

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электроснабжение химического предприятия по производству синтетических каучуков»

Студент

А.В. Земчихин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.А. Кретов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

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

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« » 2018 г.

Тольятти 2018

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа на тему: «Электроснабжение химического предприятия по производству синтетических каучуков».

Выпускная квалификационная работа изложена на 77 страницах, включает 27 таблиц, 13 рисунков. Для ее написания использовано 29 источника.

Работа состоит из введения, девяти глав и заключения.

Задачи выпускной квалификационной работы – это расчет и определение эффективной системы электроснабжения предприятия, выбор силового оборудования, коммутационных аппаратов и кабельных линий, рассмотрен вопрос замены трансформаторов на менее мощные для сокращения потерь. В ходе ее выполнения были сделаны расчеты электрических нагрузок различных узлов и пунктов приема электроэнергии всех уровней напряжения, определено оптимальное напряжение для всех участков сети, определены характеристики необходимых трансформаторов, проводников распределительной системы и коммутационного оборудования.

Все расчеты и выбор элементов системы электроснабжения выполнены с учетом требований безопасности и экономической целесообразности.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Описание и анализ технологического процесса производства	7
2 Расчет электрических нагрузок предприятия	10
2.1 Определение нагрузки цехов.....	11
2.2 Определение мощности компенсирующих устройств цехов.....	19
2.3 Расчетные нагрузки шин низшего напряжения пунктов приема электроэнергии.....	21
2.4 Расчетные нагрузки шин высшего напряжения пунктов приема электроэнергии.....	23
3 Построение картограммы нагрузок предприятия.....	25
4 Расчет системы электроснабжения	28
4.1 Определение оптимального напряжения системы электроснабжения.....	28
4.2 Компенсация реактивной мощности системы распределения.....	29
4.3 Построение графиков нагрузок	29
4.4 Выбор силовых трансформаторов пункта приема электрической энергии	32
4.5 Определение схемы ввода высшего напряжения подстанции.....	34
4.6 Определение питающих линий электропередачи	34
4.7 Определение схемы распределительных устройств низшего напряжения пунктов приема электрической энергии.....	36
5 Расчет системы распределения.....	37
5.1 Определение класса напряжения распределительной системы	37
5.2 Определение схем распределения электроэнергии.....	38
5.3 Определение распределительных пунктов	39

5.4	Определение мощностей и мест расположений цеховых трансформаторных подстанций	39
5.5	Расчет потерь мощности трансформаторов цеховых подстанций	42
5.6	Распределение электроэнергии в системе распределения	44
5.7	Определение марки и сечения проводников распределительной системы	45
6	Определение токов короткого замыкания	48
7	Определение и проверка элементов системы электроснабжения	55
7.1	Определение и проверка высоковольтных коммутационных устройств	56
7.2	Определение и проверка вспомогательного оборудования	59
7.3	Определение и проверка коммутационного оборудования 0,4 кВ	63
8	Проверка кабельных линий на термоустойчивость	65
9	Энергосбережение предприятия	67
9.1	Построение графика суточной нагрузки и расчет его характеристик	68
9.2	Потери электроэнергии в трансформаторе	70
9.3	Потери электроэнергии линий 0,4 кВ	71
9.4	Замена трансформаторов типа ТМ-100/10 на трансформатор меньшей мощности	72
9.5	Замена проводников кабельной линии 0,4 кВ на проводники большего сечения	74
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	76
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	78

ВВЕДЕНИЕ

Решение большого количества задач, связанных с электроснабжением промышленных предприятий может быть достигнута несколькими технологическими средствами. Многовариантность реализации промышленных систем электроснабжения, требует проведения предварительных технических и экономических расчетов. Их результатом будут проработанные с экономической и технической стороны решения.

Система электроснабжения завода, исполненная максимально рационально, подразумевает выполнение требований по соблюдению качества электроэнергии. Так же необходимо обеспечить гибкость системы, допускающая расширение в случае развития предприятия, без усложнения и увеличения стоимости первоначального варианта. Так же необходимо применять решения позволяющие снизить расходы электроэнергии и расходных материалов.

Система электроснабжения, включает в себя комплекс устройств предназначенных для производства, передачи и распределения электрической энергии.

В процессе проектирования промышленных систем электроснабжения осуществляется выбор наиболее оптимального, рационального и эффективного варианта решения этого вопроса. Именно, комплексный подход к решению этой задачи, при учете всех требований и энергетических стандартов позволит предприятию в будущем эффективно работать в экономическом и техническом плане.

В процессе проектирования и дальнейшей реализации промышленной системы электроснабжения, необходимо учитывать большое количество различных факторов: категория надежности, потребляемая мощность, размещение электрических нагрузок и т.п.

Актуальность темы выпускной квалификационной работы заключается в том, что создание надежных и эффективных систем

электроснабжения, освещения, автоматизированных систем управления электрооборудованием и производственными процессами, внедрение нового преобразовательного оборудования позволяют технически и экономически грамотно организовать технологический процесс на предприятии.

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование эффективной и надежной системы с технической и экономической точки зрения, системы электроснабжения предприятия.

В процессе работы над выпускной квалификационной работой необходимо выполнить следующие задачи:

- провести анализ технологического процесса производства;
- определить расчетные электрические нагрузки;
- построить картограммы нагрузок завода;
- выполнить расчет системы электроснабжения завода;
- выполнить расчет системы распределения;
- выполнить расчет токов короткого замыкания;
- выбрать элементы системы электроснабжения завода;
- проверить кабельные линии на термическую стойкость;
- рассмотреть вопросы энергосбережения.

1 Описание и анализ технологического процесса производства

Основной деятельностью предприятия является производство различных видов синтетических каучуков.

Сополимерные каучуки, производимые заводом, используются в шинной, резинотехнической и прочих отраслях промышленности.

Изопреновые каучуки применяются при производстве медицинских изделий и резин, соприкасающихся с продуктами питания.

Бутилкаучук используется в производстве автомобильных камер, диафрагм форматоров-вулканизаторов и прорезиненных тканей, изделий медицинского и пищевого назначения, в строительной отрасли.

В технологическом процессе рассматриваемого производства широко используются мощные воздуходувки, дымососы, турбокомпрессоры, насосы на основе синхронного электропривода с электродвигателями мощностью до 200 кВт, и рабочими напряжениями 115, 230, 460 В.

На заводе широко используется конвейерный транспорт и поточно-транспортные системы, а также конвейерные линии большой протяженности, что обусловлено большим количеством направлений грузопотоков.

Конвейерный транспорт отличается простотой конструкции и применяемого оборудования. Его основными достоинствами является высокие надежность и производительность, низкие эксплуатационные расходы и высокая степень амортизации, низкая стоимость оборудования и малый срок окупаемости. Он способен обеспечить непрерывность процесса, максимально упростить погрузочно-разгрузочные операции, при высокой безопасности процесса.

Категории электроприемников предприятия приведены в таблице 1.1

Таблица 1.1. Категории электроприемников предприятия

№ на плане	Наименование цеха	Кат. ЭП	Производственная среда цеха
1	Склад	3	Технологическая пыль.
2	Цех хлора и каустика		Химически активная.
	0,4 кВ;	1	
	СД 6 кВ.	1	
3	Цех хлорофоса	1	Технологическая пыль.
4	Компрессорная:		Технологическая пыль.
	0,4 кВ;	1	
	СД 6 кВ.	1	
5	Насосная;		Сырая.
	0,4 кВ;	1	
	СД 6 кВ	1	
6	Газоочистные сооружения		Химически активная.
	0,4 кВ;	1	
	СД 6 кВ	1	
7	Цех синильной кислоты №1	1	Химически активная.
8	Цех синильной кислоты №2	1	Химически активная.
9	Цех метилхлорида №1		Химически активная.
	0,4 кВ;	1	
	СД 6 кВ	1	
10	Цех метилхлорида №2		Химически активная.
	0,4 кВ;	1	
	СД 10 кВ	1	
11	Цех сульфата аммония № 1	1	Химически активная.
12	Цех сульфата аммония № 2	1	Химически активная.
13	Цех сжигания газов		Взрывоопасная В1.
	0,4 кВ;	1	
	СД 6 кВ	1	
14	Лаборатория	1	Нормальная.
15	Электроцех	2	Нормальная.
16	Ремонтный Цех	2	Нормальная.
17	Административный корпус	1	Нормальная.
18	Столовая	3	Нормальная.
19	Гараж	3	Нормальная.
20	Котельная	1	Нормальная.
21	Освещение территории	2	Нормальная.

В результате некоторых производственных процессов, осуществляемых на рассматриваемом заводе, образуется тонкая и едкая пыль, поэтому на данном предприятии необходимо использовать оборудование закрытого типа, оснащенное надежной аспирацией.

В случае аварийной остановки определенных производственных циклов, происходит выделение большого количества вредных газов, что способствует возникновению опасности отравления работающих людей.

Следовательно, любое нарушение электроснабжения производственных цехов, влечет за собой не только перерывы производственных циклов, и непосредственно влияет на объемы выпускаемой продукции, но также и обуславливает опасность отравления обслуживающего персонала. Поэтому от надежности промышленной энергосистемы зависит функционирование производства в целом.

Для выбора оптимального варианта системы внешнего и внутреннего электроснабжения химического завода необходимо определить для каждого цеха в отдельности требуемую степень надежности (категорию надежности) электроснабжения электроприемников (ЭП). [12]

В соответствии с ПУЭ [1], электроприемники в плане обеспечения надежности электроснабжения делятся на три категории.

Электроприемники I категории. Перерыв электроснабжения электроприемников, относящихся к данной категории, может обусловить возникновения опасных производственных факторов, результатом которых может стать опасность для жизни производственного персонала, нанесение существенного ущерба народному хозяйству, выход из строя дорогостоящего оборудования, массовый производственный брак, сбой сложного технологического процесса.

Электроприемники II категории. Перерыв электроснабжения электроприемников, относящихся к данной категории, может стать причиной массового недовыпуска продукции, простоев рабочих, оборудования и промышленного транспорта.

Электроприемники III категории. К данной категории относятся электроприемники, неподходящие под определение, описанных выше категорий.

Опираясь на данные, приведенные в таблице 1.1, определена степень надежности электроснабжения ЭП.

2 Расчет электрических нагрузок предприятия

Генеральный план завода представлен на рисунке 2.1.

Мощность системы питания 1200 МВ·А.

Питание предприятия осуществляется от подстанции энергосистемы на классах напряжения 220, 110, 35 кВ.

Индуктивное сопротивление системы (X_c) составляет 0,3; 0,6; 0,9 о.е. соответственно классам напряжения 220, 110, 35 кВ.

Расстояние от источника питания до завода 6 км.

Сведения об электрических нагрузках завода приведены в таблице 2.1.

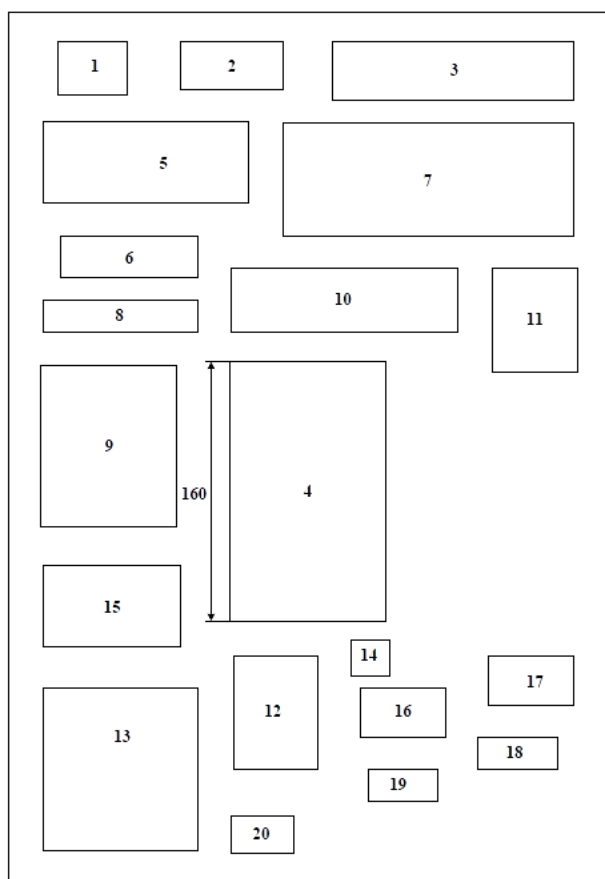


Рисунок 2.1 - Генеральный план предприятия

Таблица 2.1 - Ведомость электрических нагрузок завода

№ на плане	Наименование цеха	Установленная мощность, <i>P_{уст.квт}</i>
1	Склад	520
2	Цех хлора и каустика 0,4 кВ; СД 6 кВ.	842 5990
3	Цех хлорофоса	2480
4	Компрессорная:	1030
5	Насосная; 0,4 кВ; СД 6 кВ	2870 3440
6	Газоочистные сооружения 0,4 кВ; СД 6 кВ	890 1270
7	Цех синильной кислоты №1	1520
8	Цех синильной кислоты №2	1010
9	Цех метилхлорида №1 0,4 кВ; СД 6 кВ	684 3190
10	Цех метилхлорида №2 0,4 кВ; СД 10 кВ	2645 4480
11	Цех сульфата аммония № 1	1498
12	Цех сульфата аммония № 2	505
13	Цех сжигания газов 0,4 кВ; СД 6 кВ	948 1390
14	Лаборатория	115
15	Электроцех	323
16	Ремонтный Цех	715
17	Административный корпус	747
18	Столовая	440
19	Гараж	369
20	Котельная	340
	Освещение территории	Определить по площади

2.1 Определение нагрузки цехов

Основным этапом при проектировании системы электроснабжения предприятия является определение электрических нагрузок цехов.

При выполнении выпускной квалификационной работы нагрузки рассчитываются по номинальной мощности потребителей и коэффициенту

спроса с учетом коэффициента одновременности максимумов, потерь системы электроснабжения и нагрузки системы освещения.

Расчетные электрические нагрузки СЭС определяются для всех потребителей. При этом сети напряжением до и свыше 1 кВ должны рассматриваться отдельно. [22]

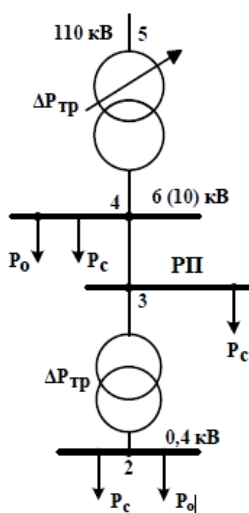


Рисунок 2.1 – Фрагмент схемы электроснабжения завода

Характеристики индивидуальных электроприемников цехов неизвестны, поэтому расчет нагрузок производится, начиная со второго уровня, шины 0,4 кВ (рисунок 2.1, точка 2). В этом узле, расчетные нагрузки определяются по коэффициенту спроса (K_c), номинальной мощности (P_n), и коэффициенту мощности ($tg\varphi_n$),

$$K_c = 0,6, \cos\varphi = 0,8.$$

$$P_c = K_c \cdot P_n, \tag{2.1}$$

$$Q_c = P_c \cdot tg\varphi_n. \tag{2.2}$$

Кроме того, при расчете нагрузок цехов необходимо учесть нагрузку искусственного освещения, которая определяется по номинальной мощности осветительной нагрузки данного цеха ($P_{н.о}$) и коэффициенту спроса для осветительной нагрузки ($K_{с.о}$) с учетом коэффициента потерь в пускорегулирующей аппаратуре ($K_{пн}$).

Номинальная мощность нагрузки системы освещения определяется из удельной мощности на единицу площади [16]:

$$P_{н.о.} = F \cdot \rho_{уд}, \quad (2.3)$$

где $P_{н.о.}$ – мощность нагрузки системы освещения данного цеха, кВт;

F – площадь территории цеха, м²;

$\rho_{уд}$ – удельная мощность осветительной нагрузки, кВт.

Территория завода площадью менее 20000 м² (ДРЛ) – 0,9 Вт/м².

Для люминесцентных и ДРЛ ламп:

-вспомогательные цеха – 12–14 Вт/м²;

-склады – 7–10 Вт/м²;

-механические цеха – 14–16 Вт/м²;

-компрессорные, насосные – 14–16 Вт/м²;

-заводоуправления, столовые, лаборатории – 18–20 Вт/м².

Расчетные мощности осветительной нагрузки определяются по формулам [17]:

$$P_o = K_{с.о} K_{пп} P_o, \quad (2.4)$$

$$P_{сумм} = P_{max} + P_{осв}, \text{ кВт} \quad (2.5)$$

При применении газоразрядных источников света рекомендуется принимать $K_{пп} = 1,2$, $\text{tg}\varphi_{н.о} = 0,48$ при $\cos\varphi = 0,9$

Таким образом, значения нагрузок цеха (точка 2) определяются по следующим формулам:

$$P_{р.ц.} = P_c + P_o; \quad (2.6)$$

$$Q_{р.ц.} = Q_c + Q_o; \quad (2.7)$$

где $P_{р.п.}$ и $Q_{р.п.}$ – расчетные значения активной и реактивной мощностей цеха, кВт и квар.

Полная мощность:

$$S_{р.ц.} = \sqrt{P_{р.ц.}^2 + Q_{р.ц.}^2}. \quad (2.8)$$

Расчетный ток узла нагрузки:

$$I_{p.ц.} = \frac{\overline{S_{p.ц.}}}{\sqrt{3} U_H}, \quad (2.9)$$

где $I_{p.ц.}$ – расчетное значение тока узла нагрузки, А;

U_H – номинальное напряжение узла нагрузки, кВ.

Расчетные значения нагрузок стороны высшего напряжения трансформаторов цеховых подстанций (рисунок 2.1, точка 3) определяем по расчетным нагрузкам на шинах низшего напряжения данной подстанции (рисунок 2.1, точка 2) с учетом потерь в питающих трансформаторах [1].

Так как тип и мощность силового трансформатора еще не выбраны, можно принимать:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_{p.ц.}, \quad (2.10)$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_{p.ц.}. \quad (2.11)$$

Таким образом, расчетные нагрузки стороны высшего напряжения цеховых ТП определяются по следующим формулам:

– расчетные активная и реактивная мощности:

$$P_{p.ц.в.} = P_{p.ц.} + \Delta P_T, \quad (2.12)$$

$$Q_{p.ц.в.} = Q_{p.ц.} + \Delta Q_T, \quad (2.13)$$

где $P_{p.ц.в.}$ и $Q_{p.ц.в.}$ – расчетные значения активной и реактивной мощностей, потребляемых в цехе стороной высшего напряжения, кВт и квар;

ΔP_T и ΔQ_T – потери активной и реактивной мощностей цеховым трансформатором, кВт и квар;

– полная расчетная мощность

$$S_{p.ц.в.} = \sqrt{(P_{p.ц.в.})^2 + (Q_{p.ц.в.})^2}. \quad (2.14)$$

где $S_{p.ц.в.}$ – расчетное значение общей мощности, потребляемой стороной высшего напряжения цеха, кВ·А;

По полученным значениям нагрузок нужно выбирать линии, питающие цеховые трансформаторные подстанции, коммутационные аппараты и оборудование защиты данных линий.

