

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
« ____ » _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование специальности)

Разработка схемы внешнего электроснабжения горно-обогатительного
комбината «Сибирские минералы»
(наименование темы)

Руководитель	_____	_____	2019 г.	<u>доцент каф. ЭЭ,к.э.н</u>	<u>Н.В. Дулесова</u>
	подпись	дата		должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____	_____	2019 г.		<u>К.П. Карпов</u>
	подпись	дата			инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____	_____	2019г.		<u>И.А. Кычакова</u>
	подпись	дата			инициалы, фамилия

Абакан 2019

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
« ____ » _____ 2019 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка схемы внешнего электроснабжения горно-обогатительного комбината «Сибирские минералы»» содержит 68 страницу текстового документа, 25 использованных источников, 3 листа графического материала.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, ОСВЕЩЕНИЕ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ.

Целью данной бакалаврской работы является разработка схемы внешнего электроснабжения горно-обогатительного комбината «Сибирские минералы». Задачей рассчитать электрические нагрузки комбината, выбор питающих ВЛ, трансформаторов, разработка схемы канализации электроэнергии а также проверка электрического оборудования. Результатом данной бакалаврской работы является система внешнего электроснабжения ГОК «Сибирские минералы». Безопасность для человека и окружающей среды, экономичность, надежность – вот те ориентиры, которым должна соответствовать предлагаемая и вновь проектируемая система электроснабжения предприятия.

Были посчитаны электронагрузки для уровней системы электроснабжения. Была спроектирована радиальная схема электропитания трансформаторных подстанций на стороне высокого напряжения из двух схем электроснабжения, основанных на технико-экономическом сопоставлении.

Выбранное электрическое оборудование проверяется на токи короткого замыкания, а оборудование высокого напряжения – на термическую стойкость.

Проанализированное качество напряжения шин подстанции, выполненное для разнообразных режимов работы, показало, что находятся в возможных пределах $\pm 10\%$ отклонения напряжения.

THE ABSTRACT

The final qualifying work “Development of an external power supply scheme for the mining and processing plant“ Siberian Minerals ”” contains 68 pages of a text document, 25 used sources, 3 sheets of graphic material.

ELECTRICAL SUPPLY, ELECTRIC LOAD, LIGHTING, CHOICE OF EQUIPMENT, SHORT CIRCUIT, CHECKING EQUIPMENT, LOSS OF POWER, LOSS OF VOLTAGE.

The purpose of this baccalaureate work is development of the scheme of external power supply of Siberian Minerals mining and processing works. A task to calculate electric loads of plant, to develop schemes of sewerages of the electric power, the choice of the feeding VL, transformers and also check of the electric equipment. The result of this bachelor’s work is the external power supply system of the Mining and Processing Complex “Siberian Minerals”. The power supply system was designed to meet modern requirements for systems such as reliability, efficiency, safety for humans and the environment.

The the electrical loads were calculated by power supply levels. Of the two power supply schemes based on a technical and economic comparison, a radial power supply scheme for transformer substations on the high voltage side has been developed.

The selected electrical equipment has been tested for the effect of short-circuit currents, high-voltage - for thermal resistance.

An analysis of the voltage quality of typical power consumers (the most distant TPs from the central distribution point), carried out for various operating modes, showed that voltage deviations are within acceptable limits.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 Теоретическая часть	11
1.1 Методы и методики расчета электрической нагрузки, выбора числа и мощности трансформаторов	11
1.1.1 Методы и методики расчета электрических нагрузок	11
1.1.2 Методика выбора числа и мощности трансформаторов	16
1.1.3 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии	19
2 Аналитическая часть	22
2.1 Краткая характеристика объекта	22
2.2 Расчет электрических нагрузок комбината	24
2.2.1 Приближенный расчет осветительных установок цехов методом удельной нагрузки на единицу площади цеха	24
2.2.2 Определение расчетных электрических нагрузок до 1 кВ в целом по предприятию	25
2.3 Выбор питающих ВЛ, трансформаторов	28
2.3.1 Расчет числа цеховых трансформаторов	28
2.3.1.1 Расчет удельной плотности нагрузки низкого напряжения на территории размещения электроприемников предприятия и выбор желаемой номинальной мощности трансформаторов	28
2.3.1.2 Расчет минимально-допустимого числа цеховых трансформаторов по условию передачи активной мощности на напряжение 0,4 кВ	28
2.3.2 Определение мощности компенсирующих устройств НН и распределение комплектных конденсаторных установок (ККУ) НН по ЦТП	29
2.3.3 Расчет потерь активной мощности в цеховых трансформаторах. Определение результирующих нагрузок на стороне 6-10 кВ цеховых подстанций с учетом ККУ НН и потерь в трансформаторах	30

2.3.4	Расчет электрических нагрузок на напряжении 6-10 кВ.....	33
2.3.4.1	Предварительная привязка потребителей 6-10 кВ к распределительным или главным понижающим подстанциям, исходя из их территориального расположения и надежности электроснабжения.....	33
2.3.4.2	Определение расчетной нагрузки на сборных шинах 6 кВ РУ или ГПП методом коэффициентов расчетной активной нагрузки.....	33
2.3.5	Проектирование схемы внешнего электроснабжения.....	35
2.3.5.1	Выбор рационального напряжения связи предприятия с электроэнергетической системой.....	35
2.4	Разработка схемы канализации электроэнергии.....	40
2.4.1	Построение картограммы электрических нагрузок цехов	40
2.4.2	Распределение нагрузок ниже 1000 В совокупности цехов между цеховыми трансформаторными подстанциями.....	41
2.4.3	Выбор питающих кабельных линий.....	47
2.4.4	Технико-экономическое сравнение вариантов канализации электроэнергии на предприятии.....	48
2.5	Выбор и проверка оборудования.....	52
2.5.1	Выбор оборудования.....	52
2.5.2	Расчет токов к.з. в сети напряжением выше 1000 В.....	52
2.5.3	Проверка оборудования по токам к.з.	54
2.6	Анализ качества напряжения.....	57
2.6.1	Расчет потерь напряжения в сети напряжением выше 1000 В и цеховых трансформаторах.....	57
2.6.2	Оценка отклонения напряжения на зажимах высоковольтных потребителей электроэнергии и шинах низкого напряжения цеховых трансформаторов.....	58
3	Практическая часть.....	60
3.1	Мероприятия по оценке надежности, качества, экономичности системы электроснабжения.....	60
3.1.1	Мероприятия по оценке надежности системы электроснабжения...	60

3.1.2 Мероприятия по оценке качества электроэнергии	61
3.1.3 Мероприятия по оценке экономичности.....	61
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	64
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	65

ВВЕДЕНИЕ

Путем мировой интенсификации и повышения эффективности производства на базе ускорения научно-технического прогресса в современном мире стоят задачи развития промышленности.

В сфере электроснабжения электроприемников, электропотребителей в этих задачах предусматривается повышение уровня проектирования и разработки, внедрения и управления использованием высоконадежного электрооборудования, снижение передачи, распределения и потребления электрической энергии в части ее потерь.

В настоящее время программа развития электроэнергетики в России рассчитана на долгосрочную перспективу. При снабжении потребителей энергией важно осуществлять комплексный подход на всех этапах работ. Так же огромную роль в условиях рыночной экономики имеет, помимо всего прочего, экономическая эффективность принятых решений и дальнейшая перспектива развития затронутой отрасли.

Энергетическая система промышленной организации состоит из распределительных, трансформаторных и преобразовательных подстанций и их кабельных и воздушных сетей, а также проводников высокого и низкого напряжения. Система питания разрабатывается таким образом, чтобы она была надежной, удобной и безопасной в обслуживании, обеспечивая требуемое качество энергии и бесперебойное электропитание во время нормальной работы и после аварии. В то же время энергосистема промышленного предприятия должна быть экономически эффективной с точки зрения общих затрат, ежегодных удельных эксплуатационных затрат, потерь энергии и потребления дефицитных материалов и оборудования. Эффективность и надежность такой системы достигается за счет взаимного резервирования проектируемых сетей и сочетания производительности промышленных, муниципальных и сельских потребителей.

В электрических сетях современных энергоемких компаний появились новые конструктивные решения, без которых рациональное проектирование системы энергоснабжения было бы невозможным. Хотя воздушные линии часто меньше по стоимости, чем проложенные в земле кабели, строительство воздушных линий интенсивно питаемыми участками вызывает значительные трудности.

Электрические сети и подстанции являются частью всего комплекса электроснабжения предприятия, а также других производственных и коммуникационных объектов. Поэтому они должны быть связаны со структурными и технологическими частями, последовательностью строительства и общим планом предприятия.

Требования к энергетическим производствам также зависят от мощности, которую они потребляют.

Цель данной бакалаврской работы – разработать схему внешнего электроснабжения горно-обогатительного комбината «Сибирские минералы». Безопасность для человека и окружающей среды, экономичность, надежность – вот те ориентиры, которым должна соответствовать предлагаемая и вновь проектируемая система электроснабжения предприятия.

Задачи ВКР:

- 1) анализ характеристики объекта;
- 2) расчет электрической нагрузки предприятия и наружного освещения;
- 3) проектирование схем внешнего и внутреннего электроснабжения предприятия, конструктивное исполнение;
- 4) выбор оборудования и его проверка по токам КЗ;
- 5) анализ качества электроэнергии в высоковольтной сети

1 Теоретическая часть

1.1 Методы и методики расчета электрической нагрузки, выбора числа и мощности трансформаторов

1.1.1 Методы и методики расчета электрических нагрузок

Целью расчета электрических нагрузок является определение токов, протекающих через токонесущие элементы, с точки зрения их допустимости в условиях нагрева элементов. Расчет электрических нагрузок имеет решающее значение для уровня затрат в промышленных компаниях СЭС.

В условиях эксплуатации средняя нагрузка учитывается для заданного интервала времени, например, в течение одного цикла согласно показаниям счетчиков. Нагрузка в наиболее интенсивно используемый период времени приобретает актуальный смысл.

Номинальная нагрузка для допустимого нагрева - это длительная нагрузка с постоянным временем воздействия на элемент СЭС (КТП, ЛЭП и т.п.). Она соответствует ожидаемой изменяющейся нагрузке при самых значимых тепловых условиях: максимальной температуре нагрева проводников или тепловом износе изоляции.

Для практических расчетов в качестве расчетного значения используется интервал времени тридцать минут при максимальной нагрузке $P_p \approx P_{30}$.

Электронагрузки предприятий в зависимости от экспертных предпочтений принято считать по одному из четырех стандартных методов:

- по методу расчетных коэффициентов (с применением специальных таблиц и эмпирических графиков);
- в соответствии с удельным потреблением энергии;
- методом коэффициента спроса,
- по удельной нагрузке на единицу площади помещения и других строительных единиц зданий.

Расчет электронагрузок по методу расчетных коэффициентов производится в соответствии с РТМ 36.18.32.4 – 92.

Расчет по методу удельного энергопотребления на единицу выпускаемой продукции применяется для элементов системы электроснабжения с постоянной или слегка модифицирующейся во времени нагрузкой (компрессоры, дробилки и пр.). Расчетная нагрузка совпадает со средним значением наиболее загруженного слоя и должна определяться удельным потреблением энергии на единицу продукции для данного объема обслуживания в течение определенного периода времени.

Годовое потребление электроэнергии всей энергокомпанией или в отдельных цехах промышленных предприятий определяется формулой

$$W_{\text{год}} = W_{\text{уд}} \cdot M_{\text{год}} \quad (1.1)$$

где $W_{\text{уд}}$ – удельное энергопотребление на единицу выпускаемой продукции, кВт/шт.;

$M_{\text{год}}$ – количество выпущенных изделий организацией, шт.

Мощность в период прохождения графиком нагрузки предприятия максимума нагрузки энергосистемы определяется формулой

$$P_{\text{макс.год.}} = W_{\text{год}} / T_{\text{макс.}} \quad (1.2)$$

где $T_{\text{макс}}$ - число часов в год в период прохождения графиком нагрузки предприятия максимума нагрузки энергосистемы по активной мощности.

Для определения расчетных нагрузок в соответствии с методом коэффициентов спроса чрезвычайно важно знать установленную пропускную способность $P_{\text{ном}}$ группы электроприемников и справочные коэффициенты – $\cos\varphi$, $\text{tg } \varphi$, K_c для данной группы.

Нагрузка выделенной в ходе проектирования группы однородных электроприемников в соответствии с методом коэффициента спроса определяется по формулам:

$$P_p = K_c \cdot P_{\text{ном}} \quad (1.3)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (1.4)$$

$$S_p = \sqrt{(P_p^2 + Q_p^2)} \quad (1.5)$$

Расчетная нагрузка узла СЭС, может включать в себя группы разнохарактерных электроприемников по режимам работы. В этой связи определяют нагрузки отдельных групп с учетом того, что максимумы выделенных групп электроприемников не совпадают:

$$S_p = \sqrt{(\Sigma P_p^2 + \Sigma Q_p^2)} \cdot K_{p,m} \quad (1.6)$$

где ΣP_p и ΣQ_p - нагрузки отдельных групп (реактивная составляющая и активная мощность) с учетом того, что максимумы выделенных групп электроприемников не совпадают;

$K_{p,m}$ - коэффициент одновременности, величину которого в относительных единицах в среднем принимают в районе 0,9.

В этом случае общая расчетная нагрузка в узле системы электроснабжения предприятия не должна быть меньше его нагрузки за среднезагруженную смену.

Метод удельной нагрузки на единицу используется при проектировании стандартных сетей, которые характеризуются большим количеством малых и средних электроприемников, равномерно распределенных по всей цеховой площади. Расчетная нагрузка такой группы электроприемников определяется выражением:

$$P_p = p_{\text{уд}} \cdot F \quad (1.7)$$

где $p_{\text{уд}}$ - мощность одного квадрата площади цеха производства, кВт/ м²;

F - площадь сосредоточения электроприемников, м²

Статистика удельных нагрузок отражается в справочной литературе и принимается по специальным таблицам.

