

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Г.Н. Чистяков

подпись

инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Электроснабжение пивоваренного завода ЗАО «Очаково» г. Тюмень

тема

Руководитель _____
подпись, дата

доцент, к.т.н.
должность, ученая степень

А.С. Торопов
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

А.В. Онтужев
инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»

Кафедра «Электроэнергетика»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Г.Н. Чистяков

«__» _____ 2021 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в виде бакалаврской работы**

Студенту Онтужеву Алексею Викторовичу

(фамилия, имя, отчество)

Группа ЗХЭн 16-01(з-16) Направление 13.03.02 «Электроэнергетика и

(код)

(наименование)

электротехника»

Тема выпускной квалификационной работы Электроснабжение пивоваренного завода ЗАО «Очаково» г. Тюмень

Утверждена приказом по институту № 244 от 23.04.2021

Руководитель ВКР А. С. Торопов, доцент кафедры «Электроэнергетика»

(инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы)

Исходные данные для ВКР генеральный план завода, электрические нагрузки цехов.

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

Введение

1 Теоретическая часть

1.1 Методика определения электрических нагрузок

1.2 Картограмма электрических нагрузок

1.3 Методы выбора числа и мощности трансформаторов ГПП

1.4 Методы расчета заземления и грозозащиты

2. Аналитическая часть

2.1 Анализ электроприемников и общая характеристика предприятия

2.2 Анализ электроприемников по категорийности надежности электроснабжения

2.3 Выбор схемы внешнего электроснабжения

3 Практическая часть

3.1 Определение расчётных нагрузок

3.2 Определение расчетной нагрузки по предприятию в целом

3.3 Расчет картограммы нагрузок и определение условного центра электрических

нагрузок

3.4 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП

3.5 Техничко-экономический расчет первого варианта

3.6 Техничко-экономический расчет второго варианта

3.7 Выбор схемы внутреннего электроснабжения

3.8 Выбор кабельных линий сети внутреннего электроснабжения

3.9 Проверка кабеля по термической стойкости к току КЗ

3.10 Расчет трехфазных коротких замыканий

3.11 Выбор оборудования

3.12 Защита от перенапряжений

3.13 Выбор трансформаторов тока и напряжения

3.14 Выбор трансформаторов собственных нужд

3.15 Выбор шин и изоляторов на закрытых распределительных устройствах (ЗРУ)

3.16 Расчет заземления ГПП

3.17 Молниезащита территории ГПП

Заключение

Список использованных источников

Перечень обязательных листов графической части:

1. Генеральный план завода с подстанциями и схемой прокладки электрических сетей

2. Однолинейная схема электроснабжения

3. Компоновка ГПП

Руководитель ВКР

А. С. Торопов

(подпись, инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению

А. В. Онтужев

(подпись, инициалы и фамилия студента)

« 01 » июня 2021 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Электроснабжение пивоваренного завода ЗАО «Очаково» г. Тюмень» содержит 69 страниц текстового документа, 28 использованных источников, 3 листа графического материала.

ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.

Объект реконструкции – завод ЗАО «Очаково» г. Тюмень.

Основной целью разработки схемы электроснабжения является обеспечение электроэнергией высокого качества, бесперебойного электроснабжения. Основная задача – разработать схему электроснабжения таким образом, чтобы она соответствовала требованиям безопасности, надежности и экономичности и соответствовала потребности завода.

В теоретической части работы приведены методики расчета электрических нагрузок предприятий, выбора числа и мощности силовых трансформаторов подстанций, расчета токов короткого замыкания.

В аналитической части дана характеристика существующей электрической сети и потребителей подстанции, а также произведен анализ существующей схемы подстанции.

В практической части были рассчитаны электрические нагрузки для каждого уровня электроснабжения, после чего была спроектирована схема трансформаторной подстанции пивоваренного завода ЗАО «Очаково» г. Тюмень. Для схемы электроснабжения были выбраны: выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы и аппараты защиты нового поколения, отвечающие требованиям безопасности и высокой надежности. Проверка оборудования по токам короткого замыкания показала наиболее правильно выбранные аппараты защиты, трансформаторы тока и напряжения. Произведены расчеты молниезащиты и заземления на подстанции.

Новизна работы заключается в обосновании выбора наиболее современного оборудования и расчёте электрических нагрузок системы электроснабжения, сравнение уровня напряжения 35/110 кВ.

Практическая ценность предложенного варианта реконструкции завода обусловлена тем, что предложенные проектные решения в рамках проектирования схемы электроснабжения могут быть использованы при проектировании и реконструкции подобных подстанций и распределительных пунктов.

THE ABSTRACT

The final qualifying work on the topic "Electricity supply contains 69 pages of a text document, 28 sources used by the Ochakovo brewery in Tyumen, 3 sheets of graphic material.

SUBSTATION, ELECTRICAL LOADS, POWER TRANSFORMER, SWITCH, DISCONNECTOR, CURRENT TRANSFORMER, VOLTAGE TRANSFORMER, EQUIPMENT SELECTION, EQUIPMENT INSPECTION, SHORT CIRCUIT CURRENT.

The object of reconstruction is the plant of CJSC Ochakovo, Tyumen.

The main purpose of the development of the power supply scheme is to provide high-quality electricity, uninterrupted power supply. The main task is to develop a power supply scheme in such a way that it meets the requirements of safety, reliability and efficiency and meets the needs of the plant.

In the theoretical part of the work, methods for calculating electrical loads of enterprises, choosing the number and power of power transformers of substations, calculating short-circuit currents are presented.

In the analytical part, the characteristics of the existing electrical network and consumers of the substation are given, as well as the analysis of the existing substation scheme is carried out.

In the practical part, electrical loads were calculated for each level of power supply, after which the scheme of the transformer substation of the Ochakovo brewery in Tyumen was designed. For the power supply scheme, the following were selected: switches, disconnectors, measuring transformers and new-generation protection devices that meet the requirements of safety and high reliability. Checking the equipment for short-circuit currents showed the most correctly selected protection devices, current and voltage transformers. Calculations of lightning protection and grounding at the substation were made.

The novelty of the work consists in justifying the choice of the most modern equipment and calculating the electrical loads of the power supply system, comparing the voltage level of 35/110 kV.

The practical value of the proposed option for the reconstruction of the plant is due to the fact that the proposed design solutions within the framework of the design of the power supply scheme can be used in the design and reconstruction of such substations and distribution points.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Теоретическая часть.....	8
1.1 Методика определения электрических нагрузок.....	8
1.2 Картограмма электрических нагрузок.....	9
1.3 Методы выбора числа и мощности трансформаторов ГПП.....	11
1.4 Методы расчета заземления и грозозащиты.....	13
2. Аналитическая часть.....	18
2.1 Анализ электроприемников и общая характеристика предприятия.....	18
2.2 Анализ электроприемников по категорийности надежности электроснабжения..	19
2.3 Выбор схемы внешнего электроснабжения.....	21
3 Практическая часть.....	23
3.1 Определение расчётных нагрузок.....	23
3.2 Определение расчетной нагрузки по предприятию в целом.....	24
3.3 Расчет картограммы нагрузок и определение условного центра электрических нагрузок.....	26
3.4 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП.....	28
3.5 Техничко-экономический расчет первого варианта.....	29
3.6 Техничко-экономический расчет второго варианта.....	34
3.7 Выбор схемы внутреннего электроснабжения.....	37
3.8 Выбор кабельных линий сети внутреннего электроснабжения.....	46
3.9 Проверка кабеля по термической стойкости к току КЗ.....	49
3.10 Расчет трехфазных коротких замыканий.....	50
3.11 Выбор оборудования.....	52
3.12 Защита от перенапряжений.....	55
3.13 Выбор трансформаторов тока.....	56
3.14 Выбор трансформаторов напряжения.....	57
3.15 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	58
3.16 Выбор шин на закрытых распределительных устройствах (ЗРУ).....	59
3.17 Выбор изоляторов.....	61
3.18 Расчет заземления ГПП.....	62
3.19 Молниезащита территории ГПП.....	64
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	65
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	66

Перечень обязательных листов графической части:

1. Генеральный план завода с подстанциями и схемой прокладки электрических сетей
2. Однолинейная схема электроснабжения
3. Компоновка ГПП

ВВЕДЕНИЕ

Среди многочисленных отраслей народного хозяйства энергетика занимает одно из ведущих мест. Уровень развития энергетики и электрификации в наиболее обобщённом виде отражает достигнутый технико-экономический потенциал. Электрификация оказывает определяющее влияние на развитие всех отраслей народного хозяйства, она является стержнем развития экономики.

Как известно, основным потребителем электроэнергии являются промышленность, транспорт, сельское хозяйство, коммунальное хозяйство городов и посёлков. При этом на промышленные объекты приходится 70% потребления электроэнергии. Большую группу электроприёмников составляют электроприводы общепромышленных механизмов, применяемые во всех отраслях народного хозяйства.

Для обеспечения подачи электроэнергии в необходимом количестве и соответствующего качества от энергосистем к промышленным объектам служат системы электроснабжения промпредприятий, состоящие из сетей напряжением до 1000 В и выше, трансформаторных, преобразовательных и распределительных подстанций.

Потребители электроэнергии имеют свои специфические особенности, чем и обусловлены определенные требования к их электроснабжению: надёжность питания, качество электроэнергии, резервирование и защита отдельных элементов.

При проектировании, сооружении и эксплуатации систем электроснабжения предприятий необходимо правильно в соответствии с технико-экономическими показателями осуществлять выбор напряжения, определить электрические нагрузки, выбирать типаж, число и мощность трансформаторных подстанций, виды их защиты, системы компенсации реактивной мощности и способы регулирования напряжения.

1 Теоретическая часть

1.1 Методика определения электрических нагрузок

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования.

К основным методам расчета электрических нагрузок относятся следующие:

- 1) по установленной мощности и коэффициенту спроса;
- 2) по средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузок;
- 3) по средней мощности и коэффициенту максимума (метод упорядоченных диаграмм показателей графиков нагрузок);
- 4) по средней мощности и отклонению расчетной нагрузки от средней (статистический метод).

Определим расчетные нагрузки завода методом 1. Этот метод дает приближенные результаты и может быть использован только для предварительных расчетов.

Активная расчетная нагрузка цеха определяется, кВт:

$$P_p = K_C \cdot P_H, \quad (1.1)$$

где K_C – средний коэффициент спроса, P_H – суммарная установленная мощность всех электроприемников цеха, кВт.

Реактивная расчетная нагрузка цеха определяется, квар:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности группы электроприемников.

Полная расчетная нагрузка цеха определяется, кВ·А:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (1.3)$$

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха определяется, кВт:

$$P_{po} = P_{HO} \cdot K_{CO}, \quad (1.4)$$

где P_{HO} – установленная мощность осветительной нагрузки, кВт, K_{CO} – коэффициент спроса осветительной нагрузки.

1.2 Картограмма электрических нагрузок

Трансформаторные подстанции максимально, насколько позволяют производственные условия, приближают к центрам нагрузок. Это позволяет построить экономически выгодную и надежную систему электроснабжения, так как сокращается протяженность сетей вторичного напряжения, уменьшаются потери энергии и отклонение напряжения; уменьшается зона аварии, удешевляется развитие электроснабжения (подстанции строят очередями по мере расширения производства).

Распределительные пункты (РП) и другие коммутационные узлы, на которых нет преобразования энергии, выгоднее размещать не в центре, а на границе питаемых ими участков сети таким образом, чтобы не было обратных потоков энергии.

В настоящее время разработаны методы определения места расположения подстанции по территории промышленного предприятия, при котором достигают наименьших затрат.

При равномерно распределенной нагрузке рекомендуется применять метод, использующий положение теоретической механики и позволяющий определить центр электрической нагрузки предприятия (цеха). Для этого нужно провести аналогично между массами и электрическими нагрузками, координаты их центра определяются по формулам:

$$x_o = \frac{\sum_1^n (P_{Pi} + P_{POi}) \cdot x_i}{\sum_1^n (P_{Pi} + P_{POi})}, \quad (1.5)$$

$$y_o = \frac{\sum_1^n (P_{Pi} + P_{POi}) \cdot y_i}{\sum_1^n (P_{Pi} + P_{POi})}. \quad (1.6)$$

где x_i, y_i – координаты центра электрической нагрузки i -ого цеха.

Выбор места расположения ГПП проводят в следующем порядке. На генеральный план промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок, которая представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов.

Площадь круга в определенном масштабе равна расчетной нагрузке соответствующего цеха и определяется:

$$(P_{Pi} + P_{POi}) = \pi \cdot r_i^2 \cdot m \quad (1.7)$$

Из этого выражения радиус окружности r_i определяется:

$$r_i = \sqrt{\frac{(P_{Pi} + P_{POi})}{\pi \cdot m}}, \quad (1.8)$$

где P_{POi} – расчетная осветительная мощность i -ого цеха; P_{Pi} – расчетная активная мощность i -ого цеха; m – масштаб для определения площади круга.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, угол сектора определяется из соотношения:

$$\alpha_i = \frac{P_{POi}}{P_{Pi}} \cdot 360. \quad (1.9)$$

1.3 Методы выбора числа и мощности трансформаторов ГПП

Правильный технически и экономически обоснованный выбор числа и мощности трансформаторов для ГПП имеет существенное значение для рационального построения схемы электроснабжения.

Выбор мощности трансформаторов ГПП осуществляется с учетом мощности устанавливаемых средств КРМ. Выбор мощности трансформаторов ГПП следует производить по значению математического ожидания (среднего значения) расчетной нагрузки на границе балансового разграничения с энергосистемой.

Число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции, питающей потребителей I и II категории, следует принимать, как правило, не более двух. При этом при проектировании желательно предусматривать применение комплектного электрооборудования.

Выбор мощности трансформаторов ГПП производится по расчетной мощности завода с учетом коэффициента загрузки трансформатора в нормальном и аварийном режимах, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов. При этом при выходе из работы одного трансформатора оставшийся в работе должен обеспечивать работу предприятия на время замены выбывшего трансформатора с учетом возможного ограничения нагрузки без ущерба для основной деятельности предприятия.