Расчетные нагрузки высоковольтных электроприемников цеха:

– расчетные активная и реактивная мощности:

$$P_{p.v.c.} = K_c \cdot P_H, \quad (2.15)$$

$$Q_{p.v.c.} = P_c \cdot tg\varphi_H, \quad (2.16)$$

где $P_{p.v.c.}$ и $Q_{p.v.c.}$ – расчетные значения активной и реактивной мощностей высоковольтной цеховой нагрузки, кВт и квар;

K_c – коэффициент спроса высоковольтной нагрузки, о.е.;

$tg\varphi_H$ – коэффициент реактивной мощности, о.е.;

– расчетная полная мощность

$$S_{p.v.c.} = \sqrt{(P_{p.v.c.})^2 + (Q_{p.v.c.})^2}. \quad (2.17)$$

– расчетный ток:

$$I_{p.v.c.} = \frac{S_{p.v.c.}}{\sqrt{3} U_H}, \quad (2.18)$$

Суммарные расчетные мощности цеха:

$$P_{p.\Sigma} = (P_{p.ц.в.} + P_{p.v.c.})K_{o.a.}; \quad (2.19)$$

$$Q_{p.\Sigma} = (Q_{p.ц.в.} + Q_{p.v.c.})K_{o.a.}; \quad (2.20)$$

$$S_{p.\Sigma} = \sqrt{(P_{p.pп.})^2 + (Q_{p.pп.})^2}. \quad (2.21)$$

$$I_{p.\Sigma} = \frac{S_{p.pп.}}{\sqrt{3} U_H}, \quad (2.22)$$

Определение расчетной нагрузки рассмотрим на примере цеха хлорида и каустика (0,4 кВ), $P_{ном} = 1030$ кВт.

$$P_c = 0,6 \cdot 1030 \cdot 1 = 618 \text{ кВт.}$$

$$Q_c = 618 \cdot 0,484 = 299,11 \text{ квар.}$$

Определяем нагрузку искусственного освещения,

$K_{c.o.}$, - коэффициент спроса освещения определяем по табл. 1.10 [1].

$$F = 12800 \text{ м}^2.$$

$$P_{\text{н.о.}} = 12800 \cdot 12 = 153,6 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{н.о.}} = 153,6 \cdot 0,484 = 74,34 \text{ кВар.}$$

Определяем суммарную активную, реактивную и полную нагрузки на 0,4 кВ (точка 2):

$$P_{\text{р.ц.}} = 618 + 153,6 = 771,6 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{р.ц.}} = 299,11 + 74,34 = 373,45 \text{ кВА.}$$

$$S_{\text{р.ц.}} = \sqrt{771,6^2 + (373,45)^2} = 857,22 \text{ кВт.}$$

Определяем расчетный ток нагрузок:

$$I_{\text{р.ц.}} = \frac{\sqrt{857,22}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1237,3 \text{ А.}$$

Расчет нагрузок стороны 6 кВ трансформаторных подстанций:

Определяем потери в трансформаторе:

$$\Delta P_{\text{T}} = 0,02 \cdot 857,22 = 17,14 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{\text{T}} = 0,1 \cdot 857,22 = 85,72 \text{ кВар.}$$

Расчетные цеховые низковольтные нагрузки на стороне 6 кВ ТП:

– расчетные мощности:

$$P_{\text{р.ц.в.}} = 771,6 + 17,14 = 788,74 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{р.ц.в.}} = 373,45 + 85,72 = 459,17 \text{ кВар.}$$

$$S_{\text{р.ц.в.}} = \sqrt{788,74^2 + 459,17^2} = 912,66 \text{ кВт.}$$

$$I_{\text{р.ц.в.}} = \frac{\sqrt{912660}}{\sqrt{3} \cdot 6000} = 87,8 \text{ А.}$$

Расчетные нагрузки высоковольтных (6 кВ) электроприемников цеха:

– расчетные мощности:

$$P_{\text{р.в.с.}} = 0,4 \cdot 5990 = 2396 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{р.в.с.}} = 788,74 \cdot 0,484 = 381,75 \text{ кВар.}$$

$$S_{\text{р.ц.в.}} = \sqrt{2396^2 + 381,75^2} = 2426,2 \text{ кВт.}$$

– расчетный ток:

$$I_{p.ц.в.} = \frac{\sqrt{2426,2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 233,5 \text{ А.}$$

Суммарные расчетные нагрузки цеха:

– расчетные мощности:

$$P_{p.\Sigma} = 788,74 + 2396 \cdot 0,9 = 2866,3 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.\Sigma} = 459,17 + 381,75 \cdot 0,9 = 756,83 \text{ квар.}$$

$$S_{p.\Sigma} = \sqrt{(2866,3)^2 + 756,83^2} = 2964,5 \text{ кВт} \cdot \text{А.}$$

– расчетный ток:

$$I_{p.\Sigma} = \frac{\sqrt{2964,5}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 285,26 \text{ А.}$$

Результаты расчетов нагрузок всех цехов сведены в таблицы 2.2 – 2.4.

Таблица 2.2 – Расчет нагрузок подразделений предприятия

№ на плане	Подразделение	P н. кВт.	cosφ	K _c	P с. кВт.	Q с. квар	S с. кВт·А	I с. А
Электроприемники напряжением 0,4 кВ								
1	Склад	520	0,95	0,3	398,22	231,82	460,77	624,65
2	Цех хлора и каустика (0,4 кВ)	842	0,9	0,5	644,8	375,36	746,1	1011,5
3	Цех хлорофоса	2480	0,95	0,5	1899,2	1105,58	2197,53	2979,13
4	Компрессорная	1030	0,9	0,4	771,6	373,45	857,22	1237,3
5	Насосная (0,4 кВ)	2870	0,95	0,4	2197,85	1279,45	2543,11	3447,6
6	Газоочистные сооружения (0,4 кВ)	890	0,9	0,5	681,56	396,76	788,63	1069,12
7	Цех синильной кислоты №1	1520	0,95	0,5	1164,02	677,62	1346,87	1825,9
8	Цех синильной кислоты №2	1010	0,85	0,6	773,46	450,26	894,96	1213,3
9	Цех метилхлорида №1 (0,4 кВ)	684	0,85	0,6	523,8	304,93	574,19	821,7
10	Цех метилхлорида №2 (0,4 кВ)	2645	0,85	0,6	2025,5	1179,14	2343,73	3177,34
11	Цех сульфата аммония № 1	1498	0,85	0,8	1147,2	667,81	1327,38	1799,5
12	Цех сульфата аммония №2	505	0,85	0,8	386,73	225,13	447,48	606,63
13	Цех сжигания газов (0,4 кВ)	948	0,85	0,8	725,98	422,62	840,02	1138,8
14	Лаборатория	115	0,85	0,3	88,07	51,27	101,90	138,14
15	Электроцех	323	0,85	0,8	247,35	143,99	286,21	388
16	Ремонтный Цех	715	0,85	0,35	547,55	318,75	633,56	858,9
17	Административный корпус	747	0,85	0,35	572,05	333,01	661,92	897,34
18	Столовая	440	0,85	0,3	336,95	196,15	389,88	528,5

19	Гараж	369	0,85	0,3	282,6	164,5	326,97	443,3
20	Котельная	340	0,85	0,3	260,37	151,57	301,27	408,43
Электроприемники напряжением 6 кВ								
3	Цех хлора и каустика (6 кВ)	5990	0,95	0,8	2396	381,75	2964,5	285,26
5	Насосная (6 кВ)	3440	0,95	0,8	3096	493,3	3830,6	163,8

Продолжение таблицы 2.2

6	Газоочистные сооружения (6 кВ)	1270	0,95	0,6	1143	182,12	1414,2	60,5
9	Цех метилхлорида №1	3190	1	0,8	2871	457,43	3552,2	151,9
13	Цех сжигания газов	1390	0,95	0,8	1251	199,32	1547,8	66,2
Электроприемники напряжением 10 кВ								
10	Цех метилхлорида №2 (10 кВ)	4480	0,95	0,8	4032	642,4	4988,7	213,35
Итого по 0,4, 6 и 10 кВ.		40251			30203,49	11253,92	36066,43	

Таблица 2.3 – Расчет электрических нагрузок подразделений завода с учетом потерь

№ на плане	Подразделение	F ц. м ² .	$\rho_{уд}$ Вт/м ²	K _{осв}	P _{о.} кВт.	Q _{о.} квар	S _{о.} кВ·А	I _{р.о.} А
1	Склад	1828	8	0,6	21,94	10,6	24,37	35,17
2	Цех хлора и каустика	1817	12	0,85	21,8	10,55	24,21	34,94
3	Цех хлорофоса	7314	13	0,95	87,77	42,48	97,48	140,68
4	Компрессорная	12800	13	0,95	153,6	74,34	170,6	246,2
5	Насосная	5485	12	0,85	65,8	31,8	73,1	105,5
6	Газоочистные сооружения	3657	12	0,85	43,9	21,25	48,76	70,37
7	Цех синильной кислоты №1	9143	12	0,85	109,7	53,1	121,84	175,83
8	Цех синильной кислоты №2	3657	14	0,85	43,6	21,1	48,42	69,88
9	Цех метилхлорида №1	7315	14	0,85	87,8	42,5	97,52	140,73
10	Цех метилхлорида №2	8228	14	0,85	98,7	47,8	109,62	158,2
11	Цех сульфата аммония № 1	3657	14	0,85	43,6	21,1	48,42	69,88
12	Цех сульфата аммония №2	4571	12	0,85	54,85	26,55	60,92	87,92
13	Цех сжигания газов	8594	12	0,85	103,13	49,9	114,54	165,3
14	Лаборатория	1645	20	0,8	19,7	9,5	21,88	31,57

15	Электрощит	4022	14	0,85	48,3	23,4	53,64	77,41
16	Ремонтный Цех	3291	14	0,85	39,5	19,12	43,87	63,31
17	Административный корпус	2377	14	0,85	28,5	13,8	31,65	45,67
18	Столовая	2014	20	0,8	26,33	26,33	29,24	42,19
19	Гараж	2194	20	0,9	27,4	13,26	14,73	21,26
20	Котельная	1828	14	0,8	21,94	10,62	24,37	35,17

2.2 Определение мощности компенсирующих устройств цехов

Определяем необходимые мощностные характеристики компенсирующих устройств, обязательные для установки на предприятии:

$$Q_{\text{кв}i} = P_{pi} \cdot K, \quad (2.23)$$

где P_{pi} – расчетная активная мощность i -го узла нагрузки, кВт;

K – коэффициент пропорциональности, который зависит от текущего значения коэффициента активной мощности (расчетного) и требуемого (достижимого) для компенсации перетоков реактивной мощности питающих сетей узла нагрузки.

Рассмотрим расчет компенсирующих устройств на примере цеха № 4 (компрессорная):

$$P_{\text{р.ц.}} = 1040,3 \text{ кВт}, \quad Q_{\text{р.ц.}} = 411,9 \text{ квар};$$

тогда значение коэффициента активной мощности (расчетного) $\cos\varphi_{\text{расч}} = 0,92$.

Принимаем достижимое значение $\cos\varphi_{\text{расч}} = 0,96$.

Тогда коэффициент пропорциональности (K) равен 0,17 [1].

Расчетная мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{р.кв}} = P_{\text{р.ц.}} \cdot K = 1040,3 \cdot 0,17 = 176,85 \text{ квар}.$$

По полученному значению выбираем ККУ стандартной мощности 1×150 квар (АКУ 0,4-150-25У3).

После выбора мощности компенсирующих устройств всех узлов нагрузки 0,4 кВ необходимо скорректировать расчетные значения реактивной мощности всех ТП с учетом установленных БСК.

Итоговая мощность цеха № 4 с учетом установленных БСК:

– потребляемая реактивная мощность с шин 0,4 кВ трансформаторной подстанции цеха № 4:

$$Q_{p,БСК} = Q_p - Q_{БСК ст} = 411,9 - 150 = 261,9 \text{ квар.} \quad (2.24)$$

– потребляемая полная мощность с шин 0,4 кВ трансформаторной подстанции цеха № 4:

$$S_{p,БСК} = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{1040,3^2 + 261,9^2} = 1072,76 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (2.25)$$

Результаты расчетов мощности компенсирующих устройств остальных цехов завода сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4- Расчет компенсации реактивной мощности

№ на плане	Подразделение	Q _{p.ц.} квар.	cosφ	K	Q _{p.ку} квар.	Q _{БСКст} квар	Q _{pБСК} квар	S _{pБСК} кВ·А
1	Склад	520	0,95	0,43	163,3	100	390,4	888,07
2	Цех хлора и каустика	842	0,9	0,54	291,3	100	669,01	1437,9
3	Цех хлорофоса	2480	0,95	0,3	253,8	240	1675,9	4233,9
4	Компрессорная	1030	0,9	0,17	176,85	150	261,9	1072,76
5	Насосная	2870	0,95	0,41	767,8	600	1106,4	4900,3
6	Газоочистные сооружения	890	0,9	0,54	270,6	240	599,27	1519,3
7	Цех синильной кислоты №1	1520	0,95	0,54	498,2	600	833,36	2595
8	Цех синильной кислоты №2	1010	0,85	0,54	278,5	240	712,43	1723,9
9	Цех метилхлорида №1	684	0,85	0	258,1	240	405,01	1168
10	Цех метилхлорида №2	2645	0,85	0,54	769,7	600	1894,23	4516,4
11	Цех сульфата аммония № 1	1498	0,85	0,43	395,3	240	1172,6	2557
12	Цех сульфата аммония №2	505	0,85	0,41	138,5	100	376,2	862
13	Цех сжигания газов	948	0,85	0,54	276,2	240	653,96	1618,9
14	Лаборатория	115	0,85	0,41	39,76	0	108,44	196,3
15	Электроцех	323	0,85	0	93,25	0	304,59	550,5
16	Ремонтный Цех	715	0,85	0,54	252,4	200	152,4	1220,5
17	Административный корпус	747	0,85	0,54	264,1	200	164,1	1274,9

18	Столовая	440	0,85	0,41	133,8	0	414,92	749,7
19	Гараж	369	0,85	0,49	124,4	0	347,97	828,4
20	Котельная	340	0,85	0,41	121,3	0	320,62	579,5

2.3 Расчетные нагрузки шин низшего напряжения пунктов приема электроэнергии

Расчетные значения нагрузок шин низкого напряжения ПГВ (рисунок 2.1, точка 4) определяются по рассчитанным значениям мощностей отходящих линий и силовой нагрузки напряжением выше 1 кВ, подключенной к данной секции шин, с учетом коэффициента одновременности максимумов силовой нагрузки в данном узле питания и потерь мощности в распределительных сетях. Также нужно учитывать мощность нагрузки освещения территории завода и потери активной мощности компенсирующих устройств (при их наличии), подключенных к узлу нагрузки. [8]

Расчетные значения нагрузок данного уровня определяются

$$P_{P.нн.ппэ} = K_{OA} \cdot K_{пот} \cdot \sum P_{рз} + P_{р.о.т} ; \quad (2.26)$$

$$Q_{P.нн.ппэ} = tg\varphi_{с.в.} \cdot P_{P.нн.ппэ} , \quad (2.17)$$

где, $P_{P.нн.ппэ}$ и $Q_{P.нн.ппэ}$ – расчетное значение активной и реактивной мощностей потребителя, питающегося от шин низкого напряжения ПГВ, кВт и квар;

$\sum P_{рз}$ – общая активная расчетная мощность всех потребителей, питающихся от шин низкого напряжения ПГВ (рисунок 2.1, точка 3);

K_{OA} – коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки в данном узле потребления;

$K_{пот}$ – коэффициент потерь мощностей распределительных сетей;

$P_{пот}$ – активная мощность нагрузки освещения завода.

Расчетное значение активной мощности нагрузки освещения предприятия.

$$P_{о.тер} = F_{тер} K_{с.о.тер} K_{пц} \rho_{уд} \cdot \quad (2.18)$$

Расчетное значение общей мощности, потребляемой от шин низкого напряжения ПГВ, кВ·А:

$$S_{р.нн.ппэ} = \overline{P_{р.ппэ}^2 + Q_{р.ппэ}^2}.$$

Расчетное значение тока:

$$I_{р.нн.ппэ} = \frac{\overline{S_{р.нн.ппэ}}}{\sqrt{3} U_H}, \quad (2.19)$$

где $I_{р.нн.ппэ}$ – расчетный ток линий, питающих шины НН ПГВ, А;

U_H – номинальное напряжение шин распределительных устройств низкого напряжения ПГВ, кВ.

При определении нагрузок шин низкого напряжения распределительного устройства ПГВ значение коэффициента одновременности максимальной силовой нагрузки определяются по справочнику [1].

Расчетные нагрузки шин низкого напряжения распределительного устройства ПГВ определяются с учетом потерь сетей распределительной системы, коэффициента одновременности максимумов нагрузок в конкретном узле и мощности нагрузки освещения территории завода ($P_{о.тер}$).

Определим мощность нагрузки освещения территории завода.

Площадь территории завода ($F_{тер}$) для освещения:

$$F_{тер} = F_{общ} - \sum F_{ц} = 5431549 - 191539 = 180000 \text{ м}^2.$$

где $F_{общ}$ – площадь по периметру предприятия, м^2 ;

$\sum F_{ц}$ – сумма площадей всех цехов предприятия, м^2 .

Активная мощность осветительной нагрузки территории ($P_{о.тер}$) рассчитывается по удельной мощности ($p_{уд}$) с учетом коэффициента спроса ($K_{с.о}$) и коэффициента потерь в пускорегулирующей аппаратуре ($K_{пп}$):

$$P_{о.тер} = 180000 \cdot 0,9 \cdot 1,2 \cdot 0,9 = 194,4 \text{ кВт}.$$

Реактивная мощность осветительной нагрузки территории предприятия составит:

$$Q_{o.тер} = 194,4 \cdot 0,484 = 94,1 \text{ квар.}$$

Так как распределительные сети выполняются, как правило, кабельными линиями, принимаем коэффициент потерь ($K_{пот}$) равным 1,05, (т.е. 5 %), а коэффициент одновременности максимумов нагрузок (K_o) равным 0,9.