Удельная нагрузка определяется статистическими данными. Их стоимость зависит от типа производства, ассортимента продукции цехов, обслуживаемой главной питающей шиной, и варьируется от 0,06 до 0,60 кВт на единицу площади цеха.

Имеет смысл использовать такой метод для определения электронагрузки на этапе проектирования при сопоставлении вариантов разработанных схем электроснабжения и приблизительных расчетов.

Средняя мощность и отклонение расчетной нагрузки от средней, а также метод расчета по средней мощности и коэффициенту формы зависимости нагрузки от времени являются также достаточно распространенными методами.

Система независимых случайных нагрузок отдельных потребителей энергии, которых часто бывает много, определяется нормальным законом распределения случайных величин при вычислении групповой нагрузки. Это является основой метода расчета средней нагрузки электронагрузок и отклонения расчетной нагрузки согласно статистическим данным.

Согласно этой методике расчета нагрузка группы электроприемников определяется двумя показателями: общей средней нагрузкой (P_s) и общим квадратическим отклонением. Если учитывать готовый анализ электрооборудования цехов при напряжении до 1000 В, то для отдельных групп и узлов СЭС эта методика расчета вполне может быть использована.

Существуют стандартные зависимости, которые позволяют определить расчетный ток и расчетную мощность в киловольтамперах для отдельно взятой совокупности электроприемников.

В методе расчета средней нагрузки электрической нагрузки и коэффициента формы кривой графика нагрузки рассчитанная нагрузка группы электроприемников является ее эффективной величиной, поэтому для большого

числа разнохарактерных по своим режимам работы приемников энергии это обстоятельство может быть использовано.

С помощью этого метода расчетные нагрузки сборных шин распределительных устройств цехов могут быть определены на низковольтных шинах подстанций этих же питаемых объектов и на шинах высоковольтного электропитания, когда значения коэффициента формы (K_f) почти неизменны.

Согласно этому методу рассчитанные нагрузки группы потребителей электроэнергии определяются с учетом формы графиков нагрузок, значения коэффициента формы графиков нагрузок достаточно почти неизменны, когда мощность электронагрузка установки или цеховой единицы стабильна. Значение коэффициента K_f для вновь создаваемой электрической сети можно взять из экспериментальных данных аналогичного производства. Если данных нет, можете использовать $K_{f.a} = 1.10-1.20$.

При расчете трехфазных нагрузок, приблизительно одинаково распределенных по трем фазам, используются все методы определения нагрузок, рассмотренные выше.

Правильная реализация осветительного оборудования способствует рациональному использованию электроэнергии, улучшает качество продукции, повышает производительность труда, снижает количество несчастных случаев и травм, а также снижает работников, работающих во вредных условиях труда и ненормированного рабочего времени.

Системы освещения можно правильно спроектировать за счет определения согласно сводам правил нормированной освещенности для тех или иных помещений в люксах. Для этого существуют стандарты на освещение промышленных цехов и других подобных объектов. Аналогичным образом проектируют системы освещения, служащие для реализации производственных действий в рабочем режиме, в случае вынужденной эвакуации по каким-либо причинам людей из здания, а также при аварийной ситуации. т.е. соответственно проектируют рабочее, эвакуационное и аварийное освещение объ-

ектов предприятий.

По удельной мощности освещения определяется электронагрузка искусственного освещения цехов:

$$\begin{aligned} P_o &= F \cdot \delta \cdot K_{co} \cdot 10^{-3}, \\ Q_o &= P_o \cdot \operatorname{tg} \phi, \end{aligned} \quad (1.8)$$

где $\operatorname{tg} \phi$ – для осветительной нагрузки коэффициент мощности; K_{co} – для осветительной нагрузки коэффициент спроса; δ – для осветительной нагрузки удельная плотность, Вт/м²; F – площадь освещаемая, м².

1.1.2 Методика выбора числа и мощности трансформаторов

Рациональная схема электроснабжения зависит от технически обоснованного подбора мощности трансформатора, влияющего на эксплуатационные затраты и окупаемость, которая возможна за 6 – 10 лет [1].

При выборе трансформатора руководствуются следующими критериями.

1. Категория электроснабжения – определяется количество трансформаторов. Объекты категории электроснабжения III – один трансформатор. Объекты II и I категории электроснабжения – два или в некоторых случаях три трансформатора.

2. Перегрузочная способность – определение мощности трансформатора.

3. Суточный график распределения нагрузок – учет нагрузок по времени и дням в неделю.

4. Экономичный режим работы трансформатора.

Рассмотрим общие положения выбора числа трансформаторов. Однотрансформаторные подстанции, в частности, используются в двух случаях. Во-первых, для объектов III категории электроснабжения. Во-вторых, для потребителей, имеющих возможность резервирования электроснабжения с по-

мощью АВР (автоматического включения резерва) с другого источника питания.

При питании потребителей I и II категории в аварийном режиме на двухтрансформаторной подстанции после срабатывания АВР целый трансформатор принимает на себя нагрузку неисправного. Поэтому его перегрузочной способности должно хватить на время замены вышедшего из строя трансформатора. В нормальном режиме трансформаторы работают недогруженными, что экономически нецелесообразно. Поэтому при аварийной ситуации некоторые потребители III категории электроснабжения отключают от сети [7].

Перерыв питания объектов II категории ограничен временем в одни сутки. Для восстановления схемы необходим стратегический складской резерв оборудования необходимого для ликвидации аварии. При этом мощность нового трансформатора должна быть идентична заменяемому. Таким образом, сокращается количество резервного оборудования.

Рассмотрим выбор силового трансформатора по мощности. Сбор и анализ мощностей потребителей, запитанных от одного трансформатора, не всегда оказывается достаточным.

Для производственных объектов руководствуются порядком ввода оборудования в работу. При этом учитывают, что все потребители не могут быть включены одновременно. Однако также принимают во внимание возможное увеличение производственной мощности. Поэтому при расчете и выборе мощности силового трансформатора руководствуются графиком среднесуточной и полной активной нагрузки подстанции, а также длительностью максимальной нагрузки.

При отсутствии точных сведений активная нагрузка определяется по формуле:

$$S_{ном} \geq \sum P_{max} \geq P_p;$$

где $\sum P_{\max}$ – максимальная активная мощность;

P_p – проектная мощность подстанции.

Если график работы подстанции характеризуется кратковременным пиковым режимом мощности – 30 мин или не более 1 часа, то трансформатор будет работать в недогруженном режиме. Поэтому выгоднее подбирать трансформатор с мощностью, приближенной к продолжительной максимальной нагрузке и полностью использовать перегрузочные возможности трансформатора с учетом систематических перегрузок в нормальном режиме.

В реальных условиях значение допустимой перегрузки определяется коэффициентом начальной загрузки. На выбор величины нагрузки влияет температура окружающего воздуха, в котором находится работающий трансформатор.

Коэффициент загрузки трансформатора всегда меньше единицы.

Правила ПУЭ разрешают максимальную послеаварийную перегрузку трансформатора до 40% на время не более 6 часов в течение 5 суток.

Производитель электрооборудования, предлагая покупателю трансформатор, предоставляет сведения о разрешенных перегрузках.

Для каждого объекта принимают различные коэффициенты загрузки:

– двухтрансформаторная подстанция для нагрузки I категории – 0,65 до 0,7;

– подстанция с одним трансформатором с резервированием для нагрузки II категории – от 0,7 до 0,8;

– для нагрузки категории II и III с использованием резерва – 0,9-0,95.

Таким образом, можно сделать вывод, что нормальный режим трансформатора – это загруженность на 70 или даже 80%.

Выбор трансформатора по расчетной мощности заключается в сравнении полной мощности объекта (кВА) и интервалами допустимой нагрузки трансформаторов для различных типов потребителей в аварийном и нормальном режимах работы. Руководствуются методикой выбора мощности силового трансформатора.

тора и нормативными документами.

1.1.3 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии

В текстовой части проекта электроснабжения необходимо давать описание электроприемников с указанием требуемой для них категории электроснабжения и описанием мероприятий по обеспечению данной категории.

Все потребители электрической энергии делятся на 3 категории надежности электроснабжения в соответствии с гл. 1.2 ПУЭ[11], особенности которых были частично затронуты при рассмотрении выбора числа и мощности трансформаторов на питающих подстанциях.

Первая категория требует, чтобы электропитание объекта было организовано путем запитки приемных шин объекта одновременно от двух источников питания (есть также первая особая категория, например, операционные или противопожарное оборудование и установки).

Вторая категория допускает питание аналогично первой категории, только источники могут быть взаиморезервируемыми.

Третья категория – это, собственно, неотчетственные потребители, останков электроснабжения которых не должен превышать одни сутки.

Данные категории электроснабжения определены в нормативных документах касаясь каждого отдельного вида оборудования или объекта (здания, сооружения, механизма). Техническими условиями, выданными сетевой организацией определяется категория электроснабжения, которую обеспечивает сетевая организация, со своей стороны. На основании локальных нормативных документов, в которых определена категория надежности конкретного вида электроприемника проводится сравнение. Если категория электроснабжения по ТУ ниже, чем требуется в нормативных документах, то необходимо предусмотреть мероприятия по обеспечению требуемой категории установкой дополнительных источников электрической энергии – аккумуляторных бата-

рей, дизельных генераторов.

В связи с заменой ГОСТ 13109-97 на ГОСТ 32144-2013 и введением ГОСТ Р 50571.5.52-2011 (МЭК 60364-5-52:2009) Электроустановки низковольтные. Выбор и монтаж электрооборудования. Изменились привычные для проектировщиков требования к потерям напряжения в электрических сетях, а так же к расчету потери напряжения.

По данным фирмы MerlinGerin, 45% всех неисправностей вызваны низким качеством напряжения питающих сетей, 20% - перерывами электропитания, остальные 35% - неисправностью электрооборудования потребителя и человеческим фактором.

Таким образом, для надежности работы электрооборудования и приборов необходимо бесперебойное питание их электроэнергией с показателями качества, находящимися в допустимых пределах, регламентированных ГОСТ 32144-2013.

Для этой цели используются следующие средства:

1. При длительных перерывах в электроснабжении автономные источники - дизельгенераторные установки (ДГУ), обеспечивающие электроснабжение либо всей установки, либо наиболее ответственных потребителей (в зависимости от требований и возможностей заказчика).

2. При кратковременных посадках или повышении напряжения, а также отклонениях частоты - применение статических агрегатов бесперебойного питания (АБП) для питания чувствительных к помехам наиболее ответственных потребителей: компьютерной техники, а также систем связи, пожарной и охранной сигнализации.

3. При снижении или повышении напряжения питающей сети - стабилизаторы напряжения для обеспечения нормальной работы радио- и телевизионной аппаратуры.

4. При импульсных перенапряжениях - ограничители перенапряжения для защиты всех видов электрооборудования. Стабилизаторы напряжения вы-

пускаются различными фирмами и широко представлены на рынке. Их выбор не зависит от электрооборудования питающей сети и определяется напряжением защищаемого устройства, его мощностью и напряжением питающей сети.

Оптимально применять ограничители перенапряжения того же производителя, что и аппаратура питающих распределительных устройств. Ограничители перенапряжения, входящие в номенклатуру Multi 9 фирмы SchneiderElectric, удачно сочетаются с различными автоматическими выключателями той же серии.

Напряжение для питания того или иного предприятия определяется при расчете рациональной величины этого напряжения и зависит от мощности, потребляемой объектом, расстояния от источника питания и напряжения на источнике питания, как правило, расположенным удаленно от самого объекта.

Напряжения 10 (6) кВ в основном используются на последующих этапах распределения электроэнергии на крупных предприятиях и в распределительных сетях предприятий небольшой мощности. На первом этапе проектирования при рассмотрении электропитания мощного предприятия целесообразно использованием специальных проводников в виде так называемых токопроводов. Напряжение порядка шести киловольт может быть использовано в целях рационализации электроснабжения только в случае наличия электроприемников, рассчитанных на такое напряжение. В свою очередь, низковольтные электроприемники, такие как осветительная и силовая нагрузка) могут питаться от трансформаторных подстанций с высшим напряжением 6-10 кВ, с одной ступенью трансформации, на напряжение 0,4 кВ.

2 Аналитическая часть

2.1 Краткая характеристика объекта

Основным видом деятельности общества с ограниченной ответственностью горно-обогатительный комбинат "Сибирские минералы" (ООО ГОК "Сибирские минералы") является добыча асбеста(производство и реализация асбеста хризотилового), зарегистрированы также 22 дополнительных вида деятельности.

Юридический адрес предприятия: 668050, Республика Тыва, город Ак-Довурак, Центральная улица, 1.

К исходным данным на разработку схемы внешнего электроснабжения данного предприятия относится:

1) поставка электроэнергии для нужд ООО ГОК «Сибирские минералы» осуществляется в соответствии с условиями договора на электроснабжение (№ 1160 от 12.09.2013) между ОАО «Тываэнергосбыт» и ООО ГОК «Сибирские минералы»;

2) источником электроэнергии для абонента являются: подстанция ПС-220/110/6кВ «Ак-Довурак» №1. Питание непосредственно ООО ГОК «Сибирские минералы» осуществляется тремя фидерами 1-07,1-08, на которые установлены трансформаторы общей мощностью 9328,36 кВт, напряжением 6/0,4кВ;

3) расстояние от комбината до подстанции 13 км;

4) комбинат работает в три смены.

Ведомость электрических нагрузок комбината приводится в таблице 2.1. Генеральный план предприятия представлен на рисунке 2.1.

