ОПТ}}} \quad (5.4)$$

5. Наибольшая реактивная мощность:

$$Q_{\text{МАХ}} = \sqrt{(N_{\text{ОПТ}} K_3 S_{\text{НОМТ}})^2 - P_{\text{СМ}}^2} \quad (5.5)$$

6. Суммарная мощность трансформаторных батарей на напряжение до

$$Q_{\text{НК1}} = Q_{\text{СМ}} - Q_{\text{МАХ}} \quad (5.6)$$

7. Дополнительная реактивная мощность:

$$Q_{\text{НК2}} = Q_{\text{СРМ}} - Q_{\text{НК1}} - \gamma \cdot N_{\text{ОПТ}} S_{\text{НОМТ}}$$

(5.7)

8. Мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{К.У}} = Q_{\text{НК1}} + Q_{\text{НК2}} \quad (5.8)$$

9. Расчетная мощность:

$$S_{\text{Ср.мах}} = \sqrt{P_{\text{Ср.мах}}^2 + (Q_{\text{Ср.мах}} - Q_{\text{Ку}})^2} \quad (5.9)$$

Все расчеты сводим в таблицу 5.1.

Таблицу 5.1.

№ Цех а	$P_{\text{СР.МАХ}}$ кВт	$Q_{\text{Ср max}}$ квар	F , M^2	δ_n	$S_{\text{НОМ.}}$ T кВ*А	$N_{\text{оп}}$ T	$S_{\text{НОМ.Т}}$ кВ*А	$Q_{\text{Ку}}$ квар	$S_{\text{Ср/мах}}$ кВ*А
1	971,77	853,89	1120 0	0,1 1	1600	1	1022,9 2	0	1293,6247 8
2	874,02	802,51	4500	0,2 6	1600	1	920,02	0	1186,5636 4
3	3824,2 7	2520,2 8	8200	0,5 4	2500	2	2012,7 7	216	4464,8345 3

18	323,47	425,21	2376	0,2 2	630	1	359,41	0	534,26246
5	1227,2 7	935,24	4500	0,3 4	1600	1	1291,8 6	0	1543,0053 5
6	4161,6 1	2424,5 2	1120 0	0,4 3	2500	2	2190,3 2	0	4816,3570 3
7	2898,4	2194,7 1	4500	0,6 8	1600	2	1525,4 7	120 0	3064,3385 2
8	1085,4 8	1335,9 4	5400	0,3 2	1000	2	571,31	0	1721,3374 2
9	2374,7 1	2111,6 8	5400	0,4 8	1600	2	1249,8 5	110 0	2581,2291 7
10	302,11	305,56	2700	0,3 2	1000	1	318,01	110 0	849,94433 1
11	359,84	360,19	2700	0,1 9	630	1	378,78	0	509,13815 6
12	462	356,61	2580	0,2 3	630	1	486,32	0	583,62204 6

Рассчитаем действительный коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{Sp}{N * S_{НОМ.Т}} \quad (5.10)$$

Активные и реактивные потери:

$$\Delta P_T = (\Delta P_{Х.Х.} + K_3^2 \cdot \Delta P_{КЗ}) \cdot N_{ОПТ} \quad (5.11)$$

где $\Delta P_{ХХ}$ – потери холостого хода,

K_3 – коэффициент загрузки,

$\Delta P_{КЗ}$ – потери короткого замыкания.

$$\Delta Q_T = (S_{НОМ.Т} \cdot \frac{I_H}{100} + K_3^2 \cdot S_{НОМ.Т} \cdot \frac{U_{К\%}}{1000}) \cdot N_{ОПТ} \quad (5.12)$$

где I_H – ток холостого хода,

$U_{к\%}$ - напряжение короткого замыкания.

$S_{НОМ.Т}$ – номинальная мощность трансформатора.

Расчетная полная мощность:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (5.13)$$

$$P_p = P_{CP.M} + \Delta P_T \quad (5.14)$$

$$Q_p = Q_{CP.M} + \Delta Q_T - Q_{КУ} \quad (5.15)$$

Где $Q_{КУ}$ – мощность компенсирующих устройств.

Типы установок для компенсации реактивной мощности по отдельным цеховым трансформаторным подстанциям приведены в таблице 5.2/

Таблица 5.2

№ Цеха	Тип КУ
3	УКМ 58-0,4-216УЗ
7,9,10	2*УКМ 58-0,4-600-54УЗ

Режим работы компенсирующих устройств потребителей задается энергоснабжающей организацией на основании баланса реактивной мощности в данном узле энергосистемы в различные часы суток и дни недели.