Таким образом, рассчитанные мощности на шинах низкого напряжения распределительного устройства ПГВ:

$$P_{р.нн.ппэ} = P_{р.п 0,4} + P_{р.п.б} \cdot K_o \cdot K_{пот} + P_{o.тер} = 26474,2 + 194,4 = 26668,6 \text{ кВт.}$$

$$Q_{р.нн.ппэ} = Q_{р.п 0,4} + Q_{р.п.б} \cdot K_o \cdot K_{пот} + Q_{o.тер} = 25431,9 + 94,1 = 25526 \text{ кВА.}$$

$$S_{р.нн.ппэ} = \sqrt{28610,2^2 + (28351,8)^2} = 36916 \text{ кВт.}$$

2.4 Расчетные нагрузки шин высшего напряжения пунктов приема электроэнергии

Расчетные значения нагрузок на стороне высокого напряжения ПГВ определяют по значениям нагрузок на шинах распределительных устройств низкого напряжения ПГВ с учетом потерь силовых трансформаторов ПГВ.

Расчетные значения активных и реактивных мощностей:

$$P_{р.вн.ппэ} = P_{р.нн.ппэ} + \Delta P_T, \quad (2.20)$$

$$Q_{р.вн.ппэ} = Q_{р.нн.ппэ} + \Delta Q_T. \quad (2.21)$$

где $P_{р.вн.ппэ}$ и $Q_{р.вн.ппэ}$ – расчетное значение активной и реактивной мощностей на стороне высокого напряжения ПГВ, кВт и квар;

ΔP_T и ΔQ_T – потери активной и реактивной мощностей силового трансформатора ПГВ, кВт и квар.

Потери активной и реактивной мощностей в трансформаторе приблизительно можно определить по схожей схеме с потерями в трансформаторах трансформаторных подстанций. [23]

Расчетное значение общей мощности:

$$S_{р.вн.ппэ} = \sqrt{P_{р.вн.ппэ}^2 + Q_{р.вн.ппэ}^2}. \quad (2.22)$$

где $S_{р.вн.ппэ}$ – расчетное значение общей мощности на стороне высокого напряжения ПГВ, кВ·А;

расчетное значение тока:

$$I_{р.нн.ппэ} = \frac{S_{р.вн.ппэ}}{\sqrt{3} U_H}. \quad (2.23)$$

где $I_{р.нн.ппэ}$ – расчетное значение тока питающих линий ПГВ завода, А;

U_H – номинальное напряжение питания, кВ.

Расчетные значения нагрузок на стороне высокого напряжения ПГВ являются нагрузками по предприятию в целом.

Определим нагрузки на стороне ВН ПГВ (предварительно, т.к. трансформаторы не выбраны).

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_{р.нн.ппэ} = 0,02 \cdot 36916 = 738,32 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_{р.нн.ппэ} = 0,1 \cdot 36916 = 3691,6 \text{ кВАр};$$

$$P_3 = P_{р.нн.ппэ} + \Delta P_T = 26668,6 + 738,32 = 27406,92 \text{ кВт},$$

$$Q_3 = Q_{р.нн.ппэ} + \Delta Q_T = 25526 + 3691,6 = 29217,6 \text{ кВАр};$$

$$S_3 = \sqrt{P_3^2 + Q_3^2} = \sqrt{27406,92^2 + 29217,6^2} = 40060,05 \text{ кВА},$$

3 Построение картограммы нагрузок предприятия

В процессе проектирования промышленной системы электроснабжения необходимо определить оптимальное расположение подстанции глубокого ввода и цеховых трансформаторных подстанций. Для этого, на генеральный план предприятия накладывается картограмма нагрузок, которая представляет собой набор окружностей, центры которых совпадают с центрами цехов и площадью, сопоставимой мощности цеха в определенном масштабе.

Силовые нагрузки изображаются как отдельные окружности. Нагрузки системы освещения изображаются в виде частей окружностей, соответствующих нагрузке до 1000 В.

Для определения наилучшего расположения пункта приема электроэнергии (ПГВ) и цеховых подстанций (ТП) при проектировании системы электроснабжения выполним построение картограммы электрических нагрузок [11].

$$P_{p.ц} = \pi r_i^2 m, \quad (3.1)$$

где r_i – радиус круга;

m – масштаб;

$\pi = 3,14$, откуда выразим r_i :

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{p.i}}{\pi \cdot m}}, \text{ мм}, \quad (3.2)$$

где, $P_{p.i}$ – мощность i -того цеха, кВА;

Осветительная нагрузка электроприемников (отдельных цехов и всего завода) изображается на картограмме в виде частей круга. Данная часть круга определяется по формуле:

$$\alpha_i = \frac{P_{\text{осв}} \cdot 360}{\pi \cdot r_i^2 \cdot m} \quad (3.3)$$

Координаты центра электрических нагрузок определяются согласно формулам:

$$X_0 = \frac{x_i \cdot P_{\text{рц}i}}{P_{\text{рц}i}}, \text{ мм}; \quad (3.4)$$

$$Y_0 = \frac{y_i \cdot P_{\text{рц}i}}{P_{\text{рц}i}}, \text{ мм}; \quad (3.5)$$

где x_i и y_i – координаты центра электрических нагрузок цеха i , мм;

$P_{\text{рц}i}$ – расчетная нагрузка цеха i , кВт.

Определим параметры окружности для цеха № 4 (цех электропечей).

Результаты расчетов остальных цехов сведем в таблицу 3.1.

Радиус окружности:

$$r_i = \frac{153,6}{3,14 \cdot 3} = 3,27 \text{ мм.}$$

Угол сектора:

$$\alpha_i = \frac{153,6 \cdot 360}{3,14 \cdot 3,27^2 \cdot 3} = 36,176^\circ.$$

Координаты ЦЭН:

$$X_0 = \frac{2,358 \cdot 10^9}{(14,902 + 13,136) \cdot 10^6} = 84,1 \text{ мм.}$$

$$Y_0 = \frac{1,86 \cdot 10^9}{(14,902 + 13,136) \cdot 10^6} = 66,4 \text{ мм.}$$

Результаты расчетов сведем в таблицы 3.1 – 3.3.

Таблица 3.1. Расчет центров электрических нагрузок на 0,4 кВ

№ цеха	$P_{\text{рц}i}$, кВт	x_i , мм	y_i , мм	r , мм	α	$P_{\text{осв}}$, кВт	$P_{\text{рц}i} \cdot x_i$, кВт·мм	$P_{\text{рц}i} \cdot y_i$, кВт·мм
1	473,2	64	117	1,53	27,355	2,9	18,4	13,14
2	766,22	16	134	2,67	32,742	4,7	32,2	22,9
3	2256,8	134	108	7,89	20,458	13,86	94,81	67,2
4	937,33	137	177	3,27	36,176	5,75	39,4	28,6
5	2611,7	75	70	4,37	29,332	16,03	109,73	77,9
6	809,9	130	64	2,83	105,53	5,34	34,04	24,3
7	1383,2	46	40	4,83	35,414	8,49	58,12	41,5
8	919,1	122	28	3,22	42,173	5,67	38,62	27,6
9	622,44	72	5	2,17	117,99	3,82	26,14	18,6
10	2406,95	36	180	8,12	23,263	13,93	101,1	72,2
11	1363,18	35	122	4,45	30,052	8,27	57,3	41,1

12	459,55	83	177	1,38	47,303	2,75	19,3	13,6
13	862,68	135	139	3,11	31,442	5,51	36,23	25,7
14	104,65	172	30	0,37	29,184	0,64	4,37	3,12
15	239,93	17	10	0,84	16,012	1,48	10,1	7,22
16	650,65	37	8	2,25	5,1489	4,02	27,32	19,6
17	679,77	95	10	2,37	26,585	4,34	28,54	20,1
18	400,4	120	7	1,12	102,3	2,31	16,8	12,1
19	335,8	145	10	1,17	39,822	2,06	14,1	10,01
20	309,4	175	10	1,08	23,537	1,89	12,98	9,3

Таблица 3.2. Расчет центров электрических нагрузок на 6 кВ

№ на плане	$P_{p.ц.i},$ кВт	$x_i,$ мм	$y_i,$ мм	$r,$ мм	$P_{p.ц.i} \cdot x_i,$ кВт·мм	$P_{m_i \cdot y_i},$ кВт·мм
3	5509,41	134	108	17,02	264,4	188,5
5	3164,8	75	70	16,45	151,9	107,8
6	1168,1	130	64	9,71	56,1	40,2
7	2934,06	46	40	12,46	140,8	100,7
8	1278,5	122	28	10,24	61,34	43,7

№ на плане	$P_{p_i},$ кВт	$x_i,$ мм	$y_i,$ мм	$r,$ мм	$P_{p.ц.i} \cdot x_i,$ кВт·мм	$P_{m_i \cdot y_i},$ кВт·мм
13	4120,56	137	177	18,7	197,8	140,8

Таблица 3.3. Расчет центров электрических нагрузок на 10 кВ

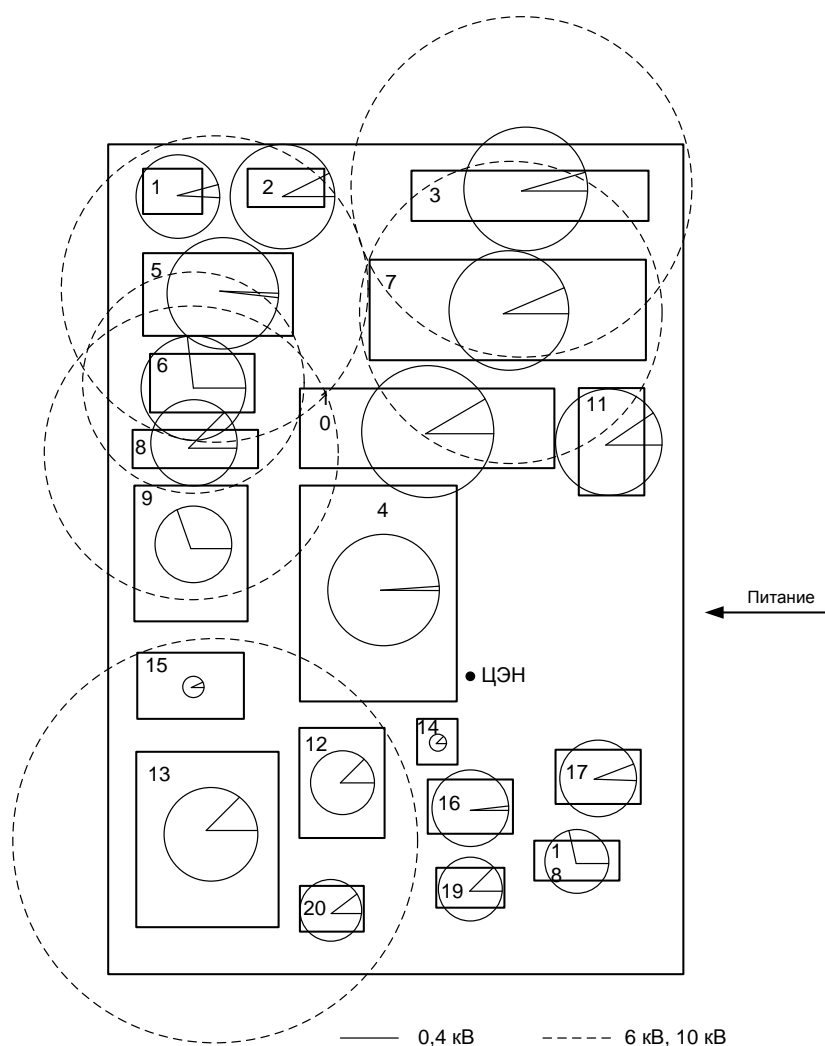


Рисунок 3.1 – Картограмма нагрузок предприятия

4 Расчет системы электроснабжения

4.1 Определение оптимального напряжения системы электроснабжения

Выбор оптимального напряжения является важнейшей задачей, возникающем в процессе проектирования промышленных систем электроснабжения. От значений питающих напряжений непосредственно зависят параметры питающих ЛЭП и электрооборудования подстанций и сетей, что безусловно влияет на объемы финансовых вложений, трата цветных металлов, потери электроэнергии и расходы на эксплуатацию.

Наиболее рациональный вариант реализации промышленной системы электроснабжения определяется правильным выбором напряжения системы питания и внутренней распределительной системы.

При проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий, обычно определяют приближенные значения рационального напряжения, используя для этого, следующие формулы:

$$U_{рац} = 16 \cdot \sqrt[4]{P_p \cdot l}, \text{ кВ.} \quad (4.1)$$

где, P_p - значение нагрузки предприятия, МВт;

l – дистанция между подстанцией и предприятием, км.

$$U_{рац} = 16 \cdot \sqrt[4]{29415,76 \cdot 11} = 381,6 \text{ кВ.}$$

4.2 Компенсация реактивной мощности системы распределения

Реактивную мощность, потребляемую предприятием из энергитической системы, необходимо рассчитать исходя из нормативного значения коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi_3$ [1]:

$$\text{tg}\varphi_3 = 0,5.$$

Тогда экономическая величина перетока реактивной мощности в часы максимальной нагрузке системы, передаваемой в сеть потребителя:

$$Q_3 = \text{tg}\varphi_3 \cdot P_3 = 0,5 \cdot 29415,76 = 14707,88 \text{ кВ}\cdot\text{Ар},$$

Величина реактивной мощности, разрешенная энергосистемой, превышает расчетную реактивную мощность, потребляемую предприятием, следовательно, выбранных компенсирующих устройств достаточно для выполнения требований нормативных документов по компенсации реактивной мощности.

4.3 Построение графиков нагрузок

Графики электрических нагрузок дают возможность изучить характер изменений нагрузок в течение суток, года или другого периода времени.

Графики электрических нагрузок применяют для определения потерь электроэнергии, при выборе силового оборудования и других задач.

Для составления дневных графиков нагрузки по предприятию в целом необходимо знать суточные графики нагрузок отдельных цехов и его подразделений.

Для построения суточных графиков нагрузки берутся за основу суточные графики, характерные для данной отрасли промышленности, к которой относится предприятие.

Годовой график по продолжительности составляется согласно суточным графикам нагрузок.

Необходимые данные приведены в таблице 4.2. Графики нагрузок представлены на рисунках 4.1 и 4.2.

Таблица 4.2 – Расчетные мощности предприятия с учетом компенсации

Час	$P_{рз}, \%$	$P, \text{кВт}$	$Q, \text{квар}$	$S, \text{кВ}\cdot\text{А}$
1	80	21334,88	20420,8	29295,2
2	80	21334,88	20420,8	29295,2
3	80	21334,88	20420,8	29295,2
4	80	21334,88	20420,8	29295,2
5	80	21334,88	20420,8	29295,2
6	80	21334,88	20420,8	29295,2
7	80	21334,88	20420,8	29295,2
8	100	26668,6	25526	36619
9	100	26668,6	25526	36619

Продолжение таблицы 4.2

10	100	26668,6	25526	36619
11	100	26668,6	25526	36619
12	100	26668,6	25526	36619
13	100	26668,6	25526	36619
14	100	26668,6	25526	36619
15	100	26668,6	25526	36619
16	100	26668,6	25526	36619
17	100	26668,6	25526	36619
18	100	26668,6	25526	36619
19	100	26668,6	25526	36619
20	80	21334,88	20420,8	29295,2
21	80	21334,88	20420,8	29295,2
22	80	21334,88	20420,8	29295,2
23	80	21334,88	20420,8	29295,2