Таблица 2.1 – Электрические нагрузки комбината

Номер	Наименование	Установленная мощность (суммарная), кВт
1	Цех обработки рядовых руд	560,4
2	Цех обработки высокогорных руд	1378,66
3	Дробильный сортировочный комплекс	1819,2
4	Цех крупного дробления	701,7
5	Цех среднего дробления	488,4
6	Цех мелкого дробления	149,1
7	Цех сушки	1029,6
8	Ремонтно-механический цех (РМЦ)	724,5
9	Автотранспортный цех	224,5
10	Рудник	1080
11	Склад сухой руды	120
12	Общежитие	50
13	АЗС	30
14	Столовая	60
15	Галерея, восьмая перегрузка	832,5
16	Склад	39,8
17	Центральный склад	40

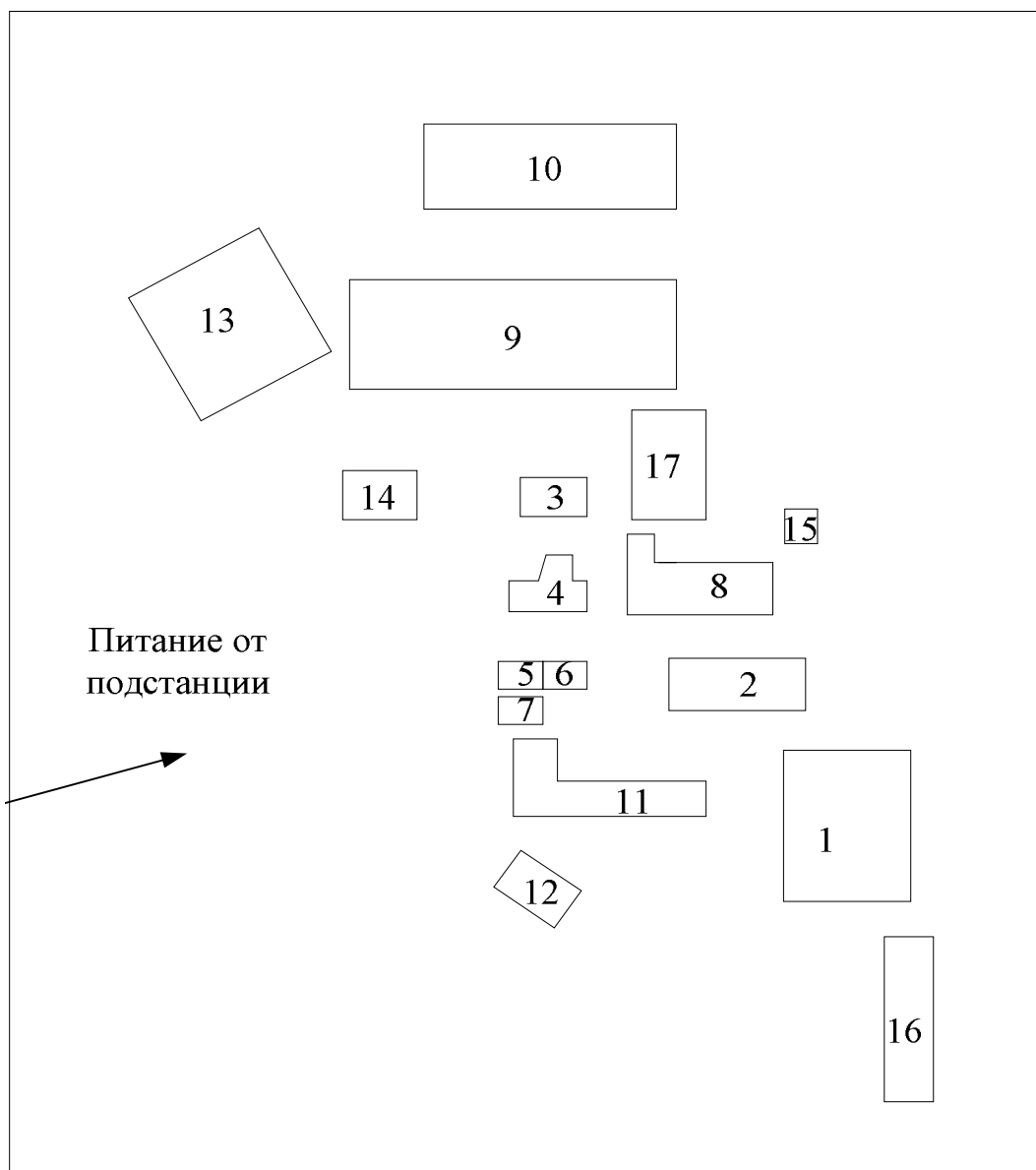


Рисунок 2.1 – Генеральный план ООО ГОК «Сибирские минералы»

2.2 Расчет электрических нагрузок комбината

2.2.1 Приближенный расчет осветительных установок цехов методом удельной нагрузки на единицу площади цеха

По удельной мощности освещения определяется электронагрузка искусственного освещения цехов:

$$\begin{aligned}
 P_o &= F \cdot \delta \cdot K_{co} \cdot 10^{-3}, \\
 Q_o &= P_o \cdot \operatorname{tg} \phi,
 \end{aligned}
 \tag{2.1}$$

где $\operatorname{tg} \phi$ – для осветительной нагрузки коэффициент мощности; K_{co} – для ос-

ветительной нагрузки коэффициент спроса; δ – для осветительной нагрузки удельная плотность, Вт/м²; F – площадь освещаемая, м².

Светильники с люминесцентными лампами и лампами ДРЛ используются на большом количестве предприятий, поэтому целесообразно бытовые и складские помещения оснастить светильниками с люминесцентными лампами, а прочие цеха – светильниками с дугоразрядными лампами. Соответственно для первых и вторых источников света принимаются коэффициенты реактивной и активной мощности следующей величины:

– $\text{tg}\varphi = 0,48$ и $\text{cos}\varphi = 0,90$ – для люминесцентных светильников;

– $\text{tg}\varphi = 1,44$ и $\text{cos}\varphi = 0,57-0,6$ – для светильников с лампами ДРЛ.

Приведем для цеха №1 пример расчета нагрузки освещения:

$$P_o = F \cdot \delta \cdot K_{co} \cdot 10^{-3} = 1009 \cdot 16 \cdot 0,95 \cdot 10^{-3} = 15,34 \text{ кВт.}$$

$$Q_o = P_o \cdot \text{tg}\varphi = 15,34 \cdot 1,44 = 22,09 \text{ кВт.}$$

В таблицу 2.1 сведем для прочих цехов определение электронагрузок освещения.

2.2.2 Определение расчетных электрических нагрузок до 1 кВ в целом по предприятию

Согласно [6-8] производится расчет силовых электрических нагрузок ниже 1000 В методом коэффициентов K_p . Расчет выполним по форме Ф636-92 [9], определяя соответствующие необходимые расчетные коэффициенты в справочниках [10, 13] (таблица 2.2). Тогда реактивные и активные нагрузки цехов определяются с учетом этой же таблицы 2.1 отображаются в таблице 2.2.

Используя результаты расчета таблицы 2.1, в таблице 2.2 определяются суммарные активные и реактивные нагрузки цехов с учетом мощности освещения.

Таблица 2.1 – Расчет мощности освещения

№ по ген-плану	Наименование потребителя	F, м ²	δ , Вт/м ²	Kco	Po, кВт	cosφ	tgφ	Qo, кВар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Цех обработки рядовых руд	2018	16	0,95	30,67	0,57	1,44	44,16
2	Цех обработки высокогорных руд	4964	16	0,95	75,45	0,57	1,44	108,65
3	Дробильный сортировочный комплекс	6550	16	0,95	99,56	0,57	1,44	143,37
4	Цех крупного дробления	2526	16	0,95	38,4	0,57	1,44	55,3
5	Цех среднего дробления	1758	16	0,95	26,72	0,57	1,44	38,48
6	Цех мелкого дробления	536	16	0,95	8,15	0,57	1,44	11,74
7	Цех сушки	3706	16	0,95	56,33	0,57	1,44	81,12
8	Ремонтно-механический цех (РМЦ)	2608	16	0,95	39,64	0,57	1,44	57,08
9	Автотранспортный цех	808	16	0,95	12,28	0,57	1,44	17,68
10	Рудник	3888	16	0,95	59,1	0,57	1,44	85,1
11	Склад сухой руды	432	10	0,6	2,59	0,9	0,48	1,24
12	Общежитие	180	20	0,8	2,88	0,9	0,48	1,38
13	АЗС	108	20	0,8	1,73	0,9	0,48	0,83
14	Столовая	216	20	0,8	3,46	0,9	0,48	1,66
15	Галерея, восьмая перегрузка	2998	16	0,95	45,57	0,57	1,44	65,62
16	Склад	144	10	0,6	0,86	0,9	0,48	0,41
17	Центральный склад	144	10	0,6	0,86	0,9	0,48	0,41
	ИТОГО				504,25			714,23

Таблица 2.2 - Расчет низковольтных электрических нагрузок предприятия

№	Наименование ЭП	Количество Э.П.	Номинальная мощность			Коэффициент использования, Ки	cosφ	tgφ	Расчетные величины			Эффективное число Э.П., пэ	Коэффициент расчетной нагрузки Кр	Расчетная мощность			Расчетный ток Iр, А
			P _{мин} , кВт	P _{max} , кВт	P _{ном} , общая				Ки*P _{ном} , кВт	Ки*P _{ном} *tgφ, кВар	п ² _{ном}			P _p , кВт	Q _p , кВар	S _p , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
1	Цех обработки рядовых руд	50	1	100	560,4	0,5	0,75	0,88	280,2	246,58	15702408	11	0,85	238,17	209,59	317,26	482,03
2	Цех обработки высокогорных руд	30	1	30	1378,7	0,5	0,75	0,88	689,33	606,61	57021101,9	30	0,9	620,4	545,95	826,41	1255,6
3	Дробильный сортировочный комплекс	25	1	80	1819,2	0,5	0,8	0,75	909,6	682,2	82737216	25	0,9	818,64	613,98	1023,3	1554,74
4	Цех крупного дробления	25	1	80	701,7	0,6	0,85	0,62	421,02	261,03	12309572,3	18	0,9	378,92	234,93	445,84	677,38
5	Цех среднего дробления	30	1	30	488,4	0,6	0,85	0,62	293,04	181,68	7156036,8	30	0,75	219,78	136,26	258,59	392,89
6	Цех мелкого дробления	10	10	20	149,1	0,6	0,85	0,62	89,46	55,47	222308,1	10	0,9	80,51	49,92	94,73	143,93
7	Цех сушки	10	1	100	1029,6	0,7	0,9	0,48	720,72	345,95	10600761,6	10	0,85	612,61	294,06	679,53	1032,44
8	Ремонтно-механический цех (РМЦ)	50	1,5	110	1483,3	0,2	0,58	1,39	298,77	413,97	110008945	24	0,8	239,02	332,24	409,28	621,84
9	Автотранспортный цех	30	10	20	224,5	0,4	0,6	1,33	89,8	119,43	1512007,5	22	0,75	67,35	89,57	112,07	170,27
10	Рудник	30	1	30	1080	0,7	0,85	0,62	756	468,72	34992000	30	0,9	680,4	421,85	800,56	1216,33
11	Склад сухой руды	25	1	80	120	0,3	0,8	0,75	36	27	360000	3	0,9	32,4	24,3	40,5	61,53
12	Общежитие	25	1	80	50	0,4	0,9	0,48	20	9,6	62500	1	0,9	18	8,64	19,97	30,34
13	АЗС	30	1	30	30	0,4	0,9	0,48	12	5,76	27000	2	0,75	9	4,32	9,98	15,16
14	Столовая	10	10	20	60	0,5	0,9	0,48	30	14,4	36000	6	0,9	27	12,96	29,95	45,5
15	Галерея, восьмая перегрузка	10	10	20	832,5	0,5	0,75	0,88	416,25	366,3	6930562,5	10	0,9	374,63	329,67	499,03	758,2
16	Склад	10	10	40	39,8	0,3	0,8	0,75	11,94	8,96	15840,4	2	0,9	10,75	8,06	13,44	20,42
17	Центральный склад	40	1	75	40	0,3	0,8	0,75	12	9	64000	1	0,85	10,2	7,65	12,75	19,37
	ИТОГО	440	1	110	10087	0,5	0,8	0,75	5086,13	3822,7	4,477E+10	183	0,8	4068,9	3051,68	5086,13	7727,58
	ИТОГО с учетом освещения													4573,15	3765,91	5924,17	9000,85

2.3 Выбор питающих ВЛ, Трансформаторов

2.3.1 Расчет числа цеховых трансформаторов

2.3.1.1 Расчет удельной плотности нагрузки низкого напряжения на территории размещения электроприемников предприятия и выбор желаемой номинальной мощности трансформаторов

Произведем выбор нужной по номиналу мощности трансформаторов и определение для нагрузки НН удельной плотности электроприемников предприятия:

$$\sigma = \frac{S_{\text{нн}}}{F_{\text{п}}}, \quad (2.2)$$

где $S_{\text{нн}} = 5924,17$ кВА – суммарная нагрузка из таблицы 2.2 по строке «Итого»;

$F_{\text{п}} = 270 \times 340 = 91800 \text{ м}^2$ – площадь заводской территории.

Согласно выражению (2.2) можно найти:

$$\sigma = \frac{5924,17}{91800} = 0,065 \text{ кВА/м}^2,$$

тогда, необходимая мощность трансформаторов составит 630 кВА [9].