Проводники крупных сечений и мощное электрооборудование электросетей имеют постоянную времени нагрева $\tau \geq 10$ мин, поэтому их выбор по $P_p = P_{30'}$ дает завышенные значения сечений токоведущих частей. Для силовых трансформаторов $\tau = 1,5-3$ ч и более, соответственно и интервал осреднения получается равным 4,5–9 ч. Поэтому за расчетную нагрузку при выборе трансформаторов следует принимать среднюю нагрузку за максимально загруженную смену или математическое ожидание расчетной нагрузки (1.3.1):

$$P_{p.тр} = P_{см} = k_{и} \cdot P_{н} \quad (1.10)$$

В аварийных случаях масляные трансформаторы можно перегружать на 40 % до 5 суток, если коэффициент начальной нагрузки $\alpha_{нач}$, равный отношению среднеквадратичной мощности $S_{ср.кв}$ за 10 ч, предшествующих началу аварийной перегрузки, к номинальной мощности $S_{ном}$, не превышает 0,93. Однако при этом продолжительность перегрузки каждые сутки не должна превышать 6 ч (суммарная продолжительность перегрузки подряд или с разрывами).

Так как при проектировании точный график работы предприятия неизвестен, то на двухтрансформаторных ГПП, ПГВ коэффициент загрузки каждого трансформатора выбирается равным: для нагрузок I-й категории – 0,65–0,7 суммарной нагрузки подстанции на расчетный уровень 5 лет, считая с года ввода

первого трансформатора; для нагрузок II-й и III-й категории 0,9–0,95, но при выборе трансформаторов по средней мощности за наиболее загруженную смену, для II-й и III-й категории коэффициент загрузки трансформаторов принимается равным 0,7–0,8.

На ГПП обычно предусматривается отдельная работа трансформаторов с целью уменьшения токов КЗ на шинах 6–10 кВ. Но если позволяет электрооборудование, возможна параллельная работа трансформаторов ГПП, что предпочтительнее по условию обеспечения бесперебойности электроснабжения предприятия.

Мощность трансформаторов ГПП определяется по формуле:

$$S_{p,тр} = \frac{S_p}{\beta_T + N_T}, \quad (1.11)$$

где S_p – полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП; β_T – коэффициент загрузки трансформаторов ГПП; N_T – число трансформаторов на ГПП.

Полученное значение $S_{p,тр}$ округляется до ближайшего большего стандартного значения $S_{T,ном}$.

ГПП и ПГВ следует размещать по возможности ближе к центру электрических нагрузок. Подстанции ГПП или ПГВ напряжением 35–220 кВ должны, как правило, размещаться рядом с обслуживаемыми ими производственными корпусами, а их распределительные устройства напряжением 6–10 кВ рекомендуется встраивать в эти корпуса.

При невозможности расположения ГПП непосредственно в ЦЭН, ее обычно смещают в сторону источника питания, при этом нежелательно, чтобы ГПП располагалась на линии, соединяющей источник питания с ЦЭН.

Распределительные подстанции (РП) без преобразования электроэнергии, наоборот, выгоднее смещать на границу питаемого ими участка сети, чтобы не было обратных потоков энергии.

Существенное влияние на выбор типа и размещение подстанций оказывают эксплуатационные, производственные и архитектурно-строительные требования. Необходимо также учитывать конфигурацию производственных помещений, расположение технологического оборудования, условия окружающей среды, в частности, преимущественное направление ветра, требования пожаро- и электробезопасности, а также тип применяемого оборудования.

1.4 Методы расчета заземления и грозозащиты

Защитное заземление – преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания на корпус и по другим причинам (индуктивное влияние соседних токоведущих частей, вынос потенциала, разряд молнии и т.п.).

Защитное заземление предназначено для устранения опасности поражения электрическим током в случае прикосновения к корпусу электроустановки и другим нетоковедущим металлическим частям, оказавшимся под напряжением вследствие замыкания на корпус и по другим причинам.

Область применения защитного заземления – электроустановки по напряжением до 1000 В в сетях с изолированной центральной и выше 1000 В в сетях с любым режимом нейтрали источника тока (как с изолированной, так и с глухозаземленной).

В соответствии с требованиями [27] защитное заземление электроустановки следует выполнять:

- при номинальном напряжении 380В и выше переменного тока и 440В и выше постоянного тока во всех случаях;
- при номинальных напряжениях от 42В до 380В переменного и от 110В до 440В постоянного тока при работах в условиях с повышенной опасностью, особо опасных и наружных установках.

Примечание: Характеристики этих условий приведены в обязательном приложении к [28].

Принцип действия защитного заземления в электроустановках напряжением до 1000В:

- снижение напряжений прикосновения и шага, обусловленных замыканием на корпус и по другим причинам, до безопасных значений.

Это достигается путем уменьшения потенциала заземленного оборудования за счет малого сопротивления заземляющего устройства, а также путем выравнивания потенциалов основания, на котором стоит человек и заземленного оборудования за счет увеличения потенциала основания до значений, близких к потенциалу заземленного оборудования.

В электроустановках напряжением выше 1000В:

- обеспечение такого тока замыкания на земле (I_3), при котором магистральная защита срабатывает за время (τ), произведение которого на ток через тело человека (I_h) не превысит критерия безопасности (Q).

Цель расчета – определение основных, конструктивных параметров заземления (числа, размеров, порядка размещения вертикальных стержней и длины соединительной полосы, объединяющей их в групповой заземлитель), при которых

сопротивление растеканию тока выбранного группового заземлителя ($R_{гр}$) не превзойдет нормативного значения ($R_{зн}$).

Расчет производится методом коэффициентов использования в нижеприведенной последовательности:

1. Уточнить исходные данные. Для расчета защитного заземления необходимы следующие сведения:

- характеристика электроустановки (тип установки, рабочее напряжение, способы заземления нейтралей, размещение оборудования и т.п.)
- форма и размеры стержней, из которых предусмотрено изготовить проектируемый заземлитель, предполагаемая глубина заложения их в земле.

2. Определить расчетный ток замыкания на землю и соответствующее ему нормативное значение сопротивления растеканию тока защитного заземления.

Расчетный ток замыкания – это наибольший возможный в данной электроустановки ток замыкания на землю. Для электроустановок напряжением до 1000В ток однополюсного замыкания на землю не превышает 10А, т.к. даже при самом плохом состоянии изоляции и значительной емкости сопротивление фазы относительно земли не бывает менее 100 Ом. Нормативное значение сопротивления защитного заземления практически не зависит от этого тока и согласно [26] и [27] не должно превышать нормативных значений.

В электроустановках напряжением свыше 1000В с изолированной нейтралью расчетное значение тока замыкания на землю может быть определено по следующей полуэмпирической формуле:

$$I_z = \frac{U_l}{350} (35l_k + l_v) \quad (1.12)$$

где U_l – линейное напряжение сети (на высокой стороне трансформаторной подстанции), кВ; l_k, l_v – длина электрически связанных соответственно кабельных и воздушных линий, км.

Соответствующее полученному расчетному тока замыкания на землю нормативные значения сопротивления заземляющего устройства (ЗУ) выбираются по таблице 1.2.

Наибольшие допустимые сопротивления защитных заземляющих устройств в соответствии с требованиями [26] и [27]. При совмещении ЗУ различных напряжений или назначений принимается меньшее из требуемых правилами значение сопротивлений.

3. Определить требуемое сопротивление искусственного заземлителя.

При использовании естественных заземлителей $R_{и}$ определяется по формуле:

$$R_u = \frac{ReR_z}{Re - R_z}, \text{ Ом} \quad (1.13)$$

где: R_e - сопротивление растеканию тока естественных заземлителей, Ом; R_u - требуемое сопротивление искусственного заземлителя, Ом; R_z - расчетное нормированное сопротивление ЗУ, Ом; (таблице 1.2)

При отсутствии естественных заземлителей требуемое сопротивление искусственного заземлителя равно рассчитанному нормируемому сопротивлению ЗУ:

$$R_u = R_z$$

Таблица 1.2 - Допустимые сопротивления защитных заземляющих устройств

№ п/п	Характеристика электроустановки	Наибольшие, допустимые сопротивления заземляющего устройства, Ом
1	2	3
1	<u>Электроустановки напряжением до 1000В</u> Защитные заземляющие устройства сети с изолированной нейтралью при мощности генератора или трансформатора до 100 кВ·А более 100 кВ·А	10 4
2	<u>Электроустановки напряжением выше 1000В</u> Защитные заземляющие устройства электроустановок сети с эффективно заземленной нейтралью (с большими токами замыкания на землю). Заземляющее устройство выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению Защитные заземляющие устройства электроустановок сети с изолированной нейтралью (с малыми токами замыкания на землю). <ul style="list-style-type: none"> • если заземляющее устройство используется только для электроустановок выше 1000В • если заземляющее устройство используется только для электроустановок до 1000В 	0.5 250/I, но не более 10 (I – расчетный ток замыкания на землю, А) 125/ I, но не более 10

4. Определить расчетное удельное сопротивление земли по формуле:

$$\rho = \rho_{изм} \cdot \Psi, \text{ Ом}\cdot\text{м}, \quad (1.14)$$

где ρ – расчетное удельное сопротивление земли, Ом·м; $\rho_{изм}$ – удельное сопротивление земли, полученное в результате измерений, Ом·м; Ψ – коэффициент сезонности, учитывающий промерзание или высыхание грунта.

5. Вычислить сопротивление растеканию тока одиночного вертикального заземлителя R_v , Ом. Расчетная формула выбирается в зависимости от типа, геометрических размеров и условий залегания.

6. Определить конфигурацию группового заземлителя – ряд или контур — с учетом возможности его размещения на отведенной территории и соответствующую длину горизонтальной полосы.

7. Вычислить сопротивление растеканию тока горизонтального стержня R_r , Ом.

8. Выбирать коэффициенты использования вертикальных стержней (η_v) и горизонтальной полосы (η_r) с учетом числа вертикальных стержней (n) и отношения расстояния между стержнями (a) к их длине (l_s) .

9. Рассчитать эквивалентное сопротивление растеканию тока группового заземлителя:

$$R_{zp} = \frac{R_v R_r}{R_v \eta_r + R_r \eta_v \cdot n}, \quad (1.15)$$

где R_v, R_r – соответственно сопротивления вертикального стержня и горизонтальной полосы, Ом; η_v, η_r – соответственно коэффициенты использования вертикальных стержней и горизонтальной полосы, Ом; n – количество вертикальных стержней.

10. Полученное сопротивление растеканию тока группового заземлителя не должно превышать требуемое сопротивление $R_{zp} \leq R_u$. Если полученное сопротивление группового заземлителя R_{zp} удовлетворяет условию, расчет считается выполненным. Если R_{zp} больше или значительно меньше требуемого ($\geq 20\%$), необходимо внести поправки в предварительную схему ЗУ:

- изменить количество вертикальных стержней;
- конфигурацию ЗУ;
- произвести повторный расчет.

Таким образом, защитное заземление рассчитывается путем последовательных приближений.

Рассчитать молниезащиту— это значит определить тип защиты, ее зону и параметры.

По типу молниезащита (м/з) может быть следующей:

- одностержневой;
- двухстержневой одинаковой или разной высоты;
- многократной стержневой;
- одиночной тросовой;
- многократной тросовой.

Параметрами молниезащиты являются:

h — полная высота стержневого молниеотвода, м;
 h_0 — высота вершины конуса стержневого молниеотвода, м;
 h_x — высота защищаемого сооружения, м;
 h_m — высота стержневого молниеприемника, м;
 h_a — активная высота молниеотвода, м;
 r_0, r_x — радиусы защиты на уровне земли и на высоте защищаемого сооружения, м;
 h_c — высота средней части двойного стержневого молниеотвода, м;
 $2r_c, 2r_x$ — ширина средней части зоны двойного стержневого молниеотвода на уровне земли и на высоте защищаемого объекта, м;
 α — угол защиты (между вертикалью и образующей), град;
 L — расстояние между двумя стержневыми молниеотводами, м;
 a — длина пролета между опорами троса, м;
 $h_{оп}$ — высота опоры троса, м;
 $r_x + r'_x$ — ширина зоны тросового молниеотвода на уровне защищаемого сооружения, м;
 $a + 2r_{cx}$ — длина зоны двойного тросового молниеотвода на уровне защищаемого сооружения, м;
 $a + 2r_c$ — длина зоны двойного тросового молниеотвода на уровне земли, м.

Ожидаемое количество поражений (N) молнией в год производится по формулам:

— для сосредоточенных зданий и сооружений (дымовые трубы, вышки, башни)

$$N = 9\pi h_x^2 n \cdot 10^{-6}, \quad (1.16)$$

где h_x — наибольшая высота здания или сооружения, м;

n — среднегодовое число ударов молнии в 1 км² земной поверхности в месте нахождения здания или сооружения (т. е. удельная плотность ударов молнии в землю), 1/(км²год);

— для зданий и сооружений прямоугольной формы

$$N = [(B + 6h_x)(A + 6h_x) - 7,7h_x^2] n \cdot 10^{-6}, \quad (1.17)$$

где A и B — длина и ширина здания или сооружения, м.

Примечание. Если здание и сооружение имеют сложную конфигурацию, то A и B — это стороны прямоугольника, в который вписывается на плане защищаемый объект.

2. Аналитическая часть

2.1 Анализ электроприемников и общая характеристика предприятия

При проектировании схемы электроснабжения предприятия наряду с надежностью и экономичностью необходимо учитывать такие требования, как характер размещения нагрузок на территории предприятия, потребляемую мощность, наличие собственного источника питания.

Рассматриваемая в данной выпускной квалификационной работе электроустановка включает в себя воздушные линии электропередачи и понижающую подстанцию 110/10 кВ, предназначенную для питания пивоваренного завода.

На данном заводе потребителем I категории относятся: Пивзавод, АТБс, РМЗ. К потребителям II категории относятся: АТК-4, МК-61, Росбакалея, Вторцветмет, ГАПТ, ПМК-13, к потребителям III категории относятся: Снабсбыт, Сельхозтех, УМ-19, УПТК, ПМК-2, СМП-159.

Проектируемая подстанция является открытой, так как не защищена зданием от атмосферных воздействий, кроме ЗРУ – 10 кВ.

Подстанция по условиям электробезопасности относится к категории выше 1000 В.

В отношении опасности поражения людей электрическим током проектируемая подстанция приравнивается к особо опасным помещениям.

Питание подстанции осуществляется по двухцепной ВЛ напряжением 110 кВ.

2.2 Анализ электроприемников по категорийности надежности электроснабжения

По надежности электроснабжения в соответствии с требованиями ПУЭ электроприемники разделяются на следующие три категории.

I категория – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения. Пример электроприемников I категории: насосы водоснабжения и канализации, газоочистка, приводы вращающихся печей, газораспределительные пункты, промышленные вентиляторы, аварийное освещение и др.