24	80	21334,88	20420,8	29295,2
----	----	----------	---------	---------

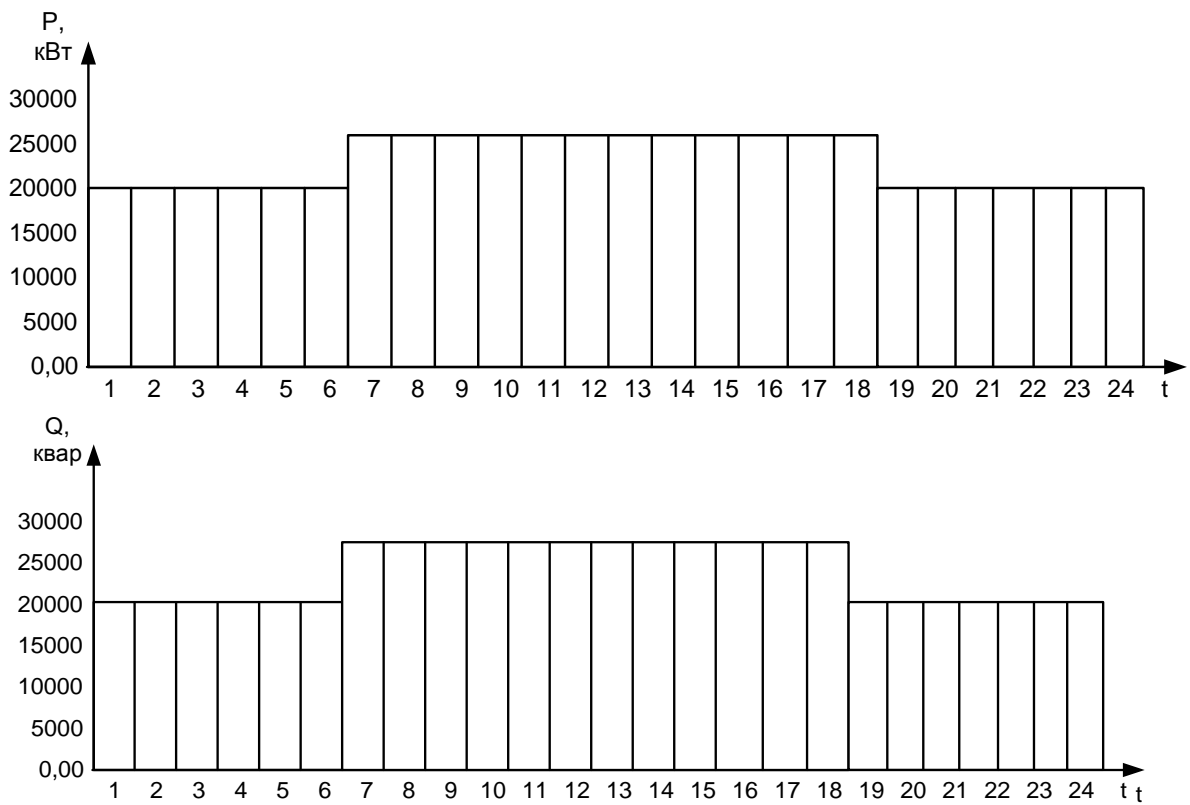


Рисунок 4.1 – Суточные характерные графики электрических нагрузок завода

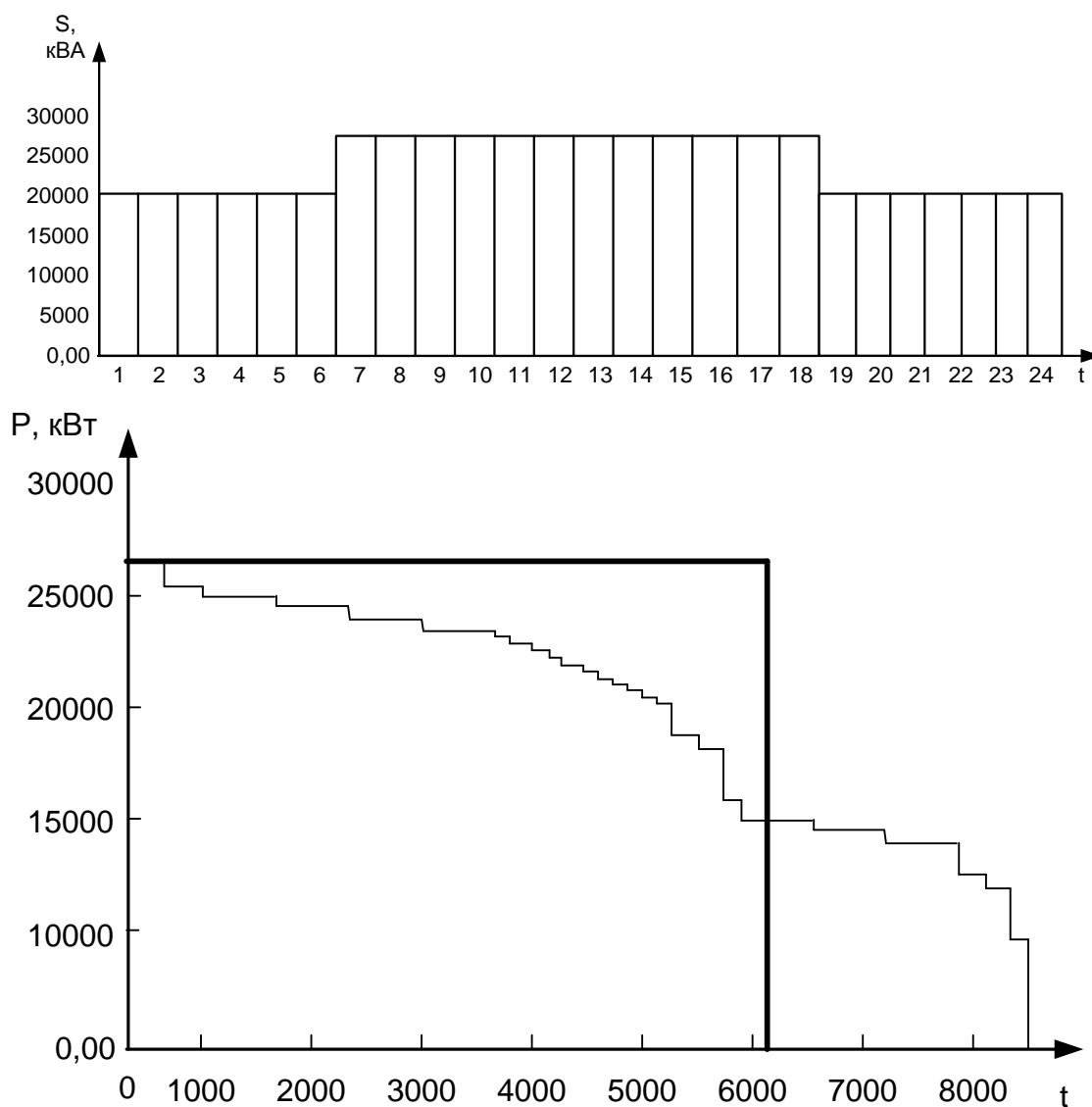


Рисунок 4.2 – Суточный график по полной мощности и годовой график электрических нагрузок завода

4.4 Выбор силовых трансформаторов пункта приема электрической энергии

Выбор силовых трансформаторов сводится к выбору: числа, мощности и типа трансформатора.

Для определения количества трансформаторов нужно учитывать условия надежности электроснабжения потребителей, требования.

Так как на промышленных предприятиях, как правило, присутствуют электроприемники 1-й и 2-й категории, на подстанции ПГВ необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов. [20]

Выбор мощности силовых трансформаторов ПГВ производится по среднеквадратичной мощности графика перетока мощности через трансформатор учитывая допустимую нагрузку номинального режима и допустимую перегрузку при послеаварийном режиме [1].

Среднеквадратичная мощность рассчитывается по формулам:

$$P_{\text{ср.кв.}} = \frac{\overline{\sum P_i^2 \Delta t_i}}{\sum \Delta t_i} = \frac{3,318 \cdot 10^{16}}{24} = 37182 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ср.кв.}} = \frac{\overline{\sum Q_i^2 \Delta t_i}}{\sum \Delta t_i} = \frac{3,04 \cdot 10^{15}}{24} = 11255 \text{ квар};$$

$$\cos \varphi_3 = \frac{P_3}{\sqrt{P_3^2 + Q_3^2}} = \frac{26668,6}{36619} = 0,73$$

$$S_{\text{ср.кв.}} = \sqrt{P_{\text{ср.кв.}}^2 + Q_{\text{ср.кв.}}^2} = \sqrt{37182^2 + 11255^2} = 38848,12 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность одного трансформатора для n – трансформаторной подстанции:

$$S_{\text{ТР}} \geq \frac{S_{\text{ср.кв.}}}{n} = \frac{38848,12}{2} = 19424,06 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Намечаем к установке два трансформатора типа ТРДН-25000/35.

Проведем проверку выбранного трансформатора на предмет перегрузочных возможностей:

- коэффициент предварительной загрузки:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{ТР}} \cdot n} \cdot \frac{\overline{\sum S_i^2 t_i}}{\sum t_i} = \frac{1}{25 \cdot 2} \cdot \frac{6,256 \cdot 10^{16}}{24} = 1,02.$$

- коэффициент аварийной перегрузки:

$$K_2 = \frac{1}{S_{\text{ТР}}} \cdot \frac{\overline{\sum S_i^2 t_i}}{\sum t_i} = \frac{1}{25} \cdot \frac{30,4 \cdot 10^{15}}{15} = 1,38.$$

- коэффициент максимума:

$$K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ТР}}} = \frac{36619}{25000} = 1,46.$$

Время перегрузки $t_{\text{пер}} = 15$ часов, определяем и проводим сравнение с коэффициентом K_2 , $K'_2 = 1,58$

$$0,9 \cdot K_{max} = 0,9 \cdot 1,46 = 0,88 < 1,02 < 1,58.$$

Условие выдерживать перегрузки для трансформатора в послеаварийном режиме выполняется, следовательно, трансформаторы подобраны правильно.

При выборе типа трансформатора следует применять трансформаторы с регулировкой напряжения под нагрузкой (устройства РПН или АРПН). [21]

4.5 Определение схемы ввода высшего напряжения подстанции

При определении схемы электрических соединений стороны высокого напряжения подстанций рекомендуются упрощенные схемы [2]. Схема приведена на рисунке 4.4.

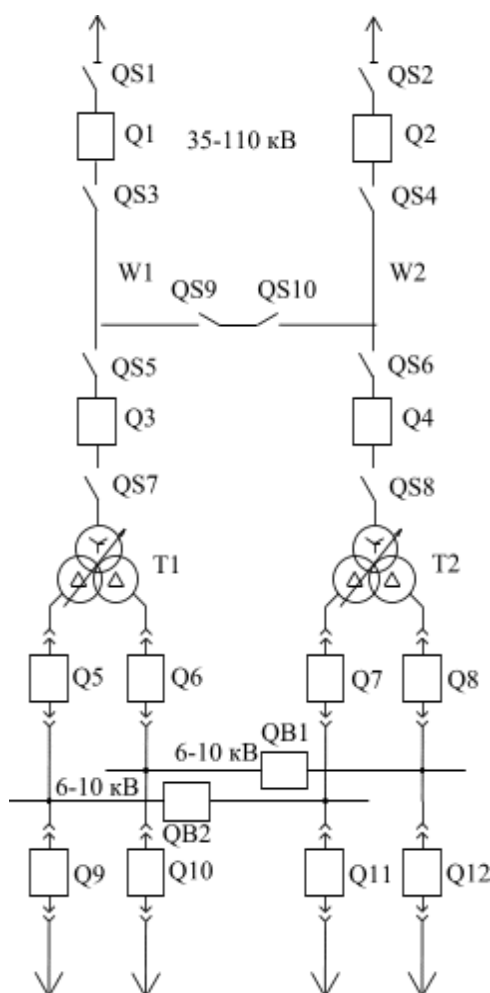


Рисунок 4.4 – Схема ввода ВН ПГВ

4.6 Определение питающих линий электропередачи

Определение экономически необходимого сечения ВЛ производится по экономической плотности тока ($J_э$). Значение ($J_э$) изменяется в

зависимости от металла проводника и количества времени работы при максимальных нагрузках (T_{\max}).

Так как трансформаторы ПГВ выбраны, то необходимо учесть потери в них.

Параметры трансформатора ТРДН – 25000/220:

$$\Delta P_{XX} = 21 \text{ кВт}; \Delta P_K = 106 \text{ кВт}; I_{XX}\% = 0,55; U_{K3} = 10,5\%.$$

Потери в трансформаторе:

$$\Delta P = \Delta P_{XX} n + \frac{\Delta P_K}{n} \frac{S_p^2}{S_H} = 21 \cdot 2 + \frac{106}{2} \frac{36619^2}{25000} = 154,97 \text{ кВт}.$$

$$\Delta Q = \frac{n I_{XX} S_H}{100} + \frac{U_{K3\%} S_H}{100 n} \frac{S_p^2}{S_H}.$$

$$\Delta Q = \frac{2 \cdot 0,55 \cdot 25000}{100} + \frac{10,5 \cdot 25000}{2 \cdot 100} \cdot \frac{36619^2}{25000} = 3073 \text{ квар}.$$

Расчетные мощности с учетом потерь в трансформаторе:

$$P_3 = P_{p.нн.ппэ} + \Delta P = 26668,6 + 154,97 = 26823,6 \text{ кВт}.$$

$$Q_3 = Q_{p.нн.ппэ} + \Delta Q = 25526 + 3073 = 28598,7 \text{ квар}.$$

$$S_3 = \sqrt{P_3^2 + Q_3^2} = \sqrt{26823,6^2 + 28598,7^2} = 39209,6 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Ток линии при нормальном режиме:

$$I_{н.р} = \frac{S_{расч}}{n \sqrt{3} U_c} = \frac{39209,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 51,45 \text{ А}.$$

Ток линии при послеаварийном режиме:

$$I_{пар} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} U_c} = \frac{39209,6}{\sqrt{3} \cdot 220} = 102,9 \text{ А}.$$

Сечение провода:

$$I_{пар} = \frac{I_{н.р}}{J_3} = \frac{102,9}{1} = 102,9 \text{ мм}^2.$$

Экономическая плотность тока для алюминия и $T_{\max} = 7208,75$ ч равна $J_3 = 1 \text{ А/мм}^2$.

Определенное сечение округляется до ближайшего табличного сечения. Предварительно выбираем провод марки АС-120/19 с допустимым током 380 А.

Выбранное сечение нужно проверить на нагрев при длительном воздействии тока в нормальном и послеаварийном режимах согласно условию

$$I_{\text{пар}} \leq I_{\text{д}} \cdot 2$$

Максимально возможный ток для проводника сечением 120/19 мм² равен 380 А, значит, что сечение соответствует поставленным требованиям. Удельные сопротивления провода $r_0 = 0,249$ Ом/км, $x_0 = 0,274$ Ом/км.

Анализ провода па потери напряжения в линиях при нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$\Delta U_{\%} = L \frac{P_3 R + Q_3 X}{U_H^2} 100\%.$$

$$R = \frac{r_0 l}{n} = \frac{0,249 \cdot 11}{2} = 1,37 \text{ Ом.}$$

$$X = \frac{x_0 l}{n} = \frac{0,274 \cdot 11}{2} = 1,51 \text{ Ом.}$$

$$\Delta U_{\% \text{нр}} = 11 \cdot \frac{26,669 \cdot 1,37 + 28,599 \cdot 1,51}{220^2} 100\% = 1,64\%.$$

$$\Delta U_{\% \text{пар}} = 11 \cdot \frac{26,669 \cdot 2,74 + 28,599 \cdot 3,02}{220^2} 100\% = 3,29\%.$$

Потери по напряжению не превысили допустимые значения [3].

Проверка проводников воздушной линии электропередачи по условиям короны и радиопомех на напряжении 220 кВ и сечением более 70 мм² не производится [3].

Таким образом, выбранные провода ВЛЭП-110 марки АС-120/19 удовлетворяют всем условиям проверки.

4.7 Определение схемы распределительных устройств низшего напряжения пунктов приема электрической энергии

Выбранная схема применена в данной работе как схема РУ низкого напряжения пункта приема электроэнергии и приведена на рисунке 4.3.

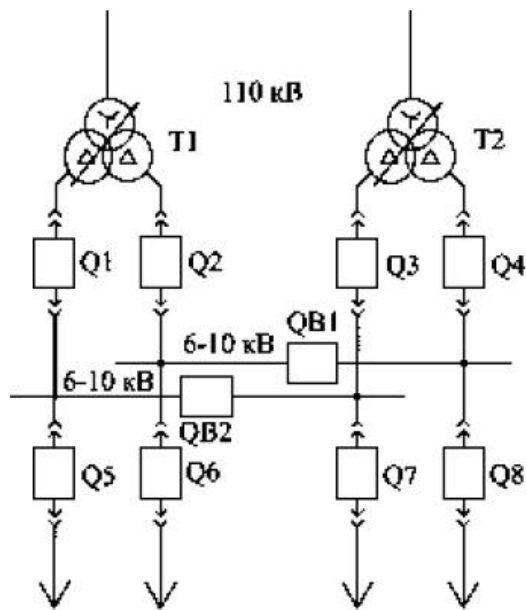


Рисунок 4.3 – Схема РУ НН ПГВ

При установке на подстанции трансформаторов с расщепленной вторичной обмоткой применяется схема РУ 6, 10 кВ с двойной секционированной системой сборных шин, как одна из наиболее распространенных и надежных.

5 Расчет системы распределения

5.1 Определение класса напряжения распределительной системы

Наиболее рациональное напряжение $U_{\text{рац}}$ высоковольтной системы электроснабжения определяется исходя из ТЭР и для заново проектируемых объектов в обычно зависит от наличия электроприемников

напряжением 6 или 10 кВ, а также наличия собственных независимых источников электроэнергии. [29]

В том случае, если мощность электроприемников 6 кВ составляет не более 15–20 % от общей мощности предприятия, то $U_{\text{рац}}$ распределения лучше всего считать равным 10 кВ, а электроприемники напряжением 6 кВ должны быть запитаны при помощи понижающих трансформаторов 10/6 кВ.

Если мощность электроприемников 6 кВ составляет 40 % или больше от общей мощности предприятия, то $U_{\text{рац}}$ распределения считается равным 6 кВ [2].

В данном случае:

$$\frac{S_{\Sigma 6\text{кВ}}}{S_p} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{P_{\Sigma 6\text{кВ}}^2 + Q_{\Sigma 6\text{кВ}}^2}}{S_p} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{15280 + 6698,8}}{32887,82} \cdot 100\% \\ = 55,07\%$$

Так как нагрузка 6 кВ составила более 50 %, то $U_{\text{рац}}$ распределения принимаем равным 6 кВ.

5.2 Определение схем распределения электроэнергии

Схемы внутреннего электроснабжения предприятий определяются следующим условиям: надежность питания электроприемников, номинальные режимы работы предприятия, возможность модернизации, развития и расширения производственных мощностей и т.д. [19]

Главные схемы промышленных предприятий – магистральные и радиальные. В данной выпускной квалификационной работе радиальные схемы в основном будут применяться для подключения потребителей с электроприемники I категории надежности электроснабжения, а магистральные для II и III категории.

Схема распределения электроэнергии по территории предприятия приведена на рисунке 5.1.

5.3 Определение распределительных пунктов

Распределительные пункты нужны для приема электроэнергии от ПГВ и ее последующего распределения по территории завода на том же классе напряжения. На крупных предприятиях может быть несколько РП.

Сооружение распределительного пункта целесообразно при наличии высоковольтных приемников, и при этом количество отходящих линий от распределительного пункта, как правило, должно быть не менее 8–10. В данной работе сооружение РП не целесообразно, поэтому все присоединения будут получать питание непосредственно с шин ПГВ. [24]

5.4 Определение мощностей и мест расположений цеховых трансформаторных подстанций

При выполнении работы рекомендуется применять комплектные трансформаторные подстанции (КТП) [2].

Правильный выбор характеристик (мощность, тип, количество) трансформаторов цеховых подстанций особенно важен для составления рациональной схемы электроснабжения предприятия. При этом так же должны учитываться их надежность, удобность при эксплуатации и экономическая целесообразность их применения.

Выбор количества трансформаторов напрямую связан с режимами работы потребителей и их категорией надежности электроснабжения электроприемников. На заводе имеются электроприемники всех трех категорий (таблица 1.1).

Исходя из оптимальной нагрузки в нормальном режиме определяем мощности трансформаторов. При этом сама мощность трансформаторов ($S_{тр}$) рассчитывается из полной расчетной мощности цеха ($S_{ц}$) за период времени максимальной загрузки учитывая требования надежности электроснабжения предприятия [25]:

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{п}}}{NK_3} \quad (5.1)$$

N – число трансформаторов, о.е.;

K_3 – коэффициент оптимальной загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы, о.е.

Для цеховых трансформаторов обычно принимают следующие коэффициенты оптимальной загрузки [2]:

- для цехов с наибольшей нагрузкой I-й категории – 0,65–0,7;
- для цехов с наибольшей нагрузкой II-й категории – 0,7–0,8;
- для цехов с наибольшей нагрузкой III-й категории – 0,9–1,0.

Выбирая трансформаторы необходимо выбирать такие, чья мощность составляет не более трех четырех мощностей. Это облегчит дальнейший процесс их эксплуатации (ремонт, замена т т.д.), а также позволит сократить необходимое количество резервных трансформаторов. Выбранные трансформаторы нужно проверить на устойчивость к перегрузкам [9].

В том случае если нагрузка цеха не превышает 150–200 кВ·А, то в данном цехе установка трансформаторной подстанции не целесообразна, а электроприемники цеха запитываем от ближайшей трансформаторной подстанции. [6]

Порядок выбора мощности и расчета потерь в трансформаторах рассмотрим на примере цеха № 3 (обжиговый цех).

Расчетная мощность трансформатора данного цеха:

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{п}}}{NK_3} = \frac{2480}{2 \cdot 0,8} = 1550 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Так как распределительные (цеховые) трансформаторы 6/0,4 выпускаются мощностью до 2500 кВ·А, то необходимо определить число трансформаторов для обеспечения питания данного цеха при условно заданной мощности 1600 кВ·А.

$$N = \frac{S_{\text{п}}}{K_3 S_{\text{НТ}}} = \frac{2480}{1600 \cdot 0,8} = 1,93 = 2.$$

Таким образом, для электроснабжения цеха № 3, относящегося к первой категории по надежности электроснабжения (таблица 1.1), необходимо установить одну двухтрансформаторную подстанцию с трансформаторами с номинальной мощностью по 1600 кВ·А.