2.3.1.2 Расчет минимально-допустимого числа цеховых трансформаторов по условию передачи активной мощности на напряжение 0,4 кВ

Согласно выражению по передаче мощности активной при напряжении менее одного киловольта (380 В) сделаем определение допустимого минимального количества трансформаторов 6/0,4 кВ:

$$N_{\min} = \frac{P_m}{\beta_m \cdot S_{\text{н.тр}}}, \quad (2.3)$$

Согласно выражению по передаче мощности активной при напряжении менее одного киловольт (380 В) сделаем определение допустимого минимального количества трансформаторов 6/0,4 кВ:

$$N_{\min} = \frac{4573,15}{0,7 \cdot 630} = 12,5 \approx 13.$$

2.3.2 Определение мощности компенсирующих устройств НН и распределение комплектных конденсаторных установок (ККУ) НН по ЦТП

Без повышения числа трансформаторов имеется возможность передать вытекающую мощность максимальную реактивную из сети десяти киловольт в сеть напряжением до тысячи вольт:

$$Q_1 = \sqrt{(1,1 \cdot N \cdot \beta_m \cdot S_{\text{н.тр}})^2 - P_m^2}. \quad (2.4)$$

$$Q_1 = \sqrt{(1,1 \cdot 13 \cdot 0,67 \cdot 630)^2 - 4573,15^2} = 2449,2 \text{ кВар}.$$

На напряжение 380 В находим мощность батарей конденсаторов:

$$Q_{\text{НБК}} = \Sigma Q_{\text{РН}} - Q_1 = 3765,91 - 2449,2 = 1316,71 \text{ кВАр}.$$

Мощность одной комплектной конденсаторной установки:

$$Q_{\text{НБК1}} = 1316,71/13 = 101,3 \text{ кВар}.$$

На каждой из шести подстанциях с двумя трансформаторами установим номинальной мощностью 200 кВар на каждую секцию по одной конденсаторной батарее типа УКБН-0,38-100-50У3 номинальной мощностью 100кВар.

Реальная мощность комплектной конденсаторной установки:

$$Q_{\text{НБК}} = 13 \cdot 100 = 1300 \text{ кВАр},$$

Однако в соответствии с Приказом Министерства промышленности и энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» значение коэффициента реактивной мощности в часы максимума нагрузки при напряжении 6 кВ составляет 0,4 из условия экономической эффективности электроснабжения данной группы потребителей, тогда уточненная мощность комплектной конденсаторной установки:

$$Q_{\text{НБК}} = 13 \cdot 200 = 2600 \text{ кВАр},$$

К установке приняты 13 БК типа АУКРМ-ЭМ-0,4-200-10, номинальная мощность 200 кВар. Тогда коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi = 0,33 < 0,4$ (таблица 2.4).

2.3.3 Расчет потерь активной мощности в цеховых трансформаторах. Определение результирующих нагрузок на стороне 6-10 кВ цеховых подстанций с учетом ККУ НН и потерь в трансформаторах

Для каждой подстанции расчетные величины $K_{\text{И}} P_{\text{Н}}$, $K_{\text{И}} P_{\text{Н}} \text{tg}\varphi$, $n \cdot P_{\text{Н}}^2$ суммируются, где n , определяется по выражению $n_{\Sigma} = \frac{(\sum P_{\text{Н}})^2}{P_{\text{Н}}^2 \cdot n}$, узлов питания,

подключенных к сборным шинам низкого напряжения подстанции. По среднему K_{II} и n_3 определяем коэффициент расчетной нагрузки K_p и расчетная силовая нагрузка на сборных шинах по формулам:

$$\begin{aligned} P_p &= K_p \cdot K_{II} \cdot P_H; \\ Q_p &= K_p \cdot K_{II} \cdot P_H \cdot \operatorname{tg}\varphi; \\ S_p &= \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \end{aligned} \quad (2.5)$$

К расчетной мощности силовых электроприемников прибавляются осветительные нагрузки, с учетом потерь в трансформаторах определяется результирующая нагрузка на высокой стороне 6 - 10 кВ подстанции.

Потери активной мощности в трансформаторах

$$\Delta P = \Delta P_{X.X} + K_3^2 \cdot \Delta P_{K.3}, \quad (2.6)$$

где $\Delta P_{X.X}$ и $\Delta P_{K.3}$ - потери холостого хода и КЗ, кВт. Выбирают основываясь на ГОСТ или ТУ;

K_3 - коэффициент загрузки трансформатора. Выявляется с помощью расчета.

Потери реактивной мощности в трансформаторах

$$\Delta Q = \Delta Q_{X.X} + K_3^2 \cdot \Delta Q_{НАГР}, \quad (2.7)$$

где $\Delta Q_{X.X}$ - потери холостого хода, кВар.

Потери холостого хода находятся по формуле

$$\Delta Q_{X.X} = I_{X.X} \cdot S_T \cdot 10^{-2}, \quad (2.8)$$

где $\Delta Q_{нагр}$ - нагрузочные потери, кВар. Находятся по формуле

$$\Delta Q_{НАГР} = u_K \cdot S_T \cdot 10^{-2}. \quad (2.9)$$

Где $I_{x.x}$ и u_K (в %) выбирают основываясь на ГОСТ или ТУ;

S_T - мощность трансформатора номинальная, кВА.

В [17] отображены потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах масляных при различных K_z по ГОСТ 16555-75. В зависимости от этого коэффициента принимаются потери активных и реактивных мощностей.

Результирующие нагрузки для цеховых трансформаторных подстанций заносится в форму Ф202-90 (таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Результирующие электрические нагрузки цеховых трансформаторных подстанций

Наименование	Коэффициент реактивной мощности tgφ	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов шт., кВА
		кВт	кВАр	кВА	
		P _p	Q _p	S _p	
1	2	3	4	5	6
ТП1-ТП7					
Силовая нагрузка 0,4 кВ	0,75	4068,9	3051,68	5086,13	
Осветительная нагрузка	1,42	504,25	714,23	874,3	
Итого на стороне 0,4 кВ	0,82	4573,15	3765,91	5924,17	13*630
Мощность ККУ НН			-2600		13*200

Продолжение таблицы 2.4

Итого на стороне 0,4 кВ с учетом ККУ	0,25	4573,15	1165,91	4719,43	12*630+1*400
Потери в трансформаторах	($K_3=0,58$)	$5,4*13=70,2$	$29*13=377$		
Итого на стороне ВН	0,33	4643,35	1542,91	4892,98	12*630+1*400

2.3.4 Расчет электрических нагрузок на напряжении 6-10 кВ

2.3.4.1 Предварительная привязка потребителей 6-10 кВ к распределительным или главным понижающим подстанциям, исходя из их территориального расположения и надежности электроснабжения

Перед выполнением расчета необходимо подключить нагрузки 6 кВ к распределительным или понижающим ТП. Это зависит от их расположения и надежности источника питания. Надо равномерно нагрузить секции шин 6 кВ.

Поскольку мы устанавливаем ЦРП, целесообразно рассмотреть центр электрических нагрузок всего комбината, и поэтому установим ЦРП в этом центре нагрузок, который будет рассчитан в следующем разделе.

2.3.4.2 Определение расчетной нагрузки на сборных шинах 6 кВ РУ или ГПП методом коэффициентов расчетной активной нагрузки

Главными потребителями нагрузки напряжением 6 кВ это электродвигатели, понижающие и повышающие ТП, ПП, термические электроустановки, а также вентиляторные установки [17].

Расчет прибавленных потребителей электроэнергии 6 кВ рассчитывается для каждого РУ 6 кВ. Расчетная нагрузка каждой секции шин 6 кВ в рабочем режиме рассчитывается путем умножения общей нагрузки и коэффициента 0,6, учитывающего неравномерность распределения нагрузки по секциям сборных шин.

Результирующие нагрузки ЦРП заносятся в форму Ф220-90 (см. таблицу

2.5). К расчетной электрической нагрузке 6 кВ добавляются нагрузки сторонних потребителей и определяется расчетная мощность на границе балансового разграничения с энергосистемой, которая является исходными данными для выполнения расчетов по определению мощности средств КРМ.

Таблица 2.5 – Расчет электрической нагрузки на сборных шинах 6 кВ

Наименование	Коэф. реактивной мощности $\text{tg}\varphi$	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов, шт. ´ кВА
		кВт	кВАр	кВА	
		P_p	Q_p	S_p	
Результирующие нагрузки ГПП					
ЦРП 6 кВ					-
Электр.нагрузка предприятия на стороне 6 кВ	0,33	4643,35	1542,91	4892,98	
С учетом неравномерности распределения нагрузки по сборным шинам	0,33	5572,02	1851,492	5871,58	
Итого на стороне 6 кВ	0,33	5572,02	1851,492	5871,58	
Математическое ожидание нагрузки	0,33	5014,82	1666,34	5284,42	

2.3.5 Проектирование схемы внешнего электроснабжения

2.3.5.1 Выбор рационального напряжения связи предприятия с электроэнергетической системой

Определение расчетного напряжения связи предприятия с районной подстанцией

Выбор желаемого напряжения питающей ЦРП 6 кВ линии произведем по формуле Илларионова:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{500/l + 2500/P}} = \frac{1000}{\sqrt{500/13 + 2500/5,05}} = 23,3 \text{ кВ}, \quad (2.10)$$

где $l = 13$ км – длина линии, $P = 5,05$ МВт – передаваемая активная мощность в одноцепном исчислении для питающей линии (см. таблицу 2.5).

Принимаем напряжение питания, равное шести киловольтам согласно напряжению, имеющемуся на шинах низкого напряжения ближайшего источника питания. Рассчитанное напряжение соответствует ближайшему стандартному.

Разработка вариантов внешнего электроснабжения предприятия с выбором сечений ВЛЭП

Нет необходимости выполнять сравнение вариантов внешнего электроснабжения, т.к. согласно формуле Илларионова получилось желаемое напряжение очень близкое к стандартному 6 кВ, которое имеется в задании. Поэтому остается только схема ввода на напряжении 6 кВ (рисунок 2.1) с установкой ЦРП. ЦРП устанавливаем в ЦЭН предприятия (см. чертежи). Наиболее рациональное напряжение (6 кВ) получено по формуле (2.10) и технико-экономический расчет не требуется.

Целесообразно установить ЦРП 6 кВ при определении расчетного желаемого напряжения линии, связывающей завод с электроподстанцией.

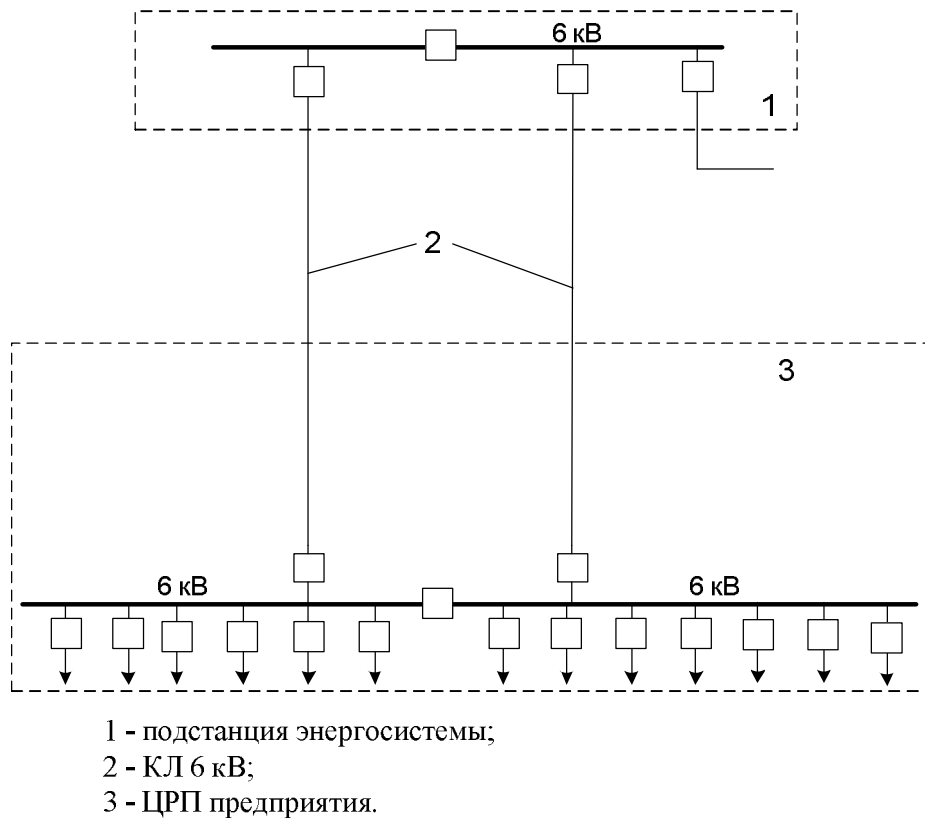


Рисунок 2.1 – Схема электроснабжения деревообрабатывающего от источника питания (районной подстанции) с низшим напряжением сети 6 кВ

Определяем сечения линий связи ЦРП предприятия с НН (6 кВ) подстанции энергосистемы.

В режиме максимальных нагрузок:

$$I_M = \frac{S_M}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{5284,42}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 254,25 \text{ А.} \quad (2.11)$$

В послеаварийном режиме:

$$I_{M(пав)} = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{5284,42}{\sqrt{3} \cdot 6} = 508,5 \text{ А.} \quad (2.12)$$

Годовой расход активной энергии, потребляемой предприятием, определяем по выражению [9]:

$$W_p = \bar{P}_p \cdot T_m,$$

где P_p - математическое ожидание расчетной активной нагрузки, равное 90% от расчетной нагрузки; T_m - число часов использования максимума активной мощности за год; для таких объектов, как трехменные предприятия эта величина составляет 5100 ч [9].

Сечения связующих с системой проводов питающих линий в высоковольтных сетях свыше одного киловольта находятся по плотности тока по экономическому фактору, что находится в соответствии с режимом наибольших нагрузок:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (2.13)$$

где $j_{\text{эк}}$ - для конкретных обстоятельств работы системы электроснабжения плотность тока по экономическому фактору; I_p - в номинальном режиме работы определенный ток одноцепной ЛЭП, плотности тока по экономическому фактору определено значением в $j_{\text{эк}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$. для проводов из алюминиевых проволок и без изоляции (для алюминиевых проводов СИП [11]).