Наиболее простым является регулирование по времени. По заданной программе производится изменение мощности автоматически.

Конденсаторные установки могут устанавливаться как внутри, так и с наружи помещения. Подключаются непосредственно к ШМА через соответствующий коммутационный аппарат.

Таблица 5.3

№ Цеха	$S_{cp/ма}$ х кВ*А	$S_{НОМ.}$ т кВ* А	$N_{оп}$ т	Кз	ΔP_T	ΔQ_T	P_p	Q_p	S_p
1	1293,63	1600	1	0,81	15,12	26.57	986,89	880,46	1322,56
2	1186,56	1600	1	0,74	9.98	25.62	884	828,13	1211,30
3	4464,84	2500	2	0,89	46,43	71.78	3870,7	2376,0 6	4541,8
18	534,26	630	1	0,92	7.74	15.53	347,05	471,54	585,49
5	1543,01	1600	1	0,96	19.89	28.91	1247,1 6	964,15	1576,39
6	4816,36	2500	2	0,96	52.52	75.34	4214,1 3	2499,8 6	4899,82
7	3064,34	1600	2	0,96	39.78	57,82	2938,1 8	1052,5 3	3121,01
8	1721,34	1000	2	0,86	22.95	36.14	1108,4 3	1372,0 8	1763,87
9	2581,23	1600	2	0,81	30.22	53.15	2404,9 3	1064,8 3	2630,12
10	849,94	1000	1	0,85	11.26	17.97	313,37	323,53	450,41
11	509,14	630	1	0,81	6,3	14.87	366,14	375,06	524,15
12	583,62	630	1	0,93	7.88	15.6	469,88	372,21	599,44
ИТОГО по предприятию									

К настоящему времени имеется методика определения места расположения ГПП [2], согласно которой экономически целесообразно располагать ГПП в центре электрических нагрузок (ЦЭН).

Для активной и реактивной нагрузок возможен расчет отдельно, т.к. питание потребителей активной и реактивной энергии может осуществляться

от разных источников. В дипломе питание активной и реактивной энергии происходит от одного источника, поэтому ЦЭН определяем по полной нагрузке.

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n S_i x_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \quad Y = \frac{\sum_{i=1}^n S_i y_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \quad (5.18)$$

Где S_i – максимальная активная нагрузка

X_s, Y_s - координаты в м.

Формула (5.18) можно расписать через номинальные мощности цеховых трансформаторных подстанций S_{NOM} , количество трансформаторов на подстанции n и коэффициенту загрузки трансформаторов K_3 .

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n X_i \cdot n \cdot S_{NOMi} \cdot K_{3i}}{\sum_{i=1}^n S_{NOMi} \cdot K_{3i}} = 38 м;$$

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i \cdot n \cdot S_{NOMi} \cdot K_{3i}}{\sum_{i=1}^n S_{NOMi} \cdot K_{3i}} = 30 м;$$

Однако в нашем случае ЦЭН оказался на площади, занимаемой цехом №7. В этом случае пришлось разместить ГПП на свободной территории генерального плана объекта со смещением в сторону источника внешнего электроснабжения и с учетом «розы ветров».

6 Выбор и обоснование схемы внутриводской сети

Внутриводское распределение электроэнергии выполняют по магистральной, радиальной или смешанной схеме. Выбор схемы определяется категорией надёжности потребителей электроэнергии, территориальным размещением, особенностями режимов работы. [2]

Далее производим расчёт линий и сводим его в таблицу 6.1. В первой графе указываем № кабельной линии, во второй и третьей графах назначение КЛ, в четвёртой длина КЛ.

Для всех потребителей с целью обеспечения требуемой бесперебойности питания принимаем параллельно проложенные в траншее кабельные линии с расстоянием между ними 100 мм.

В пятой расчётный ток КЛ, который определяется по формуле, согласно алгоритму, который представлен в [2]:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (6.1)$$

S_p - расчётная мощность КЛ, кВт*А;

$U_{НОМ}$ - номинальное напряжение сети, кВ.

В шестой графе, аварийный ток который находится по формуле:

$$I_{AB} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (6.2)$$

$S_{НОМ.Т}$ - номинальная мощность трансформатора, кВт*А.

В седьмой графе, $K_{СП}$ - коэффициент учитывающий кол-во кабелей в траншее проложенных рядом находится по [1] табл. 1.3.26.

В восьмой графе - сечение, выбранное по экономической плотности тока находится по формуле в соответствии с [2].

$$S_{ЭК} = \frac{I_p}{j_{ЭК}} \quad (6.3)$$

Где I_p - расчётный ток в час максимума энергоснабжения, А;

- $j_{ЭК}$ – нормированное значение экономической плотности тока А/мм², находится по [1] табл. 1.3.36.