Из состава электроприемников I категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров. Например, в черной металлургии к особой группе относятся электродвигатели насосов водоохлаждения доменных печей.

II категория – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

III категория – все остальные электроприемники, не попадающие под определения первой и второй категорий (различные вспомогательные механизмы в основных цехах, цехи несерийного производства и др.).

Электроприемники I категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

К числу независимых источников питания относятся две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении двух условий:

- 1) каждая из секций или систем шин, в свою очередь, имеет питание от независимого источника;
- 2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин.

Для электроснабжения особой группы электроприемников I категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников I категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), предназначенные для этих целей агрегаты бесперебойного питания, дизельные электростанции, аккумуляторные батареи и т. п.

Электроприемники II категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Для электроприемников II категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают одни сутки.

В рассматриваемом промышленном районе к потребителям I категории относятся: Пивзавод, АТБс, РМЗ. К потребителям II категории относятся: АТК-4, МК-61, Росбакалея, Вторцветмет, ГАПТ, ПМК-13.

К потребителям III категории относятся: Снабсбыт, Сельхозтех, УМ-19, УПТК, ПМК-2, СМП-159.

2.3 Выбор схемы внешнего электроснабжения

Система внешнего электроснабжения включает в себя схему электроснабжения и источники питания. Основными условиями проектирования рациональной системы внешнего электроснабжения являются надежность, экономичность и качество электроэнергии в сети.

При проектировании схемы электроснабжения предприятия наряду с надежностью и экономичностью необходимо учитывать такие требования, как характер размещения нагрузок на территории предприятия, потребляемую мощность, наличие собственного источника питания.

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой (75-100 *МВт* и более), средней (от 5-7,5 до 75 *МВт*) и малой (до 5 *МВт*) мощности. Данное предприятие относится к объектам средней мощности, для которых, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приёмным пунктом электроэнергии (ГПП).

Если имеются потребители I категории, то предусматривают секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии. Так как для потребителей I категории предусматривают не менее двух независимых источников питания.

Согласно заданию, питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы на напряжениях 220, 110, 10 *кВ*.

Для выбора рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия предварительно следует рассчитать нестандартное напряжение.

Расчет рационального напряжения произведем по формуле Стилла, *кВ*:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16P}, \quad (1.18)$$

где l – расстояние от источника питания, *км*; P – полная мощность равная расчетной нагрузке предприятия, отнесенной к шинам ВН ГПП, *МВт*.

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{15 + 16 \cdot 11,22} = 60,53.$$

Для сравнения принимаем два варианта на напряжении 110 и 35 *кВ*. Более выгодный вариант выбираем по условию минимума приведенных затрат.

Вариант 1

Электроснабжение осуществляется по воздушной линии 35 *кВ* с понижением напряжения на ГПП до 10 *кВ*.

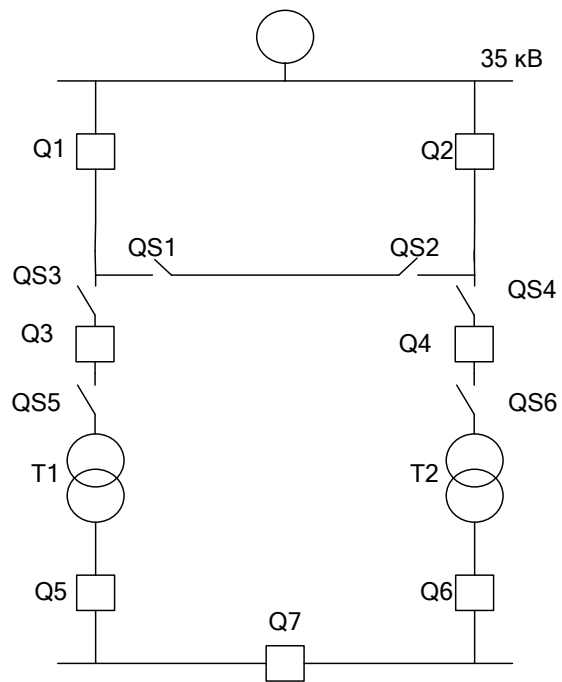


Рисунок 1.1 - Схема внешнего электроснабжения вариант 1

Вариант 2

Электроснабжение осуществляется по воздушной линии 110 кВ с понижением напряжения на ГПП до 10 кВ.

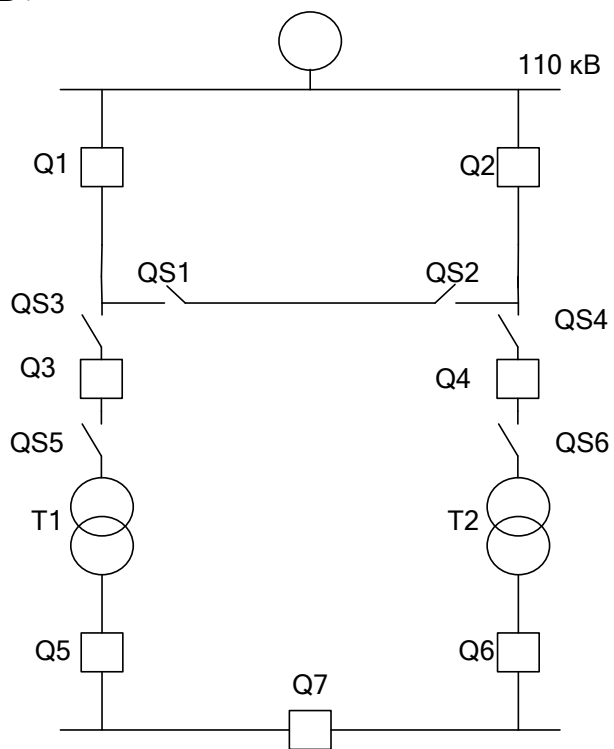


Рисунок 1.2 - Схема внешнего электроснабжения вариант 2

3 Практическая часть

3.1 Определение расчётных нагрузок

Расчет P_p, Q_p, S_p, P_{p0} сведем в таблицу 1.3

Таблица 1.3 – Расчет электрических нагрузок завода

	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка					Суммарная нагрузка		
	$P_H,$ кВт	K_C	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$F,$ m^2	$P_{уд},$ кВт	$P_{но},$ кВт	K_{CO}	$P_{p0},$ кВт	$P_p +$ $P_{p0},$ кВт	$Q_p +$ $Q_{p0},$ квар	$S_p,$ кВ·А
<i>Потребители энергии 0,4 кВ</i>														
1.	29,4	0,6	0,85	0,62	17,65	10,93	9640	0,0 12	113	0,95	107, 9	125	10,93	125,47
2.	315,6	0,5	0,75	0,88	157,8	139,2	600	0,0 12	7,2	0,95	6,8	165	139,2	215,9
3.	360	0,65	0,7	1,02	232	236,7	14000	0,0 12	168	0,95	160	392	236,7	458
4.	62,2	0,55	0,8	0,75	34,2	25,7	8860	0,0 14	124	0,95	117, 8	152	25,7	154
5.	287,5	0,6	0,75	0,88	172,5	152	720	0,0 11	7,9	0,95	7,5	180	152	235,7
6.	327	0,65	0,8	0,75	212,3	159,2	4600	0,0 14	4,6	0,95	43,7	256	159,2	301,5
7.	84,4	0,7	0,73	0,94	59,1	55,3	1040	0,0 14	14,6	0,95	13,9	73	55,3	91,6
8.	354	0,45	0,78	0,8	159,4	127,9	4848	0,0 12	58	0,95	55,1	214,5	127,6	250
9.	889,5	0,4	0,9	0,9	255,4	172	800	0,0 12	9,6	0,95	9,1	364,5	172	403
10	348	0,5	0,8	0,75	174	130,5	8330	0,0 11	91,6	0,95	87	261	130,5	291,8
11	470	0,35	0,9 5	0,3 3	234,6	77,1	5648	0, 01 2	67,8	0,9 5	64, 4	299	77,1	308,8
12	57,7	0,7	0,7	1,0 2	40,4	41,2	6490	0, 01 1	71,4	0,9 5	61, 6	102	41,2	110
13	1561, 1	0,7	0,85	0,62	1092,8	550	17300	0,0 12	207,6	0,95	197, 2	1290	550	1466,6
14	629	0,6	0,8	0,75	377,4	283	4330	0,0 14	60,6	0,95	57,6	435	283	519
15	1552, 5	0,65	0,7	1,02	1009,1	1029	18450	0,0 12	221,4	0,95	210, 3	1219, 4	1029	1596
Σ	6978	-	-	-	4328,7	3190,7	-	-	1262, 2	-	1199, 7	5528, 4	3190,7	6383

3.2 Определение расчетной нагрузки по предприятию в целом

Полная расчетная мощность определяется по расчетным активной и реактивной нагрузкам предприятия с учетом потерь мощности трансформаторов ГПП и ТП, с учетом компенсации реактивной мощности.

Потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах определяются, кВт, квар:

$$\Delta P_{ЦТ} = 0,02 \cdot S_{P0,4} = 0,02 \cdot 6383 = 127,7 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{ЦТ} = 0,1 \cdot S_{P0,4} = 0,1 \cdot 6383 = 638,3 \text{ квар}$$

Необходимая мощность компенсирующих устройств определяется, квар:

$$Q_{KV} = P \cdot \left(\frac{Q_P}{P} - \operatorname{tg}\phi_n \right), \quad (1.19)$$

где $\operatorname{tg}\phi_n$ равен 0,33.

Мощность компенсирующего устройства равна, квар:

$$Q_{KV} = 5528 \cdot \left(\frac{3191}{5528} - 0,33 \right) = 1366,76$$

Некомпенсированная мощность на шинах 10 кВ определяется, квар:

$$Q = Q_{PЭ} - Q_{KV}, \quad (1.20)$$

где $Q_{PЭ}$ - Расчетная реактивная мощность отнесенная к шинам 10 кВ ГПП с учетом коэффициентов разновременности максимальной силовой нагрузки.

$$K_{PM} = 0,90 - 0,95$$

$$Q = Q_P \cdot K_{PM} + Q_T - Q_{KV} = 8616 \cdot 0,96 + 638,3 - 4302,5 = 4090,2$$

В качестве компенсирующих устройств (КУ) принимаются батареи статических конденсаторов (БСК).

Потери активной мощности в БСК определяются, кВт:

$$\Delta P_{KV} = P_{уд} \cdot Q_{KV}, \quad (1.21)$$

где $P_{уд}$ – удельные потери активной мощности, составляющие 0,2% от Q_{KV} .

$$\Delta P_{KV} = 0,002 \cdot 4302,5 = 0,61 \text{ кВт},$$

$$P = P_{P\Sigma} + \Delta P_{KV}, \quad (1.22)$$

где $P_{P\Sigma}$ – расчетная активная мощность завода, кВт отнесенная к шинам 10 кВ ГПП с учетом коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки $K_{PM} = 0,90 - 0,95$

$$P = (P_{\Sigma}) \cdot K_{PM} + P_{\Sigma PO} + \Delta P_{ЦТ} + P_{KV}, \quad (1.23)$$

$$P = (10983,7) \cdot 0,9 + 1199,7 + 127,7 + 0,61 = 11221,34 \text{ кВт}$$

Расчетная нагрузка на шинах 10 кВ ГПП с учетом компенсации реактивной мощности, кВ·А:

$$S_P = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{11221,34^2 + 4090,2^2} = 11221,34$$

Предполагаем, что на заводе будет предусмотрена ГПП.

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах ГПП ориентировочно определяются, кВт, квар:

$$\Delta P_{T ГПП} = 0,02 \cdot S_{P6} = 0,02 \cdot 11943,5 = 238,9$$

$$\Delta Q_{T ГПП} = 0,1 \cdot S_{P10} = 0,1 \cdot 11943,5 = 1194,35$$

Полная расчетная нагрузка завода на стороне высшего напряжения (ВН) ГПП определяется, кВ·А:

$$S_{PВН} = \sqrt{(P + \Delta P_{T ГПП})^2 + (Q + \Delta Q_{T ГПП})^2}, \quad (1.24)$$

$$S_{PВН} = \sqrt{(11221,34 + 238,9)^2 + (4090,2 + 1194,35)^2} = 12620 \text{ кВА}$$

3.3 Расчет картограммы нагрузок и определение условного центра электрических нагрузок

Таблица 1.4 – Координаты центра электрических нагрузок завода

$P_p,$ кВт	$P_{PO},$ кВт	$r, мм$	$\alpha, град$	$x, м$	$y, м$	$(P_p + P_{PO}) \cdot x$	$(P_p + P_{PO}) \cdot y$
<i>Потребители энергии 0,4 кВ</i>							
1. 17,65	107,35	20	309	480	876	60000	109500
2. 157,8	6,8	23	15	422	816	69630	134640
3. 232	160	35	147	250	694	98000	272048
4. 34,2	117,8	22	279	88	694	13376	105488
5. 172,5	7,5	24	15	54	414	9720	74520
6. 212,3	43,7	29	61	204	436	52224	111616
7. 59,1	13,9	15	69	508	86	42340	6278
8. 159,4	55,1	26	92	460	616	98670	132132
9. 355,4	9,1	34	9	722	348	263169	126846
10. 174	87	29	120	906	538	236466	140418
11. 234,6	64,4	31	78	812	356	242788	106444
12. 40,4	61,6	18	217	980	408	99960	41616
13. 1092,8	197,2	65	53	982	886	1319611,6	1190606,8
14. 377,4	57,6	37	48	1194	926	519390	402810
15. 1009,1	210,3	62	62	712	896	868212,8	1092582,4
Σ	4328,65	1199,35	-	-	-	3993557	4047545

Координаты центра электрических нагрузок, м:

$$x_o = 451,5,$$

$$y_o = 450,2.$$

3.4 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП

Количество трансформаторов на ГПП следует, как правило, принимать не более двух. На ГПП промышленных предприятий наиболее распространенными являются двухтрансформаторные подстанции. Возможны также однострансформаторные и трехтрансформаторные подстанции, но это требует серьезного технико-экономического обоснования.

Выбор мощности трансформаторов ГПП производится на основании расчетной нагрузки предприятия в нормальном режиме работы с учетом режима энергоснабжающей организации по реактивной мощности. В послеаварийном режиме при отключении одного трансформатора для надежного электроснабжения потребителей предусматривается их питание от оставшегося в работе трансформатора. При этом часть неответственных потребителей с целью снижения нагрузки трансформатора может быть отключена.

Выберем номинальную мощность трансформаторов ГПП по полной расчетной мощности $S_{P.BH}$.