Для связи предприятия с энергосистемой находим сечения ЛЭП. По формуле (2.13) находим:

$$S_{\text{эк}} = \frac{254,25}{1,4} = 181,61 \text{ мм}^2.$$

Стандартизированное сечение для 6 кВ – 185 мм². По [17] выбираем провод самонесущий изолированный СИП 3х185, $I_{\text{доп}} = 740 \text{ А}$.

Длительный ток нагрева по факту в предельном режиме равен 604 А, поэтому в этих режимах предпочтённое сечение применимо по току нагрева:

604 < 740 А.

Произведем расчет потерь активной мощности в ЛЭП по формуле [9]:

$$\Delta P_{\text{кЛЭП}} = \frac{S_p^2}{U^2} \cdot \frac{r_0 \cdot \ell}{n} \cdot 10^{-3}, \quad (2.14)$$

где r_0 - активное сопротивление одного километра линии ЛЭП, Ом/км [25];

ℓ - длина ЛЭП, км;

n - количество параллельных цепей ЛЭП.

$$\Delta P_{\text{кЛЭП}} = \frac{5284,42^2}{6^2} \cdot \frac{0,17 \cdot 13}{2} \cdot 10^{-3} = 857,145 \text{ кВт.}$$

Располагаемая реактивная мощность синхронных двигателей (СД)

$$Q_{\text{д,р}} = 0,2 \cdot \Sigma Q_{\text{д,н}}, \quad (2.15)$$

где $Q_{\text{д,н}}$ – номинальная реактивная мощность СД.

Т.к. высоковольтных двигателей нет, то $Q_{\text{д,р}} = 0$. По граничной балансовой линии разграничения электропитания с энергетической системой среднее значение реактивной мощности составляет:

$$\bar{Q}_p = 0,9 \cdot Q_p, \quad (2.16)$$

где Q_p – значение мощности, определяемое по таблице 2.5.

$$\bar{Q}_p = 0,9 \cdot 1851,492 = 1666,34 \text{ кВар.}$$

В режиме максимальных нагрузок по активной мощности энергетиче-

ской системы экономическое значение отдаваемой из сети энергетической системы в сеть завода мощности реактивных нагрузок по границе балансовой принадлежности:

$$Q_3 = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_3, \quad (2.17)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_3$ – значение коэффициента реактивной мощности по экономическому фактору в часы пика нагрузки в энергосистеме, задаваемое энергосистемой (таблица 2.5); P_p – определенное по методу расчетных коэффициентов значение активной мощности комбината по граничной балансовой разделяющей линии с энергетической системой.

Т.к. $\operatorname{tg} \varphi = 0,33$ меньше предельного $\operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}} = 0,4$ в начале линии 6 кВ, поэтому достаточно комплектных конденсаторных установок в сети 0,4 кВ, определенных в п. 2.5.

$$Q_3 = 5014,82 \cdot 0,4 = 2005,928 \text{ кВар.}$$

На границе балансового раздела с энергосистемой рассчитывается баланс реактивной мощности

$$\bar{Q}_p - Q_{\text{н.к}} - Q_{\text{д.р}} - Q_3 \leq 0. \quad (2.18)$$

$$1666,34 - 2600 - 0 - 2005,928 = -2939,588 < 0.$$

Установка средств ККУ на стороне высокого напряжения не требуется, т.к. баланс отрицательный.

2.4 Разработка схемы канализации электроэнергии

2.4.1 Построение картограммы электрических нагрузок цехов

Трансформаторные подстанции по причинам экономии электроэнергии и металла должны располагаться по возможности ближе к центру их электрических нагрузок (ЦЭН), которые они питают.

Координаты центра электронагрузок можно вычислить как

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n p_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n p_i}, y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n p_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n p_i} \quad (2.19)$$

где p_i -мощность i -го электроприемника, x_i и y_i - его координаты в осях рисунка 2.3.

При нахождении ЦЭН предприятия под p_i подразумевают расчетную нагрузку i -го цеха, а под x_i и y_i – координаты ЦЭН i -го цеха. На геометрическом центре плоской фигуры цеха расположен ЦЭН каждого цеха – полагаем для определенности, делая упрощение.

Силовую нагрузку до и выше 1000 В изобразим отдельными кругами радиусом

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{mi}}{\pi \cdot m}} \quad (2.20)$$

где P_{mi} - расчетная нагрузка i -го цеха; m – масштаб для определения площади круга (постоянный для всех цехов предприятия).

ЦЭН всего завода необходимо рассчитать ввиду установки ЦРП на 10 кВ (расчеты представлены в таблице 2.6, учитывающей сумму нагрузок освещения (согласно таблице 2.1) и силовой сети предприятия.

Объединим цеха предприятия в группы и наметим ориентировочно расположение цеховых трансформаторных подстанций для этих групп цехов (рисунок 2.2). Группировка цехов по группам, исходя из близкого их взаиморасположения, и картограмма электрических нагрузок предприятия представлена на рисунке 2.3. Место установки ЦПП 6 кВ целесообразно расположить в ЦЭН к комбинату от энергосистемы (рисунок 2.3).

Таблица 2.6 – Расчет параметров картограммы нагрузок

№ цеха	Pp, кВт	Qp, кВар	Xi	Yi	PiXi	PiYi	QiXi	QiYi	m	Ri	Di
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	268,84	253,75	228	98	61295,52	26346,32	57855	24867,5	0,7	11,06	22,12
2	695,85	654,6	197	140	137082,5	97419	128956,2	91644	0,7	17,79	35,58
3	918,2	757,35	146	192,5	134057,2	176753,5	110573,1	145789,8	0,7	20,44	40,88
4	417,32	290,23	146	167	60928,72	69692,44	42373,58	48468,41	0,7	13,78	27,56
5	246,5	174,74	138	142	34017	35003	24114,12	24813,08	0,7	10,59	21,18
6	88,66	61,66	150	142,5	13299	12634,05	9249	8786,55	0,7	6,35	12,7
7	668,94	375,18	138	132	92313,72	88300,08	51774,84	49523,76	0,7	17,45	34,9
8	278,66	389,32	183	167	50994,78	46536,22	71245,56	65016,44	0,7	11,26	22,52
9	79,63	107,25	134	240	10670,42	19111,2	14371,5	25740	0,7	6,02	12,04
10	739,5	506,95	146	286,5	107967	211866,8	74014,7	145241,18	0,7	18,34	36,68
11	34,99	25,54	156,5	107	5475,94	3743,93	3997,01	2732,78	0,7	3,99	7,98
12	20,88	10,02	144	80,5	3006,72	1680,84	1442,88	806,61	0,7	3,08	6,16
13	10,73	5,15	60	240,5	643,8	2580,57	309	1238,58	0,7	2,21	4,42
14	30,46	14,62	102	192	3106,92	5848,32	1491,24	2807,04	0,7	3,72	7,44
15	420,2	395,29	213,5	185	89712,7	77737	84394,42	73128,65	0,7	13,83	27,66
16	11,61	8,47	243	44	2821,23	510,84	2058,21	372,68	0,7	2,3	4,6
17	11,06	8,06	178	200,5	1968,68	2217,53	1434,68	1616,03	0,7	2,24	4,48
ИТОГО	4942,03	4038,18			809361,8	877981,6	679655,04	712593,17			
Координаты ЦЭН предприятия					163,771	177,656	168,307	176,464			
					Xp	Yp	Xq	Yq			

Обозначим расположение ТП для групп цехов, образующихся объединением цехов. ЦПП 6 кВ устанавливаем в ЦЭН завода.

2.4.2 Распределение нагрузок ниже 1000 В совокупности цехов между цеховыми трансформаторными подстанциями

Определим месторасположение подстанций. Нужно распределить на-

грузку цехов по семи трансформаторным подстанциям (шесть 2 х 630 кВА и одна 1х400 кВА).

Распределяем нагрузку цехов по трансформаторным подстанциям и находим для каждой место для установки, исходя из ЦЭН для данной группы цехов (таблицы 2.7-2.13). Установим ТП-1 – ТП-7.

Таблица 2.7 - Определение центра электронагрузок совокупности цехов для трансформаторной подстанции №1

№ цеха	Pp, кВт	Qp, кВар	Xi	Yi	PiXi	PiYi	QiXi	QiYi	m	Ri	Di
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
8	278,66	389,32	183	167	50994,78	46536,22	71245,56	65016,44	0,7	11,26	22,52
14	30,46	14,62	102	192	3106,92	5848,32	1491,24	2807,04	0,7	3,72	7,44
15	420,2	395,29	213,5	185	89712,7	77737	84394,42	73128,65	0,7	13,83	27,66
17	11,06	8,06	178	200,5	1968,68	2217,53	1434,68	1616,03	0,7	2,24	4,48
ИТО ГО	740,38	807,29			145783,1	132339,1	158565,9	142568,16			
Координаты ЦЭН					196,903	178,745	196,418	176,601			
					Xp	Yp	Xq	Yq			

Таблица 2.8 - Определение центра электронагрузок совокупности цехов для трансформаторной подстанции №2

№ цеха	Pp, кВт	Qp, кВар	Xi	Yi	PiXi	PiYi	QiXi	QiYi	m	Ri	Di
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	695,85	654,6	197	140	137082,5	97419	128956,2	91644	0,7	17,79	35,58
ИТО ГО	695,85	654,6			137082,5	97419	128956,2	91644			
Координаты ЦЭН					197	140	197	140			
					Xp	Yp	Xq	Yq			

Таблица 2.9 - Определение центра электронагрузок совокупности цехов для трансформаторной подстанции №3

№ цеха	Pp, кВт	Qp, кВар	Xi	Yi	PiXi	PiYi	QiXi	QiYi	m	Ri	Di
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
9	79,63	107,25	134	240	10670,42	19111,2	14371,5	25740	0,7	6,02	12,04
10	739,5	506,95	146	286,5	107967	211866,8	74014,7	145241,18	0,7	18,34	36,68

Продолжение таблицы 2.9

ИТО ГО	819,13	614,2			118637,4	230978	88386,2	170981,18			
Координаты ЦЭН					144,833	281,98	143,905	278,38			
					Xp	Yp	Xq	Yq			

Таблица 2.10 - Определение центра электронагрузок совокупности цехов для трансформаторной подстанции №4

№ цеха	Pp, кВт	Qp, кВар	Xi	Yi	PiXi	PiYi	QiXi	QiYi	m	Ri	Di
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	417,32	290,23	146	167	60928,72	69692,44	42373,58	48468,41	0,7	13,78	27,56
5	246,5	174,74	138	142	34017	35003	24114,12	24813,08	0,7	10,59	21,18
6	88,66	61,66	150	142,5	13299	12634,05	9249	8786,55	0,7	6,35	12,7
13	10,73	5,15	60	240,5	643,8	2580,57	309	1238,58	0,7	2,21	4,42
ИТО ГО	763,21	531,78			108888,5	119910,1	76045,7	83306,62			
Координаты ЦЭН					142,672	157,113	143,002	156,656			
					Xp	Yp	Xq	Yq			

Таблица 2.11 - Определение центра электронагрузок совокупности цехов для трансформаторной подстанции №5

№ цеха	Pp, кВт	Qp, кВар	Xi	Yi	PiXi	PiYi	QiXi	QiYi	m	Ri	Di
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	668,94	375,18	138	132	92313,72	88300,08	51774,84	49523,76	0,7	17,45	34,9
11	34,99	25,54	156,5	107	5475,94	3743,93	3997,01	2732,78	0,7	3,99	7,98
12	20,88	10,02	144	80,5	3006,72	1680,84	1442,88	806,61	0,7	3,08	6,16
ИТО ГО	724,81	410,74			100796,4	93724,85	57214,73	53063,15			
Координаты ЦЭН					139,066	129,31	139,297	129,189			
					Xp	Yp	Xq	Yq			

Таблица 2.12 - Определение центра электронагрузок совокупности цехов для трансформаторной подстанции №6

№ цеха	Pp, кВт	Qp, кВар	Xi	Yi	PiXi	PiYi	QiXi	QiYi	m	Ri	Di
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	918,2	757,35	146	192,5	134057,2	176753,5	110573,1	145789,88	0,7	20,44	40,88
ИТО ГО	918,2	757,35			134057,2	176753,5	110573,1	145789,88			
Координаты ЦЭН					146	192,5	146	192,5			
					Xp	Yp	Xq	Yq			

Таблица 2.13 - Определение центра электронагрузок совокупности цехов для трансформаторной подстанции №7

№ цеха	Pp, кВт	Qp, кВар	Xi	Yi	PiXi	PiYi	QiXi	QiYi	m	Ri	Di
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	268,84	253,75	228	98	61295,52	26346,32	57855	24867,5	0,7	11,06	22,12
16	11,61	8,47	243	44	2821,23	510,84	2058,21	372,68	0,7	2,3	4,6
ИТО ГО	280,45	262,22			64116,75	26857,16	59913,21	25240,18			
Координаты ЦЭН					228,621	95,7645	228,485	96,2557			
					Xp	Yp	Xq	Yq			

Расположение ЦЭН предприятия и отдельных координат ЦЭН по подстанциям представлено на рисунке 2.3. Т.к. после компенсации реактивной мощности преобладает активная нагрузка, то изобразим только ЦЭН по активной мощности. При этом по факту каждую ТП располагаем возможно ближе к соответствующему ЦЭН, если имеется достаточно места для размещения. ЦРП смещаем южнее от получившегося ЦЭН предприятия, т.к. там есть место для его размещения.

Вариант 1. Применим радиальную схему питания цеховых ТП (рисунок 2.4) с глухим присоединением ТП к шинам ЦРП 6 кВ[7].

Вариант 2. Применим магистральную схему питания цеховых ТП (рисунок 2.5).