В девятой графе - допустимый ток кабельных линий определяется из соотношения:

$$I_{доп} \geq \frac{I_{AB}}{1,25 \cdot k_{СП}} \quad (6.4)$$

В десятой графе - сечение, кабеля которое выбирается по [1] табл. 1.3.16.

Марку кабеля выберем в соответствии с рекомендацией [1], типа ААШВУ с бумажной пропитанной изоляцией.

Термически стойкое сечение жилы кабеля

$$S_T = \frac{I_{ПС2}}{\sqrt{\frac{t_P}{K_T}}} = \frac{6310}{\sqrt{\frac{1,84}{95}}} = 90,9 \text{ мм}^2 \quad (6.5)$$

где $I_{ПС2}$ - установившееся значение тока КЗ, А;

t_P – приведенное время КЗ;

K_T – температурный коэффициент, учитывающий ограничение допустимой температуры нагрева жил кабеля, значение которого принимаем по [2] табл. 3.4.

За стандартное термически стойкое сечение принимается ближайшее меньшее стандартное сечение. Это обусловлено ошибкой в сторону завышения заложенной в метод расчета. Принимаем $S_T=70 \text{ мм}^2$.

В одиннадцатой графе окончательно выбираем сечение кабеля с учетом термической стойкости к токам короткого замыкания.

№	Откуда	Куда	L, км	I_p , А	I_{AB} , А	$K_{СП}$	$S_{ЭК}$, мм ²	$I_{доп}$, А	$S_{КАБ}$, мм ²	$S_{К.Ф}$ мм ²
1	ГПП	КТП2	0,26	94,1	131,7	0,75	67,2	140,5	70	70
2	КТП2	КТП1	0,27	57,7	80,8	1	41,2	64,6	16	70
3	ГПП	КТП12	0,4	115,5	161,7	0,75	82,5	172,5	95	95

4	КТП1	КТП3	0,1	57,7	80,8	1	41,2	64,6	16	70
5	ГПП	КТП4	0,22	130,5	182,7	0,75	93,2	195	95	95
6	КТП4	КТП5	0,28	72,8	101,9	0,75	52	108,7	35	70
7	КТП5	КТП7	0,16	36,4	51	1	26	40,8	16	70
8	ГПП	КТП4	0,22	80,8	113,1	0,75	57,7	120,6	50	70
9	КТП5	КТП8	0,44	23,1	32,1	1	16,5	25,7	16	70
10	ГПП	КТП12	0,13	221,1	309,5	0,75	158	330,1	240	240
11	КТП12	КТП10	0,31	128,8	180,3	0,75	92	192,3	95	95
12	КТП10	КТП6	0,16	36,4	51	1	26	40,8	16	70
13	ГПП	КТП13	0,21	184,8	258,7	0,8	132	276	150	150
14	КТП13	КТП11	0,36	92,4	129,4	1	66	103,5	35	70
15	ГПП	КТП9.	0,13	158,8	222,3	0,75	113,4	237,1	120	120
16	ГПП	КТП14.	0,13	158,8	222,3	0,75	113,4	237,1	120	120

7 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП

Среди многих задач, возникающих при проектировании системы электроснабжения промышленных предприятий, одной из главных является задача определения числа, мощности и местоположения трансформаторов главной понизительной подстанции (ГПП).

Выбираем число и мощность трансформаторов ГПП. Наиболее часто ГПП выполняют двухтрансформаторными. Применение однострансформаторных ГПП допустимо при наличии централизованного резерва установки более 2 трансформаторов требует обоснования или, если на предприятии необходимо выделить разнопеременные нагрузки. Поэтому применяют двухтрансформаторную ГПП. мощность трансформаторов выбираем на основании расчетной нагрузки.

$$P_p = 14919,7 \text{ кВт}, Q_p = 8428,9 \text{ квар.}$$

Оптимальная реактивная мощность:

$$Q_{\text{эп}} = a * P_p = 0,28 * 8428,9 = 2360 \text{ квар,} \quad (7.1)$$

где $a = 0,28$, согласно [2].