Выбираем для установки в цехе одну подстанцию типа 2КТП-СЭЩ-П-1600/6/0,4-УЗ [10], с двумя силовыми трансформаторами ТМГ-СЭЩ-1600/6 УЗ [2].

Тип устройства высокого напряжения КТП определим в дальнейшем при построении схемы транспорта электроэнергии.

Проверка трансформаторов на устойчивость к перегрузкам:

$$K_{3Н} = \frac{S_M}{n_{КТП} \cdot n_{ТР} \cdot S_{НТ}} = \frac{2480}{2 \cdot 1600} = 0,77.$$
$$K_{3Пар} = \frac{S_M}{S_{НТ}} = \frac{2480}{1600} = 1,55.$$

Данные трансформаторы позволяют резервирование.

Результаты выбора количества и мощностных характеристик цеховых трансформаторных подстанций и коэффициентов их загрузки при нормальном и послеаварийном режимах сведены в таблицу 5.1.

Размещать цеховые подстанции необходимо, по возможности, в центре электрических нагрузок (ЦЭН) цеха. При отсутствии места в ЦЭН допускается их смещение в сторону питания. При наличии в цехе пожароопасных и взрывоопасных зон, а также зон с химическими агрессивными средами размещение ТП не допускается [2]. В этом случае необходимо сооружать пристроенные или отдельно стоящие подстанции. Размещение подстанций показано на схеме транспорта электроэнергии (рисунок 5.1).

Таблица 5.1 Количество и мощность цеховых трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ

Обозн ТП	Номер цеха подкл. к ТП	S, кВ·А	тип КТП,	Коэфф. загрузки	
				Н.Р.	П.А.Р.
ТП 1	1	460,77	1КТП-СЭЩ-П-630/6/0,4-УХЛ1	0,63	1,265
ТП 2	2	746,1	1КТП-СЭЩ-П-1000/6/0,4-УХЛ1	0,72	1,441
ТП 3	3	2197,53	2КТП-СЭЩ-П-1600/6/0,4-УХЛ1	0,53	1,078
ТП 4	4	912,66	1КТП-СЭЩ-П-1000/6/0,4-УХЛ1	0,71	1,437
ТП 5	5	2543,11	2КТП-СЭЩ-П-1600/6/0,4-УХЛ1	0,64	1,289
ТП 6	6	788,63	1КТП-СЭЩ-П-1000/6/0,4-УХЛ1	0,67	1,358
ТП 7	7	1346,87	1КТП-СЭЩ-П-1000/6/0,4-УХЛ1	0,57	1,158
ТП 8	8	894,96	1КТП-СЭЩ-П-1000/6/0,4-УХЛ1	0,65	1,301
ТП 9	9	574,19	1КТП-СЭЩ-П-630/6/0,4-УХЛ1	0,57	1,157
ТП 10	10	2343,73	2КТП-СЭЩ-П-1600/6/0,4-УХЛ1	0,69	1,392
ТП 11	11	1327,38	1КТП-СЭЩ-П-1600/6/0,4-УХЛ1	0,64	1,283
ТП 12	12	447,48	2КТП-СЭЩ-П-630/6/0,4-УХЛ1	0,60	1,217
ТП 13	13	840,02	2КТП-СЭЩ-П-1000/6/0,4-УХЛ1	0,59	1,196
ТП 14	14, осв тер.	317,90	1КТП-СЭЩ-П-630/6/0,4-УХЛ1	0,52	1,051
ТП 15	15	286,21	1КТП-СЭЩ-П-630/6/0,4-УХЛ1	0,75	1,503
ТП 16	16	633,56	1КТП-СЭЩ-П-1000/6/0,4-УХЛ1	0,61	1,238
ТП 17	17	661,92	1КТП-СЭЩ-П-1000/6/0,4-УХЛ1	0,68	1,363
ТП 18	18	389,88	1КТП-СЭЩ-П-630/6/0,4-УХЛ1	0,62	1,257
ТП 19	19, 20	626,34	1КТП-СЭЩ-П-630/6/0,4-УХЛ1	0,74	1,487

5.5 Расчет потерь мощности трансформаторов цеховых подстанций

Расчет потерь мощности в распределительных трансформаторах производится по следующим выражениям:

$$\Delta P_T = \Delta P_{XX} + K_{3Н}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}, \text{ кВт}; \quad (5.2)$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{XX} + K_{3Н}^2 \cdot \Delta Q_{КЗ}, \text{ квар}; \quad (5.3)$$

$$K_{3Н} = \frac{S_M}{S_{HT}}; \quad (5.4)$$

$$\Delta Q_{КЗ} = \frac{U_M}{100} S_{HT}, \text{ квар}; \quad (5.5)$$

$$\Delta Q_{XX} = \frac{I_{XX}}{100} S_{HT}, \text{ квар}. \quad (5.6)$$

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2}, \text{ кВт}. \quad (5.7)$$

где; ΔP_{XX} – потери холостого хода трансформатора;

$\Delta P_{КЗ}$ – потери при коротком замыкании (справочные данные);

K_{3H} – коэффициент загрузки в нормальном режиме;

S_M – расчетная максимальная нагрузка цеха, кВ·А;

S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Таблица 5.2 – Справочные данные трансформаторов

Тип трансформатора	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	U_k , %	I_{xx} %
ТМГ-400/6	1,05	5,5	4,5	2,1
ТМГ-630/6	1,56	7,6	5,5	2
ТМГ-1000/6	2,45	2,2	5,5	1,4
ТМГ-1600/6	3,3	18	5,5	1,3

Определим потери в трансформаторе цеха № 3 (цех хлорофоса):

$$\Delta P_T = 2,45 + 0,53^2 \cdot 12,2 = 5,88 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{1,44}{100} \cdot 1600 = 23,04 \text{ кВар.}$$

$$\Delta Q_{кз} = \frac{5,5}{100} \cdot 1600 = 88,0 \text{ кВар;}$$

$$\Delta Q_T = 23,04 + 0,53^2 \cdot 88 = 47,76 \text{ кВар.}$$

$$\Delta S_T = \sqrt{5,88^2 + 47,76^2} = 48,12 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Результаты расчета потерь в КТП остальных цехов сведены в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Потери в трансформаторах 6/0,4 кВ

№ ТП	Число КТП и мощность трансформаторов	$K_{3,н.р.}$	ΔP_T	ΔQ_{xx}	$\Delta Q_{кз}$	ΔQ_T	ΔS_T
1	1КТП 1х630/6/0,4	0,63	6,68	9,1	12,6	64,67	65,17
2	1КТП 2х1000/6/0,4	0,72	7,98	14,4	55,0	45,71	46,22
3	2КТП 2х1600/6/0,4	0,53	5,88	23,04	88,0	47,76	48,12
4	1КТП 2х1000/6/0,4	0,71	7,87	14,4	55,0	45,63	46,13
5	2КТП 2х1600/6/0,4	0,64	7,1	23,04	12,6	63,17	63,68
6	1КТП 2х1000/6/0,4	0,67	7,43	14,4	55,0	43,68	44,19
7	1КТП 2х1000/6/0,4	0,57	6,32	14,4	55,0	42,13	42,64

8	1КТП 2x1000/6/0,4	0,65	7,2	14,4	55,0	44,37	44,86
9	1КТП 2x630/6/0,4	0,57	6,32	9,1	12,6	62,67	63,16
10	2КТП 2x1600/6/0,4	0,69	7,6	23,04	88,0	48,93	50,43
11	1КТП 2x1600/6/0,4	0,64	7,1	23,04	88,0	47,34	47,85
12	2КТП 2x630/6/0,4	0,60	6,6	9,1	12,6	62,78	63,30
13	2КТП 2x1000/6/0,4	0,59	6,43	14,4	55,0	43,70	44,21
14	1КТП 1x630/6/0,4	0,52	5,78	9,1	12,6	62,23	62,74
15	1КТП 2x630/6/0,4	0,75	8,32	9,1	12,6	67,67	68,28
16	1КТП 1x1000/6/0,4	0,61	6,77	14,4	55,0	44,74	45,25
17	1КТП1x1000/6/0,4	0,68	7,5	14,4	55,0	45,05	45,56
18	1КТП1x630/6/0,4	0,62	6,57	9,1	12,6	64,57	61,08
19	1КТП1x630/6/0,4	0,74	8,23	9,1	12,6	65,71	66,22

Продолжение таблицы 5.3

5.6 Распределение электроэнергии в системе распределения

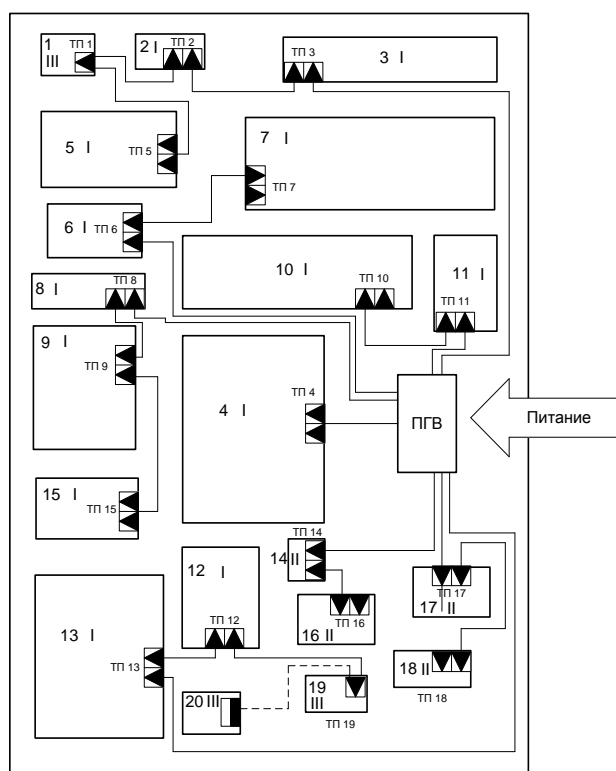
По территории завода распределение электрической энергии осуществляется кабельными линиями.

При выборе способа прокладки силовых кабелей, нужно учитывать следующие рекомендации:

– при прокладке в земле в одной траншее допускается прокладывать не более шести кабелей;

– при числе кабелей более 20 рекомендуется прокладка на эстакадах.

Прокладка кабельных линий в траншеях не допускается при агрессивных грунтах и при возможных разливах химически активных веществ. Для подачи в одном направлении мощности более 15–20 МВ·А рекомендуется применять токопроводы [18]. Трассы кабельных линий электропередачи приведены на рисунке 5.1.



- Каб. линия 0,4 кВ
- Каб. линия 6/10 кВ
- Силовой пункт 0,4 кВ
- ▲ Однотрансформаторная КТП 6/0,4 кВ
- ▲▲ Двухтрансформаторная КТП 6/0,4 кВ

Рисунок 5.1 –Трассы кабельных линий электропередач

5.7 Определение марки и сечения проводников распределительной системы

Сечения жил кабельных линий должны соответствовать требованиям допустимых токовых нагрузок для участка трассы с наименьшим охлаждением. Выбор сечения жил кабельных линий выполняется с учетом всех возможных режимов работы электрической сети и перегрузочной способности кабелей различного типа. [26]

При прокладке кабелей в грунте максимальная токовая нагрузка на жилу при нормальном режиме работы определяется выражением:

$$I_{\text{доп.н.р.}} = K_1 \cdot K_2 \cdot I_T, \quad (5.8)$$

где, K_1 – коэффициент корректировки, учитывающий внешнюю температуру;

K_2 – поправочный коэффициент количества работающих кабелей, проложенных рядом в земле;

I_T – допустимая токовая нагрузка на жилу кабеля. Берется из таблиц различных марок и условий прокладки кабеля [2].

При проверке сечения кабеля для послеаварийного режима работы кабельных линий напряжением до 10 кВ нужно брать в расчет допустимую перегрузку.

Допустимая токовая нагрузка на жилу кабеля в послеаварийном режиме определяется по выражению:

$$I_{\text{доппар}} = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{доп.н.р.}}, \quad (5.9)$$

где, $K_{\text{п}}$ – коэффициент допустимой перегрузки, который зависит от типа изоляции.

Выберем кабели в линии от ПГВ до цеха № 3 (цех хлорофоса).

В цехе установлена двухтрансформаторная подстанция (КТП 2x1600).

Расчетный ток линии в нормальном режиме:

$$I_{\text{н.р.}} = \frac{\frac{S_{\text{ц}}}{n_{\text{кТП}} n_{\text{тр}}} + \Delta S_{\text{т}}}{3 U_{\text{с}}}, \text{ А}, \quad (5.10)$$

где, $\Delta S_{\text{т}}$ – потери в трансформаторе;

$n_{\text{кТП}}$ – число КТП, установленных в цехе.

$$I_{\text{н.р.}} = \frac{\frac{2197,53}{1 \cdot 2} + 237,2}{3 \cdot 6} = 128,55 \text{ А},$$

В послеаварийном режиме – ток линии сразу всей КТП:

$$I_{\text{пар}} = I_{\text{н.р.}} \cdot 2 = 128,55 \cdot 2 = 257,11 \text{ А}.$$

Выбор кабеля производим исходя из нагрева током нормального режима работы учитывая поправочные коэффициенты.

Из таблицы стандартных сечений кабелей предварительно выбираем кабель сечением 120 мм² с допустимой длительной нагрузкой тока 290 А.

$$I_{\text{доп.н.р.}} = 1 \cdot 0,75 \cdot 290 = 217,5 \text{ А} > I_{\text{н.р.}} = 128,55 \text{ А}.$$

$$I_{\text{доппар}} = 1,1 \cdot 217,5 = 239,25 \text{ А} < I_{\text{пар}} = 257,11 \text{ А}.$$

Так как $I_{\text{доппар}} < I_{\text{н.р.}}$, по таблице стандартных сечений кабелей выбираем кабель сечением 150 мм^2 с допустимой длительной нагрузкой тока 320 А .

$$I_{\text{доп.н.р.}} = 1 \cdot 0,75 \cdot 320 = 240 \text{ А} > I_{\text{н.р.}} = 128,55 \text{ А.}$$

$$I_{\text{доппар}} = 1,1 \cdot 240 = 264 \text{ А} > I_{\text{пар}} = 257,11 \text{ А.}$$

где $I_{\text{T}} = 320 \text{ А}$ – допустимая токовая нагрузка на жилу кабеля согласно таблицам

ПУЭ для алюминиевой жилы сечением 150 мм^2 и изоляцией из сшитого полиэтилена, А;

$K_2 = 0,75$ – поправочный коэффициент количества работающих кабелей, проложенных рядом в земле;

K_1 – поправочный коэффициент кабелей в зависимости от удельного теплового сопротивления земли;

$K_{\text{п}} = 1,1$ – коэффициент перегрузки (для послеаварийного режима для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена – 10 %). По послеаварийной перегрузке кабель проходит.

Окончательно принимаем кабель марки АПвПг-1х150.

Результаты расчетов по выбору и проверке кабельных линий электропередачи цехов сведены в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Результаты расчета кабельных линий

№	Линия между	Кол-во	S _м , кВА	I _р , А		F _{сеч} ² , мм	I _{стд}	K ₁	K ₂	K ₃	I _{доп нр}	I _{доп пар}	Число, марка кабелей
				I _{нр}	I _{пар}								
1	ТП2 – ТП1	1	460,77	26,9	53,8	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	3АПвПг-6-1х35
2	ТП3 – ТП2	1	746,1	43,92	87,4	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	3АПвПг-6-1х35
3	ПГВ – ТП3	2	2197,5	128,5	257,1	150	320	1	0,75	1,1	240	264	6АПвПг-6-1х150
4	ТП3 – ТП4	1	912,7	53	106	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	3АПвПг-6-1х35
5	ТП1 – ТП5	1	2543,1	148,7	297,5	150	320	1	0,75	1,1	240	264	3АПвПг-6-1х150
6	ПГВ – ТП6	2	788,63	45,5	91,2	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	6АПвПг-6-1х35
7	ТП6 – ТП7	1	1346,9	78,7	157,6	70	210	1	0,75	1,1	157,5	173,2	3АПвПг-6-1х70
8	ПГВ – ТП8	2	895	51,35	104,7	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	6АПвПг-6-1х35
9	ТП8 – ТП9	1	574,2	33,53	67,16	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	3АПвПг-6-1х35
10	ТП11 – ТП10	1	2343,7	137,1	274,2	150	320	1	0,75	1,1	240	264	3АПвПг-6-1х150
11	ПГВ – ТП11	2	1327,4	77,5	155,2	70	210	1	0,75	1,1	157,5	173,2	6АПвПг-6-1х70
12	ТП13 – ТП12	1	447,5	26,1	52,3	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	3АПвПг-6-1х35
13	ПГВ – ТП13	2	840,0	49,15	98,3	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	6АПвПг-6-1х35
14	ПГВ – ТП14	2	101,9	5,54	11,8	50	160	1	0,75	1,1	160	176	6АПвПг-6-1х50
15	ТП9 – ТП15	1	286,2	16,25	33,5	50	160	1	0,75	1,1	160	176	3АПвПг-6-1х50
16	ТП14 – ТП16	1	633,6	37,02	74,05	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	3АПвПг-6-1х35
17	ПГВ – ТП17	1	661,9	38,92	77,44	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	3АПвПг-6-1х35
18	ТП17 – ТП18	1	389,9	22,8	45,6	50	160	1	0,75	1,1	160	176	3АПвПг-6-1х50

19	ТП12– ТП19	1	327	19,25	38,5	50	160	1	0,75	1,1	160	176	3АПвПг-6-1x50
20	ТП19 – СП20	1	301,3	17,6	35,2	50	160	1	0,75	1,1	160	176	3АПвПг-6-1x50

6 Определение токов короткого замыкания

Определим токи симметричного трехфазного замыкания методом эквивалентных ЭДС [2].

Расчет производим согласно следующим характеристикам. Все источники питания, задействованные в электроснабжении данной точки, работают при номинальной нагрузке. Синхронные машины оснащены автоматическими регуляторами напряжения и аппаратурой быстрой форсировки возбуждения. Короткое замыкание происходит в тот момент, когда ток короткого замыкания достигает максимального предела. Электродвижущие силы всех источников питания совпадают по фазе. Расчетное значение напряжения каждой ступени берут на 5 % больше от номинального напряжения сети (среднее номинальное напряжение). [27]

Схема расчетного участка электрической сети и схема замещения приведены на рисунке 6.1.