Для каждой из схем предусмотрим для одотрансформаторной подстанции ТП-7, питающей потребителей III категории, резервный кабель 0,4 кВ 2АВВГ 4х150 с допустимым током $2 \times 355 = 710 \text{ A} > I_{\text{ннТП-7}} = 501,3 \text{ A}$, т.к.

$$I_{\text{ннТП-7}} = S_{\text{ТП-7}} / \sqrt{3} U_{\text{н}} = 694,6 / (\sqrt{3} \cdot 0,4) = 501,3 \text{ A}.$$

Резерв к ТП-7 прокладывается от ближайшей ТП-5, питающей потребителей II категории.

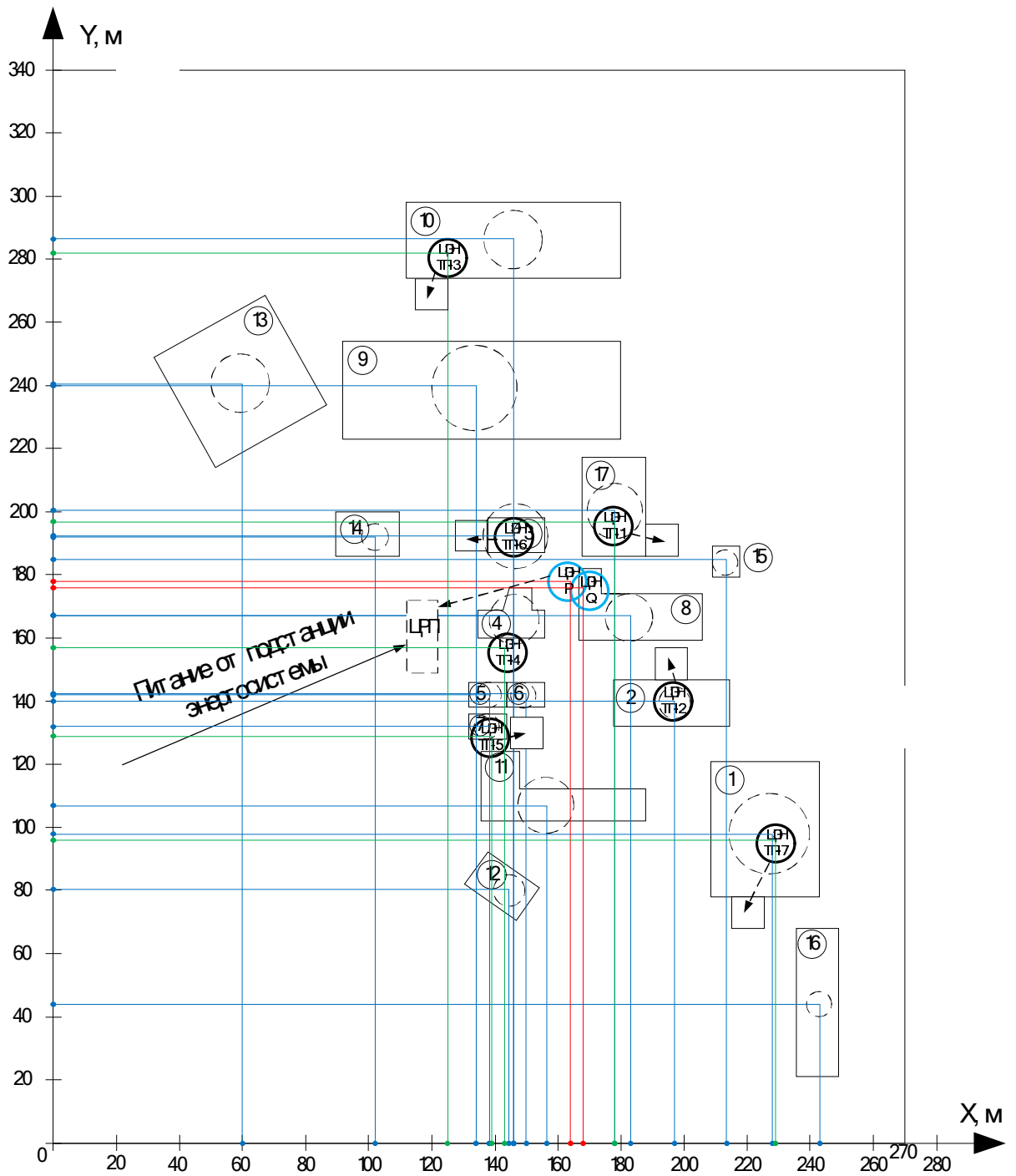


Рисунок 2.3 – Расположение ЦЭН предприятия и отдельных координат ЦЭН по подстанциям на картограмме нагрузок

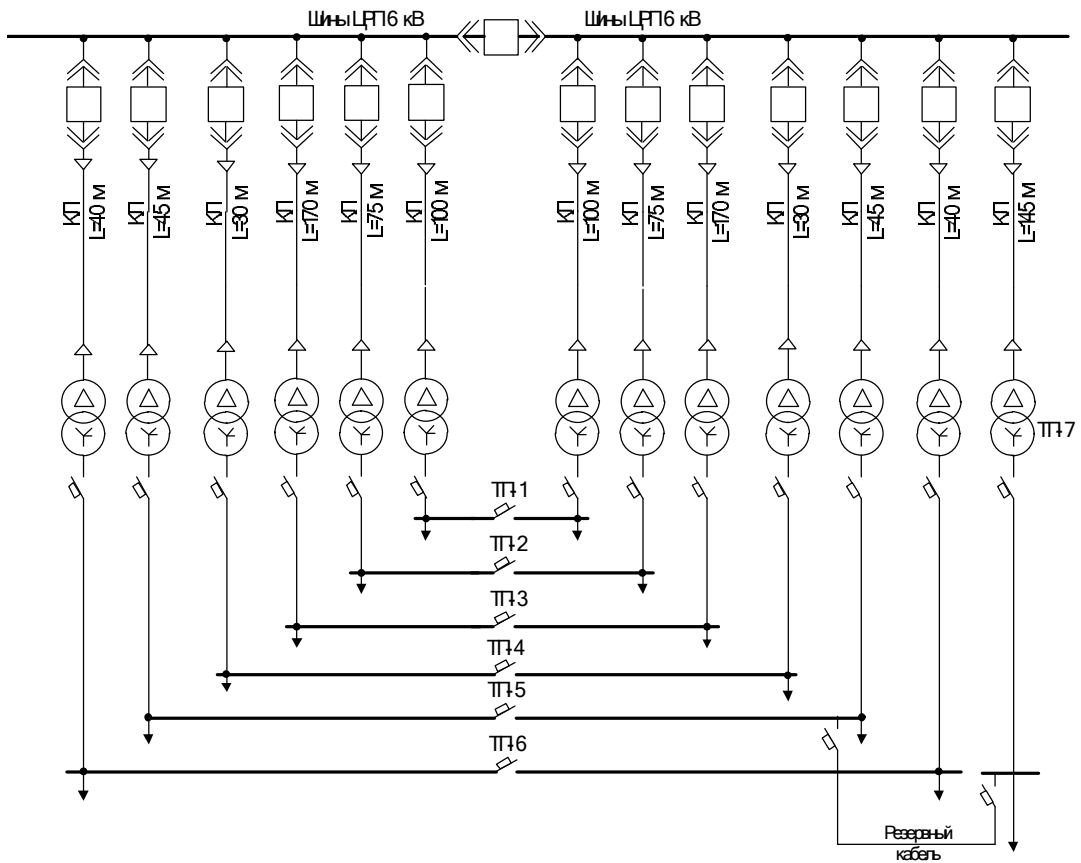


Рисунок 2.4 – Первый вариант схемы

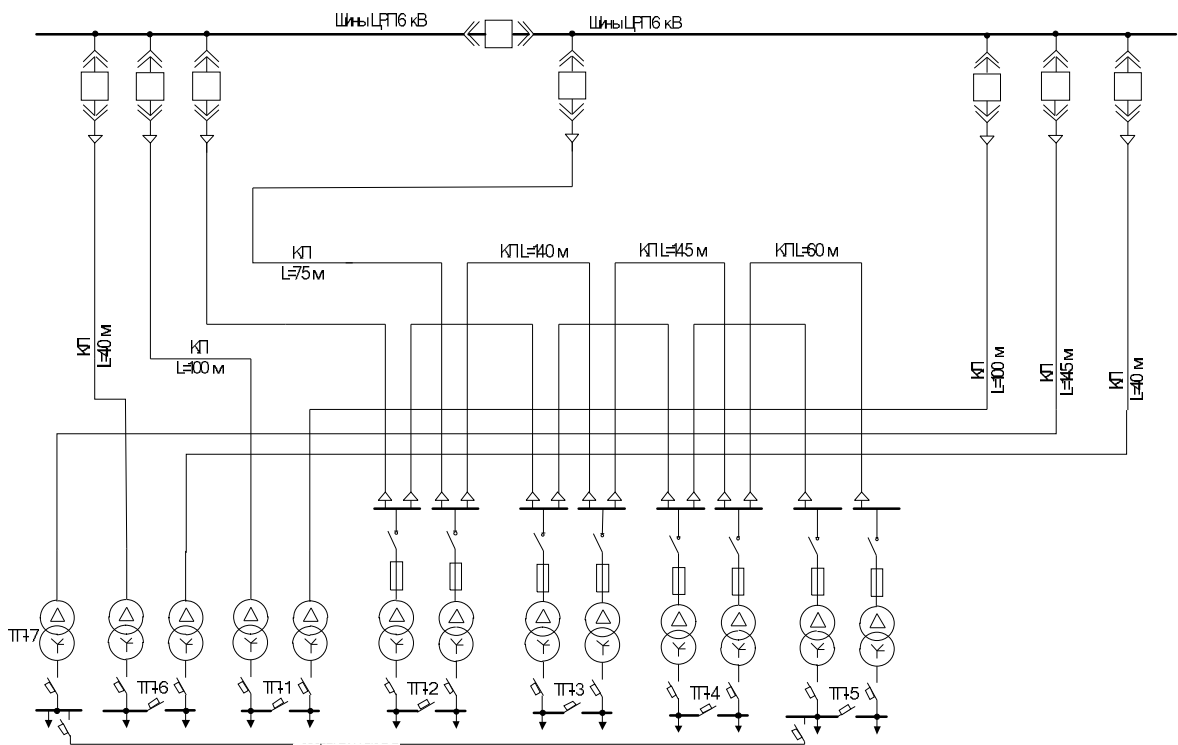


Рисунок 2.5 – Второй вариант схемы

2.4.3 Выбор питающих кабельных линий

Условие выбора кабеля 6 кВ по току:

$$I_{\text{доп.}} \geq I_{\text{раб.}}; I_{\text{раб.}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}} \cdot n}, \quad (2.21)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение линии, кВ, n – число линий; S_M - на IV уровне электроснабжения полная расчетная электронагрузка, кВА; $I_{\text{раб}}$ – расчетный ток линии, А.

От ТП-1 для кабельной линии, питающей эту ТП, по формуле (2.21) определяем токи соответственно в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{раб. (пав)1}} = \frac{930,71}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 1} = 89,66 \text{ А.}$$

Для питания подстанций от ЦРП применяем кабели типа ААШв. Кабель ААШв — кабель сложного строения с секторными жилами из алюминия и бумажной изоляцией, пропитанной спецсоставом. Сфера использования — работа в сетях переменного тока и высокого напряжения — от 1000 до 10 000 вольт. Используется исключительно в качестве кабеля для передачи электроэнергии. Негибок. От медных кабелей аналогичного класса отличается меньшим весом и менее высокой ценой, так как алюминий дешевле меди.

Основная сфера применения кабеля ААШв — это передача переменного тока.

Выбираем 2 кабеля на напряжение 6кВ сечением 35 мм^2 , проложенных в траншее [23]. Длительно допустимая токовая нагрузка одного кабеля $I_{\text{доп.}} = 145 \text{ А}$. Таким образом, КЛ выполнены кабелем марки 2ААШв–3×35мм².

Для остальных кабельных линий расчет аналогичен (таблица 2.14).

Таблица 2.14– Выбор кабелей ВН

№ ТП	L, м	S _М , кВА	I _{раб(пав)} , А	Тип	I _{доп.} кабеля, А
1	2	3	4	5	6
1 вариант					
1	100	930,71	89,66	ААШв 3 х 35 мм ²	145
2	75	988,14	95,2	ААШв 3 х 35 мм ²	145
3	170	821,71	79,16	ААШв 3 х 35 мм ²	145
4	30	986,15	95	ААШв 3 х 35 мм ²	145
5	45	907,44	87,42	ААШв 3 х 35 мм ²	145
6	40	1185,92	114,25	ААШв 3 х 35 мм ²	145
7	145	694,6	66,92	ААШв 3 х 35 мм ²	145
2 вариант					
0, 1	100	930,71	89,66	ААШв 3 х 35 мм ²	145
0, 2	75	3703,44	356,79	ААШв 3 х 150 мм ²	360
2, 3	140	2715,3	261,59	ААШв 3 х 120 мм ²	305
3, 4	145	1893,59	182,43	ААШв 3 х 50 мм ²	210
4, 5	60	907,44	87,42	ААШв 3 х 35 мм ²	145
0, 6	40	1185,92	114,25	ААШв 3 х 35 мм ²	145
0, 7	145	694,6	66,92	ААШв 3 х 35 мм ²	145

2.4.4 Технико-экономическое сравнение вариантов канализации электроэнергии на предприятии

Для произведения технико-экономического сравнения рассчитаем капитальные затраты на сооружение внутренней электрической сети предприятия, а также затраты на дальнейшее использование сети.

Экономическим критерием эффективности варианта является минимум приведенных затрат:

$$Z = E_H \cdot K + I, \quad (2.22)$$

где $E_H = 1/T_{OK}$ – (зависит от срока возврата инвестиций и обратно пропорционален ему);

K – единовременные капитальные затраты;

И – эксплуатационные издержки (ежегодные); потери от перерывов электро-снабжения не рассматриваем, по причине отсутствия информации зависимости ущерба от качества электроснабжения.

Эксплуатационные издержки определяются:

$$И = И_{Ц} + И_{\Delta A}; \quad (2.23)$$

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$И_{\Delta A} = \beta \cdot \Delta A, \quad (2.24)$$

где β – стоимость потерь 1кВт·ч электроэнергии.

Расчет стоимости высоковольтного оборудования представлен в таблице 2.15.

Определение издержек:

$$И = \frac{И_{\%} \cdot K}{100} + \Delta A \cdot B, \quad (2.25)$$

где $И_{\%}$ – процентное отчисление на амортизацию, ремонт и обслуживание;

$$И = \frac{O_a + O_o + O_p}{100} \cdot K,$$

где O_a – отчисления на амортизацию 3,5%; O_o – отчисления на обслуживание 3,0%; O_p – отчисление на ремонт 2,9%.

Таблица 2.15– Расчет стоимости высоковольтного оборудования

Наименование	Тип	Цена, тыс.руб/(руб/м)	Кол- во, шт./м	ВСЕГО
1 вариант				
КЛ	ААШв 3 х 35 мм ²	760	200	152
	ААШв 3 х 35 мм ²	760	150	114
	ААШв 3 х 35 мм ²	760	340	258,4
	ААШв 3 х 35 мм ²	760	60	45,6
	ААШв 3 х 35 мм ²	760	90	68,4
	ААШв 3 х 35 мм ²	760	80	60,8
	ААШв 3 х 35 мм ²	760	145	110,2
Ячейка КРУ	ВВЭ-М-10-12,5/630	80	14	1120
ИТОГО				1929,4
2 вариант				
КЛ	ААШв 3 х 35 мм ²	760	200	152
	ААШв 3 х 150 мм ²	1378	150	206,7
	ААШв 3 х 120 мм ²	1215	280	340,2
	ААШв 3 х 50 мм ²	980	290	284,2
	ААШв 3 х 35 мм ²	760	120	91,2
	ААШв 3 х 35 мм ²	760	80	60,8
	ААШв 3 х 35 мм ²	760	145	110,2
Предохранители	ПКТ-103-10-200-20 У3	15	13	195
Выключатели на- грузки	ВН-11У3	55	13	715
Ячейка КРУ	ВВЭ-М-10-12,5/630	80	8	640
ИТОГО				2795,3

В - стоимость потерь одного киловатт в час электроэнергии; принимается согласно Постановлению №65 от 28.12.2018 г. Службы по тарифам Республики Тыва «Об установлении тарифов на электрическую энергию по Республике Тыва на 2019 год», составляет 3,52 руб./кВт.ч;

$$\Delta A = \Delta P \cdot \tau \quad (2.26)$$

где τ - время максимальных потерь, ч/год

$$\tau = (0,124 + T_m / 10000)^2 \cdot 8760, \quad (2.27)$$

где T_m - время использования max нагрузки, ч/год.

Потери энергии в распределительной сети находятся из следующих условий: цеха работают в три смены: $T_m = 5100$ ч/год.

$$\tau = (0,124 + 5100 / 10000)^2 \cdot 8760 = 3521 \text{ ч/год.}$$

Для первого варианта потери мощности и энергии:

$$\Delta P_{\text{ОБЩ1}} = \Delta P_{\text{Л}} = \sum 3 \cdot I_{\text{РАБ}}^2 \cdot r_{\text{уд}} \cdot \ell = 21.3 \text{ кВт.}$$

$$\Delta A_{\text{ОБЩ1}} = \tau \cdot \Delta P_{\text{ОБЩ1}} = 3521 \cdot 21.3 = 74997 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Для второго варианта идентично:

$$\Delta P_{\text{ОБЩ1}} = \Delta P_{\text{Л}} = \sum 3 \cdot I_{\text{РАБ}}^2 \cdot r_{\text{уд}} \cdot \ell = 24.6 \text{ кВт.}$$

$$\Delta A_{\text{ОБЩ1}} = \tau \cdot \Delta P_{\text{ОБЩ1}} = 3521 \cdot 24.6 = 86617 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Результирующие издержки:

$$И_1 = ((3,5+3+2,9)/100) \cdot 1929400 + 74997 \cdot 3,52 = 445353,04 \text{ руб/год.}$$

$$И_2 = ((3,5+3+2,9)/100) \cdot 2795300 + 86617 \cdot 3,52 = 567650,04 \text{ руб/год.}$$

Определяем приведенные затраты:

$$З_1 = 0,12 \cdot 1929400 + 445353,04 = 676881,04 \text{ руб/год.}$$

$$З_2 = 0,12 \cdot 2795300 + 567650,04 = 903086,04 \text{ руб/год.}$$

Расхождение по затратам:

$$\Delta Z = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} \cdot 100\% = \frac{903086,04 - 676881,04}{903086,04} \cdot 100\% = 25\% > 5\%.$$

Из разницы между затратами получаем $25\% > 5\%$, в результате видно, что варианты неравнозначны, поэтому следует выбрать вариант 1 с наименьшими затратами (радиальную схему).

2.5 Выбор и проверка оборудования

2.5.1 Выбор оборудования

Устанавливаем выключатели ВВЭ-М-10-12,5/630 [25] со стандартным током 630 А на напряжение 10 кВ. В соответствии с таблицей 2.14 протекающие по кабельным линиям в послеаварийном режиме токи меньше тока выключателя, поэтому выбор их корректен.

2.5.2 Расчет токов к.з. в сети напряжением выше 1000 В

Все параметры на высоковольтной стороне для расчета токов короткого замыкания в относительных единицах приводятся к базисным условиям. Составляется схема замещения (рисунок 2.5) с учетом утяжеленного режима при работе секционной перемычки с выключателем.

Исходные данные для расчета.

Л1, Л2(СИП 3x185);

$r_{y\partial} = 0,17 \text{ Ом/км}$ [25];

$x_{y\partial} = 0,4 \text{ Ом/км}$ [25];

$\ell = 13 \text{ км}$.

В качестве базисных величин произвольно выбираем базисную мощность S_B : $S_B = 1000 \text{ МВА}$ и базисное напряжение, приравненное к среднему номинальному (по шкале средних напряжений) той ступени напряжения, на которой рассматривается к.з.: $U_B = U_{cp} = 6,3 \text{ кВ}$.

Базисный ток будем определять по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}.$$

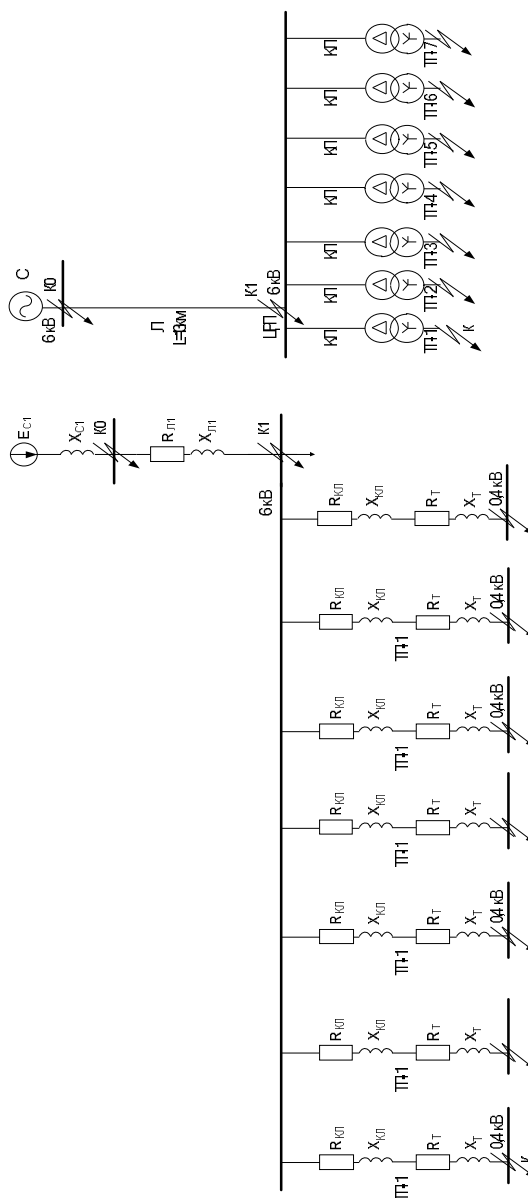


Рисунок 2.5 – Расчетная схема

Для приведенных ступеней напряжения базисные токи будут соответственно равны:

$$I_0 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,65 \text{ кА. (для ступени 6кВ)}.$$

Сопротивление линии:

$$Л: x_{кЛ} = r_{уд} \ell S_B / U_{cp}^2 = 0,4 \cdot 13 \cdot 1000 / 6^2 = 61,39 \text{ о.е.}$$

2.5.3 Проверка оборудования по токам к.з.

Проверим вакуумный выключатель ВВЭ-М-10-12,5/630 [25].

Выбор и проверка производится по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (2.28)$$

$$6 \text{ кВ} < 10 \text{ кВ}$$

Выбор и проверка производится по длительно протекающему току:

$$I_{РАБМАХ} \leq I_{НОМ}; \quad (2.29)$$

$$63 \text{ А} \leq 630 \text{ А}.$$

Выбор и проверка производится току несимметрии при отключении:

$$I_{П\tau} \leq I_{ОТКЛ}, \quad (2.30)$$

где $I_{П\tau} \approx I_{П0} = I_K^{(3)}$;

$$1,4 \text{ кА} < 20 \text{ кА}.$$

Выбор и проверка производится согласно значению слагающей аперии-

дической тока из предыдущих расчетов:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{\Pi\tau} + i_{a\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ОТКЛНОМ}} \cdot (1 + \beta_H / 100). \quad (2.31)$$

$$\tau = t_{P3\text{MIN}} + t_{OB} = 0,01 + 0,01 = 0,02 \text{ с},$$

где t_{OB} - собственное время отключения выключателя с приводом;

$t_{P3\text{MIN}}$ - условное наименьшее время срабатывания релейной защиты;

$\beta_j = 13\%$ - содержание апериодической составляющей.

$$i_{a\tau} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{ОТКЛНОМ}}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 13 \cdot 20}{100} = 3,7 \text{ кА}.$$

Выбор и проверка производится согласно значению предельного сквозного тока короткого замыкания в соответствии с электродинамической стойкостью:

$$I_{\Pi 0} \leq I_{\text{ПРСКВ}};$$

$$2,47 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

$$i_y \leq i_{\text{ПРСКВ}}; \quad (2.32)$$

$$2,47 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}.$$

Выбор и проверка производится согласно значению допустимого тока термической стойкости:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (2.33)$$

где I_T и t_T - ток и время термической устойчивости.

$$B_K = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (2.34)$$

где $t_{\text{откл}} = 0,1 \text{ с}$ – время отключения линии;

$T_a = 0,01$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока к.з.

$$B_K = 2.47^2 \cdot (0,1 + 0,01) = 0.671 \text{ кА}^2 / \text{с}$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 80^2 \cdot 4 = 25600 \text{ кА}^2 / \text{с}$$

$$0.671 \text{ кА}^2 / \text{с} < 25600 \text{ кА}^2 / \text{с}.$$

По итогам контроля по условиям выключатель можно применить в данном случае.

Выбор и проверка кабельной линии 6 кВ более одного киловольта может быть произведен по наименьшему сечению проводниковой жилы:

$$F \geq F_{\text{MIN}}; \quad (2.35)$$

Минимальное сечение проводника, мм^2 :

$$F_{\text{MIN}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (2.36)$$

где B_K - интеграл Джоуля, импульс к.з., $\text{кА}^2 / \text{с}$;

$C = 98 \text{ А} \cdot \text{с}^2 / \text{мм}^2$ – тепловая функция при н.у. [7].

Интеграл Джоуля, $\text{кА}^2 / \text{с}$:

$$B_K = I_{\text{кз}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a). \quad (2.37)$$

$$B_K = 1.45^2 \cdot (0,1 + 0,01) \cdot 10^6 = 231275 \text{ А}^2 / \text{с};$$

$$F_{MIN} = \frac{\sqrt{231275}}{98} = 4,91 \text{ мм}^2; F_{\min} = 35 \text{ мм}^2; 35 \geq 4,91 \text{ тогда кабель проходит.}$$

2.6 Анализ качества напряжения

2.6.1 Расчет потерь напряжения в сети напряжением выше 1000 В и цеховых трансформаторах

Вычислим отклонения напряжения в вольтах и в процентах согласно схеме соответствующего питания самой удаленной ТП № 3 (рисунок 2.9).

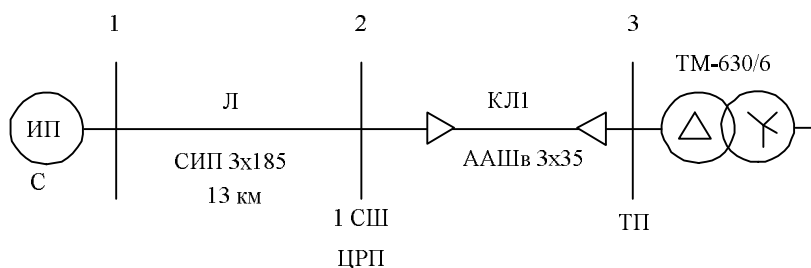


Рисунок 2.9 – Расчетная схема

Определяем потерю напряжения в кабельной линии 6 кВ, питающей ЦРП:

$$\Delta U_{Л} = \frac{P_{Л} * r_{0_Л} * L_{Л} + Q_{Л} * x_{0_Л} * L_{Л}}{U_0} =$$

$$\frac{5014,82 * 0,17 * 13 + 1666,34 * 0,4 * 13}{6000} \cdot 10^3 = 229.13 \text{ В.} \quad (2.38)$$

Определяем напряжение в конце воздушной линии 6 кВ.

$$U_1 = U_0 - \Delta U_{Л} = 6300 - 229.13 = 6070.87 \text{ В.} \quad (2.39)$$

Определим отклонение напряжения на шинах 6 кВ ЦРП.

$$V_0 = \frac{U_1 - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} * 100\% = \frac{6070.87 - 6000}{6000} * 100\% = 1.18 \% \quad (2.40)$$

Определяем падение напряжения в каждой высоковольтной кабельной

линии, которые идут к ТП, аналогично данной Л. Дальнейший расчет оформим в виде таблиц 2.16-2.18 (анализ отклонений напряжения у высоковольтных электроприемников электрической энергии и шинах НН трансформаторных цеховых подстанций в минимальном режиме работы).

2.6.2 Оценка отклонения напряжения на зажимах высоковольтных потребителей электроэнергии и шинах низкого напряжения цеховых трансформаторов

Расчеты для самых удаленных ТП-1,3,7 сведем в таблицы 2.16-2.18.

В минимальном режиме работы расчетная нагрузка равна $P_{min} = 0,6P_{max}$.

Согласно произведенным расчетам на всех трансформаторах всех КТП в режиме максимальной нагрузки и режиме минимальной нагрузки, а также в послеаварийном режиме работы напряжение на стороне НН «поднято» устройством ПБВ на ступень +2,5.

Таблица 2.16 - Отклонения напряжения на шинах ТП в максимальном режиме

КТП	Напряжение в линии	Параметры кабеля			Нагрузка кабеля		Напряжение в узле, В	Отклонение напряжения, %	Параметры тр-ра		Нагрузка тр-ра		Напряжение в узле	Отклонение напряжения, %
		г	х	L, км	P	Q			Rт	Xт	P	Q		
1	6300	0,326	0,083	0,1	539,295	457,326	6070,87	1,18	0,001	3,1	539,295	457,326	5979,9	-0,201
2	6300	0,326	0,083	0,17	525,123	412,443	6070,87	1,18	0,001	3,1	525,123	412,443	5977,9	-0,221
3	6300	0,326	0,083	0,145	654,288	565,144	6070,87	1,18	0,001	3,1	654,288	565,144	5972,9	-0,271

Таблица 2.17 - Отклонения напряжения на шинах ТП в минимальном режиме

КТП	Напряжение в	Параметры кабеля			Нагрузка кабеля		Напряжение в	Отклонение	Параметры тр-ра		Нагрузка тр-ра		Напряжение	Отклонение напряжения, %
		г	х	L, км	P	Q			Rт	Xт	P	Q		
1	6000	0,326	0,083	0,1	323,577	274,396	5862,52	0,708	0,001	3,1	161,789	137,198	5775,5	-2,245
2	6000	0,326	0,083	0,17	315,074	247,466	5862,52	0,708	0,001	3,1	157,537	123,733	5774,5	-2,255
3	6000	0,326	0,083	0,145	392,573	339,086	5862,52	0,708	0,001	3,1	196,286	169,543	5772,5	-2,275

Таблица 2.18 - Отклонения напряжения на шинах ТП в послеаварийном режиме

КТП	Напряжение в	Параметры кабеля			Нагрузка кабеля		Напряжение в	Отклонение	Параметры тр-ра		Нагрузка тр-ра		Напряжение	Отклонение напряжения, %
		г	х	L, км	P	Q			Rт	Xт	P	Q		
1	6300	0,326	0,083	0,1	1078,59	914,652	6070,87	1,18	0,001	3,1	1078,59	914,652	5890,9	-1,091
2	6300	0,326	0,083	0,17	1050,25	824,886	6070,87	1,18	0,001	3,1	1050,25	824,886	5880,9	-1,191
3	6300	0,326	0,083	0,145	1308,58	1130,29	6070,87	1,18	0,001	3,1	1308,58	1130,29	5915,9	-0,841

3 Практическая часть

3.1 Мероприятия по оценке надежности, качества, экономичности системы электроснабжения

3.1.1 Мероприятия по оценке надежности системы электроснабжения

Основным методом повышения надежности электрических сетей является выявление наиболее ненадежных («узких») частей системы передачи и распределения и изменение уровня надежности за счет введения различных форм резервирования:

- бронирование;
- улучшение конструкций и материалов;
- технический сервис;
- Защита и автоматизация.

Установка устройств компенсации и контроля, повышающих качество напряжения и т. Д.

Повышение надежности распределительных систем направлено на построение:

- рациональные планы электрических подключений (планы по распределительным подстанциям и станциям);
- Оптимальное насыщение сети с помощью автоматов и устройств;
- насыщение сети неавтоматическими коммутационными устройствами;
- установка устройств контроля и компенсации реактивной мощности потребителями;
- Подземное оборудование с оборудованием телеметрии и дистанционной автоматизации;
- автоматизированная автоматизация коммутации операторов в сложных сетях;
- улучшение релейной защиты и автоматики;

В воздушных и кабельных сетях вы повышаете надежность:

- внедрение детекторов повреждений;
- сокращение продолжительности аварийного ремонта;
- обеспечение ремонтных баз запчастями для электроустановок;
- оптимизация профилактических ремонтов, осмотров, замена изношенных деталей.

Эти мероприятия требуют значительных материальных затрат. Кроме того, улучшение распределительных сетей и подстанций имеет большое значение.

3.1.2 Мероприятия по оценке качества электроэнергии

В нашем случае качество электроэнергии хоть и находится в пределах, регламентированных ГОСТ 32144-2014, у конечных потребителей – на низкой стороне трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ, но на предприятии рекомендуются три основные группы методов повышения качества электроэнергии:

- рационализация электроснабжения, заключающаяся, в частности, в повышении мощности сети, в питании нелинейных потребителей повышенным напряжением;
- улучшение структуры 1УР, например обеспечение номинальной загрузки двигателей, использование многофазных схем выпрямления, включение в состав потребителя корректирующих устройств;
- использование устройств коррекции качества — регуляторов одного или нескольких показателей качества электроэнергии или связанных с ними параметров потребляемой мощности.

3.1.3 Мероприятия по оценке экономичности

Независимо от неизбежных переходных процессов, мы обнаруживаем, что длительное увеличение или уменьшение напряжения питания приводит к сокращению срока службы двигателей и источников питания. Уменьшение

напряжения менее желательно, потому что потребление энергии, помехи и отказ электроники и компьютера значительно возрастают. Отрицательные эффекты приводят к полной потере напряжения питания. Кратковременные всплески и падения напряжения вызваны переходными процессами в электрической системе, которые сопровождаются высокочастотными помехами и приводят к выходу из строя электронных устройств. Повышение напряжения может привести к выходу из строя потребителя, если коммутационное и, в частности, защитное оборудование не соответствует требованиям скорости и избирательности.

Долгосрочные искажения кривой напряжения, в частности искажения напряжения, вызванные коммутацией силовых тиристоров и диодов в мощных источниках искажений, отрицательно влияют на силовые устройства и счетчики. Наиболее опасным является искажение кривой напряжения на ноль. Эти искажения могут привести к дополнительной коммутации диодов с низким энергопотреблением, что ускоряет старение оборудования.

Общая продолжительность измерений показателей качества сети (ПКЭ) должна выбираться с учетом требуемых рабочих и выходных дней для измеряемого ПКЭ. Рекомендуемое общее время измерения составляет 7 дней. Сравнение ПКЭ со стандартами стандарта следует проводить каждый день для общей продолжительности измерений отдельно для каждого ПКЭ. Кроме того, измерение ПКЭ должно проводиться по запросу поставщика или потребителя энергии и до и после подключения нового потребителя.

Несмотря на то, что по результатам технико-экономического сравнения вариантов выбрана наиболее выгодная и экономичная радиальная схема питания трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ с современным оборудованием, необходимо внедрять мероприятия по экономии электроэнергии. Прежде всего, на данном предприятии должна быть разработана система экономии, включающая в себя контроль освещения, применение в электросхемах защит от случайного прикосновения, защит от токов к.з. и перегрузок, датчиков

движения, а также внедрение более совершенного электрооборудования на стороне 0,4-6кВ. Особое внимание следует уделить более рациональному использованию горного оборудования, которое потребляет значительное количество энергии. Электричество в этом производстве всегда считалось одним из самых дорогих товаров. Поэтому одной из основных задач является прямая экономия. Для этого рекомендуются устройства с пониженным энергопотреблением и альтернативными источниками энергии.

Истинное снижение затрат возможно только при точной информации о потребляемой мощности. Для получения такой информации во многих компаниях внедряется АИИС (автоматизированные информационно-измерительные системы).

На предприятии АИИС не внедрена, есть только счетчики коммерческого учета, устанавливаемые в отдельных цехах и не связанные единой системой.

Наличие АИИС может значительно снизить энергопотребление. Эта система позволила совершать прямые покупки, позволяя выбрать самого дешевого оператора с низким тарифом.

Хорошим эффектом является ежедневное перераспределение использованной электроэнергии, что влияет на общую стоимость. Энергия удаляется из часов пик и распределяется утром, вечером или ночью, когда цена значительно снижается.

Существует еще одна система АИИС, занимающаяся техническим сбором энергетических ресурсов. Он охватывает не только производство энергии, но и мощных потребителей. С помощью этой системы после внедрения в компании могут быть выбраны оптимальные тарифы, а затраты на электроэнергию могут быть дополнительно снижены.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была приведена характеристика объекта проектирования, осуществлен обзор методов расчета электрических нагрузок.

В аналитической части произведено описание характеристики объекта, а также рассмотрен выбор технологии проектирования системы внешнего электроснабжения предприятия. Были произведены расчеты электрических силовых и осветительных нагрузок. Разработана схема канализации электроэнергии по территории предприятия, выбрано соответствующее оборудование.

Выбранное электрическое оборудование проверяется на токи короткого замыкания, а оборудование высокого напряжения – на термическую стойкость.

Произведен анализ качества напряжения для характерных электроприемников. Расчеты показали, что потери находятся в допустимых пределах, установленных государственным стандартом.

В практической части предложены мероприятия по оценке надежности системы электроснабжения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов-н/Д: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.
2. Дипломное проектирование по специальности 140211.65 «Электроснабжение»: учеб. пособие / Л. Л. Латушкина, А. Д. Макаревич, А. С. Торопов, А. Н. Туликов ; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан : Ред.-изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2012. – 232 с.
3. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий: Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2013. - 368 с.
4. Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование: Учебное пособие / Г.В. Коробов, В.В. Картавцев, Н.А. Черемисинова. - СПб.: Лань, 2011. - 192 с.
5. Козловская, В.Б. Электрическое освещение: справочник / В. Б. Козловская, В. Н. Радкевич, В. Н. Сацукевич. – Минск : Техноперспектива, 2007. – 253 с.
6. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: Учебное пособие для среднего профессионального образования / Е.А. Конюхова. - М.: ИЦ Академия, 2013. – 320 с.
7. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник для студентов учреждений высшего профессионального образования / Б.И. Кудрин. - М.: ИЦ Академия, 2012. - 352 с.
8. Мукаев, А. И. Управление энергосбережением и повышение энергетической эффективности в организациях и учреждениях бюджетной сферы : Практическое пособие / А.И. Мукаев – Фаменское: ИПК ТЭК, 2011. – 212 с.
9. НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. М.: АООТ ОТК

ЗВНИ ПКИ Тяжпромэлектропроект, 1994 (1-я редакция).– 78 с.

10. Пособие к «Указаниям по расчету электрических нагрузок». - М.: Всероссийский научно-исследовательский, проектно-конструкторский институт Тяжпромэлектропроект, 1993 (2-я редакция).– 86 с.

11. Правила устройства электроустановок. - 7-е издание. - СПб.: Издательство ДЕАН, 2013. – 701 с.

12. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования; дата введ. 23.03.1998. – М.: Издательство МЭИ, 2013. – 131 с.

13. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок; дата введ. 01.01.1993. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2007. – 27 с.

14. СП 31-110-2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий; дата введ. 01.01.2004. – М. : ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2011. – 65 с.

15. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Под. ред. Г. М. Кнорринга. – Л.: Энергия, 1976. – 380 с.

16. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. т. 2. Электрооборудование/Под общ. ред. А. А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 602 с.

17. Справочник электрика / Под ред. Э. А. Киреевой и С. А. Цырука. – М. : Колос, 2007. – 464 с.

18. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение: Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - М.: РадиоСофт, 2013. – 328 с.

19. Филатов, И.В. Электроснабжение осветительных установок: учебное пособие / И. В. Филатов, Е. В.Гурнина. Издательство московского государственного открытого университета. – М. 2009. – 321 с.

20. Хромченко, Г. Е. Проектирование кабельных сетей и проводок / Г. Е. Хромченко, П.И. Анастасиев, Е.З. Бранзбург, А.В. Коляда. - М.: Энергия, 2010.– 397 с.

21. Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. – М.: ФОРУМ: ИНФРА–М, 2010. – 214 с.

22. Электротехнический справочник: в 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 12-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2012. – 966 с.

23. Электротехнический справочник : в 4 т. Т. 4. Использование электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. (гл. ред. А. И. Попов). – 11-е изд., стер. – М. : Издательство МЭИ, 2014. – 704 с.

24. Электротехнический справочник: в 3-х т. Т. 2. Электротехнические устройства/Под. общ. ред. Проф. МЭИ В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, Л. А. Жукова и др. – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Энергоиздат, 2011. – 658 с.: ил.

25. Электротехнический справочник: в 4 т. Т. 2. Электротехнические устройства и изделия / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – 10-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2012. – 988 с.