Полная расчетная мощность:

$$S_{P\Sigma} = \sqrt{P_P^2 + Q_{\Sigma 1}^2} = \sqrt{14919,7^2 + 2360^2} = 15105,2 \text{ кВА} \quad (7.2)$$

Номинальная мощность трансформатора:

$$S_{НОМ.Т} > \frac{S_{P\Sigma}}{N \cdot K_3} = \frac{15105,2}{2 \cdot 0,7} = 10790 \text{ кВА} \quad (7.3)$$

Принимаем 2-х трансформаторную ГПП, с трансформаторами типа ТДН-16000/110/10 паспортные данные $U_{ВН}=115\text{кВ}$, $U_{НН}=10,5\text{кВ}$, $P_{ХХ}=26\text{кВт}$, $P_{КЗ}=85\text{кВт}$, $U_{к}=10,5\%$, $I_{ХХ}=0,85\%$

Действительный коэффициент Загрузки трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_{P\Sigma}}{N \cdot S_H} = \frac{15105,2}{2 \cdot 16000} = 0,53 \quad (7.4)$$

Проверим трансформатор по допустимой перегрузке:

$$1,4 \cdot S_{НОМ.Т} \geq S_{P\Sigma} \Rightarrow 22400 \geq 15105,2 \quad (7.5)$$

8 Расчет и выбор типов и мощностей компенсирующих устройств и обоснование их рационального размещения

Компенсация реактивной мощности с одновременным улучшением качества электроэнергии непосредственно в сетях промышленных предприятий является одним из основных направлений сокращения потерь электроэнергии и повышения эффективности электроустановок предприятия. На начальных стадиях проектирования были определены наибольшие суммарные расчетные активные P_p и реактивные Q_p электрические нагрузки предприятия.

Наибольшая суммарная реактивная нагрузка предприятия Q_{M1} , принимаемая для определения мощности компенсирующих устройств, равна

$$Q_{M1} = k_{НС} Q_p \quad (8.1)$$

где $k_{НС}$ - коэффициент, учитывающий несовпадение по времени наибольших активной нагрузки энергосистемы и реактивной нагрузки промышленного предприятия. Значение коэффициента несовпадения для тяжелой промышленности $k_{нс} = 0,9$.

По входной реактивной мощности $Q_{Э1}$ определяют суммарную мощность компенсирующих устройств, а по значению $Q_{Э2}$ - регулируемую часть компенсирующих устройств. Суммарную мощность компенсирующей установки определяют по балансу реактивной мощности на границе электрического раздела предприятия и энергосистемы в период наибольшей активной нагрузки энергосистемы

$$Q_{К1} = Q_{М1} - Q_{Э1} \quad (8.2)$$

Согласно выше изложенного получаем:

$$Q_m = 0,9 \times 8428,9 = 7586 \text{ квар,}$$

$$Q_{К1} = 7586 - 2630 = 4956 \text{ квар.}$$

Устанавливаем две высоковольтные конденсаторные установки типа: УКЛ - 10,5 - 2700 УЗ общей мощностью 5400 квар.

9 Выбор схемы распределительного устройства ГПП

Распределительные устройства РУ электрических станций и подстанций выполняются внутренней и наружной установки и соответственно называются закрытыми распределительными устройствами ЗРУ, с расположением оборудования в зданиях и открытыми распределительными устройствами ОРУ с расположением всего или основного оборудования на открытом воздухе. ЗРУ применяются при напряжениях 3

- 20 кВ, а также в частных случаях 35 - 220 кВ при ограниченности площадей под РУ, в случае повышенной загрязненности атмосферы и при особо тяжелых климатических условиях. ОРУ применяется на напряжение 35

- 1150 кВ при нормальных атмосферных условиях и отсутствии агрессивной

окружающей среды.

РУ должны удовлетворять поставленным техническим требованиям в отношении надежности работы, удобства эксплуатации, безопасности обслуживания, экологической безопасности, возможности расширения, противопожарной безопасности. Они должны допускать возможность использования средств механизации для производства ремонтных работ.

РУ должны выполняться таким образом, чтобы при нормальных условиях работы электроустановки не создавалось явлений, опасных для обслуживающего персонала или приводящих к повреждению оборудования, возникновению короткого замыкания. При условиях отличных от нормальных, должна быть обеспечена локализация повреждений вследствие короткого замыкания. При снятом напряжении, с какой либо цепи должны быть обеспечены безопасный осмотр и замене или ремонт элементов этой цепи без нарушения нормальной работы других цепей. Конструкции, на которых закреплено оборудование, должны выдерживать усилия от веса оборудования, ветра, гололеда и электродинамических сил от действия короткого замыкания.

Схему ГПП выбирают с учетом установленной мощности потребителей электроэнергии и категории их надежности, характера электрических нагрузок и размещение их на генеральном плане предприятия, а также производственных и эксплуатационных требований.

Выключатели ВВН-110 и ВВ-15 работали с самого начала эксплуатации достаточно надежно.