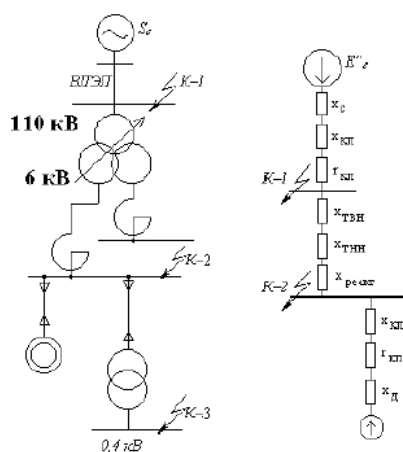


Рисунок 6.1 – Электрическая схема и схема замещения

При расчете токов короткого замыкания линий напряжением более 1 кВ учитываем только сопротивления линий электропередачи и обмоток электрических машин, реакторов. Сопротивлениями контактов, шин, трансформаторов тока и т.д. пренебрегаем в виду их малости.

Точка К-1:

$$r_0 = 0,249 \text{ Ом/км}, x_0 = 0,274 \text{ Ом/км}.$$

Определяем базисные величины исходя из исходных данных.

Базисная мощность: $S_{\delta} = S_c = \text{МВ} \cdot \text{А}$, базисное напряжение: кВ. $U_{\delta 1} = 230 \text{ кВ}$.

Базисный ток питающей сети:

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 1}} = \frac{1200}{\sqrt{3} \cdot 230} = 3,01 \text{ кА}. \quad (6.1)$$

Сопротивление системы, приведенное к базисным условиям: $x_c = 0,6 \text{ о. е.}$

Расчет производим в относительных единицах.

Сопротивление ВЛЭП:

$$x_L = x_0 \cdot l \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_H^2} = 0,274 \cdot 11 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{1200}{230^2} = 0,033 \text{ о. е.} \quad (6.2)$$

$$r_L = r_0 \cdot l \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_H^2} = 0,249 \cdot 11 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{1200}{230^2} = 0,031 \text{ о. е.} \quad (6.3)$$

Результирующее сопротивление схемы замещения до точки К-1:

$$x_{K-1} = x_c + x_L = 0,6 + 0,033 = 0,633 \text{ о. е.}$$

$$r_{K-1} = r_L = 0,031 \text{ о. е.}$$

$$Z_{K-1} = \sqrt{x_{K-1}^2 + r_{K-1}^2} = \sqrt{0,633^2 + 0,031^2} = 0,634 \text{ о. е.}$$

(6.4) Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке К-1:

$$I''_{\text{ПО}(K-1)} = \frac{E''_c}{Z_{K-1}} I_{\delta 1} = \frac{1}{0,634} \cdot 3,01 = 4,75 \text{ кА}. \quad (6.5)$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К-1:

$$i_{\text{уд } K-2} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I''_{\text{ПО}(K-1)} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 4,75 = 12,89 \text{ кА. кА}. \quad (6.6)$$

Точка К-2:

Определим базисные величины.

Базисное напряжение сети распределения: кВ; $U_{\delta 2} = 6,3 \text{ кВ}$;

базисный ток: $I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 2}} = \frac{1200}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 109,97 \text{ кА}$.

Сопротивление трансформатора ТРДН-25000/220 ($K_{\text{расц}} = 3,62$):

$$X_{\text{СКВ}} = X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1200}{25} = 5,04 \text{ Ом.} \quad (6.7)$$

$$X_{\text{T НН}} = \frac{K_{\text{расц}} K_{\text{СКВ}}}{2} = 1,81 \cdot 5,04 = 9,12 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{T ВН}} = 0,095 X_{\text{T}} = 0,095 \cdot 5,04 = 0,48 \text{ о. е.}$$

Поскольку в системе электроснабжения рассматриваемого предприятия, значительную долю нагрузки составляют электрические двигатели, которые дают подпитку результирующему току короткого замыкания, принимаем решение установить токоограничивающий реактор для уменьшения величины тока короткого замыкания с целью облегчения условий коммутации в распределительной сети.

Выбираем реактор РБДГ-10-1000-0,25У3 с номинальным индуктивным сопротивлением $X_{\text{P(OM)}} = 0,1 \text{ Ом}$ и номинальным током 2150 А. Его сопротивление в относительных единицах равно:

$$X_{\text{реак}} = \frac{X_{\text{P(OM)}} S_{\text{б}}}{U_{\text{б2}}^2} = \frac{0,1 \cdot 1200}{6,3^2} = 3,02.$$

Тогда результирующее сопротивление схемы замещения до точки К-2:

$$X_{\text{К-2}} = X_{\text{К-1}} + X_{\text{T ВВ}} + X_{\text{T НН}} + X_{\text{реак}} = 0,633 + 9,12 + 0,48 + 3,02 \\ = 13,25 \text{ о. е.}$$

$$r_{\text{К-2}} = r_{\text{К-1}} = 0,031 \text{ о. е.}$$

$$Z_{\text{К-2}} = \sqrt{X_{\text{К-2}}^2 + r_{\text{К-2}}^2} = \sqrt{13,25^2 + 0,031^2} = 13,25 \text{ о. е.}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания от системы:

$$I''_{\text{ПО(К-2)}} = \frac{E''_{\text{с}}}{Z_{\text{К-2}}} I_{\text{б2}} = \frac{1}{13,25} \cdot 109,97 = 8,3 \text{ кА.}$$

Ток подпитки АД учитываем при одном включенном секционном выключателе.

Тип АД (цеха № 3, 7, 20): 4А3М-1250/6000-УХЛ4, общее число двигателей 4, $S_{\text{дв}} = 1404 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, $x'_{\text{д}} = 0,2 \text{ о. е.}$ Согласно таблице 5.4 двигатели запитаны кабелем сечением от 50 до 120 мм². Для расчетов примем наименьшие значения сопротивления, т.е. АПвПг – 1х120.

Сопротивление кабельной линии ГПП-АД-1250:

$$r_{\text{каб}} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2}, = 0,258 \cdot 0,4 \cdot \frac{1200}{6,3^2} = 3,12 \text{ о. е.}$$

$$x_{\text{каб}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2}, = 0,076 \cdot 0,4 \cdot \frac{1200}{6,3^2} = 0,919 \text{ о. е.}$$

где, $r_0 = 0,258$ Ом/км и $x_0 = 0,076$ Ом/км – удельное активное и реактивное сопротивление кабельной линии 6 кВ, питающей среднестатистический двигатель 4А3М-1250/10000-УХЛ4.

$$x_{\text{АД}} = \frac{x'_d S_6}{S_{\text{ДВ}}} = \frac{0,2 \cdot 1200}{1,404} = 170,9 \text{ о. е.}$$

Ток одного двигателя ГПП:

$$I_{\text{АД}_1250} = \frac{E_{\text{АД}} I_{62}}{(x_{\text{каб}} + x_{\text{АД}})^2 + (r_{\text{каб}})^2} = \frac{0,9 \cdot 109,97}{(0,919 + 170,9)^2 + (3,12)^2} = 0,576 \text{ кА.}$$

Тип АД (цеха № 1): 4А3М-2000/6000-УХЛ4, общее число двигателей 9, $S_{\text{ДВ}} = 2198$ кВ·А, $x'_d = 0,2$ о.е., $E_{\text{АД}} = 0,9$. Согласно таблице 5.4 двигатели запитаны кабелем сечением 240 мм².

Сопротивление кабельной линии ГПП-АД-2000:

$$r_{\text{каб}} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2}, = 0,129 \cdot 0,5 \cdot \frac{1200}{6,3^2} = 1,95 \text{ о. е.}$$

$$x_{\text{каб}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2}, = 0,071 \cdot 0,5 \cdot \frac{1200}{6,3^2} = 1,073 \text{ о. е.}$$

где $r_0 = 0,129$ Ом/км и $x_0 = 0,071$ Ом/км – удельное активное и реактивное сопротивление кабельной линии 6 кВ, питающей среднестатистический двигатель 4А3М-2000/10000-УХЛ4.

$$x_{\text{АД}} = \frac{x'_d S_6}{S_{\text{ДВ}}} = \frac{0,2 \cdot 1200}{2,198} = 109,2 \text{ о. е}$$

$$I_{\text{АД}_2000} = \frac{E_{\text{АД}} I_{62}}{(x_{\text{каб}} + x_{\text{АД}})^2 + (r_{\text{каб}})^2} = \frac{0,9 \cdot 109,97}{(1,073 + 109,2)^2 + (1,95)^2} = 0,897 \text{ кА.}$$

Тип СД (цех № 13) СДН-2-16-49-6У3, общее число двигателей 4, кВ·А, о.е., согласно таблице 5.4 двигатели запитаны кабелем АПвПг – 1х150.

Сопротивление кабельной линии ПГВ-СД-1250:

$$r_{\text{каб}} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2}, = 0,206 \cdot 0,25 \cdot \frac{1200}{6,3^2} = 1,557 \text{ о. е.}$$

$$x_{\text{каб}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2}, = 0,074 \cdot 0,25 \cdot \frac{1200}{6,3^2} = 0,559 \text{ о. е.}$$

$$x_{\text{СД}} = \frac{x'_d S_6}{S_{\text{ДВ}}} = \frac{0,2 \cdot 1200}{1,450} = 165,52 \text{ о. е}$$

Ток одного двигателя ПГВ:

$$I_{\text{СД}_1450} = \frac{E_{\text{СД}} I_{62}}{(x_{\text{каб}} + x_{\text{АД}})^2 + (r_{\text{каб}})^2} = \frac{1,0 \cdot 109,97}{(0,559 + 165,52)^2 + (1,557)^2} = 0,66 \text{ кА.}$$

Расчет подпитки при одном включенном секционном выключателе. Результирующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания с учетом подпитки от электродвигателей:

$$I_{\Sigma K-2} = I''_{\text{ПО}(K-2)} + \frac{n_{1250} I_{\text{АД}_1250}}{2} + \frac{n_{2000} I_{\text{АД}_2000}}{2} + \frac{n_{\text{СД}} I_{\text{СД}_1450}}{2} = 11,292 + 2 \cdot 0,576 + 5 \cdot 0,897 + 2 \cdot 0,66 = 18,25 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К-2:

$$i_{\text{уд } K-2} = \bar{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\Sigma(K-2)} = \bar{2} \cdot 1,8 \cdot 18,251 = 46,46 \text{ кА.}$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент (по таблице 6.3) [2].

Точка К-3:

Поскольку расчетная точка К-3 находится в системе потребления (напряжение менее 1 кВ), то расчет токов короткого замыкания проводим в именованных единицах. [4]

Принимаем следующие допущения.

Систему принимаем бесконечной мощности, сопротивление системы равно нулю ($S_c = \infty$; $x_c = 0$).

Схема замещения приведена на рисунке 6.2.

Сопротивление силового трансформатора ТМ-1600/6:

$$X_{\text{тр}} = 5,4 \text{ МОм, } r_{\text{тр}} = 1 \text{ МОм.}$$

Сопротивление трансформатора тока не учитываем.

$$X_{\text{та}} = 0,07 \text{ МОм, } r_{\text{та}} = 0,05 \text{ МОм [2].}$$

Сопротивление автоматического выключателя:

$$X_{\text{KB}} = 0,05 \text{ мОм}, r_{\text{KB}} = 0,1 \text{ мОм}.$$

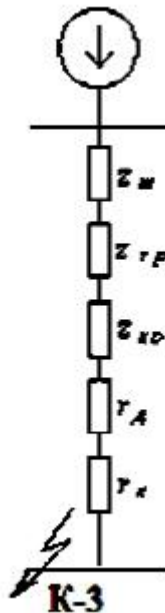


Рисунок 6.2 – Схема замещения

Сопротивление контактов:

$r_{\text{к}} = 0,01 \text{ мОм}$ – для контактов шинопроводов,

$r_{\text{к}} = 1 \text{ мОм}$ – для коммутационных аппаратов.

Сопротивление шин:

$$x_{\text{ш}} = 0,015 \text{ мОм}, r_{\text{ш}} = 0,033 \text{ мОм}.$$

Сопротивление дуги не учитываем, поскольку возможно металлическое замыкание.

Результирующее сопротивление схемы замещения до точки К–4:

$$\begin{aligned} Z_{\text{K-3}} &= \sqrt{x_{\text{TP}}^2 + x_{\text{TA}}^2 + x_{\text{KB}}^2 + x_{\text{ш}}^2 + r_{\text{TP}} + r_{\text{TA}} + r_{\text{KB}} + r_{\text{к}} + r_{\text{ш}} + r_{\text{д}}^2} \\ &= \sqrt{5,4 + 0,07 + 0,05 + 0,015^2 + 1 + 0,05 + 0,1 + 0,01 + 1 + 0,033^2} \\ &= 5,94 \text{ мОм}. \end{aligned}$$

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке К–4:

$$I''_{\text{по(К-3)}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}Z_{\text{К-3}}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 5,94 \cdot 10^{-3}} = 38,92 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{\text{уд к-3}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I''_{\text{по(К-3)}} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 38,92 = 60,36 \text{ кА.}$$

где $k_{\text{уд}} = 1,1$ – ударный коэффициент [5].

Результаты расчета токов короткого замыкания сведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Расчет токов короткого замыкания

Точка КЗ	Напряжение $U_{\text{н}}$, кВ	Периодическая составляющая тока КЗ $I''_{\text{по}}$, кА	Ударный ток КЗ $i_{\text{уд}}$, кА
К-1	220	4,75	12,81
К-2	6	8,3	46,46
К-3	0,4	38,92	60,36

7 Определение и проверка элементов системы электроснабжения

Элементы системы электроснабжения определяются согласно номинальным параметрам при нормальном режиме работы системы электроснабжения и должны соответствовать условиям окружающей среды [2].

Номинальное напряжение аппарата соответствует классу его изоляции.

Условие выбора:

$$U_{н.а} = U_{н.с} \quad (7.1)$$

где $U_{н.а}$ – номинальное напряжение аппарата, кВ;

$U_{н.с}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

При протекании тока аппарат должен работать длительное время без допустимого перегрева.

Условие выбора:

$$I_{н.а} \geq I_{р.мах}, \quad (7.2)$$

где $I_{н.а}$ – номинальный ток аппарата, А;

$I_{р.мах}$ – наибольший ток утяжеленного режима сети, А.

Основные условия проверки элементов в аварийном режиме:

– электродинамическая стойкость:

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (7.3)$$

где $i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости аппарата, кА;

$i_{уд}$ – ударный ток при коротком замыкании в сети, кА;

– термическая стойкость:

$$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k, \quad (7.4)$$

где I_T – ток термической стойкости аппарата, кА;

t_T – допустимое время протекания тока короткого замыкания, с;

B_k – тепловой импульс, кА²·с;

– коммутационная способность:

$$I_{\text{отк.}} \geq I_{n0}, \quad (7.5)$$

где $I_{\text{отк.}}$ – ток отключения аппарата, кА;

I_{n0} – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, кА.

7.1 Определение и проверка высоковольтных коммутационных устройств

Определение и проверка выключателей 220 кВ.

Определим ток питающей линии ВЛ при нормальном режиме:

$$I_{\text{н.р}} = \frac{S_3}{n \cdot \sqrt{3} U_c} = \frac{39209,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 51,45 \text{ А.}$$

ток в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{пар}} = \frac{S_3}{\sqrt{3} U_c} = \frac{39209,6}{\sqrt{3} \cdot 220} = 102,9 \text{ А.}$$

Выбираем элегазовый выключатель ВГТ–220-2500 У1 [2].

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot \tau + T_a = (0,135 + 0,115) \cdot 4,75^2 = 5,64 \text{ кА}^2/\text{с.}$$

где, $T_a = 0,115 \text{ с}$ (по таблице 6,3).

$\tau = t_{\text{ра}} + t_{\text{тк}} = 0,1 + 0,035 = 0,135 \text{ с}$ – время отключения короткого замыкания (сумма времени действия главной защиты (диф. защита трансформатора) и времени отключения выключателя).

Таблица 7.1 – Условия выбора и проверки выключателя 220 кВ

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры цепи
$U_{\text{ном}} = U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб мах}} = 51,45 \text{ А}$
$I_{\text{отк.Н}} \geq I_{n0}$	$I_{\text{отк.Н}} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 4,75 \text{ кА}$
$i_{\text{дин.м}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин.м}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 12,81 \text{ кА}$
$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} \geq B_k$	$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} = 9408 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_k = 5,64 \text{ кА}^2/\text{с}$

Выбор и проверка разъединителей.

Предварительно выбираем: двухколонковый разъединитель с заземляющими ножами наружной установки РНДЗ-220/1000 У1 [13].

Таблица 7.2 –Выбор разъединителя 220 кВ

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры цепи
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{уст} = 220$ кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{раб мах} = 51,45$ А
$i_{дин.м} \geq i_{уд}$	$i_{дин.м} = 80$ кА	$i_{уд} = 12,81$ кА
$I_T^2 t_T \geq B_k$	$I_T^2 t = 2976,7$ кА ² /с	$B_k = 5,64$ кА ² /с

Определение и проверка выключателей 6 кВ.

Выбираем выключатель на отходящей линии 6 кВ трансформатора ТРДН-25000/220 (вводной выключатель ЗРУ ПГВ).

Максимальный рабочий ток:

Ток в линии в нормальном режиме:

$$I_{н.р} = \frac{S_{завода}}{n \cdot \sqrt{3} U_n} = \frac{39209,6}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3} = 0,94 \text{ кА.}$$

Ток в линии при послеаварийном режиме (ПАР) для расщепленной обмотки:

$$I_{пар} = \frac{S_{завода}}{2 \cdot \sqrt{3} U_c} = \frac{39209,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3} = 1,89 \text{ кА.}$$

осле нахождения токов на вводах 6 кВ необходимо определиться с выбором типа ячеек КРУ. Выбираем серию К-61 (ввод) и К-63 (отходящие линии) [2].

Таблица 7.3 – КРУ 6 кВ серии К-61

Серия	U ном, кВ	U мах, кВ	I ном, А	Ток, кА		
				отключения	термическо й стойкости	динамической стойкости
К-61	6; 10	7,2; 12	630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150	31,5; 40	31,5/3; 40/3	128
К-63	6; 10	7,2; 12	630, 1000, 1600	20; 31,5	20/3; 31,5/3	51; 81

Предварительно выбираем выключатель марки LF 3 – элегазовый выключатель внутренней установки ($T_{отк} = 0,07с$).

Определим для выключателя ток при полуторократной перегрузке трансформатора ПГВ:

$$I_{MAX} = \frac{1,5S_{тр}}{2 \sqrt{3} U_{нн}} = \frac{1,5 \cdot 25000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 1,72 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс:

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot \tau + T_a = (0,87 + 0,05) \cdot 8,3^2 = 63,38 \text{ кА}^2/\text{с.}$$

где, $T_a = 0,05 \text{ с}$ (по таблице 6.3) [5];

$\tau = t_{ра} + \Delta t_{сел} + t_{отк} = 0,1 + 0,7 + 0,07 = 0,87 \text{ с}$ – время отключения короткого замыкания (общее время срабатывания главной защиты (МТЗ) и времени срабатывания выключателя);

$\Delta t_{сел}$ – суммарное время ступеней селективности МТЗ [2].