Если на ГПП устанавливаются два трансформатора, то номинальная мощность каждого из них определяется по условию, МВ·А:

$$S_{НОМ.Т} \geq \frac{S_{P.BH}}{K_3 \cdot n}, \quad (1.25)$$

где K_3 – коэффициент загрузки (для двухтрансформаторной подстанции $K_3 = 0,7$);
 n – количество трансформаторов.

$$S_{НОМТ} \geq \frac{12620}{0,7 \cdot 2} = 9,01 \text{ МВА.}$$

Согласно $S_{НОМТ} = 9,01 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, выбираем два трансформатора ТДН-10000/110 /10.

Таблица 1.5 – Каталожные данные трансформатора

T_{un}	$U_B, \text{кВ}$	$U_H, \text{кВ}$	$P_{XX}, \text{кВт}$	$P_{K3}, \text{кВт}$	$U_K, \%$	$I_{XX}, \%$
ТДН-10000/110	115	10,5	8	85	8	0,75

3.5 Технико-экономический расчет первого варианта

Электроснабжение по первому варианту осуществляется по воздушной линии 35 кВ с понижением напряжения на ГПП до 10 кВ.

Выбор сечения воздушных линий

Расчетный ток линии ГПП в нормальном режиме, А:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{РВН}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{12620}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 104,1,$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение питающей линии, кВ; n – количество цепей, шт.

Расчетный ток линии ГПП в аварийном режиме, А:

$$I_{МАКС РАВ} = \frac{S_{РВН}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{12620}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 208,2 .$$

Экономически целесообразное сечение провода определяют, мм²:

$$F_{ЭК} = \frac{I_{РАСЧ}}{j_Э}, \quad (1.26)$$

где $j_Э$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм². $j_Э = 1,4$

$$F_{ЭК} = \frac{104,1}{1,4} = 74,35 .$$

Округляем полученное сечение до ближайшего стандартного

$$F_{СТ} = 70 \text{ мм};$$

$$I_{ДОП} = 265 \text{ А} .$$

В аварийном режиме должно выполняться условие

$$1,3 \cdot I_{ДОП} \geq I_{МАКС РАВ} , \\ 1,3 \cdot 265 = 344,5 \geq 208,2 .$$

Условие выполняется.

Выбираем сталеалюминиевый провод марки АС-70/11.

Капитальные затраты на строительство воздушных линий

Капитальные затраты на выключатели, *тыс.руб* :

$$K_Q = K_B \cdot n = 950 \cdot 2 = 1900 ,$$

где K_B – стоимость выключателей марки ВБПС-35Ш-25/630-1600 УХЛ1, *тыс.руб* ; n – количество выключателей, *шт* .

Капитальные затраты на линию, *тыс.руб* :

$$K_{AC-70/11} = K_{уд} \cdot l \cdot n = 21 \cdot 15 \cdot 2 = 630 ,$$

где $K_{уд}$ – стоимость сооружения линии на железобетонных двухцепных опорах, район по гололеду Ш, *тыс.руб* [3, таблица 10.15]; l – длина линии, *км*; n – количество цепей, *шт* .

Суммарные капитальные затраты на линию, *тыс.руб* :

$$K_{ЛЭЛС} = K_{AC-95/16} + K_Q = 630 + 6,54 = 636,54 \text{ тыс.руб.}$$

Капитальные затраты на строительство ГПП

Капитальные затраты на трансформаторы ГПП, *тыс.руб* :

$$K_T = K_{T1} \cdot n_T = 3500 \cdot 2 = 7000 \text{ тыс.руб} ,$$

где K_{T1} – стоимость трансформатора ТДН 10000/35, *тыс.руб* ; n_T – количество трансформаторов, *шт* .

Капитальные затраты на выключатели ГПП, *тыс.руб* :

$$K_Q = K_B \cdot n = 3,27 \cdot 2 = 6,54 \text{ тыс.руб} ,$$

где K_B – стоимость выключателей марки ВБПС-35Ш-25/630-1600 УХЛ1 ~~ВМУЭ-35/1250УХЛ1~~ /3, *тыс.руб* ; n – количество выключателей, *шт* .

Капитальные затраты на разъединители ГПП, *тыс.руб* :

$$K_{OT} = K_{уд.OT} \cdot n = 66,5 \cdot 6 = 133 ,$$

где $K_{уд.от}$ – стоимость разъединителя 140 т.р., тыс.руб; n – количество разъединителей, шт.

Суммарные капитальные затраты на ГПП, тыс.руб :

$$K_{ГППЭ} = K_T + K_Q + K_{от} = 7000 + 6,54 + 133 = 7139,54 .$$

Суммарные капиталовложения первого варианта, тыс.руб :

$$K_{\Sigma} = K_{ЛЭЭ} + K_{ГППЭ} = 636,54 + 7139,54 = 7776,08.$$

Ежегодные издержки

Суммарные ежегодные издержки определяются, тыс.руб / год :

$$I_{\Sigma} = \Sigma I_A + \Sigma I_O + \Sigma I_{ПЭ} + M(Y), \quad (1.27)$$

где ΣI_A – амортизационные издержки, тыс.руб / год ; ΣI_O – издержки на обслуживание и эксплуатацию, тыс.руб / год ; $\Sigma I_{ПЭ}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии, тыс.руб / год ; $M(Y)$ – народно-хозяйственный ущерб, тыс.руб / год .

Амортизационные издержки определяются тыс.руб / год ,:

$$\Sigma I_A = \Sigma I_{AC} + \Sigma I_{АП}, \quad (1.28)$$

где ΣI_{AC} – амортизационные издержки сети, тыс.руб / год ; $\Sigma I_{АП}$ – амортизационные издержки на подстанции, тыс.руб / год .

Определим амортизационные издержки как, тыс.руб / год :

$$I_A = \sum_1^n \frac{a_i}{100} \cdot K_i, \quad (1.29)$$

где a_i – норма амортизационных отчислений; K_i – капитальные затраты, тыс.руб .

Определим издержки на обслуживание и эксплуатацию, тыс.руб / год :

$$I_A = \sum_1^n \frac{o_i}{100} \cdot K_i \quad (1.30)$$

где o_i – норма по обслуживанию и эксплуатации; K_i – капитальные затраты, тыс.руб .

Стоимость годовых потерь электроэнергии определяется, *тыс.руб / год* :

$$I_{ПЭ} = \beta \cdot 10^{-2} \cdot \Delta \mathcal{E}. \quad (1.31)$$

где β – себестоимость 1 *кВт/час* электроэнергии; $\Delta \mathcal{E}$ – потери электроэнергии, *кВт·час / год*.

Потери электроэнергии определяются, *кВт·час / год*:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{ЛЭП} + \Delta \mathcal{E}_{ГПП}. \quad (1.32)$$

Потери электроэнергии в линиях определяются, *кВт·час / год*:

$$\Delta \mathcal{E}_{ЛЭП} = \Delta P \cdot \tau, \quad (1.33)$$

где ΔP – потери активной мощности в линиях, *кВт*; τ – время максимальных потерь, *час*.

Время максимальных потерь определяется, *час* :

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{МАКС}}{10^4} \right)^2 \cdot T_{ГОД}, \quad (1.34)$$

где $T_{МАКС}$ – число часов использования максимума, *час / год*; $T_{ГОД}$ – число часов в году, *час*.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{3500}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 1968,2.$$

Потери активной мощности в линиях определяются, *кВт*:

$$\Delta P = \frac{S_{РВН}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l}{n}, \quad (1.35)$$

где r_0 – активное сопротивление линии, *Ом / км*; n – количество цепей линии, *шт*.

$$\Delta P = \frac{12,62^2}{35^2} \cdot \frac{0,42 \cdot 15}{2} \cdot 10^3 = 409,53, \text{ кВт}$$

$$\Delta \mathcal{E}_{ЛЭП} = 409,53 \cdot 1968,2 = 806050,78. \text{ кВт·ч}$$

Потери в трансформаторах ГПП определяются, *кВт·час / год*:

$$\Delta \mathcal{E}_{ГПП} = n_T \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_B + \frac{1}{n_T} \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot \left(\frac{S_{PBH}}{S_{НОМТ}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (1.36)$$

где ΔP_{XX} – потери холостого хода, *кВт*; T_B – время включения трансформатора, *ч*; $\Delta P_{КЗ}$ – потери короткого замыкания, *кВт*; $S_{НОМТ}$ – номинальная мощность трансформатора, *МВ·А*.

$$\Delta \mathcal{E}_{ГПП} = 2 \cdot 8 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 85 \cdot \left(\frac{12,62}{10} \right)^2 \cdot 1968,2 = 273382,3, \text{ тыс.руб / год } ;$$

$$\Delta \mathcal{E} = 806050,78 + 273382,3 = 1079,43, \text{ тыс.руб / год } ;$$

$$I_{ПЭ} = 1,5 \cdot 1079433,08 \cdot 10^{-2} = 16191,5, \text{ тыс.руб / год } ;$$

$$I_{\Sigma I} = 0,094 \cdot 367241 + 19685 \cdot 2,7 = 87670 \text{ руб/год. -}$$

Приведенные затраты определяются, *тыс.руб / год* :

$$Z_I = P_H \cdot K_{\Sigma I} + I_{\Sigma I}, \quad (1.37)$$

где P_H – нормативный коэффициент.

$$Z_I = 0,15 \cdot 7776,08 + 87,67 = 1254,08$$

Вариант 2

Электроснабжение осуществляется по воздушной линии 110 *кВ* с понижением напряжения на ГПП до 10 *кВ*.

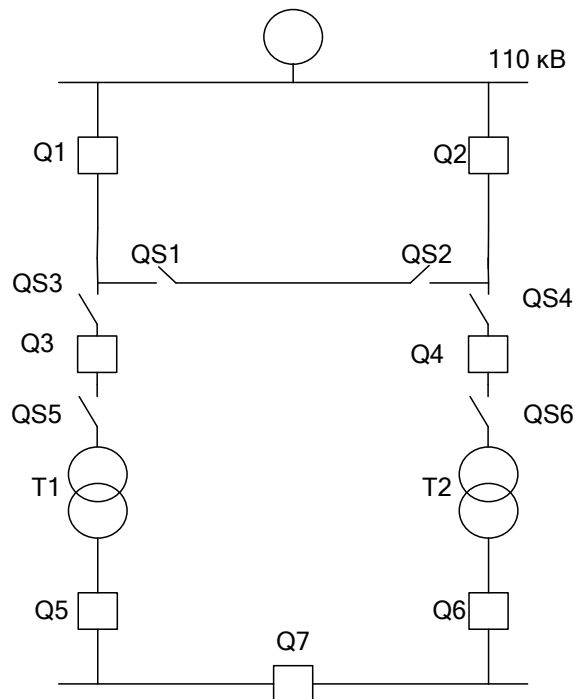


Рисунок 1.4 - Схема внешнего электроснабжения вариант 2/

3.6 Технико-экономический расчет второго варианта

Выбор сечения воздушных линий

Расчетный ток линии ГПП в нормальном режиме, A :

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{РВН}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{12620}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 33,2 ,$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение питающей линии, $кВ$; n – количество цепей, шт.

Расчетный ток линии ГПП в аварийном режиме, A :

$$I_{МАКС РАБ} = \frac{S_{РВН}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{12620}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 66,4 .$$

Экономически целесообразное сечение провода определяют, $мм^2$:

$$F_{ЭК} = \frac{I_{РАСЧ}}{j_{Э}} \text{ мм}^2, \quad (1.38)$$

где $j_{Э}$ – нормированное значение экономической плотности тока, $A/мм^2$; $j_{Э} = 1,4$.

$$F_{ЭК} = \frac{33,2}{1,4} = 23,7$$

Из-за требования условия ограничения потерь на “корону” на напряжение 110 $кВ$ для воздушных линий минимальным является сечение провода равное 70 $мм^2$

$$F_{СТ} = 70 \text{ мм} [1];$$

$$I_{ДОП} = 265 \text{ А} [1].$$

В аварийном режиме должно выполняться условие

$$1,3 \cdot I_{ДОП} \geq I_{МАКС РАБ} , \\ 1,3 \cdot 265 = 344,5 \geq 66,4$$

Условие выполняется.

Выбираем сталеалюминиевый провод марки АС-70/11.

Капитальные затраты на строительство воздушных линий

Капитальные затраты на выключатели, $тыс.руб$:

$$K_Q = K_B \cdot n = 4800 \cdot 2 = 9600,$$

где K_B – стоимость элегазовых выключателей марки ВЭБ-110-40/3150УХЛ1, *тыс.руб* ;
 n – количество выключателей, *шт* .

Капитальные затраты на линию, *тыс.руб* :

$$K_{AC-70/11} = K_{уд} \cdot l \cdot n = 120 \cdot 15 \cdot 2 = 3600,$$

где $K_{уд}$ – стоимость сооружения железобетонной двухцепной опоры, район по гололеду III; l – длина линии, *км*; n – количество цепей, *шт* .

Суммарные капитальные затраты на линию, *тыс.руб* :

$$K_{ЛЭП\Sigma} = K_{AC-70/11} + K_Q = 3600 + 9600 = 13200 \text{ тыс.руб.}$$

Капитальные затраты на строительство ГПП

Капитальные затраты на трансформаторы ГПП, *тыс.руб* :

$$K_T = K_{T1} \cdot n_T = 5200 \cdot 2 = 14000,$$

где K_{T1} – стоимость трансформатора ТДН 10000/110, *тыс.руб* ; n_T – количество трансформаторов, *шт* .

Капитальные затраты на выключатели ГПП *тыс.руб* ,:

$$K_Q = K_B \cdot n = 480 \cdot 2 = 960,$$

где K_B – стоимость элегазовых выключателей марки ЯЭ-110-23(13) У4, *тыс.руб* ; n – количество выключателей, *шт* .

Капитальные затраты на разъединители ГПП, *тыс.руб* :

$$K_{от} = K_{уд.от} \cdot n = 57,2 \cdot 6 = 343,2,$$

где $K_{уд.от}$ – стоимость разъединителя, *тыс.руб* ; n – количество разъединителей, *шт* .

Суммарные капитальные затраты на ГПП тыс.руб ,:

$$K_{ГПП} = K_T + K_Q + K_{OT} = 14000 + 960 + 343,2 = 15303,2.$$

Суммарные капиталовложения первого варианта, тыс.руб :

$$K_{\Sigma I} = K_{ЛЭП} + K_{ГПП} = 13200 + 15303,2 = 28503,2.$$

Сравниваемые варианты считаются равноэкономичными, если приведенные затраты отличаются не более, чем на 5%. В моем случае приведенные затраты первого и второго варианта отличаются на 4,6%, поэтому в данном курсовом проекте мы выбираем для дальнейшего расчета второй вариант с напряжением 110 кВ для дальнейшего развития данного предприятия .