Ниже приводятся некоторые выявленные и устраненные дефекты воздушных выключателей.

ВВ-400-15. Недостатками этих выключателей являлись:

1. Недостаточная герметичность и отсутствие эффективной вентиляции внутренних полостей фарфоровых опорных изоляторов и воздухопроводов гасительных камер и привода отделителя. Вследствие этого из-за прямого попадания атмосферной влаги внутрь выключателя или конденсации ее в нем при резких изменениях наружной температуры происходило увлажнение

внутренних поверхностей опорных изоляторов и внутренних и наружных поверхностей воздухопроводов и электрической пробой по этим поверхностям.

Нарушения герметичности выключателей были вызваны производственными и монтажными дефектами, как, например, раковинами в силуминовых отливках фланцевых соединений, неплотностями сочленений воздухопроводов привода ножа-отделителя, неправильной обработкой стыковых поверхностей, применением прокладок из неморозостойкой резины и не соответствующих размеров и т. п. Значительные динамические воздействия, воспринимаемые выключателем при операциях включения и отключения, также приводило к нарушениям герметичности. В этих условиях постоянная сквозная вентиляция выключателей являлась, безусловно, необходимой и в последствии была внедрена.

В результате внимательного анализа случаев пробоя выключателей и принятых мероприятий повреждения выключателей из-за пробоя изоляции были полностью устранены. Важнейшими из этих мероприятий явились:

1. Тщательная герметизация выключателей при монтаже и ревизиях; тщательная отбраковка деталей; конструктивное улучшение сочленений воздухопроводов привода отделителя и внедрение эффективной сквозной продувки полостей опорных изоляторов сжатым воздухом давлением порядка 0,1—0,2 атм, редуцируемым из системы воздушного управления выключателем.

Эффективность продувки достигнута путем замены во всех магистралях продувочного воздуха вертикальных обратных шариковых клапанов горизонтальными с заменой металлических шариков пластмассовыми, за исключением магистралей продувки внутренней полости опорных изоляторов, на которых шариковые клапаны полностью изъяты. Кроме того, забор продувочного воздуха на наиболее удаленную полость — опорную колонку ледолома был осуществлен непосредственно от указателя продувки фазы до размножителя магистралей продувочного воздуха.

2. Несмыкание контактов гасительных камер (рисунок 12.4) вследствие зависания подвижного контакта при отключении выключателя. Такое

несмыкание, возникающее обычно в одной из камер и не обнаруженное при последующем включении выключателя, приводило к образованию дуги между подвижным и неподвижным контактами и постепенному их выгоранию, а также к пережогу и ослаблению механической прочности фарфорового корпуса камеры.

Такой выключатель с дугой между контактами внутри камеры может находиться в работе в течение довольно длительного времени (в одном случае до 12 суток), пока при новом отключении выключателя повреждение не обнаружится разрывом фарфора гасительной камеры.

Расследование такого рода повреждений выключателей позволило установить, что зависание подвижного контакта при движении его на размыкание

происходило в тех случаях, когда верхнее уплотнительное кольцо контакта вследствие увеличения свободного хода контакта выходило из направляющей втулки и, упираясь в ее торец, препятствовало обратному движению и смыканию контакта, несмотря на усилия возвратной пружины.

Увеличение свободного хода подвижного контакта является следствием дефектности резиновых колец, устанавливаемых для упора и смягчения удара подвижного контакта о корпус при движении его на размыкание.

Дефектами резиновых упорных колец являлось уменьшение толщины, увеличение внутреннего диаметра и неудовлетворительное качество резины. Следует признать также, что конструктивный допуск свободного хода подвижного контакта 1,5 мм недостаточен.

Наиболее простой и экономичной является схема подстанции без сборных шин на стороне высокого напряжения, основанная на блочном принципе. Так как окружающая среда нормальная, то РУ 11 ОкВ выполняем открытого типа. На предприятии преобладают потребители второй и третьей категории, поэтому принимаем схему коммутации на высшем напряжении с отделителями и короткозамыкателями, как наиболее дешевую. РУ 10 кВ выполняем закрытого типа и используем схему с одной секционированной системой шин. Каждая

секция работает отдельно. В нормальном режиме секционный выключатель отключен. Применение секционного выключателя обеспечивает автоматическое включение резерва (АВР), что позволяет использовать такую схему для потребителей любой категории по надежности.

Применяем комплектные распределительные устройства со встроенными выключателями типа КМ -1Ф [9].