Результаты выбора и проверки представлены в таблице 7,4.

Таблица 7.4 – Выбор и проверка выключателя на вводе в РУ 6 кВ

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры цепи
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 3200 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1720 \text{ А}$
$I_{отк.н} \geq I_{п0}$	$I_{отк.н} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 8,3 \text{ кА}$
$i_{дин.м} \geq i_{уд}$	$i_{дин.м} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 46,46 \text{ кА}$
$I_T^2 t_T \geq B_k$	$I_T^2 t = 40 \text{ кА}^2/3с = 4800 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_k = 63,38 \text{ кА}^2/\text{с}$

Выбираем на отходящие линии выключатели вакуумные ВВ/TEL-6-20/630 У2 ($I_{отк.н} = 20 \text{ кА}$, $i_{дин.м} = 51 \text{ кА}$).

Тепловой импульс:

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot \tau + T_a = (0,17 + 0,05) \cdot 8,3^2 = 15,156 \text{ кА}^2/\text{с.}$$

где, $T_a = 0,05 \text{ с}$ (по таблице 6.3) [5];

$\tau = t_{рз} + t_{отк} = 0,1 + 0,07 = 0,17 \text{ с}$ – время отключения короткого замыкания (сумма времени срабатывания главной защиты (токовая отсечка) и времени отключения выключателя) [2].

Таблица 7.5 – Выбор и проверка выключателя 6 кВ отходящих линий

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры цепи
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб мах} = 1720 \text{ А}$
$I_{отк.Н} \geq I_{н0}$	$I_{отк.Н} = 20 \text{ кА}$	$I_{п0} = 8,3 \text{ кА}$
$i_{дин.м} \geq i_{уд}$	$i_{дин.м} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 46,46 \text{ кА}$
$I_T^2 t_T \geq B_k$	$I_T^2 t = 20 \text{ кА}^2/3с = 1200 \text{ кА}^2/с$	$B_k = 15,156 \text{ кА}^2/с$

Выбор и проверка выключателей нагрузки 6 кВ

На магистральных линиях на вводах распределительных трансформаторов цеховых ТП устанавливаются выключатели нагрузки.

Предварительно выбираем выключатель нагрузки марки ВНР-6-400/20- У2 с предохранителем марки ПКТ102-10-20-31.5У3 с номинальным током отключения 20 кА.

Условия выбора и проверки приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Выбор и проверка выключателя 6 кВ отходящих линий

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры цепи
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{раб мах} = 1720 \text{ А}$
$I_{отк.Н} \geq I_{н0}$ (при наличии последовательно включенного предохранителя)	$I_{отк.Н} = 20 \text{ кА}$	$I_{п0} = 8,3 \text{ кА}$
$i_{дин.м} \geq i_{уд}$	$i_{дин.м} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 46,46 \text{ кА}$

7.2 Определение и проверка вспомогательного оборудования

К вспомогательному оборудованию относятся трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

Выбор трансформаторов тока

Выбираем трансформаторы тока, устанавливаемые в шкафах КРУ распределительного устройства низшего напряжения ПГВ.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому принимаем $Z_{2p} = r_{2p}$.

Сопротивление вторичной нагрузки складывается из сопротивления приборов, сопротивления проводов и переходного сопротивления:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (7.6)$$

Общее сопротивление приборов рассчитывается исходя из общей мощности, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_2}{I_{2\text{ном}}^2} \quad (7.7)$$

где S_2 – общая потребляемая мощность приборов, В·А;

$I_{2\text{ном}}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора, А.

Сопротивление контактов принимаем 0,05 Ом.

Выберем трансформатор тока, установленный в вводном шкафу 1-й секции шин РУ НН ПГВ. Рабочий ток цепи 1720 А.

Согласно напряжению и току первичных обмоток трансформаторов тока и по комплектации шкафов КРУ К-61 выбираем трансформатор тока марки ТШЛ-10УТЗ [10]. Приборы, подключенные к ТТ, осуществляют технический учет электроэнергии. Следовательно, класс точности ТТ должен быть не ниже 1. Этому классу точности соответствует сопротивление вторичной обмотки $Z_{2\text{ном}} = 0,8$ Ом [2].

Таблица 7.7 – Выбор трансформатора тока

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры цепи
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}} = 10$ кВ	$U_{\text{уст}} = 6$ кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{ном}} = 3000$ А	$I_{\text{раб.мах}} = 1720$ А
$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$	$Z_{2\text{ном}} = 0,8$ Ом	$Z_2 = 0,47$ Ом

Проверка на термическую и электродинамическую устойчивость не выполняется, т.к. это шинный трансформатор тока.

Трансформаторы тока подключены по схеме «неполной звезды» (рисунок 7.1).

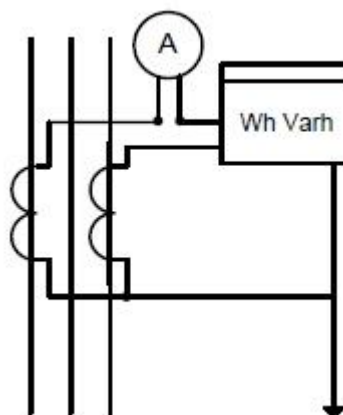


Рисунок 7.1 – Схема включения приборов к ТТ

Проверка соответствия класса точности.

- общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_2}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{8}{5^2} = 0,32 \text{ Ом.}$$

Сопротивление соединительных проводов при $l = 6 \text{ м}$, $l_p = \sqrt{3}l$:

$$r_{\text{пр}} = \frac{l_p \rho c_u}{F_{\text{пр}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 17}{2,5} = 70,58 \text{ мОм.}$$

Сопротивление контактов r_k принимаем 0,05 Ом (т.к. приборов не более 3), тогда:

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k = 0,32 + 0,05 + 0,071 = 0,441 \text{ Ом.}$$

Перечень приборов, подключенных к ТТ, приведен в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Параметры приборов, подключенных к трансформаторам тока

Прибор	Количество	Спр.А, В·А	Спр.С, В·А
Вольтметр ЩП02М	2	1x2,5	1x2,5
Счетчик активной и реактивной энергии СЭТ – 4ТМ.03М	1	1x1,5	1x1,5

Поскольку $Z_{2ном} = 0,8 > z_2 = 0,441$ трансформатор тока соответствует условиям проверки.

Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются согласно номинальному первичному напряжению, конструктивному исполнению и классу точности.

Проверка ТН осуществляется по мощности вторичной обмотки для выбранного класса точности:

$$S_{2ном} \geq S_{2расч} \quad (7.8)$$

где, $S_{2расч}$ – расчетная мощность которая потребляется во вторичной цепи, В·А;

$S_{2ном}$ – номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения, необходимая для работы в заданном классе точности, В·А.

Выберем трансформатор напряжения, установленный на 1-й секции шин РУ НН ПГВ. В соответствии со спецификацией шкафов КРУ К-63 намечаем к установке трансформатор напряжения марки НАЛИ-СЭЩ-6 У2.

При классе точности 1 $S_{2ном} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Данные приборов, подключенных к ТН, приведены в таблице 7.8.

На рисунке 7.2 показана схема подключения измерительных приборов.

Таблица 7.8 – Приборы, подключенные к трансформатору напряжения

Прибор	Количество	$S_{пр}, \text{В} \cdot \text{А}$	$S_{\sum пр}, \text{В} \cdot \text{А}$
Амперметр ЩП02М	1	2,5	2,5
Счетчик активной и реактивной энергии СЭТ – 4ТМ.03М	14	1,5	35

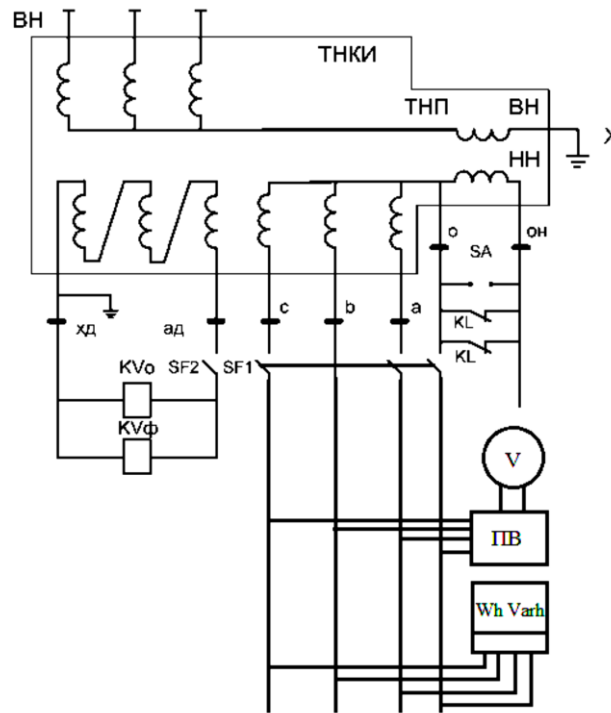


Рисунок 7.2 – Схема подключения измерительных приборов к ТН

Условие проверки по классу точности:

$$s_{2\text{ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А} > s_{2\text{расч}} = 41 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

7.3 Определение и проверка коммутационного оборудования 0,4 кВ

К коммутационным аппаратам 0,4 кВ широкое применение в настоящее время получили автоматические выключатели (автоматы).

Выключатели автоматические служат для коммутации электрических цепей при нормальном режиме работы и отключения при коротких замыканиях, перегрузках и недопустимых режимах работы.

Все аппараты должны:

- соответствовать условиям окружающей их среды и роду установки;
- иметь номинальные параметры (ток, напряжение);

- удовлетворять условиям работы в нормальном режиме;
- быть устойчивыми к токам короткого замыкания.

Условие проверки:

$$I_{откл} \geq I_{n0},$$

где $I_{откл}$ – ток отключения выключателя, кА;

I_{n0} – ток периодической составляющей в начальный момент короткого замыкания, кА.

Выбираем выключатель 0,4 кВ подстанции цеха № 4.

$$I_{рм} = \frac{S_m}{\sqrt{3} U_c} = \frac{857,22}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 120,44 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель марки ВА 52-37.

Таблица 7.9 – Выбор и проверка автоматического выключателя 0,4 кВ

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры цепи
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 400 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 400 \text{ В}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 250 \text{ А}$	$I_{раб мах} = 120,44 \text{ А}$
$I_{откл} \geq I_{n0}$	$I_{откл} = 30 \text{ кА}$	$I_{n0} = 27,92 \text{ кА}$

Условия проверки выполняются.

Уставка по току срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{расц} \geq 1,25 I_{рм} = 1,25 \cdot 120,44 = 150,55 \text{ А.}$$

Принимаем уставку теплового расцепителя $I_{расц} = 150 \text{ А.}$

8 Проверка кабельных линий на термоустойчивость

Максимально допустимые кратковременные повышения температуры при коротком замыкании для силовых линий принимаются для кабелей с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением до 10 кВ – 200 °С. Определим минимальное сечение жил кабельной линии, отходящей от ПГВ (для кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена и алюминиевыми жилами $C = 95 \text{ A/c}^{1/2} \text{ мм}^2$) [2]:

$$F_{\text{min доп ПГВ}} = \frac{I_{\infty} \bar{t}_{\text{П}}}{C} = \frac{\bar{B}_{\text{к}}}{C}, \quad (8.1)$$

где, $B_{\text{кПВГ}} = I_{2\text{по}}^2 \cdot (\tau + T_{\text{а}}) = (0,6 + 0,05) \cdot (18,251)^2 = 216,51 \text{ кА}^2/\text{с}$ – тепловой импульс короткого замыкания.

Тогда минимально допустимое сечение по нагреву при коротком замыкании составит:

$$F_{\text{min доп ПГВ}} = \frac{\bar{B}_{\text{к}}}{C} = \frac{216,51 \cdot 10^3}{95} = 147 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее большее стандартное сечение 150 мм².

Таким образом, все отходящие от ПГВ кабельные линии, питающие ответственных потребителей, выбранные сечением менее 150 мм², меняем соответственно на АПвПг-10-1×150. Данное сечение проходит по термической стойкости.

Скорректированные марки кабельных линий приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Скорректированные с учетом термической стойкости к токам короткого замыкания сечения кабельных линий

№	Линия между	Кол-во	S _м , кВА	I _р , А		F _{сеч} ² мм	I _{стд}	K ₁	K ₂	K ₃	I _{доп} нр	I _{доп} пар	Число, марка кабелей
				I _{нр}	I _{пар}								
1	ТП2 – ТП1	1	460,77	26,9	53,8	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	3АПвПг-6-1х35
2	ТП3 – ТП2	1	746,1	43,92	87,4	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	3АПвПг-6-1х35
3	ПГВ – ТП3	2	2197,5	128,5	257,1	150	320	1	0,75	1,1	240	264	6АПвПг-6-1х150
4	ТП3– ТП4	1	912,7	53	106	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	3АПвПг-6-1х35

5	ТП1 – ТП5	1	2543,1	148,7	297,5	150	320	1	0,75	1,1	240	264	3АПвПг-6-1x150
6	ПГВ – ТП6	2	788,63	45,5	91,2	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	6АПвПг-6-1x35
7	ТП6 – ТП7	1	1346,9	78,7	157,6	70	210	1	0,75	1,1	157,5	173,2	3АПвПг-6-1x70
8	ПГВ – ТП8	2	895	51,35	104,7	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	6АПвПг-6-1x35
9	ТП8 – ТП9	1	574,2	33,53	67,16	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	3АПвПг-6-1x35
10	ТП11 – ТП10	1	2343,7	137,1	274,2	150	320	1	0,75	1,1	240	264	3АПвПг-6-1x150
11	ПГВ – ТП11	2	1327,4	77,5	155,2	70	210	1	0,75	1,1	157,5	173,2	6АПвПг-6-1x70
12	ТП13 – ТП12	1	447,5	26,1	52,3	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	3АПвПг-6-1x35
13	ПГВ – ТП13	2	840,0	49,15	98,3	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	6АПвПг-6-1x35

Продолжение таблицы 8.1

14	ПГВ – ТП14	2	101,9	5,54	11,8	50	160	1	0,75	1,1	160	176	6АПвПг-6-1x50
9	ТП8 – ТП9	1	574,2	33,53	67,16	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	3АПвПг-6-1x35
10	ТП11 – ТП10	1	2343,7	137,1	274,2	150	320	1	0,75	1,1	240	264	3АПвПг-6-1x150
11	ПГВ – ТП11	2	1327,4	77,5	155,2	70	210	1	0,75	1,1	157,5	173,2	6АПвПг-6-1x70
12	ТП13 – ТП12	1	447,5	26,1	52,3	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	3АПвПг-6-1x35
13	ПГВ – ТП13	2	840,0	49,15	98,3	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	6АПвПг-6-1x35
14	ПГВ – ТП14	2	101,9	5,54	11,8	50	160	1	0,75	1,1	160	176	6АПвПг-6-1x50
15	ТП9 – ТП15	1	286,2	16,25	33,5	50	160	1	0,75	1,1	160	176	3АПвПг-6-1x50
16	ТП14 – ТП16	1	633,6	37,02	74,05	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	3АПвПг-6-1x35
17	ПГВ – ТП17	1	661,9	38,92	77,44	35	147	1	0,75	1,1	110,2	121,3	3АПвПг-6-1x35
18	ТП17 – ТП18	1	389,9	22,8	45,6	50	160	1	0,75	1,1	160	176	3АПвПг-6-1x50
19	ТП12 – ТП19	1	327	19,25	38,5	50	160	1	0,75	1,1	160	176	3АПвПг-6-1x50
20	ТП19 – СП20	1	301,3	17,6	35,2	50	160	1	0,75	1,1	160	176	3АПвПг-6-1x50

9 Энергосбережение предприятия

Расчет возможных мероприятий по энергосбережению произведем для ремонтно-механического цеха, так как данный цех не участвует непосредственно в обеспечении производственного процесс предприятия, а является вспомогательным. Расчет будем производить по показаниям счетчика (табл. 9.1) ввода ремонтно-механического цеха. Пересчетный коэффициент счетчика равен 40. Расчет производится в следующей последовательности:

-строится суточный график электрической нагрузки здания;

-определяется характеристика неравномерности электропотребления.
определить потери электроэнергии трансформатора ТМ-630/10, кабельной линии 0,4 кВ марки АВБбШв-4х70, L=180 м.

Выполним расчет возможности замены силового трансформатора на трансформатор меньшей мощности.

Выполним замену кабельной линии 0,4 кВ при условии нагрузки в 20 % от нагрузки трансформатора.

Таблица 9.1 –Показания счетчика электроэнергии ремонтно-механического цеха

Время замеров, ч	0	4	8	12	16	20	24
Показания счетчика Р, кВт·ч	983,4	985,4	989,9	997,7	1002,8	1009,5	1017,0
Показания счетчика Q, кВт·ч	1586,1	1589,4	1596,6	1609,2	1617,4	1628,2	1640,3

9.1 Построение графика суточной нагрузки и расчет его характеристик

Суточный график нагрузки цеха согласно замерам (табл. 1) указан на рисунке 1 шестью 4-х часовыми интервалами осреднения. Средняя мощность на каждом j -м интервале с учетом коэффициента пересчета определяется формулами [28]:

$$P_j = \frac{W_{j+1} - W_j}{\Delta t} \cdot k_{\text{п.}} \quad (9.1)$$

$$Q_j = \frac{W_{j+1} - W_j}{\Delta t} \cdot k_{\text{п.}} \quad (9.2)$$

$$S_j = \sqrt{P_j^2 + Q_j^2} \quad (9.3)$$

Определим активную, реактивную и полную мощности для первого интервала:

$$P_1 = \frac{985,4 - 983,4}{4} \cdot 40 = 20 \text{ кВт};$$

$$Q_1 = \frac{1589,4 - 1586,1}{4} \cdot 40 = 33 \text{ квар};$$

$$S_1 = \sqrt{20^2 + 33^2} = 38,6 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Для остальных пяти интервалов расчет производится по аналогичной схеме.

Расчет представлен в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Результаты расчета мощностей на 4 часовых интервалах

1, Вт	1, квар.	2, Вт	2, квар.	3, Вт	3, квар.	4, Вт	4, квар.	5, Вт	5, квар.	6, Вт	Q6, квар.
20	3	5	02	8	28	1	2	7	08	5	21
S1, кВА		S2, кВА		S3, кВА		S4, кВА		S5, кВА		S6, кВА	
35,6		111,48		149,9		96,57		127,09		138,3	

График суточных нагрузок, построенный по полученным результатам приведен на рисунке 9.1.