3.7 Выбор схемы внутреннего электроснабжения

Выбор схемы распределительной сети

Распределение электроэнергии выполняют по радиальной, магистральной или смешанной схеме.

Радиальные схемы применяются на небольших по мощности предприятиях для питания сосредоточенных в одном месте потребителей.

Магистральные схемы целесообразно применять при расположении подстанций на территории предприятий, что способствует прямому прохождению магистралей от источника питания до потребителей и соответственно сокращению длины магистралей.

Недостатком магистральных схем является более низкая надежность по сравнению с радиальными. Сочетание преимуществ радиальных и магистральных схем позволяет создать систему электроснабжения с наилучшими технико-экономическими показателями.

В связи с этим для электроснабжения промышленного узла примем смешанную схему электроснабжения, замкнутую в кольцо. В кольцо схема замыкается для повышения надежности снабжения предприятий электроэнергией.

Выбор рационального напряжения распределительной сети

Питание малых и средних по мощности предприятий осуществляется на напряжении 6 или 10 кВ. Выполнение распределительной сети на 6 кВ рекомендуется применять только в тех случаях, если на предприятии преобладают приемники электроэнергии с номинальным напряжением 6 кВ, ввиду того, что на напряжении 10 кВ потери энергии меньше, следовательно, сети 10 кВ являются более экономичными. Электроснабжение предприятия будем осуществлять на напряжении 10 кВ.

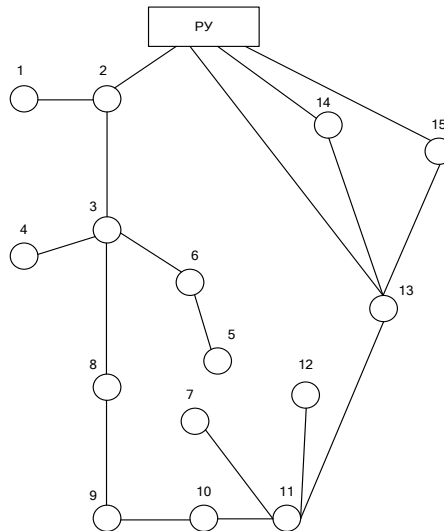


Рисунок 1.5 – Схема внутреннего электроснабжения предприятия

Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов.

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, определяют расчетами по минимуму приведенных затрат в два этапа:

- 1) Выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;
- 2) определяют дополнительную мощность НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и сети напряжением 6-10 кВ предприятия.

Суммарная расчетная мощность НБК определяется, квар:

$$Q_{НК} = Q_{НК1} + Q_{НК2}, \quad (1.39)$$

где $Q_{НК1}$ и $Q_{НК2}$ – суммарные мощности НБК, определенные на указанных этапах.

Выбор оптимального числа трансформаторов.

Минимальное число цеховых трансформаторов одинаковой мощности i -ого цеха определяется, *шт*:

$$N_{\min i} = \frac{P_{Pi}}{K_3 \cdot S_{НОМ T i}} + \Delta N, \quad (1.40)$$

где K_3 – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора; ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов определяется, *шт*:

$$N_{ОПТ} = N_{\min i} + m, \quad (1.41)$$

где m – дополнительно установленные трансформаторы.

Удельная плотность нагрузки цеха определяется, $кВ \cdot А / м^2$:

$$\sigma_i = \frac{S_{Pi}}{F_i}, \quad (1.42)$$

где F_i – площадь i -ого цеха.

$$\sigma_1 = \frac{S_{P1}}{F_1} = \frac{125,47}{9640} = 0,013,$$

$$\sigma_2 = \frac{S_{P2}}{F_2} = \frac{215,9}{600} = 0,36,$$

$$\sigma_3 = \frac{S_{P3}}{F_3} = \frac{458}{14000} = 0,033,$$

$$\sigma_4 = \frac{S_{P4}}{F_4} = \frac{154}{8860} = 0,017,$$

$$\sigma_5 = \frac{S_{P5}}{F_5} = \frac{235,7}{720} = 0,33,$$

$$\sigma_6 = \frac{S_{P6}}{F_6} = \frac{301,5}{4600} = 0,066,$$

$$\sigma_7 = \frac{S_{P7}}{F_7} = \frac{91,6}{1040} = 0,088,$$

$$\sigma_8 = \frac{S_{P8}}{F_8} = \frac{250}{4848} = 0,052,$$

$$\sigma_9 = \frac{S_{P9}}{F_9} = \frac{403}{800} = 0,5,$$

$$\sigma_{10} = \frac{S_{P10}}{F_{10}} = \frac{291,8}{8330} = 0,035 ,$$

$$\sigma_{11} = \frac{S_{P11}}{F_{11}} = \frac{308,8}{5648} = 0,055 ,$$

$$\sigma_{12} = \frac{S_{P12}}{F_{12}} = \frac{110}{6490} = 0,017 ,$$

$$\sigma_{13} = \frac{S_{P13}}{F_{13}} = \frac{1466,6}{17300} = 0,084 ,$$

$$\sigma_{14} = \frac{S_{P14}}{F_{14}} = \frac{519}{4330} = 0,12 ,$$

$$\sigma_{15} = \frac{S_{P15}}{F_{15}} = \frac{1596}{18450} = 0,086 .$$

Если удельная плотность нагрузки цеха

$$\sigma \leq 0,2 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2 , \text{ то } S_{\text{НОМТ}} \rightarrow \text{до } 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А} ,$$

$$\sigma = \text{от } 0,2 \text{ до } 0,5 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2 , \text{ то } S_{\text{НОМТ}} \rightarrow 1600 \text{ кВ} \cdot \text{А} ,$$

$$\sigma > 0,5 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2 , \text{ то } S_{\text{НОМТ}} \rightarrow 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А} .$$

Рекомендовано принимать следующие коэффициенты загрузки [4, страница 103], для потребителей I,II,III категории надежности электроснабжения потребителей:

I категория – $K_3 = \text{от } 0,65 \text{ до } 0,7$;

II категория – $K_3 = \text{от } 0,7 \text{ до } 0,8$;

III категория – $K_3 = \text{от } 0,9 \text{ до } 0,95$.

Снабсбыт

$$N_{\min 1} = \frac{P_{P1}}{K_3 \cdot S_{\text{НОМТ}1}} + \Delta N = \frac{125}{0,9 \cdot 160} + \Delta N = 0,87 + 0,13 = 1 ,$$

МПК-13

$$N_{\min 2} = \frac{P_{P2}}{K_3 \cdot S_{\text{НОМТ}2}} + \Delta N = \frac{165}{0,7 \cdot 160} + \Delta N = 1,3 + 0,7 = 2 ,$$

АТК-4

$$N_{\min 3} = \frac{P_{P3}}{K_3 \cdot S_{\text{НОМТ}3}} + \Delta N = \frac{392}{0,7 \cdot 400} + \Delta N = 1,4 + 0,6 = 2 ,$$

УМ-19

$$N_{\min 4} = \frac{P_{P4}}{K_3 \cdot S_{\text{НОМТ}4}} + \Delta N = \frac{152}{0,9 \cdot 250} + \Delta N = 0,67 + 0,33 = 1 ,$$

УПТК

$$N_{\min 5} = \frac{P_{P5}}{K_3 \cdot S_{\text{НОМТ}5}} + \Delta N = \frac{180}{0,9 \cdot 250} + \Delta N = 0,8 + 0,2 = 1 ,$$

ПМК-2

$$N_{\min 6} = \frac{P_{P6}}{K_3 \cdot S_{HOM T6}} + \Delta N = \frac{256}{0,9 \cdot 400} + \Delta N = 0,7 + 0,3 = 1,$$

СМП-159

$$N_{\min 7} = \frac{P_{P7}}{K_3 \cdot S_{HOM T7}} + \Delta N = \frac{73}{0,9 \cdot 160} + \Delta N = 0,5 + 0,5 = 1,$$

МК-16

$$N_{\min 8} = \frac{P_{P8}}{K_3 \cdot S_{HOM T8}} + \Delta N = \frac{214,5}{0,7 \cdot 250} + \Delta N = 1,2 + 0,8 = 2,$$

Вторцветмет

$$N_{\min 9} = \frac{P_{P9}}{K_3 \cdot S_{HOM T9}} + \Delta N = \frac{364,5}{0,7 \cdot 400} + \Delta N = 1,3 + 0,7 = 2,$$

ГАПТ

$$N_{\min 10} = \frac{P_{P10}}{K_3 \cdot S_{HOM T10}} + \Delta N = \frac{261}{0,7 \cdot 250} + \Delta N = 1,5 + 0,5 = 2,$$

Росбакалея

$$N_{\min 11} = \frac{P_{P11}}{K_3 \cdot S_{HOM T11}} + \Delta N = \frac{299}{0,7 \cdot 250} + \Delta N = 1,7 + 0,3 = 2,$$

Сельхозтехника

$$N_{\min 12} = \frac{P_{P12}}{K_3 \cdot S_{HOM T12}} + \Delta N = \frac{102}{0,9 \cdot 160} + \Delta N = 0,7 + 0,3 = 1,$$

Пивзавод

$$N_{\min 13} = \frac{P_{P13}}{K_3 \cdot S_{HOM T13}} + \Delta N = \frac{1290}{0,7 \cdot 1600} + \Delta N = 1,15 + 0,85 = 2,$$

АТБс

$$N_{\min 14} = \frac{P_{P14}}{K_3 \cdot S_{HOM T14}} + \Delta N = \frac{435}{0,7 \cdot 400} + \Delta N = 1,55 + 0,45 = 2,$$

РМЗ

$$N_{\min 15} = \frac{P_{P15}}{K_3 \cdot S_{HOM T15}} + \Delta N = \frac{1219,4}{0,7 \cdot 1600} + \Delta N = 1,01 + 0,99 = 2.$$

Таблица 1.6 – Оптимальное количество цеховых трансформаторов

Наименование пункта питания	Потребители электрической энергии	K_3	σ , $кВ \cdot А / м^2$	N_{\min} , $шт$;	$N_{\min} + \Delta N$, $шт$	m	$N_{\text{опт}}$, $шт$
ТП-1	Снабсбыт	0,9	0,013	0,87	0,13	0	1
ТП-2	МПК-13	0,7	0,36	1,3	0,7	0	2
ТП-3	АТК-4	0,7	0,033	1,4	0,6	0	2
ТП-4	УМ-19	0,9	0,017	0,67	0,33	0	1
ТП-5	УПТК	0,9	0,33	0,8	0,2	0	1
ТП-6	ПМК-2	0,9	0,066	0,7	0,3	0	1

ТП-7	СМП-159	0,9	0,088	0,5	0,5	0	1
ТП-8	МК-61	0,7	0,052	1,2	0,8	0	2
ТП-9	Вторцветмет	0,7	0,5	1,3	0,7	0	2
ТП-10	ГАПТ	0,7	0,035	1,5	0,5	0	2
ТП-11	Росбакалея	0,7	0,055	1,7	0,32	0	2
ТП-12	Сельхозтех	0,9	0,017	0,7	0,31	0	1
ТП-13	Пивзавод	0,7	0,084	1,15	0,85	0	2
ТП-14	АТБс	0,7	0,12	1,55	0,45	0	2
ТП-15	РМЗ	0,7	0,86	1,01	0,99	0	2

Таблица 1.6 – Выбор цеховых трансформаторов

Наименование пункта питания	Потребители электрической энергии	Место расположения	$P_P + P_{PO},$ кВт	$Q_P + Q_{PO},$ кВт	K_3	$S_{НОМТ},$ кВ·А	$N_{min},$ шт	$N_{ОПТ},$ шт
ТП-1	Снабсбыт	Снабсбыт	125	10,93	0,9	160	0,87	1
ТП-2	МПК-13	МПК-13	165	139,2	0,7	160	1,3	2
ТП-3	АТК-4	АТК-4	392	236,7	0,7	400	1,4	2
ТП-4	УМ-19	УМ-19	152	25,7	0,9	250	0,67	1
ТП-5	УПТК	УПТК	180	152	0,9	250	0,8	1
ТП-6	ПМК-2	ПМК-2	256	159,2	0,9	400	0,7	1
ТП-7	СМП-159	СМП-159	73	55,3	0,9	160	0,5	1
ТП-8	МК-61	МК-61	214,5	127,9	0,7	250	1,2	2
ТП-9	Вторцветмет	Вторцветмет	364,5	172	0,7	400	1,3	2
ТП-10	ГАПТ	ГАПТ	261	130,5	0,7	250	1,5	2
ТП-11	Росбакалея	Росбакалея	299	77,1	0,7	250	1,7	2
ТП-12	Сельхозтех	Сельхозтех	102	41,2	0,9	160	0,7	1
ТП-13	Пивзавод	Пивзавод	1290	550	0,7	1600	1,15	2
ТП-14	АТБс	АТБс	435	283	0,7	400	1,55	2
ТП-15	РМЗ	РМЗ	1219,4	1029	0,7	1600	1,01	2

Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1000 В определяют, квар:

$$Q_{МАХТ_i} = \sqrt{(N_{ОПТ} \cdot K_3 \cdot S_{НОМТ})^2 - (P_P - P_{PO})^2}, \quad (1.43)$$

$$Q_{МАХТ1} = \sqrt{(0,9 \cdot 160)^2 - 125^2} = 71,49,$$

$$Q_{МАХТ2} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 160)^2 - 165^2} = 151,5,$$

$$Q_{МАХТ3} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 400)^2 - 392^2} = 400,$$

$$\begin{aligned}
Q_{MAXT4} &= \sqrt{(0,9 \cdot 250)^2 - 152^2} = 165,89, \\
Q_{MAXT5} &= \sqrt{(0,9 \cdot 250)^2 - 180^2} = 135, \\
Q_{MAXT6} &= \sqrt{(0,9 \cdot 400)^2 - 256^2} = 253,11, \\
Q_{MAXT7} &= \sqrt{(0,9 \cdot 160)^2 - 73^2} = 124,13, \\
Q_{MAXT8} &= \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 250)^2 - 214^2} = 276,95; \\
Q_{MAXT9} &= \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 400)^2 - 364,5^2} = 425,56, \\
Q_{MAXT10} &= \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 250)^2 - 261^2} = 233,19, \\
Q_{MAXT11} &= \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 250)^2 - 299^2} = 181,93, \\
Q_{MAXT12} &= \sqrt{(0,9 \cdot 160)^2 - 102^2} = 101,65, \\
Q_{MAXT13} &= \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1600)^2 - 1290^2} = 1831,26, \\
Q_{MAXT14} &= \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 400)^2 - 435^2} = 352,67, \\
Q_{MAXT15} &= \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1600)^2 - 1219,4^2} = 1879,01.
\end{aligned}$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжении до 1000 В определяется, квар:

$$Q_{HK1,i} = (Q_P + Q_{PO}) - Q_{MAXTi}, \quad (1.44)$$

$$\begin{aligned}
Q_{HK1} &= 10,93 - 71,49 = -60,56, \\
Q_{HK2} &= 139,2 - 151,5 = -12,3, \\
Q_{HK3} &= 236,7 - 400 = -163,3, \\
Q_{HK4} &= 25,7 - 165,89 = -140,19, \\
Q_{HK5} &= 152 - 135 = 17, \\
Q_{HK6} &= 159,2 - 253,11 = -93,91, \\
Q_{HK7} &= 55,3 - 124,13 = -68,83, \\
Q_{HK8} &= 127,9 - 276,95 = -149,05, \\
Q_{HK9} &= 172 - 425,56 = -253,56, \\
Q_{HK10} &= 130,5 - 233,19 = -102,69, \\
Q_{HK11} &= 77,1 - 181,93 = -156,09, \\
Q_{HK12} &= 41,2 - 101,65 = -60,45, \\
Q_{HK13} &= 550 - 1831,26 = -1281,26, \\
Q_{HK14} &= 283 - 352,67 = -69,67, \\
Q_{HK15} &= 1029 - 1879,01 = -850,01.
\end{aligned}$$

Дополнительная мощность НБК для данной группы трансформаторов определяется, квар:

$$Q_{HK2,i} = (Q_P + Q_{PO}) - Q_{HK1,i} - \gamma \cdot N_{OPT} \cdot S_{НОМТ}, \quad (1.45)$$

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров K_{P1} и K_{P1} .

$$\begin{aligned} Q_{HK1} &= 10,93 + 60,56 - 0,5 \cdot 160 = -8,51, \\ Q_{HK2} &= 139,2 + 12,3 - 0,5 \cdot 2 \cdot 160 = -8,5, \\ Q_{HK3} &= 236,7 + 163,3 - 0,5 \cdot 2 \cdot 400 = 0, \\ Q_{HK4} &= 25,7 + 140,19 - 0,5 \cdot 250 = 40,89, \\ Q_{HK5} &= 152 - 17 - 0,5 \cdot 250 = 10, \\ Q_{HK6} &= 159,2 + 93,91 - 0,5 \cdot 400 = 53,11, \\ Q_{HK7} &= 55,3 + 68,83 - 0,5 \cdot 160 = 44,13, \\ Q_{HK8} &= 127,9 + 149,05 - 0,5 \cdot 2 \cdot 250 = 26,95, \\ Q_{HK9} &= 172 + 253,56 - 0,5 \cdot 2 \cdot 400 = 25,56, \\ Q_{HK10} &= 130,5 + 102,69 - 0,5 \cdot 2 \cdot 250 = -16,81, \\ Q_{HK11} &= 77,1 + 156,09 - 0,5 \cdot 2 \cdot 250 = -16,81, \\ Q_{HK12} &= 41,2 + 60,45 - 0,5 \cdot 160 = 21,65, \\ Q_{HK13} &= 550 + 1281,26 - 0,5 \cdot 2 \cdot 1600 = 231,26, \\ Q_{HK14} &= 283 + 69,67 - 0,5 \cdot 2 \cdot 400 = -47,33, \\ Q_{HK15} &= 1029 + 850,01 - 0,5 \cdot 2 \cdot 1600 = 279,01. \end{aligned}$$

Суммарная расчетная мощность НБК определяется, квар:

$$\begin{aligned} Q_{HK} &= Q_{HK1} + Q_{HK2}, \quad (1.46) \\ Q_{HK1} &= -60,56 - 8,51 = -69,07, \\ Q_{HK2} &= -12,3 - 8,5 = -20,8, \\ Q_{HK3} &= -163,3 + 0 = -163,3, \\ Q_{HK4} &= -140,19 + 40,89 = -99,3, \\ Q_{HK5} &= 17 + 10 = 27, \\ Q_{HK6} &= -93,91 + 53,11 = -40,8, \\ Q_{HK7} &= -68,83 + 44,13 = -24,7, \\ Q_{HK8} &= -149,05 + 26,95 = -122,1, \\ Q_{HK9} &= -253,56 + 25,56 = -228, \\ Q_{HK10} &= -102,69 - 16,81 = -119,5, \\ Q_{HK11} &= -156,09 - 16,81 = -172,9, \\ Q_{HK12} &= -60,45 + 21,65 = -38,8, \\ Q_{HK13} &= -1281,26 + 231,26 = -1050, \end{aligned}$$

$$Q_{HK14} = -69,67 - 47,33 = -117,$$

$$Q_{HK15} = -850,01 + 279,01 = -571.$$

На данном предприятии установка НБК требуется только на ТП 5, устанавливаем *УКЛ(П)Н-0,38-50-150УЗ*, $Q_{HK} = 50$ квар.

Расчетную мощность НБК Q_{HK} округляем до стандартной ближайшей мощности комплектных конденсаторных установок.

Компенсация реактивной мощности. Выбор высоковольтных батарей

При выборе КУ при допущении о незначительной длине линий на предприятии можно представить все предприятие как узел сети 10 кВ, к которому подключены реактивная нагрузка и три типа источников реактивной мощности: синхронные двигатели 10 кВ, энергосистема и высоковольтные конденсаторные батареи.

Баланс реактивной мощности в узле 10 кВ предприятия

$$Q_{\Sigma P0,4} + Q_{\Sigma P10} + Q_{\Sigma PHECT} + \Delta Q_{\text{ЦТ}} + \Delta Q_{\text{ГПП}} - Q_{HK\phi} - Q_{CD} - Q_{\Sigma} - Q_{BH} = 0 \quad (1.47)$$

Каждый установленный синхронный двигатель (СД) является источником реактивной мощности, минимальную величину которой по условиям устойчивой работы СД определяют, квар:

$$Q_{CD} = n \cdot P_{\text{НОМ СД}} \cdot K_{CD} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}}, \quad (1.48)$$

где $P_{\text{НОМ СД}}$ – номинальная активная мощность двигателя; K_{CD} – коэффициент загрузки по активной мощности; $\cos \varphi_{\text{НОМ}}$ – номинальный коэффициент реактивной мощности.

$$Q_{CD} = 0 \text{ квар.}$$

Входная реактивная мощность $Q_{\Sigma C}$ задается энергосистемой как экономически оптимальная реактивная мощность, которая может быть передана предприятию в период наибольшей нагрузки энергосистемы

$$Q_{\Sigma C} = 4340 \text{ квар.}$$

Таким образом, требуемая мощность конденсаторных батарей на ВН (ВБК) определяется, квар:

$$Q_{BH} = Q_{\Sigma P0,4} + Q_{\Sigma P10} + Q_{\Sigma PHECT} + \Delta Q_{\text{ЦТ}} + \Delta Q_{\text{ГПП}} - Q_{HK\phi} - Q_{CD} - Q_{\Sigma}, \quad (1.49)$$

$$Q_{BH} = 8616 + 0 + 0 + 395,7 + 1194,35 - 50 - 0 - 4340 = 5816,0.$$

Для компенсации реактивной мощности выберем установку УКЛ 57-10,5-1000 У1 $Q_{\text{ФАКТ}} = 6 \cdot 1000 = 1000$ квар.

3.8 Выбор кабельных линий сети внутреннего электроснабжения

Сечение сложных кольцевых линий выбираем по условию двустороннего питания ТП в аварийном режиме при повреждении головного участка. Для определения расчетных токов в линиях составляет схему внутреннего электроснабжения промышленного района. Номера узлов в схеме соответствуют номерам предприятий на генплане района (рисунок 1.5).

Находим расчетные потоки мощности в линиях.

Расчетная мощность участка 1-2, *кВА*: $S_{1-2} = S_1 = 160 = 160$.

Расчетная мощность участка 5-6, *кВА*: $S_{5-6} = S_5 = 250 = 250$.

Расчетная мощность участка 3-6, *кВА*: $S_{3-6} = S_5 + S_6 = 250 + 400 = 650$.

Расчетная мощность участка 11-7, *кВА*: $S_{11-7} = S_7 = 160 = 160$.

Расчетная мощность участка 3-4, *кВА*: $S_{3-4} = S_4 = 250 = 250$.

Расчетная мощность участка 11-12, *кВА*:

$$\begin{aligned} S_{11-12} &= S_{12} = 160 = 160, \\ S_2^p &= S_1 + S_2 = 160 + 160 + 160 = 480, \\ S_3^p &= S_3 + S_4 + S_5 + S_6 = 400 + 400 + 250 + 250 + 400 = 1700, \\ S_{11}^p &= S_{11} + S_{12} + S_7 = 250 + 250 + 160 + 160 = 820. \end{aligned}$$

Расчетная мощность участка РУ-2, *кВА*:

$$\begin{aligned} S_{PY-2} &= \frac{S_2^p \cdot (l_{2-3} + \dots + l_{14-py}) + S_3^p \cdot (l_{3-8} + \dots + l_{14-py}) + \dots + S_{14} \cdot l_{14-py}}{\sum L} = \\ &= \frac{480 \cdot 1,36 + 1700 \cdot 1,17 + 500 \cdot 1,11 + 800 \cdot 0,89 + 500 \cdot 0,86 + 820 \cdot 0,82 + 800 \cdot 0,13}{2,21} = \\ &S_{PY-2} = 2596,926. \end{aligned}$$

Расчетный ток участка РУ-14, *кВА*:

$$\begin{aligned} S_{PY-14} &= \frac{S_{14} \cdot (l_{14-11} + \dots + l_{2-py}) + S_{11}^p \cdot (l_{11-10} + \dots + l_{2-py}) + \dots + S_2^p \cdot l_{2-py}}{\sum L} = \\ &= \frac{800 \cdot 2,08 + 820 \cdot 1,39 + 500 \cdot 1,35 + 800 \cdot 1,32 + 500 \cdot 1,1 + 1700 \cdot 1,04 + 480 \cdot 0,85}{2,21} = \\ &S_{PY-14} = 3003,074. \end{aligned}$$

Расчетная мощность участка 2-3, *кВА*: $S_{2-3} = S_{PY-2} - S_2^p = 2596,926 - 480 = 2116,926$

Расчетная мощность участка 3-8, κBA : $S_{3-8} = S_{2-3} - S_3^p = 2116,926 - 1700 = 416,926$.

Расчетная мощность участка 14-11, κBA :

$$S_{14-11} = S_{PY-14} - S_{14} = 3003,074 - 800 = 2203,074.$$

Расчетная мощность участка 11-10, κBA : $S_{11-10} = S_{14-11} - S_{11}^p = 2203,074 - 820 = 1383,074$

Расчетная мощность участка 10-9, κBA : $S_{10-9} = S_{11-10} - S_{10} = 1383,074 - 500 = 883,074$.

Расчетная мощность участка 9-8, κBA :

$$S_{9-8} = S_{10-9} - S_9 = 883,074 - 800 = 83,074,$$

$$S_8 = S_{9-8} + S_{3-8} = 83,074 + 416,926 = 500.$$

Найдем потоки мощности в кольце РУ-13-15-РУ.

Расчетный ток участка РУ-13, κBA :

$$S_{PY-13} = \frac{S_{13} \cdot (l_{13-15} + l_{15-py}) + S_{15} \cdot (l_{15-py})}{\sum L} = \frac{3200 \cdot (0,15 + 0,36) + 3200 \cdot 0,36}{0,73}$$

$$S_{PY-13} = 3813,698.$$

Расчетный ток участка РУ-15, κBA :

$$S_{PY-15} = \frac{S_{15} \cdot (l_{15-13} + l_{13-py}) + S_{13} \cdot (l_{13-py})}{\sum L} = \frac{3200 \cdot (0,15 + 0,22) + 3200 \cdot 0,22}{0,73}$$

$$S_{PY-15} = 2586,302.$$

Расчетная мощность участка 13-15, κBA :

$$S_{13-15} = S_{PY-13} - S_{13} = 3813,698 - 3200 = 613,698,$$

$$S_{15} = S_{13-15} + S_{PY-15} = 613,698 + 2586,302 = 3200.$$

Расчетный ток кабельной линии в нормальном режим, A :

$$I_{PACH\ i-j} = \frac{S_{i-j}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{160}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 9,24,$$

где S_{i-j} – расчетная мощность на данном участке, κBA ; $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение кабельной линии, κB ; n – количество линий, *шт.*

По справочным материалам выбираем кабель марки ААШв с алюминиевыми жилами, изоляцией жил из пропитанной бумаги, в алюминиевой оболочке, бронированной стальными лентами, с подушкой из битума.

Выбираем сечение жил кабельных линий, учитывая экономическую плотность тока для кабеля с бумажной и проводов с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией при $T_{MAX} = 3500$, $j_{ЭК} = 1,4$.

Не стандартное сечение кабельной линии определяется, $мм^2$:

$$F_{ЭК} = \frac{I_{расч\ i-j}}{j_{ЭК}} = \frac{9,24}{1,4} = 6,6.$$

Для трехжильного алюминиевого кабеля, прокладываемого в земле $I_{доп} = 75$ А с сечением $F_{СТ} = 16$ $мм^2$.

Результаты расчета сведем в таблицу 1.7.

Таблица 1.7 – Выбор кабельных линий 10 кВ

Участок	S_{i-j} кВ·А	n , шт	$I_{РАСЧ}$, А	$F_{ЭК}$ мм ²	$F_{СТ}$, мм ²	$I_{ДОП}$, А
2-1	160	1	9.24	6.6	16	75
3-4	250	1	14.43	10.31	16	75
6-5	250	1	14.43	10.31	16	75
3-6	650	1	37.53	26.81	25	90
11-12	160	1	9.24	6.6	16	75
11-7	160	1	9.24	6.6	16	75
РУ-2	2596.926	1	149.94	107.09	120	240
2-3	2116.956	1	122.22	87.30	95	205
3-8	416.926	1	24.07	42.98	50	140
РУ-14	3003.074	1	173.38	123.84	120	240
РУ-13	3813.698	1	220.18	157.27	150	275
РУ-15	2586.302	1	149.32	106.66	120	240
13-15	613.698	1	35.43	25.31	25	90
14-13	2203.074	1	127.19	90.85	95	205
13-11	2203.074	1	127.19	90.85	95	205
11-10	1383.074	1	79.85	57.04	70	165

Продолжение таблицы 1.7

10-9	883.074	1	50.98	36.41	35	115
9-8	83.074	1	4.79	3.4	16	75

На напряжение 10 кВ марка кабеля на всех участках ААШв.