12 Проверка сечений проводов, кабелей, шин, изоляторов и коммутирующей аппаратуры на термическую и динамическую устойчивость к токам короткого замыкания

Выбранные аппараты проверяем на электродинамическую стойкость к току короткого замыкания:

$$i_{НОМ.ДИН} = i_Y \quad (12.1)$$

где i_Y – расчетный ударный ток короткого замыкания.

Проверка на термическую стойкость к току короткого замыкания:

$$I_{НОМ.Т.С} \geq I_{П} * \sqrt{\frac{t_{П}}{t_{Т.С}}} \quad (12.2)$$

где $t_{П}$ – приведенное время тока короткого замыкания;

$$t_{П} = t_{П.П} + t_{П.А} \quad (12.3),$$

$t_{П.А} = 0,05с$, $T_{П.П}$ – определяем по графику [11];

Проверяем трансформаторы тока и напряжения на электродинамическую и термическую стойкость к токам короткого замыкания по аналогии.

Выбираем сечение и марку провода для линии электропередач напряжением $U_H = 110кВ$:

Экономически выгодное сечение провода

$$F_{э} = \frac{I_P}{j_{э}} = \frac{68,5}{1,1} = 63 \text{ мм}^2 \quad (12.4)$$

где $j_{э} = 1,1$ - экономическая плотность тока,

Предварительно принимаем 2*АС 50/8, $I_{ДЛ.ДОП} = 210А$.

Проверим выбранное сечение по допустимой токовой нагрузке:

$$I_{дл.доп} \geq I^{AB} \Rightarrow 210 > 63 \quad (12.5)$$

где $I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток провода.

Производим проверку по условиям короны. При номинальном напряжении 110кВ минимальное сечение провода АС70/11, т.е. по условиям короны, выбранное сечение АС 50/8 не подходит, поэтому во избежание потерь электроэнергии на корону необходимо увеличить сечение провода до АС 70/11.

Окончательно принимаем провод 2*АС70/11 с $I_{дл.доп} = 375\text{А}$.

Проверку аппаратуры, трансформаторов тока и напряжения сведем в таблицы.

Таблица 12.1- Выбор разъединителей на стороне ВН

Параметры разъединителя типа РНДЗ -110/630	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$I_P = 68,5 \text{ А}$
$I_{НОМ.ДИН} = 100 \text{ кА}$	$i_y = 6,033 \text{ кА}$
$I_{НОМ.Т.С} = 40 \text{ кА}$	$I_{П.С} * \sqrt{t_{П} / t_{Т.С}} = 2,5 \text{ кА}$

Таблица 12.2 - Выбор отделителей на стороне ВН

Параметры отделителя типа ОДЗ-110/630	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$I_P = 68,5 \text{ А}$
$I_{НОМ.ДИН} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 6,033 \text{ кА}$
$I_{НОМ.Т.С} = 22 \text{ кА}$	$I_{П.С} * \sqrt{t_{П} / t_{Т.С}} = 2,5 \text{ кА}$

Таблица 12.3 - Выбор короткозамыкателей на стороне ВН

Параметры короткозамыкателя типа КЗ-110	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ.ДИН} = 32 \text{ кА}$	$i_y = 6,033 \text{ кА}$
$I_{НОМ.Т.С} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{П.С} * \sqrt{t_{П} / t_{Т.С}} = 2,5 \text{ кА}$

Таблица 12.4 - Выбор трансформаторов тока на стороне ВН

Параметры трансформатора тока типа ТФЗМ-110	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 110\text{кВ}$	$U_{УСТ} = 110\text{ кВ}$
$I_{НОМ} = 100\text{ А}$	$I_P = 68,5\text{ А}$
$I_{НОМ.ДИН} = 20\text{ кА}$	$i_y = 6,033\text{ кА}$
$I_{НОМ.Т.С} = 4\text{ кА}$	$I_{П.С} * \sqrt{t_{П} / t_{Т.С}} = 2,5\text{ кА}$
$S_{2НОМ} = 30\text{ В*А}$	$S_{2P} = 30\text{ В*А}$

Таблица 12.5 - Выбор вводных выключателей

Параметры выключателя типа ВВЭ-10-1000-20УЗ	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 10\text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10\text{ кВ}$
$I_{НОМ} = 1000\text{ А}$	$I_P = 754\text{ А}$
$I_{НОМ.ОТК} = 20\text{ кА}$	$I_{П.С} = 6,31\text{ кА}$
$I_{НОМ.ДИН} = 52\text{ кА}$	$i_y = 16,1\text{ кА}$
$I_{НОМ.Т.С} = 20\text{ кА}$	$I_{П.С} * \sqrt{t_{П} / t_{Т.С}} = 13,2\text{ кА}$