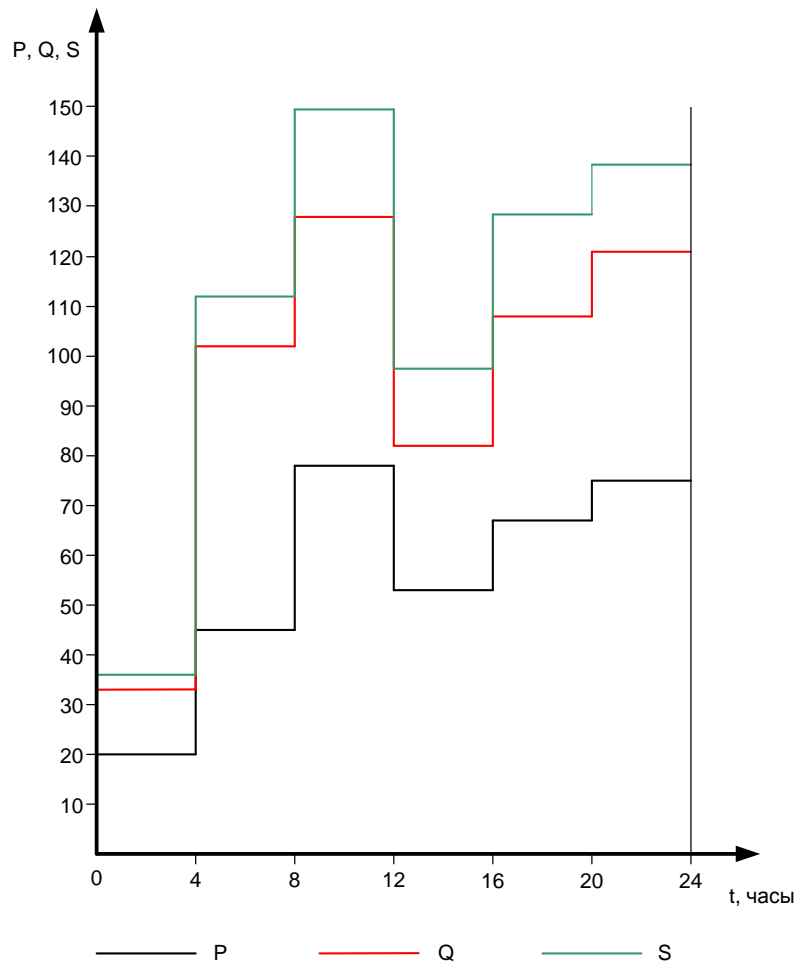


Рисунок 9.1 – Суточный график активной, реактивной и полной мощностей ремонтного цеха

Суточное потребление электроэнергии определяется из разности показаний счетчика электроэнергии с учетом пересчетного коэффициента (коэффициента трансформации)

$$W = (W_6 - W_1) \cdot k_{II} = (1017,0 - 983,4) \cdot 40 = 1344 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (9.4)$$

или суммой мощностей согласно графику электрической нагрузки

$$W = \Delta t \sum_{j=1}^6 P_j = 4 \cdot (20 + 45 + 78 + 51 + 67 + 75) = 1344 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \quad (9.5)$$

Определим показатели, характеризующие неравномерность электропотребления [2].

Время использования максимума:

$$T_{\max} = \frac{W}{P_{\max}} = \frac{1344}{75} = 17,92 \text{ ч}. \quad (9.6)$$

Значение средней нагрузки

$$P_{\text{cp}} = \frac{W}{T} = \frac{1344}{24} = 56 \text{ кВт}. \quad (9.7)$$

и среднеквадратичной мощности:

$$P_{\text{cp.кв.}} = \sqrt{\frac{\Delta t}{T} \sum_{j=1}^6 P_j^2} = \sqrt{\frac{4}{24} (20^2 + 45^2 + 78^2 + 57^2 + 67^2 + 75^2)} = 61,8 \text{ кВт}. \quad (9.9)$$

позволяет определить коэффициент формы графика

$$k_{\phi} = \frac{P_{\text{cp.кв.}}}{P_{\text{cp}}} = \frac{61,8}{56} = 1,10 \quad (9.10)$$

и коэффициент заполнения суточного графика

$$k_{\text{з}} = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}} = \frac{56}{75} = 0,746. \quad (9.11)$$

Коэффициент неравномерности потребления электроэнергии

$$k_{\text{нр}} = \frac{P_{\min}}{P_{\max}} = \frac{20}{75} = 0,267. \quad (9.12)$$

По проведенным расчетам сделаем вывод о том, что полученные значения показывают существенную неравномерность и малую плотность электропотребления ремонтного цеха за одни сутки.

9.2 Потери электроэнергии в трансформаторе

Потери активной энергии трансформатора определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{хТп}} + k_{2\text{зт}} \Delta P_{\text{кзТ}}, \quad (9.13)$$

где ΔP_x , $\Delta P_{кз}$ – потери холостого хода и короткого замыкания трансформатора, Вт;

$T_{п}$ – время включения трансформатора за год, ч;

$k_{зт}$ – коэффициент загрузки трансформатора;

T – время работы трансформатора.

Исходные данные для трансформатора ТМ-100/10:

$S_{ном.тр.} = 100$ кВ·А; $\Delta P_x = 0,32$ кВт; $\Delta P_{кз} = 1,97$ кВт; $U_k = 4,5\%$; $I_x = 2,6\%$.

Среднеквадратичная мощность нагрузки:

$$S_{ср.кв.} = \sqrt{\frac{\Delta t}{T} \sum_{j=1}^6 S_j^2} = \sqrt{\frac{4}{24} (35,6^2 + 111,48^2 + 149,9^2 + 96,57^2 + 127,09^2 + 138,3^2)} = 116 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_{зт} = \frac{S_{ср.кв.}}{S_{т.ном}} = \frac{116}{100} = 1,16, \quad (9.14)$$

где $S_{т.ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$S_{ср.кв.}$ – среднеквадратичная мощность сети, кВ·А.

Потери активной энергии в трансформаторе:

$$\Delta W_{тр} = \Delta P_x T_{п} + k_{зт} \Delta P_{кз} T = 0,32 \cdot 8760 + 1,16^2 \cdot 1,97 \cdot 8760 = 26024,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

9.3 Потери электроэнергии линий 0,4 кВ

Потери электроэнергии в линиях определяются по формуле

$$\Delta \mathcal{E}_л = 3 I_{ср}^2 R_3 \tau_n, \quad (9.15)$$

где $I_{ср}$ – средний ток сети, А;

R_3 – эквивалентное сопротивление кабельной линии, Ом;

τ_n – время наибольших потерь, час.

$$I_{ср} = \frac{S_{ср.кв.}}{\sqrt{3} U_n}, \quad (9.16)$$

где $S_{ср.кв.}$ – среднеквадратичная мощность сети, кВ·А;

U_n – номинальное напряжение кабельной линии, кВ;

$\cos \varphi$ – средний коэффициент мощности.

$$R_3 = LR_0, \quad (9.17)$$

где L – длина кабельной линии, м;

R_0 – удельное сопротивление кабельной линии, Ом/км.

Расчет электрических питающей кабельной линии АВВГ 4х70, произведем, используя следующие исходные данные:

$$R_0 = 0,641 \text{ Ом/км.}$$

$$L = 159 \text{ м.}$$

Находим полное сопротивление кабеля для заданной длины:

$$R = R_0 L = 0,641 \cdot 0,159 = 0,102 \text{ Ом.} \quad (9.18)$$

Расчетный ток в линии (при условии нагрузки в 20 % от нагрузки трансформатора) равен:

$$I_{CP} = \frac{S_{л}}{\sqrt{3}U_H} = \frac{23,2}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 33,49 \text{ А.} \quad (9.19)$$

Принимаем $S_{л} = 0,2 \cdot S_{ср.кв} = 0,2 \cdot 116 = 23,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}$, исходя из суточного графика.

Потери электроэнергии в кабеле за год:

$$\Delta \mathcal{E} = 3I_{CP}^2 R \tau_H = 3 \cdot (33,49)^2 \cdot 0,102 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 3006 \text{ кВт}\cdot\text{ч.} \quad (9.20)$$

9.4 Замена трансформаторов типа ТМ-100/10 на трансформатор меньшей мощности

Мероприятие по энергосбережению в ремонтно-механическом цехе предприятия можно реализовать путем замены установленного трансформатора на трансформатор меньшей мощности [7].

Проведем расчет и составим экономическое обоснование замены трансформатора ТМ – 100/10, установленного на подстанции ТП – 19, на трансформатор меньшей мощности ТМ – 63/10.

Анализ графика электрических нагрузок позволяет определить, что среднеквадратичная мощность трансформатора ТМ 100/10 на ТП – 19 составляет 116 кВ·А., следовательно, коэффициент загрузки трансформатора составит:

$$K_{зт} = \frac{S_{ср.кв.}}{S_{т.ном}} = \frac{116}{100} = 1,16, \quad (9.21)$$

Из этого следует, что трансформатор недогружен, что приведет к серьезным потерям холостого хода.

Потери электрической энергии трансформатора 100 кВ·А составляют:

$$\Delta W_{тр1} = 26024,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год},$$

что в денежном эквиваленте (исходя из стоимости 1 кВт·ч 2,5 руб.) составит:

$$Q_1 = C_T \cdot \Delta W_{мп1} = 2,5 \cdot 26024,5 = 65061,25 \text{ руб./год}; \quad (9.22)$$

Потери энергии в трансформаторе ТМ – 63/10 составят:

$S_{ном.тр.} = 63 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \Delta P_x = 0,265 \text{ кВт}; \Delta P_{кз} = 1,28 \text{ кВт}; U_k = 4,5\%; I_x = 2,8\%.$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_{зт} = \frac{S_{ср.кв.}}{S_{т.ном}} = \frac{116}{63} = 1,38, \quad (9.22)$$

где $S_{т.ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Рассчитаем время использования максимальной нагрузки по суточному графику:

Потери активной энергии в трансформаторе ТМ – 250/10/0,4:

$$\Delta W_{тр} = \Delta P_x \cdot T_{п} + k_{зт}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot T = 0,265 \cdot 8760 + 1,38^2 \cdot 1,28 \cdot 8760 = 23675 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Стоимость получаемых потерь в трансформаторе ТМ-63/10 составляет

$$Q_2 = C_T \cdot \Delta W_{мп2} = 2,5 \cdot 23675 = 59187 \text{ руб./год}; \quad (9.23)$$

Необходимо определить стоимость работ по замене трансформатора. В среднем затраты на монтажные работы составляют 30% от стоимости трансформатора. [15]

Приблизительная стоимость трансформатора ТМ-63/10 равна 78225 руб., значит затраты на монтажные работы составят:

$$З_1 = 0,3 \cdot 78225 = 23467,5 \text{ руб.} - \text{затраты на сооружение};$$

$$З_2 = 78225 \text{ руб.} - \text{стоимость трансформатора};$$

Стоимость утилизации заменяемого трансформатора (цена продажи трансформатора б/у с учетом износа) составляет 30% от цены нового трансформатора с аналогичными характеристиками. Ликвидационная цена заменяемого трансформатора составит:

$$K = 0,3 \cdot 97020 = 29106 \text{ руб.}$$

Время окупаемости с ликвидационной стоимостью заменяемого трансформатора:

$$T_{ок} = \frac{Z_1 + Z_2 - K}{Q_{мп1} - Q_{мп2}} = \frac{78225 + 23467,5 - 29106}{97020 - 78225} = 3,7 \text{ лет} \quad (9.24)$$

По результатам расчета можно сделать вывод о том, что проведения мероприятий по энергосбережению ремонтно–механического цеха путем замены трансформатора, с экономической точки зрения, вполне приемлемо для реализации на рассматриваемом предприятии.

9.5 Замена проводников кабельной линии 0,4 кВ на проводники большего сечения

Рассмотрим также возможность проведения мероприятия, по энергосбережению рассматриваемого цеха, путем замены проложенного кабеля, на кабель большего сечения, с целью снижения потерь электроэнергии [2].

Производим замену кабеля АВВГ 4 х70 на кабель большего сечения АВВГ - 4×95.

$$R_0 = 0,320 \text{ Ом/км.}$$

$$L = 180 \text{ м.}$$

Определяем общее сопротивление кабеля для заданной длины:

$$R = R_0 L = 0,320 \cdot 0,159 = 0,0508 \text{ Ом.}$$

Потери электроэнергии в кабеле за год:

$$\Delta \mathcal{E} = 3I^2 c_p R \tau_n = 3 \cdot (34,1)^2 \cdot 0,0508 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1752 \text{ кВт·ч.}$$

Стоимость потерь:

$$Q_{кл1} = C_T \cdot \Delta W_{кл} = 3,0 \cdot 3006 = 90018 \text{ руб./год}; \quad (9.25)$$

$$Q_{кл2} = C_T \cdot \Delta W_{кл} = 3,0 \cdot 1752 = 5256 \text{ руб./год}; \quad (9.26)$$

$Z_1 = 300 \cdot 180 = 54000$. руб. – затраты на прокладку (стоимость 250-400 руб./ м.);

$Z_2 = 28088 \cdot 180 = 47727$ тыс. руб. – стоимость кабеля (принимаем по табл. 4);

Время окупаемости замены кабеля:

$$T_{ок} = \frac{Z_1 + Z_2}{Q_{кл1} - Q_{кл2}} = \frac{54000 + 47727}{90018 - 5256} = 12 \text{ лет}. \quad (9.27)$$

Время окупаемости составило свыше 6 лет. Таким образом, можно сказать, что проведения мероприятия по энергосбережению ремонтно-механического цеха путем замены проложенного кабеля на кабель большего сечения, с экономической точки зрения, неприемлемым для реализации на рассматриваемом предприятии. [14]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Решение многих задач, связанных с электроснабжением промышленных предприятий можно выполнить несколькими технологическими средствами. Такая многовариантность реализации промышленных систем электроснабжения, требует проведения предварительных расчетов, результатом которых является обоснование выбранного технического решения.

Система электроснабжения химического предприятия по производству синтетических каучуков выполнена максимально рационально и удовлетворяет всем требованиям экономичности, надежности и качества электроснабжения всех объектов предприятия.

При этом была обеспечена гибкость системы электроснабжения, позволяющая расширение при дальнейшем развитии завода, исключая серьезные усложнения и увеличения стоимости изначального варианта.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирована промышленная система электроснабжения предприятия. При проектировании учитывались особенности технологического процесса нефтехимического производства.

В процессе проектирования промышленной системы электроснабжения был произведен расчет элементов энергосистемы и устройства высшего напряжения (УВН). По результатам проведенных

расчетов было выбрано рациональное напряжение 220 кВ и схема «линия-трансформатор» с выключателем.

В процессе разработки внутренней распределительной системы было произведен расчет питающих кабельных линий медеплавильного завода и выбраны количество, мощности цеховых ТП и сечения кабелей, токопровод питающий РП.

По результатам расчетов токов короткого замыкания выбраны оптимальные электрические аппараты и токоведущие части.

В выпускной квалификационной работе также рассмотрены вопросы энергосбережения на примере ремонтно-механического цеха завода. Было рассмотрено два варианта практической реализации мероприятий по энергосбережению. А именно – путем замены установленного трансформатора на менее мощный, а также замена проложенной кабельной линии на кабель большего сечения. Приведенные технико-экономические расчеты показали, что первый вариант вполне экономически приемлим, и может быть осуществлен на рассмотренном предприятии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аракелов В.Е. Комплексная оптимизация энергоустановок промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 326с.
2. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. – М.: Госкомитет по стандартам, 1987. – 30с.
3. ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Госкомитет по стандартам, 1988. – 40с.
4. ГОСТ Р 50270-92. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Госстандарт России, 1993. – 60с.
5. Любушин Н.П., Лещева В.Б., Дьякова В.Г. Анализ финансово-экономической деятельности предприятия: Учеб. пособие для вузов / Под ред. проф. Н.П. Любушина. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 1999. – 471с.
6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.
7. Об оптимизации систем промышленного электроснабжения. Поликарпов Е.А. // Промышленная энергетика. 2001. N 8.

8. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов: Учеб. пособие для студентов электроэнергет. спец. вузов, 2-е изд., перераб. и доп./ В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1990. – 383с.
9. Правила устройства электроустановок. Шестое издание, с изменениями, исправлениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ в период с 01.01.92. по 01.12.99. СПб., ООО «Издательство ДЕАН», 1999. – 925с.
10. Расчет электрических нагрузок, выбор главных схем и оборудования промышленных предприятий: Учеб. пособие / В.К. Грунин, С.Г. Диев, В.В.
11. Карпов, В.Ф. Небускин, В.К. Федоров, А.В. Щекочихин; Под общ. ред. В.К.Грунина. Омск: Изд-во ОмГТУ, 2001. – 104с.
12. Рекомендации по проектированию и эксплуатации систем электроснабжения новых, расширяемых и реконструируемых нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий. Под ред. В.И. Старостина. – 2-е изд. – М.: Миннефтехимпром СССР, 1983. – 140с.
13. Руководящий технический материал. Указания по расчету электрических нагрузок. РТМ 36.18.32.4-92. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1992. – 26с.
14. Сергеев А.А. Экономические основы бизнес планирования: Учеб. пособие для вузов. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 1999. – 303с.
15. СНИП IV-16-84. Правила определения сметной стоимости строительства. – М.: Госкомитет по стандартам, 1984.
16. Справочная книга для проектирования электрического освещения. Под ред. Г.М. Кнорринга. – Л., «Энергия», 1976. – 384с.
17. Справочная книга по светотехнике/Под ред. Ю.Б. Айзенберга. – М.: Энер-гоатомиздат, 1983. – 472с.

18. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576с. – (Электроустановки промышленных предприятий / Под общ. Ред. Ю.Н. Тищенко и др.)
19. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ В.В.Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352с.
20. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т.1. Электроснабжение / Под общ. Ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 568с.
21. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т.2. Электрооборудование / Под общ. Ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатом-издат, 1987. – 592с.
22. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энерго-атомиздат, 1984. – 472с.
23. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. пособие для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368с.
24. Экономика предприятия: Учебник /Под ред. проф. О.И. Волкова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ИНФРА-М, 1999. – 520с.
24. Электрические системы, т.2. Электрические сети. Под ред. В.А. Веникова. Учеб. пособие для электроэнерг. Вузов. М., Высш. шк., 1971. – 440с.
25. Правила устройства электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 1986 г.
26. 2Справочник по проектированию электроснабжения. Под ред. Ю.Г.Барыбина и др. М.: Энергоатомиздат, 1990 г.

27. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Электрооборудование и автоматизация. Под ред. А.А.Федорова и Г.В.Сербиновского. М.: Энергоатомиздат, 1981 г.

28. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоатомиздат, 1989 г.

29. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по ЭСП. М.: Энергоатомиздат, 1987 г.