3.9 Проверка кабеля по термической стойкости к току КЗ

Термический стойкое к токам КЗ сечение, мм^2 . Проверим на участке РУ-2 т.к. по данному участку протекает наибольший ток К.З.

$$S_T = \frac{I_{КЗ} \cdot \sqrt{t_n}}{K_T} = \frac{7274 \cdot \sqrt{0,894}}{90} = 76,42$$

где $I_{КЗ}$ – установившееся значение тока КЗ, A ;

t_n – приведенное время КЗ, c ;

K_T – температурный коэффициент, учитывающий ограничение допустимой температуры нагрева жил кабеля.

Ближайшее стандартное сечение 95 мм^2 .

На основе расчетов принимаем стандартным сечением 120 мм^2 .

3.10 Расчет трехфазных коротких замыканий

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение КЗ в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала. Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании токов КЗ, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения необходимо правильно определить токи КЗ и по ним выбрать электрооборудование и защитную аппаратуру и средства ограничения токов КЗ.

Для расчета токов КЗ составляют схему замещения, в которой все магнитные связи заменены электрическими и все элементы системы электроснабжения представлены сопротивлениями.

Исходная схема замещения для расчета токов КЗ с указанными точками КЗ представлена на рисунке 1.6.

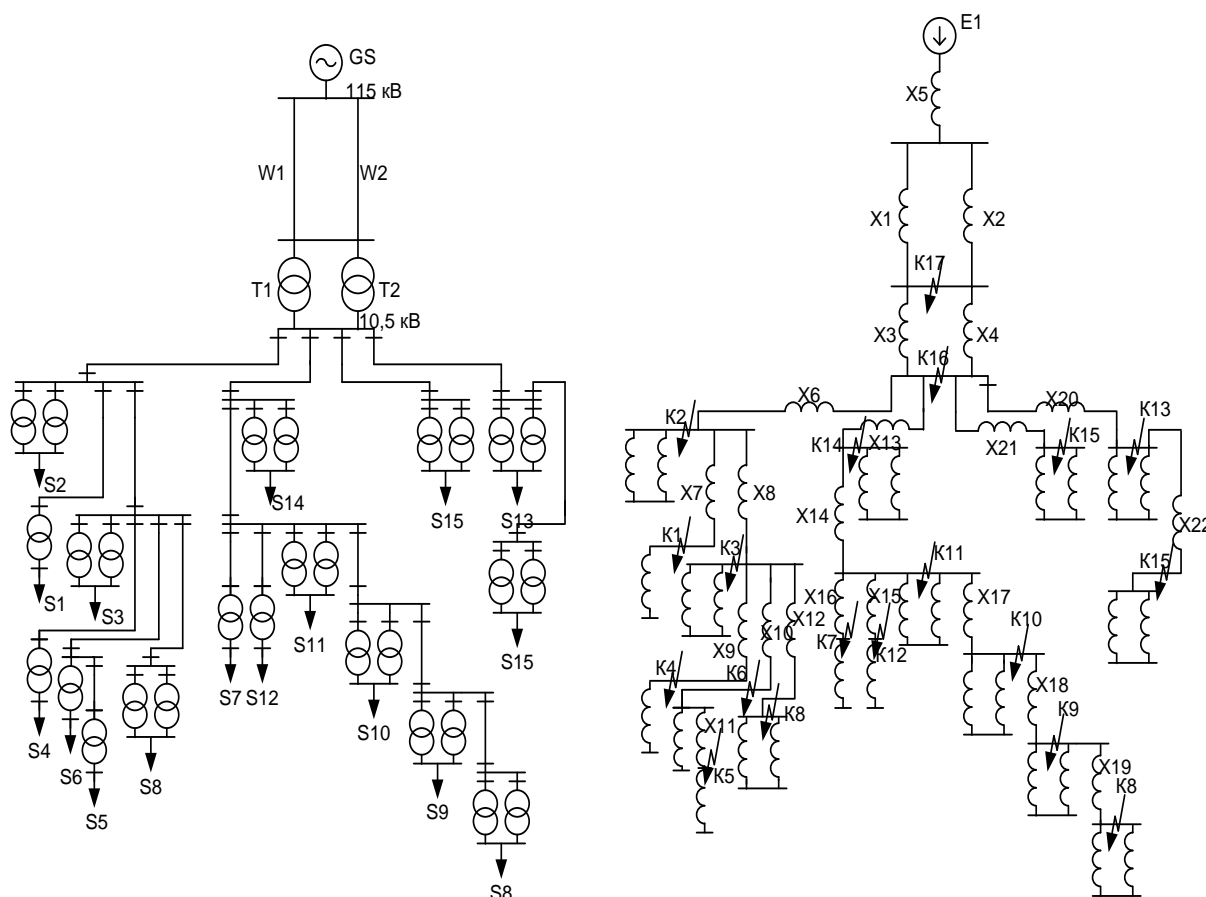


Рисунок 1.6 – Исходная схема и схема замещения для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ выполнялся в программе MathCAD2000.

Для нахождения тока при двухфазном коротком замыкании в этой же точке необходимо значение, умножить на корень из трех, а затем разделить на два.

Таблица 1.8 – Расчет токов КЗ

Точка КЗ	$U_B, кВ$	$K_{уд}, о.е.$	$I_{КЗ}, кА$	$I_{уд}, кА$
17	115	1,161	3,945	6,48
16	10,5	1,471	8,434	17,55
2	10,5	1,055	7,274	10,85
1	10,5	1,026	6,695	9,71
3	10,5	1,038	6,963	10,22
4	10,5	1,024	6,455	9,35
6	10,5	1,022	6,24	9,02
5	10,5	1,021	5,732	8,27
8	10,5	1,043	7,118	10,5
14	10,5	1,316	8,273	15,39
11	10,5	1,042	7,162	10,55
12	10,5	1,02	5,581	8,05
7	10,5	1,027	6,792	9,86
10	10,5	1,038	7,079	10,39
9	10,5	1,033	6,969	10,18
13	10,5	1,277	8,179	14,77
15	10,5	1,164	7,966	13,11

3.11 Выбор оборудования

Выбор выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрических цепей в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа.

Выбор выключателей допустимо производить по параметрам:

- 1) по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) по длительному току $I_{РАБМАКС} \leq I_{НОМ}$;
- 3) по току отключения $I_{кз} \leq I_{НОМОТКЛ}$;
- 4) по термической стойкости $I_{уд} \leq I_{МАКС}$.

Выбор выключателей на стороне ВН 110 кВ

Выбираем выключатель типа ВЭБ-110-40/3150УХЛ1/

Таблица 1.9 – Выбор выключателей на стороне ВН 110 кВ

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
$I_{РАБМАКС} \leq I_{НОМ}$	64,2 А	1250 А
$I_{кз} \leq I_{НОМОТКЛ}$	3945 А	40000 А
$I_{уд} \leq I_{МАКС}$	6480 А	100000 А

Выбор выключателей на стороне НН 10 кВ

Выбираем выключатель типа ВВР-10-/1600УХЛ2 [3, таблица 5.1].

Таблица 1.10 – Выбор выключателей на стороне ВН 10 кВ

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{РАБМАКС} \leq I_{НОМ}$	728,62 А	1000 А
$I_{кз} \leq I_{НОМОТКЛ}$	8434 А	20000 А
$I_{уд} \leq I_{МАКС}$	17550 А	52000 А

Выбор автоматических выключателей

Автоматический воздушный выключатель предназначен для автоматического размыкания электрических цепей при ненормальных режимах и для редких оперативных переключений при нормальных режимах работы.

Выбор автоматических выключателей допустимо производить по важнейшим параметрам:

1. по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;

2. по длительному току $I_{РАБМАКС} \leq I_{НОМ}$;

3. по току отключения $I_{КЗ} \leq I_{НОМОТКЛ}$.

4. быстродействующие автоматы, благодаря токоограничивающему эффекту на электродинамическую стойкость, не проверяются и по термической стойкости проверяются только селективные автоматы.

Выбираем автоматический выключатель ЭО6С.

Таблица 1.11 – Выбор автоматических выключателей

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	0,4 кВ	0,4 кВ
$I_{КЗ} \leq I_{НОМОТКЛ}$	21468 А	40000 А

Таблица 1.12 – Каталожные данные автоматического выключателя ЭО6С

Тип	$I_{НОМ}, А$	Отключающая способность, А
ЭО6С	1 000	40000

Выбор разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для создания видимого разрыва в электрической цепи без нагрузки (предварительно выключенной выключателем).

Допускается использовать разъединители для производства следующих операций:

- 1) отключать и включать незначительный намагничивающий ток силовых трансформаторов;
- 2) отключать и включать нейтраль трансформаторов и заземляющих дугогасящих реакторов при отсутствии в сети замыкания на землю;
- 3) отключения и включения зарядного тока шин и оборудования всех напряжений (кроме батарей конденсаторов) и т.д.

Выбираем разъединители на стороне ВН ГПП 110 кВ – РНД-110/630У1. На стороне ВН цеховых трансформаторов 10 кВ – РВЗ-10/1000У3.

Таблица 1.13 – Выбор разъединителей на стороне ВН ГПП 110 кВ

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	100 кВ
$I_{РАБМАКС} \leq I_{НОМ}$	64,2 А	630 А
$I_{кз} \leq I_{НОМОТКЛ}$	3945 А	63000 А

Таблица 1.14 – Выбор разъединителей на стороне ВН цеховых трансформаторов 10 кВ

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{РАБМАКС} \leq I_{НОМ}$	728,6 А	1000 А
$I_{кз} \leq I_{НОМОТКЛ}$	8434 А	41000 А

3.12 Защита от перенапряжений

На линиях электропередачи возникают волны перенапряжения в результате прямых ударов молний в провода, либо перекрытий воздушных промежутков при ударе молнии в опору. Эти волны перенапряжений доходят до подстанции и вызывают кратковременное перенапряжение на оборудовании. Они могут вызывать повреждение изоляции. Для предотвращения этого и защиты оборудования используются нелинейные ограничители перенапряжений.

Для защиты от атмосферных перенапряжений и кратковременных внутренних напряжений изоляции ВЛ и трансформаторов на сторонах ВН, НН устанавливают ограничители перенапряжений типа: ОПН 110, ОПН 10.

Выбираем для защиты на стороне ВН ОПН X/X-110/40,5УХЛ1,
на НН ОПН X/X 10/11,5 УХЛ1 /Каталожные данные/.

Таблица 1.15 – Каталожные данные ОПН

Тип	$U_{НОМ}, кВ$	Наибольшее $U_{ДОП}, кВ$	Номинальный разрядный ток, кА
ОПН-X/X-110/40,5 УХЛ1	110	121	10
ОПН-X/X10/11,5 УХЛ2	10	11,5	10

3.13 Выбор трансформаторов тока

Таблица 1.16 – Каталожные данные трансформаторов тока

Тип	$U_{НОМ}$, кВ	$U_{НОМРАБ}$, кВ	$I_{НОМ}$, А		Ток электродинамической стойкости, кА
			первичный	вторичный	
ТВТ-110-I-100/5	110	115	100	5	-
ТЛК-10-600/5	10	12	600	5	81

3.14 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки $U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке: $S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}$,

где $S_{НОМ}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности; $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А.

Таблица 1.17 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы	Тип	$S_{ПОТ}, В \cdot А$	$n_{КАТУШЕК}, шт$	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$n_{ПРИБОРОВ}, шт$	$S_{ОБЩ ПОТ}, Вт$	
							$P, Вт$	$Q, Вт$
1. Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2	-
2. Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
3. Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
4. Датчик активной мощности	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
5. Датчик реактивной мощности	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
6. Счетчик активной энергии	И-680	2,0	2	0,38	0,925	1	4	9,7
7. Ваттметр	Д-305	2,0	2	1	0	1	4	-
8. Частотомер	Э-371	3,0	1	1	0	1	3	-
Итого:							39	9,7

Вторичная нагрузка, В·А:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{39^2 + 9,7^2} = 40,1.$$

Выбираем трансформатор НАМИ-10, [2, табл. 5.13], класс точности 0,5, для присоединения счетчиков, 75 В·А.

Отсюда, $S_{2\Sigma} = 40,1 \leq 75 В \cdot А$.

Таблица 1.18 – Каталожные данные трансформаторов напряжения

Тип	$U_{НОМ}, кВ$	$U_{НОМОБМ}, кВ$	
		первичной	вторичной
НАМИ-10	10	10000	100

3.15 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей собственных нужд на подстанциях выполненных по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства. Это – электродвигатели обдува трансформаторов, шкафов КРУН, а так же освещение подстанции.

Наиболее ответственными потребителями с.н. подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность трансформатора собственных нужд выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции, но не более $160 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Таблица 1.19 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Электроприемники	Установленная мощность, кВт	Количество приемников	Суммарная мощность, кВт
Обогрев:			
– Шкафы РЗ	0,5	13	6,5
– Шкафы КРУ	0,6	13	7,8
Отопление и освещение помещения персонала:	5,5	1	5,5
– Наружное освещение	4,5	1	4,5
– Нагрузка, потребляемая оперативными цепями	1,8	1	1,8
Итого:			29,7

С учетом коэффициента спроса $0,7$ для рассматриваемой подстанции могут быть приняты два ТСЗ по $160 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

3.16 Выбор шин на закрытых распределительных устройствах (ЗРУ)

В ЗРУ 10 кВ ошиновка выполняется жесткими алюминиевыми шинами.

Наибольший ток в цепи сборных шин, А:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{(1,3..1,4) \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,4 \cdot 10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,29$$

Выбираем алюминиевые четырехполосные шины прямоугольного сечения с расположением полос по сторонам квадрата, одна полоса на фазу.

Сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, поэтому сечение выбираем по допустимому току: $I_{\text{МАКС}} \leq I_{\text{ДОП}} = 4550 \text{ А}$.

Размеры шин – $h = 80, b = 8, h_1 = 140, H = 157 \text{ мм}$.