Таблица 12.6 - Выбор выключателей на отходящих линиях

Параметры выключателя типа ВВЭ-10-630-20УЗ	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 10\text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10\text{ кВ}$
$I_{НОМ} = 630\text{ А}$	$I_P = 309,5\text{ А}$
$I_{НОМ.ОТК} = 20\text{ кА}$	$I_{П.С} = 6,31\text{ кА}$
$I_{НОМ.ДИН} = 52\text{ кА}$	$i_y = 16,1\text{ кА}$
$I_{НОМ.Т.С} = 31,5\text{ кА}$	$I_{П.С} * \sqrt{t_{П} / t_{Т.С}} = 13,2\text{ кА}$

Таблица 12.7 - Выбор секционных выключателей

Параметры выключателя типа ВВЭ-10-1000-20УЗ	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 10\text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10\text{ кВ}$
$I_{НОМ} = 1000\text{ А}$	$I_P = 754\text{ А}$
$I_{НОМ.ОТК} = 20\text{ кА}$	$I_{П.С} = 6,31\text{ кА}$
$I_{НОМ.ДИН} = 52\text{ кА}$	$i_y = 16,1\text{ кА}$
$I_{НОМ.Т.С} = 20\text{ кА}$	$I_{П.С} * \sqrt{t_{П} / t_{Т.С}} = 13,2\text{ кА}$

Таблица 12.8 - В каждой цепи трансформатора ГПП устанавливаем приборы

Прибор	Тип	Потребляемая мощность обмотки, В*А		Класс точности
		тока	напряжения	
Амперметр	Э537	0,1	-	0,2
Ваттметр	Д5061	0,1	0,5	0,1
Счетчик энергии	230 ART-03 CN	0,5	1,0	0,5

Учитывая данные, таблицы 12.11, производим выбор трансформаторов тока на стороне НН.

Таблица 12.9

Параметры трансформатора тока типа ТЛМ-10	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 10$ кВ	$U_{УСТ} = 10$ кВ
$I_{НОМ} = 1000$ А	$I_P = 754$ А
$I_{НОМ.ДИН} = 100$ кА	$i_Y = 16,1$ кА
$I_{НОМ.Т.С} = 26$ кА	$I_{П.С} * \sqrt{t_{II} / t_{Т.С}} = 13,2$ кА
$S_{2НОМ} = 10$ В*А	$S_{2P} = 6$ В*А

На отходящих линиях к ТП устанавливаем приборы:

Таблица 12.10

Прибор	Тип	Потребляемая мощность обмотки, В*А		Класс точности
		тока	напряжения	
Амперметр	Э537	0,1	-	0,2
Счетчик энергии	230 ART-03 CN	0,5	1,0	0,5

На основании данных таблицы 12.13 производим выбор трансформаторов тока на отходящих линиях к ТП:

Таблица 12.11

Параметры трансформатора тока типа ТЛМ-10	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 10$ кВ	$U_{УСТ} = 10$ кВ
$I_{НОМ} = 300$ А	$I_P = 277,1$ А
$I_{НОМ.ДИН} = 100$ кА	$i_Y = 16,1$ кА

$I_{НОМ.Т.С} = 18,4 \text{ кА}$	$I_{П.С} * \sqrt{t_{П} / t_{Т.С}} = 13,2 \text{ кА}$
$S_{2НОМ} = 10 \text{ В*А}$	$S_{2P} = 5,5 \text{ В*А}$

Таблица 12.12

Параметры трансформатора тока типа ТЛМ-10	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_P = 754 \text{ А}$
$I_{НОМ.ДИН} = 100 \text{ кА}$	$i_Y = 16,1 \text{ кА}$
$I_{НОМ.Т.С} = 26 \text{ кА}$	$I_{П.С} * \sqrt{t_{П} / t_{Т.С}} = 13,2 \text{ кА}$
$S_{2НОМ} = 10 \text{ В*А}$	$S_{2P} = 0,5 \text{ В*А}$

Таблица 12.13

Параметры разъединителя типа РВЗ-10/400	Расчетные данные
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} = 400 \text{ А}$	$I_P = 88 \text{ А}$
$I_{НОМ.ДИН} = 41 \text{ кА}$	$i_Y = 30,1 \text{ кА}$
$I_{НОМ.Т.С} = 16 \text{ кА}$	$I_{П.С} * \sqrt{t_{П} / t_{Т.С}} = 13,2 \text{ кА}$

Проверка однополосных шин сводится к расчету силы и напряжения в металле шин. Наибольшая расчетная сила действует на шину средней фазы при трехфазном коротком замыкании:

$$F_P = 1,76 * i_Y * \frac{l}{a} * 10^{-7} = 1,76 * 30100^2 * \frac{1,5}{0,22} * 10^{-7} = 1087 \text{ Н} \quad (12.6)$$

l – длина пролета, м;

a – расстояние между осями фаз, м;

i_Y – ударный ток короткого замыкания, А.

Максимальное расчетное механическое напряжение в металле шин:

$$\delta_{ДОП} = \frac{F_P * L}{10 * W} = \frac{1087 * 1,5}{10 * 0,17 * 0,12^2 * 0,008} = 8,3 \text{ Па} \quad (12.7)$$

где

$$W = 0,17 * h * b^2 \quad (12.8)$$

момент сопротивления для однополосных шин, расположенных плашмя, м³.

Полученное сечение должно удовлетворить условию электродинамической стойкости шин:

$$\delta_P \leq \delta_{ДОП} \Rightarrow 41 > 8,3 \quad (12.9)$$

Выбираем материал шин алюминиевый сплав АД0, $\delta_{ДОП}=41$ Мпа.

Жесткие шины крепятся на опорных и проходных изоляторах, которые проверяются на разрушающее действие тока КЗ по условию:

$$F_P \leq F_{ДОП} = 0,6 * F_{РАЗ} \quad (12.10)$$

где $F_{РАЗ}$ – разрушающая нагрузка на изгиб Н;

0,6 – коэффициент запаса.

Выбираем опорный изолятор типа ИО-10-УЗ, $F_{РАЗ}=2000$ Н.

$$754 < 0,6 * 2000 = 1200 \quad (12.11)$$

Условие выполняется.

Выбор проходных изоляторов аналогичен, и отличается только тем, что расчетное усилие уменьшается в два раза:

$$\frac{754}{2} < 0,6 * 750 \Rightarrow 377 < 450 \quad (12.12)$$

Выбираем проходной изолятор типа ИП-10/100-750УЗ.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. 7-е издание / Ред. А.М. Деревянко М.: ДЕАН, 2015.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок. – М.: Изд-во Омега-Л, 2014.
3. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2013.
4. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. –М.: Изд-во Энергия, 2013. – 64 с.
5. Будзко И.А., Зуль Н.М. "Электроснабжение сельского хозяйства", М.: Агропромиздат, -1990 г. 446 с
6. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов/В.В. Андреев. – 6-е изд., стер. – М.: Высш. Шк. 2008. – 640 с.
7. Общие вопросы. Электротехнические материалы // Электротехнический справочник: в 4-х т. / под общ. Ред. В.Г. Герасимова [и др.]. – М.: Изд-во МЭИ, 2003. – Т.1.
8. Салтыкова, О.А. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции: учеб. Пособие для курсового и дипломного проектирования / О.А. Салтыкова, В.В. Вахнина, О.В. Самолина. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 47 с.
9. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Издательский цент «Академия», 2014. – 448 с.
10. Вахнина, В. В. Положение о выпускной квалификационной работе бакалавров: учеб. - метод. пособие для студентов 140200 "Электроэнергетика" / В. В. Вахнина, О. В. Самолина. –Тольятти: ТГУ, 2009. – 15 с.

11. Вахнина, В. В. Требования к выпускной квалификационной работе бакалавров: учеб. -метод. пособие / В. В. Вахнина, Ю. В. Степкина, О. В. Самолина. – Тольятти: ТГУ, 2012. – 31 с.
12. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2007. – 670.
13. Лыкин, А.В. Электрические системы и сети / А.В. Лыкин. – М.: Логос, 2008. – 253.
14. Ополева, Г.Н. Схемы подстанции электроснабжения: учеб. пособие / Г.Н. Ополева. – М.: Форум-Инфра-М, 2008.
15. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009. – 392 с.
16. Методические указания по расчету электронагрузок в сетях 0,38 – 110 кВ с/х назначения. М: Сель энерго проект, 1981.
17. Гессен В.Ю. и др. ”Курсовые и дипломное проектирование по Эл.сн. с/х.” М: Колос 1981.
18. Абдимуратов Ж.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Расчет производственного освещения» в выпускных работах для всех специальностей. Бакалавриат- Алматы: АИЭС, 2009. – 20 с.
19. Электротехнические изделия и устройства // Электротехнический справочник: в 4-х т. / под общ. ред. В. И. Орлов [и др.]. – М.: Изд-во МЭИ, 2007. – Т.2.
20. McDonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. McDonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с
21. Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering) / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.
22. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 с.

23. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardy. – Newnes, 2012. – 1180 c.
24. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 c.