Механический расчет

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ, Н/М:

$$f = \frac{I_{\text{УД}}^2 \cdot K_{\phi}}{16 \cdot b} \cdot 10^{-7}, \quad (1.50)$$

где $I_{\text{УД}}$ – ударный ток трехфазного КЗ, А; K_{ϕ} – коэффициент формы.

$$f = \frac{17550^2 \cdot 0,45}{16 \cdot 8} \cdot 10^{-7} = 0,108$$

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент, шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах, Н/М:

$$M = \frac{f \times l^2}{10} = \frac{0,108 \cdot 5^2}{10} = 0,27$$

где l – расстояние между опорными изоляторами, м.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{\text{РАСЧ}} = \frac{M}{W} = \frac{0,27}{106,67} = 25,32,$$

где W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см²:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{10 \cdot 80^2}{6} = 106,67.$$

Шины механически прочны, так как $\sigma_{PACU} = 25,32 \text{ МПа} \leq \sigma_{доп} = 84 \text{ МПа}$.

Проверка на термическую стойкость при КЗ

Проверка на термическую стойкость при КЗ производится по условию

$$q_{\min} \leq q,$$

где q_{\min} – минимальное сечение по условию термической стойкости.

Интеграл Джоуля

$$B_K = I_{K3}^2 \cdot (t_{отк} + T_d) = 17550^2 \cdot (0,01 + 0,015) = 770006,5$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости, мм^2 :

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{770 \cdot 10^3}}{90} = 3095$$

Шины термически стойки, так как $q_{\min} \leq q = 3200 \text{ мм}^2$.

Проверка шин на электродинамическую стойкость

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на изоляторы и шины возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает. В большинстве практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ не требует проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

3.17 Выбор изоляторов

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;

2) по допускаемой нагрузке $F_{расч} \leq F_{дом}$.

Выбираем изоляторы ИП-10/1000-3000 ХЛ2

Допустимая нагрузка на головку изолятора, H :

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н}$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб, H .

Расчетная сила, действующая на изолятор, H :

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{кз}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{5190^2}{0,03} \cdot 5 \cdot 10^{-7} = 777,58 \text{ Н}$$

Таблица 1.20 – Выбор изоляторов

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$F_{расч} \leq F_{дом}$	777,58 Н	1800 Н

Условие соблюдается, изолятор выбран правильно.

3.18 Расчет заземления ГПП

Подстанция 110 кВ относится к электроустановкам с большими токами замыкания на землю (более 500 А). Сопротивление растеканию электрического тока для заземляющего устройства при этом должно быть не более 0,5 Ом. Удельное сопротивление грунта в районе расположения ГПП равно 28 Ом при средней влажности грунта. Климатические коэффициенты, учитывающие промерзание земли для вертикальных стержней $\Psi_{СТ} = 1,5$, для соединения полосой $\Psi_{П} = 3,5$. Расчетное удельное сопротивление грунта для вертикальных стержней и полосы, Ом:

$$\rho_{уд.СТ} = \rho_{ГР} \cdot \Psi_{СТ} = 28 \cdot 1,5 = 42,$$

$$\rho_{уд.П} = \rho_{ГР} \cdot \Psi_{П} = 28 \cdot 3,5 = 92,$$

где $\rho_{ГР}$ - удельное сопротивления грунта, Ом.

Выполняем на подстанции контурное заземление при помощи заглублений на 0,7 метра электродов из труб с наружным диаметром 60 мм и длиной 5 метров. Верхние кольца электродов соединяем при помощи сварки стальной полосой 4-40 мм.

Определим сопротивление растекания тока одного стержня, Ом:

$$R_{од.ст} = \frac{\rho_{уд}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + 0,5 \cdot \ln \frac{4h+l}{5h-l} \right), \quad (1.51)$$

$$R_{од.ст} = \frac{42}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0,06} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{5 \cdot 3,2 - 5} \right) = 7,146$$

где l - длина стержня, м; d - диаметр стержня, м; h - расстояние от поверхности земли до середины заглублённого стержня на глубину $H = 0,7$ м.

Определим сопротивление растеканию электрического тока соединительной полосы без учета экранирования, Ом:

$$R_{П} = \frac{\rho_{уд}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{a \cdot H} = \frac{98}{2 \cdot 3,14 \cdot 120} \cdot \ln \frac{2 \cdot 120^2}{0,04 \cdot 0,7} = 0,811$$

где l - длина полосы равная 120, м; a - ширина полосы, м.

Сопротивление естественных заземлений на подстанции равно 3,3 Ом. Необходимое сопротивление искусственных заземлений, Ом:

$$R_{ИЗ} = \frac{R_{ЕЗ} \cdot R_3}{R_{ЕЗ} - R_3} = \frac{3,3 \cdot 0,5}{3,3 - 0,5} = 0,589$$

где R_c - сопротивление естественного заземления, Ом; R_3 - нормированное сопротивление заземления, Ом.

Определим приближенное количество вертикальных заземлений, шт. Коэффициент взаимного экранирования принимаем $K_{ЭКР} = 0,5$.

$$n_{ст.лп} = \frac{R_{одн.ст}}{R_{из} \cdot K_{ЭКР}} = \frac{7,164}{0,589 \cdot 0,5} = 24,3$$

Согласно предварительного определенному числу вертикальных заземлений расстояние между заземлителями по контуру равно 5 метров.

Значение коэффициентов экранирования для стержней и полос:

$$K_{ЭКР.ст} = 0,44; K_{ЭКР.л} = 0,26.$$

Определим отдельно сопротивления растеканию для полосы и вертикального заземления с учетом взаимного экранирования, Ом:

$$R_{л'} = \frac{R_{л}}{K_{ЭКР.л}} = \frac{0,811}{0,26} = 3,119$$

$$R_{одн.ст} = \frac{R_{одн.ст.}}{K_{ЭКР.ст}} = \frac{7,164}{0,44} = 16,282$$

Определим требуемое сопротивление растеканию вертикальных стержней с учетом соединительной полосы, Ом:

$$R_{ст} = \frac{R_{л'} \cdot R_{из}}{R_{л'} - R_{из}} = \frac{3,119 \cdot 0,589}{3,119 - 0,589} = 0,72$$

Определим точное количество вертикальных заземлителей для контура заземлителя.

$$N_{ст} = \frac{R_{одн.ст}}{R_{ст}} = \frac{16,282}{0,72} = 22,6$$

Принимаем количество вертикальных заземлителей равным 24.

Определим сопротивление вертикальных заземлителей, Ом:

$$R_{ст} = \frac{R_{одн.ст}}{N_{ст} \cdot K_{ЭКР.ст}} = \frac{16,282}{24 \cdot 0,44} = 0,663$$

Определим сопротивление заземляющего устройства, Ом:

$$\frac{1}{R_3} = \frac{1}{R_{ст}} + \frac{1}{R_{л'}} + \frac{1}{R_{ЕЗ}} = \frac{1}{0,663} + \frac{1}{3,119} + \frac{1}{3,3} = 0,469$$

Дополнительно к контуру заземления на территории подстанции укладывается выравнивающая сетка из полос, которые прокладываются на глубине 0,7 метра от поверхности земли.

3.19 Молниезащита территории ГПП

Молниезащиту подстанции выполняем при помощи четырёх стержневых молниеотводов, два из которых устанавливаем на линейных порталах, а два других на отдельно стоящих металлических опорах высотой восемь метров.

Молниеотводы расположены по углам четырехугольника. Максимальное расстояние между молниеотводами по диагонали составляет 39,6 метра.

Максимальная высота оборудования подстанции, которое должно быть защищено, составляет 6 метров.

Превышение вершины молниеотводов над защищаемым сооружением составит: $h_A = D/8$

Где D - расстояние между молниеотводами по диагонали.

Проверим для каждой противоположной пары молниеотводов высоту защищенного участка h_0 .

$$h_0 = h - a/7, \quad (1.52)$$

где h - высота молниеотвода m ; a - расстояние между молниеотводами m .

$$h_0 = 10,56 - \frac{36,5}{7} = 5,35$$

Так как условие защиты оборудования высотой 6 метров не выполняется, увеличим высоту h до 11,3 метров.

$$h_0 = 11,3 - \frac{36,5}{7} = 6,09$$

Условие защиты выполняется.

Устанавливаем на линейных порталах и металлических мачтах молниеприемники длиной 3,3 метра. Зона защиты молниеотводов строится упрощенно методом треугольников.

В горизонтальной проекции по высоте 6 метров и по поверхности земли определим радиусы зоны защиты молниеотводов.

1. На уровне поверхности земли.

$$r_{x1} = r_{x2} = r_{x3} = r_{x4} = \frac{1,6 \cdot (h - h_x)}{1 + \frac{h_x}{h}} = \frac{1,6 \cdot (11,3 - 0)}{1 + \frac{0}{11,3}} = 18,04 \text{ м}$$

2. На уровне 6 метров от поверхности земли.

$$r_{x1} = r_{x2} = r_{x3} = r_{x4} = \frac{1,6 \cdot (h - h_x)}{1 + \frac{h_x}{h}} = \frac{1,6 \cdot (11,3 - 6)}{1 + \frac{6}{11,3}} = 5,54 \text{ м}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом данной бакалаврской работы является система электроснабжения пивоваренного завода ЗАО «Очаково» г.Тюмень. Система электроснабжения проектировалась с учетом современным требованиям к системам, таким как надежность, экономичность, безопасность для человека и окружающей среды.

Выбранное электротехническое оборудование проверено на действие токов короткого замыкания.

Анализ качества напряжения у характерных электроприемников, проведенный для различных режимов работы, показал, что отклонения напряжения лежат в допустимых пределах.

При проектировании, сооружении и эксплуатации систем электроснабжения предприятий необходимо в соответствии с технико-экономическими показателями осуществили выбор напряжения, определили электрические нагрузки, выбирали типаж, число и мощность трансформаторных подстанций, виды их защиты, системы компенсации реактивной мощности и способы регулирования напряжения.

При проектировании схемы электроснабжения предприятия наряду с надежностью и экономичностью необходимо учитывать такие требования, как характер размещения нагрузок на территории предприятия, потребляемую мощность, наличие собственного источника питания.

Рассматриваемая в данной выпускной квалификационной работе электроустановка включает в себя воздушные линии электропередачи и понижающую подстанцию 110/10 кВ, предназначенную для питания пивоваренного завода.

Проектируемая подстанция является открытой, так как не защищена зданием от атмосферных воздействий, кроме ЗРУ – 10 кВ.

Подстанция по условиям электробезопасности относится к категории выше 1000 В.

В отношении опасности поражения людей электрическим током проектируемая подстанция приравнивается к особо опасным помещениям.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рокотян, С. С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем – Изд. 2-е, перераб. и доп. [Текст] / Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – М.: Энергия, 1977. – 288 с.
2. Электроснабжение: Учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. Ч. 1 / Л. С. Синенко, Т. П. Рубан, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов [Текст]. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 135 с.
3. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. [Текст] / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
4. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
5. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций [Текст]: Учебник для техникумов. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергия, 1980. – 600 с.
6. СТП КГТУ 01-05. Общие требования к оформлению текстовых и графических студенческих работ. Текстовые материалы и иллюстрации. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 58 с.
7. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Текст]: методические указания к курсовой работе / Сост. А. М. Дяков, В. Б. Зорин, Л. И. Пилюшенко. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2001. – 40с.
8. Релейная защита и автоматика электрических систем. Расчет релейной защиты объектов энергетической системы: Учеб. пособие / Ю. А. Ершов, О. П. Халезина. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2004. – 126 с.
9. Электротехнический справочник в 3-х т. Т. 3 Кн. 1. Производство, передача и распределение электрической энергии. – 6-е изд., испр. и доп. [Текст] / Под общ. ред. Профессоров МЭИ В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, Л. А. Жукова и др. – М.: Энергоиздат, 1982. – 656 с.
10. Ульянов, С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах [Текст]: Учебник для вузов / С. А. Ульянов. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.
11. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. 2-е изд., перераб. и доп./Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.Н. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.
12. Методические указания к выполнению экономической части дипломного проекта для студентов специальности 0303 – “Электроснабжение промышленных предприятий, городов и сельского хозяйства”/ Сост. Т.П. Рубан; КрПИ. – Красноярск, 1986. – 35 с.
13. Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов / Под общ. ред. С.В. Белова. М.: Высшая школа, 1999. – 448с.
14. Охрана труда в электроустановках / Под ред. Б.А. Князевского. М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.

15. Охрана труда / Под ред. Б.А. Князевского. - М.: Высшая школа, 1986.–215 с.
16. Долин, П.А. Основы техники безопасности в электроустановках. - М.: Энергоатомиздат, 1984. – 448 с.
17. В.Е. Манойлов, В.Е. Основы электробезопасности. - М.: Энергоатомиздат, 1991. – 480 с.
18. ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжения прикосновения и токов.
19. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
20. ГОСТ 12.1.019-79. ССБТ. Электробезопасность, Общие требования.
21. ГН225.552-96. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
22. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
23. ГОСТ Р.12.3 047-98. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования.
24. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Стройиздат, 1997.
25. Пястолов А.А. Ерошенко Г.П. Эксплуатация электрооборудования – М.: Агропромэнерго, 2008 – 287 с.
26. Правила устройства электроустановок. Издание 7
27. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. ГОСТ12.1.030-81 2015-15с.
28. Система стандартов безопасности труда. Строительство. Электробезопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.013-78 2015-191.

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Используемые в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в ___ 1 ___ экземпляре.

Библиография ___ 25 ___ наименований.

Электронный экземпляр сдан на кафедру

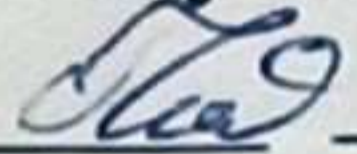
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия

« 29 » 06 2021 г.

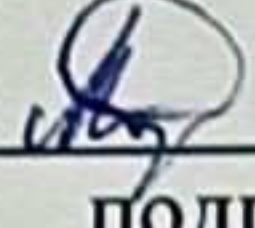
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления


Электроснабжение пивоваренного завода ЗАО «Очаково» г. Тюмень

тема

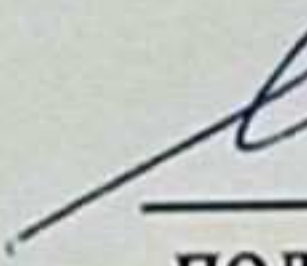
Руководитель  29.06.21
подпись, дата

доцент, к.т.н.
должность, ученая степень

А.С. Торопов
инициалы, фамилия

Выпускник  29.06.21
подпись, дата

А.В. Онтужев
инициалы, фамилия

Нормоконтролер  29.06.21г.
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия