

Министерство образования и науки РФ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

сборник учебно-методических материалов

для направления подготовки

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Благовещенск, 2017

*Печатается по решению
редакционно-издательского совета
энергетического факультета
Амурского государственного
университета*

Составители: Мясоедов Ю.В., Мясоедова Л.А., Подгурская И.Г.

Системы электроснабжения: сборник учебно- методических материалов для направления подготовки 13.03.01 и 13.03.02. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2017.

© Амурский государственный университет, 2017

© Кафедра энергетики, 2017

© Мясоедов Ю.В., Мясоедова Л.А., Подгурская И.Г., составление

Содержание

1 КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ ЛЕКЦИОННОГО МАТЕРИАЛА	4
2 МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ (УКАЗАНИЯ) К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ	28
3 МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ (УКАЗАНИЯ) К ЛАБОРАТОРНЫМ ЗАНЯТИЯМ	57
4 МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ	69
5 МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ (УКАЗАНИЯ) ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВЫХ РАБОТ (ПРОЕКТОВ)	110
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	134

1 КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ ЛЕКЦИОННОГО МАТЕРИАЛА

Краткая характеристика промышленных потребителей электроэнергии.

Современные промышленные предприятия характеризуются большими значениями суммарных установленных мощностей ЭП, особенно в черной и цветной металлургии, химии, микробиологии, ЦБК, горнообогатительной промышленности. Мощность установленных на ГОКах, заводах микробиологии трансформаторов составляет 200-300 МВА, предприятиях черной металлургии 300-500 МВА, а на некоторых даже 700-1000 МВА.

Установленная мощность ЭД на нефтеперерабатывающем заводе составляет 230 МВт, на заводе кормовых дрожжей более 300 МВт. Потребляемая ЭСПЦ – 200 МВА, коксохимзавода около 50-60 МВА.

Резко увеличивается единичная мощность отдельных агрегатов и ЭП. Мощность современной электролизной установки достигает 150-185 МВА, дуговой электропечи 100-125 МВА, ЭД прокатных станов 20 МВт, СД нефтеперекачивающих и газокompрессорных станций трубопроводного транспорта 8-12,5 МВт. Отсюда около 70% вырабатываемой электроэнергии потребляется промышленными предприятиями.

Потребителями э/э называются ЭП или группы электроприемников, объединенных единым технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

Приемником э/э называют аппарат, механизм, агрегат предназначенный для преобразования э/э в другой вид энергии.

Электроприемники промышленных предприятий делятся на следующие группы:

1. ЭП трехфазного тока, напряжением <1 кВ и с частотой 50 Гц.
2. ЭП трехфазного тока, напряжением >1 кВ и с частотой 50 Гц.
3. ЭП однофазного тока, напряжением <1 кВ и с частотой 50 Гц.
4. ЭП, работающие с частотой не равной 50 Гц, питаемые от преобразовательных п/ст и установок
5. ЭП постоянного тока, питаемые от преобразовательных п/ст и установок.

Систематизацию потребителей э/э осуществляют по следующим эксплуатационно-техническим признакам: производственному назначению, производственным связям, режимам работы, мощности и напряжению, роду тока, территориальному размещению, требованиям к надежности электроснабжения, стабильности распределения ЭП.

По степени надежности потребителей э/э разбивают на три категории:

1) к 1 категории по степени надежности электроснабжения относятся потребители перерыв в электроснабжении которых представляет опасность для жизни человека, значительный н/х ущерб, брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Особая группа – выделена с целью безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования. (для черной металлургии – насосы водоохлаждения доменных печей, ЭД механизмов поворотов конвертеров.

2) ко 2 категории – массовый недоотпуск продукции, массовый простой рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушение нормальной деятельности значительного количества городских и сельскохозяйственных жителей.

3) к 3 категории – все остальные.

Отметить резервирование: второй и третий источник питания, аккумуляторные батареи, местные станции.

По режиму работы ЭП могут быть разделены на группы по сходству режимов, т.е. по сходству ГЭН. Деление потребителей на группы позволяет более точно определить электрическую нагрузку. Различают 3 характерные группы ЭП:

1. ЭП в режиме продолжительной неизменной или меняющейся нагрузки. В этом режиме ЭП могут работать длительное время без превышения температуры отдельных частей электрической машины выше допустимой.

2. Кратковременная нагрузка. Рабочий период не настолько длительный, чтобы температура отдельных частей машины или аппарата могла достигнуть установившегося значения, а период их остановки таков, что они успевают охладиться до температуры окружающей среды.

3. ЭП, работающие в режиме повторно-кратковременного включения. в этом случае кратковременный рабочий период машины или аппарата чередуется с кратковременными периодами отключения. При этом нагрев не превосходит допустимого, а охлаждение не достигает температуры ОС.

Анализ режимов работы потребителей показал, что большинство ЭД, обслуживающих технологические линии и агрегаты непрерывных производств, работают в продолжительном режиме. Примеры – ЭД компрессоров, насосов, вентиляторов, механизмов непрерывного транспорта.

Кратковременный режим – ЭД электроприводов вспомогательных механизмов металлорежущих станков (механизмы подъема поперечины, зажима колонки), гидравлических затворов, задвижек, заслонок.

Повторно-кратковременный режим (ПКР) – ЭД мостовых кранов, тельферов, подъемников, сварочных аппаратов. ПКР характеризуется продолжительностью включения (ПВ в %).

$$ПВ = \frac{t_{вкл}}{t_{вкл} + t_{отк}} = \frac{t_{вкл}}{t_{ц}}, \text{ где } t_{ц} \leq 10 \text{ мин}$$

Установлены стандартные значения ПВ для механизмов, работающих в ПКР: 15%, 25%, 40%, 60%. У сварки в более широких пределах.

ПКР приводится к продолжительному режиму через ПВ

$$P_{прод} = P \sqrt{ПВ}.$$

ГЭН (Показать графики – по продолжительности, упорядоченные) каждого ЭП отличаются от заданного и являются основным показателем ЭП, по которому его следует классифицировать.

Разделение по симметричности и несимметричности нагрузки.

Симметричные: ЭД и трехфазные печи

Несимметричные: эл.освещение, одно- и двух фазные печи, однофазные сварочные трансформаторы.

По мощности и напряжению

предприятия большой мощности (установленная мощность $\geq 75-100$ МВт); средней 5-75 МВт; малой < 5 МВт.

Главный показатель отдельных ЭП – номинальная мощность – для ЭД, для плавильных электропечей и сварочных установок – мощность питающих их трансформаторов задается в кВА.

Для ЭП с ПКР номинальная мощность – это мощность приведенная к продолжительному режиму.

Согласно ПУЭ ЭП делятся на установки < 1 кВ и > 1 кВ (для ЭП постоянного тока до 1,5 кВ).

Электроустановки $U < 1$ кВ переменного тока выполняются как с глухозаземленной, так и с изолированной нейтралью, а установки постоянного тока – с глухозаземленной и изолированной нулевой точкой.

Электроустановки $U > 1$ кВ подразделяются на:

1. Установки с изолированной нейтралью (1-35 кВ)
2. компенсированной
3. глухозаземленной (≥ 110 кВ)

Кроме того все установки подразделяются на установки с $I_3 < 500$ А и $I_3 > 500$ А.

Для сетей напряжением выше 1 кВ изолированная нейтраль применяется для повышения надежности питания промышленного электроснабжения (торфяные разработки, угольные шахты) при условии, что в этом случае обеспечивается контроль изоляции сети и целостность пробивных предохранителей, быстрее обнаруживается и ликвидируется замыкание на землю или автоматически отключаются участки с замыканием на землю.

В четырехпроводных сетях переменного тока или в трехпроводных постоянного тока для установок без повышенной опасности глухое заземление обязательно.

По частоте ЭП делятся:

на ЭП промышленной частоты, ЭП с высокой частотой (>10 кГц), повышенной (до 10 кГц) и пониженной <50 Гц.

Установки высокой и повышенной частоты применяются для нагрева под закалку, ковку и штамповку металлов, а также для их плавки. Для питания высокоскоростных ЭД в текстильной промышленности, деревообработке и других случаях используются токи повышенной частоты (133-400 Гц), установки получения искусственного шелка $f=133$ Гц.

Для преобразования переменного тока промышленной частоты в ток высокой и повышенной частоты служат двигатели-генераторы, тиристорные преобразователи (до 10 кГц – тиристорные преобразователи, свыше 10 кГц – электронные генераторы).

К ЭП с пониженной частотой относятся коллекторные ЭД, применяемые в транспортных целях (16,6 Гц), установки для перемешивания жидкого металла в печах (до 25 Гц) и индукционные нагревательные печи.

Трехфазными ЭП называются приемники питаемые переменным трехфазным током (основные ЭП). Поскольку преобразовательные агрегаты питаются от 3фазного тока, они также являются ЭП 3фазного тока.

ЭП постоянного тока (электропривод по системе Г-Д, вентильный электропривод) с точки зрения электроснабжения – ЭП трехфазного тока.

К ЭП постоянного тока питающимся от преобразовательных подстанций относятся внутризаводской электрифицированный транспорт, ЭД подъемно-транспортных механизмов, цеха электролиза и гальванопокрытий, электролитическое получение металлов, электросварка.

Характерные приемники энергии

ЭД силовых общепромышленных установок (ОПУ): ЭД компрессоров, вентиляторов, насосов, подъемно-транспортных устройств. Они работают в продолжительном режиме и в зависимости от номинальной мощности работают в диапазоне 0,22-10 кВ. Номинальная мощность изменяется от долей единицы до 1000 кВт. Характер нагрузки ровный, особенно для мощных установок (толчки имеются только при пуске). Относятся к 1 категории, перерыв в электроснабжении чаще всего недопустим (например: отключение вентиляции в цехах химических производств, прекращение подачи сжатого воздуха по магистрали на машиностроительном заводе, где режущий инструмент крепится с помощью пневматических устройств и может вызвать ранение персонала, отключение насосной станции металлургического завода приведет к выходу из строя доменной печи). $\cos\varphi=0,8-0,85$. Для электропривода крупных насосов, компрессоров, вентиляторов применяются СД, работающие с опережающим $\cos\varphi$.

Подъемно-транспортные установки (ПТУ) работают в режиме ПКР. Характерны частые толчки нагрузки, которые приводят к изменению $\cos\varphi$ (0,3-0,8). Относятся к 1 и 2 категории, работают на переменном и постоянном токе, симметричная нагрузка.

ЭД всех видов широко используются для станков и промышленных механизмов, 220/380-660 В. $f=50$ Гц. 2 категория.

Электроосветительные установки. Электросветильники – однофазная нагрузка (<2 кВт), можно достичь несимметрии $\leq 5-10\%$. Нагрузка равномерна, без толчков, зависит от времени суток, года, географического положения. $f=50$ Гц. $\cos\varphi$ ламп накаливания равен 1, люминесцентные, дуговые, ртутные, натриевые, газоразрядные лампы $\cos\varphi=0,6$. $U=6-220$ В. Кратковременные аварийные перерывы в питании осветительных установок допустимы.

Преобразовательные установки 3фазного тока в постоянный или 3фазного (однофазного) в ток пониженной, повышенной или высокой частоты.

Полупроводниковые, установки с ртутными выпрямителями, Д-Г. служат для питания ЭД ряда машин и механизмов, электролитных ванн, электрофильтров, сварочных установок постоянного тока, внутризаводского электрифицированного транспорта.

Структура потребителей электроэнергии и систем электроснабжения

Потребители электроэнергии структурно делятся на промышленные и приравненные к ним, производственные сельскохозяйственные, бытовые, общественно-коммунальные.

Промышленные потребители рассмотрены в первой и второй лекции.

Бытовые и общественно-коммунальные потребители объединены в потребители коммунально-бытового сектора. К ним относятся:

- городской электрифицированный транспорт;
- водопровод и канализация;
- спорткомплексы;
- больничные комплексы;
- гостиницы;
- магазины;
- аптеки;
- школы;
- детские сады;
- котельные;
- кинотеатры;
- бытовая нагрузка.

В общем, все потребители электроэнергии города делятся на группы:

потребители селитебных зон (жилые дома, общественные здания и сооружения);

коммунальные, общегородского значения (водопровод, канализация, электрический транспорт);

промышленные.

Далее приводится краткая характеристика выделенных групп.

Сельскохозяйственные потребители делятся на осветительно-бытовую нагрузку, производственную нагрузку, общественно-коммунальную и прочую нагрузку. Состав производственных потребителей зависит от основного направления развития сельского хозяйства в данном районе. Выделяют зерновое хозяйство, мясо-молочное животноводство, льноводство и т.д. Приводится краткая характеристика потребителей электроэнергии выделенных направлений. Выделяются крупные сельскохозяйственные промышленные потребители: животноводческие комплексы, птицефабрики, инкубаторы, парниково-тепличные комбинаты, птицеводческие комплексы.

Структура систем электроснабжения. Основные требования к системам электроснабжения.

Система электроснабжения многоступенчата и иерархична. Ее можно считать многоуровневой. Выделяют следующие уровни: отдельный электроприемник (первый уровень), распределительный щит напряжением до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока (второй уровень), шины низкого напряжения трансформаторной подстанции 6-10/0,4 кВ (третий уровень), шины распределительной подстанции (четвертый уровень), шины ГПП или ПГВ (пятый уровень), границы раздела балансовой принадлежности предприятия и электроснабжающей организации (ЭСО) (шестой уровень).

Системы электроснабжения делят на системы внешнего и внутреннего электроснабжения. В свою очередь системы внутреннего электроснабжения делятся на высоковольтные и низковольтные. Система внешнего электроснабжения включает в себя источники питания, пункт приема электроэнергии и питающие линии(линии связи). Система внутреннего электроснабжения включает шины НН пунктов приема электроэнергии (6-10 кВ, как правило), РП, КТП, кабельные линии и (или) токопроводы, (высоковольтная), шины НН КТП, шинопроводы, распределительные щиты и шкафы, кабели и провода, электропривод электроприемника (низковольтная).

Системы электроснабжения делятся на одноступенчатые (нет РП) и двухступенчатые (есть РП).

Основные требования к системам электроснабжения: надежность электроснабжения, безопасность, экологичность, экономичность, учет технологических особенностей.

Графики электрических нагрузок и их характеристика.

Основополагающим в электроснабжении является определение электрической нагрузки (ЭН). Под ЭН подразумеваются токи, активная, реактивная и полная мощности. От того, насколько правильно определены электрические нагрузки зависит надежность и эффективность СЭС.

В условиях эксплуатации электрические нагрузки исследуют по графикам электрических нагрузок (ГЭН), которые представляют собой графическое изображение изменения ЭН во времени. ГЭН могут быть построены с применением различных измерительных приборов: регистрирующих, суммирующих (интегрирующих), самопишущих и др. (см. рис.).

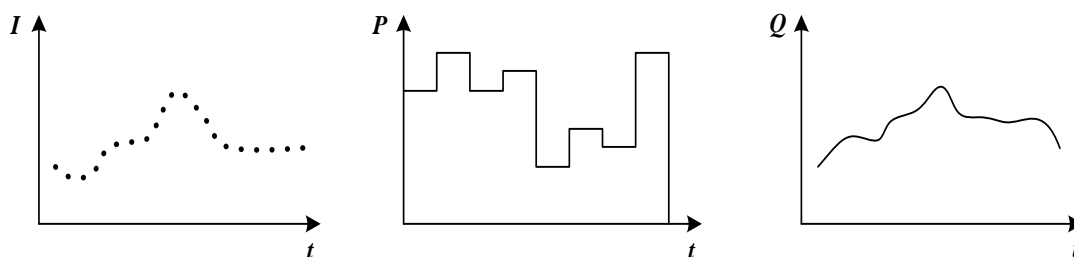


Рис. Графики электрических нагрузок.

Чаще используются последние два, которые соответственно называются ступенчатыми и непрерывными. По числу ЭН, подключенных к узлу, различают индивидуальные (подключен один ЭП) и групповые (подключено несколько ЭП) ГЭН.

Рассмотрим основные типы индивидуальных ГЭН, необходимые для выяснения физической картины формирования групповых графиков.

Они делятся на периодические, циклические, нециклические, нерегулярные.

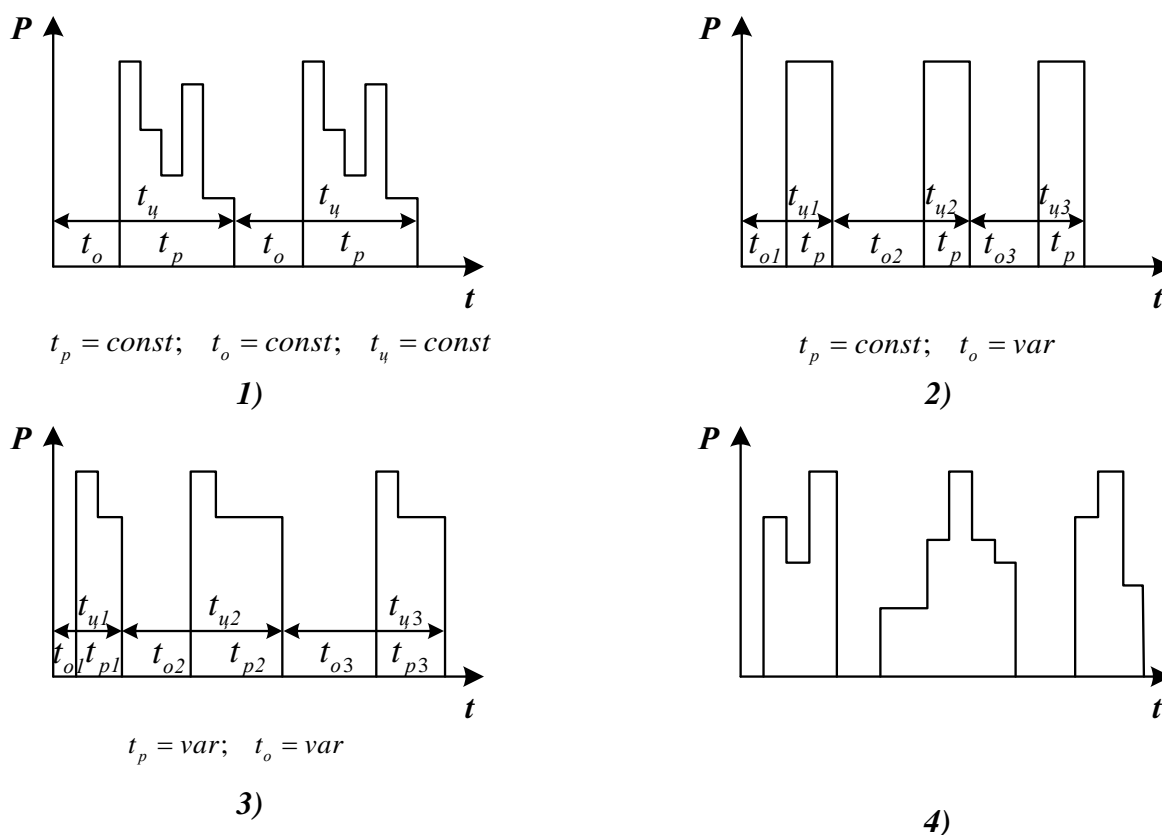


Рис. Типы ГЭН

Периодические ГЭН (рис. 1) отвечают строго ритмичному, с периодом t_u процессу производства, как правило, поточному или автоматизированному по жесткой программе.

Циклические ГЭН (рис. 2) отвечают непоточному, неавтоматизированному, но циклическому производству, причем продолжительность t_p одна и та же, характер соответствующих участков ГЭН циклический. Но периодичность нарушена из-за разных t_o отдельных циклов. В этом случае можно говорить только о средней длительности одного цикла t_u .

Нециклические ГЭН (рис. 3). Выполняемые агрегатом операции повторяющиеся, строго не регламентированы, вследствие чего характер графика существенно меняется на рабочих участках, причем их длительность нестабильна.

Нерегулярные ГЭН (рис. 4) – редкий случай столь нерегулярного режима работы ЭП, что условия стабильности ЭП уже не соблюдаются. Это означает, что технологический процесс в силу своей природы имеет неустановившийся характер.

Всегда стремятся привести ГЭН к периодическому типу.

На практике чаще всего приходится иметь дело с групповыми графиками ЭН. Групповые графики получаются в результате суммирования индивидуальных ГЭН.

Графики групповой нагрузки

Для групповых графиков степень регулярности определяется не только типами слагающих индивидуальных графиков, но и взаимодействиями нагрузок отдельных ЭП по условиям технологического процесса.

Различают периодический, почти периодический и нерегулярный графики.

Нерегулярный – неустановившийся процесс, который характеризуется пониженной производительностью, нерегулярным режимом работы отдельных ЭП.

Периодический ГЭН – периодически работающие ЭП жестко связаны между собой общим потоком технологического процесса – автоматизированной линией.

Почти периодический – непоточное производство, характеризуется при установившемся режиме работы обобщенной периодичностью, означающей стабильность расхода электроэнергии. Для них начальный момент времени цикла не является произвольным как для периодических графиков и должен отвечать началу одного из циклов, например, смены.

Построение упорядоченных диаграмм индивидуальных и групповых графиков нагрузки

Упорядоченной диаграммой (УД) называется график изменения параметра, характеризующего электрическую нагрузку, в порядке убывания ее значений во времени или расположение ординат графика в порядке убывания.

Упорядоченную диаграмму можно построить по графикам электрической нагрузки или с помощью схемы независимых испытаний.

Построение упорядоченной диаграммы по графику нагрузки показано на рис. 1 для индивидуального графика и на рис. 2 – для группового.

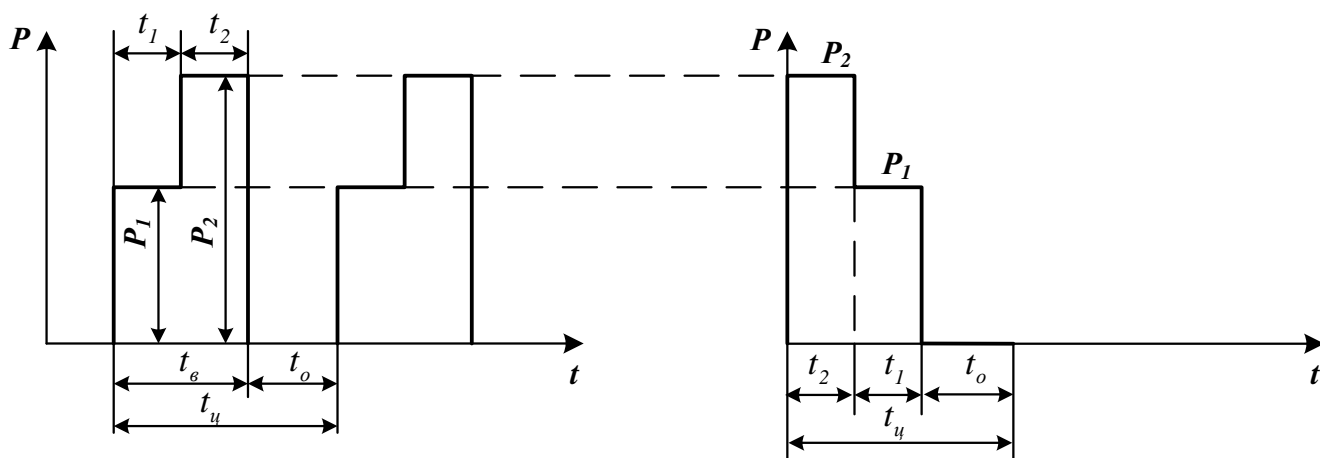


Рис. 1. Графическое построение упорядоченной диаграммы индивидуального ГЭН за время цикла

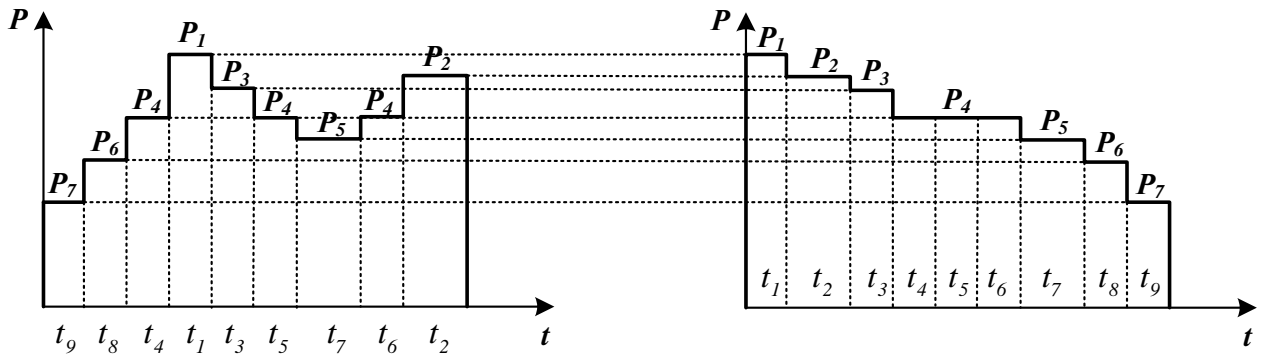


Рис. 2. Построение УД группового графика нагрузки

Построение упорядоченной диаграммы с помощью схемы независимых испытаний

Исходными данными для построения УД являются число и мощность электроприемников каждого типа, режим работы или коэффициент включения K_B , время наблюдения.

Порядок построения УД следующий.

1. Определяются возможные нагрузки (мощности), P_i рассматриваемого узла путем сочетаний различного числа включенных ЭП от 0 до максимального значения: $0; P1; P2; \dots Pmax$.

2. Рассчитываются вероятности возможных нагрузок узла по схеме независимых испытаний

$$p(p_i) = p_n^m = \prod_{i=1}^n c_{n_i}^{m_i} K_B^{m_i} K_0^{n_i - m_i},$$

где $c_{n_i}^{m_i} = \frac{n_i!}{m_i!(n_i - m_i)!}$.

3. Определяется длительность протекания каждой возможной нагрузки узла t

$$t(p_i) = p(p_i) T_H.$$

4. Строится упорядоченная диаграмма по значениям, полученным в п. 1 и в п. 4.

Проверка правильности расчета осуществляется по формуле:

$$\sum_p (p_i) = 1,$$

т.к. все возможные нагрузки узла представляют собой полную группу событий.

Интерпретация данного метода показана для узла нагрузки, приведенного на рис. 3.

Построить упорядоченную диаграмму активной мощности распределительного шкафа.

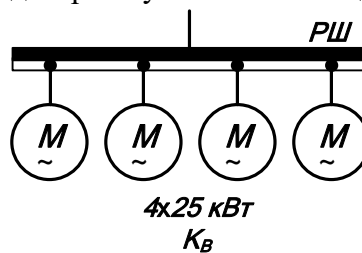


Рис. 3.

1. Определяем возможные нагрузки узла путем последовательного включения ЭП: $P_i = 0; 25; 50; 75; 100 \text{ кВт}$.

2. Находим вероятности их появления по схеме независимых испытаний

$$p(0) = p_4^0 = C_4^0 K_B^0 K_0^4 = K_0^4;$$

$$p(25) = p_4^1 = C_4^1 K_B^1 K_0^3 = 4 K_B K_0^3;$$

$$p(50) = p_4^2 = C_4^2 K_B^2 K_0^2 = 6 K_B^2 K_0^2;$$

$$p(75) = p_4^3 = C_4^3 K_B^3 K_0^1 = 4K_B^3 K_0;$$

$$p(100) = p_4^4 = C_4^4 K_B^4 K_0^0 = K_B^4.$$

Сумма всех найденных вероятностей должна быть равна 1.

3. Определяем длительности протекания возможных нагрузок узла

$$t(0) = p(0)T_H = K_0^4 T_H;$$

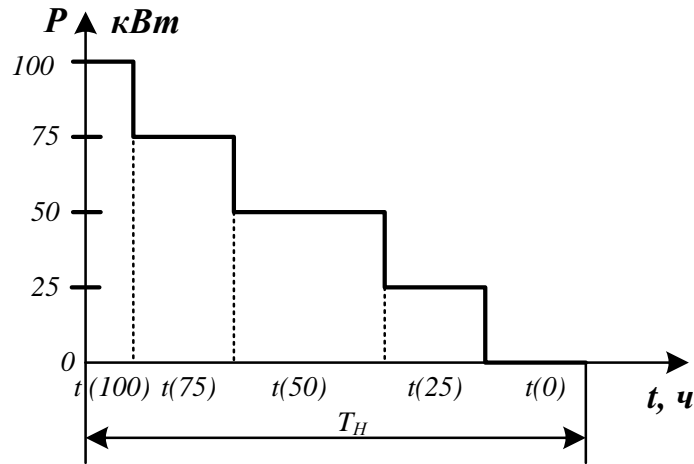
$$t(25) = p(25)T_H = 4K_B K_0^3 T_H;$$

$$t(50) = p(50)T_H = 6K_B^2 K_0^2 T_H;$$

$$t(75) = p(75)T_H = 4K_B^3 K_0 T_H;$$

$$t(100) = p(100)T_H = K_B^4 T_H.$$

4. Строим упорядоченную диаграмму по данным пунктов 1 и 3.



Вероятностные характеристики и показатели графиков нагрузок

К вероятностным характеристикам графиков электрических нагрузок относятся средняя P_{cp} , среднеквадратическая (эффе́ктивная) $P_{эф}$, максимальная P_{max} , мощности. Их определяют по упорядоченной диаграмме по следующим выражениям:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^m P_i t_i;$$

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^m P_i^2 t_i};$$

$$P_{max} = \frac{\sum_{j=1}^k P_j t_j + P_{j+1} \left(\theta - \sum_{j=1}^k t_j \right)}{\theta},$$

где P_i – i -тая ордината упорядоченной диаграммы;

t_i – время, в течение которого наблюдается i -тая ордината мощности;

P_j – j -ая ордината мощности по УД, попавшая во время максимума нагрузки;

t_j – время, в течение которого наблюдалась j -тая ордината мощности;

θ – длительность максимума нагрузки.

В РФ принят получасовой максимум нагрузки, поэтому для графиков за наиболее загруженную смену и для суточных графиков $\theta = 30 \text{ мин}$.

Вероятностные характеристики ГЭН имеют свое предназначение. Так, по средней мощности выбирают силовые трансформаторы и определяют расход электроэнергии или электропотребление:

$$W_a = P_c T_H.$$

По эффективной мощности находят нагрузочные (переменные) потери электроэнергии в элементе сети:

активные
$$\Delta W_a = \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{эф}}^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{эл}} T_H;$$

реактивные
$$\Delta W_p = \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{эф}}^2}{U_{\text{ном}}^2} X_{\text{эл}} T_H,$$

где $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение сети;

$R_{\text{эл}}$ - активное сопротивление элемента сети;

$X_{\text{эл}}$ - индуктивное сопротивление элемента сети.

По максимальной мощности выбирают элементы электрической сети.

При обобщенном исследовании и расчетах электрических нагрузок необходимо применение некоторых безразмерных показателей графиков нагрузки, характеризующих режим работы ЭП, которые также можно найти с помощью упорядоченной диаграммы.

Рассмотрим основные из них.

Коэффициент включения $K_B = \frac{t_B}{t_p} = p$ - отношение продолжительности включения электроприемника в течение цикла ко всей продолжительности цикла. Он показывает степень использования ЭП во времени.

Коэффициент использования $K_u = \frac{P_{cp}}{P_{ном}}$ - отношение средней мощности к номинальной (паспортной) мощности. Он характеризует степень использования ЭП по мощности. Данный показатель является справочной величиной.

Коэффициент спроса $K_c = \frac{P_p}{P_{ном}}$ - отношение расчетной (максимальной) нагрузки к номинальной. Он связывает расчетную нагрузку непосредственно с номинальной мощностью ЭП, минуя учет свойств графика в явной форме.

Коэффициент загрузки $K_z = \frac{P_{cp(B)}}{P_{ном}}$, где $P_{cp(B)} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i t_i}{t_B}$ - отношение средней мощности за время включения к номинальной. Данный показатель характеризует степень использования ЭП как по времени, так и по мощности.

Коэффициент формы $K_\phi = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{cp}}$ - отношение эффективной мощности к средней. Он характеризует неравномерность графика во времени.

Коэффициент заполнения $K_{зан} = \frac{P_{cp}}{P_{max}}$ – отношение средней мощности к максимальной. Он характеризует заполнение, т.е. форму графика.

Коэффициент максимума $K_{max} = \frac{P_{max}}{P_{cp}}$ – отношение максимальной нагрузки к средней. Он связывает максимальную и среднюю нагрузки, учитывая в явной форме свойства графика.
Рассмотренные выше показатели связаны между собой:

$$K_u = K_z K_B; \quad K_{max} = \frac{1}{K_{зан}}$$

Схему независимых испытаний также можно применить не только для расчета трехфазных нагрузок, но и для определения расчетной нагрузки однофазных ЭП. К ним относят сварочные машины. Особую проблему составляет расчет электрических нагрузок машин контактной электросварки, которые являются однофазными ЭП с повторно - кратковременным режимом работы. Работая в группе, они создают суммарный график в виде случайных пиков большой частоты и малой продолжительности с паузами, заполненными некоторой средней нагрузкой (см. график на рис. 4).

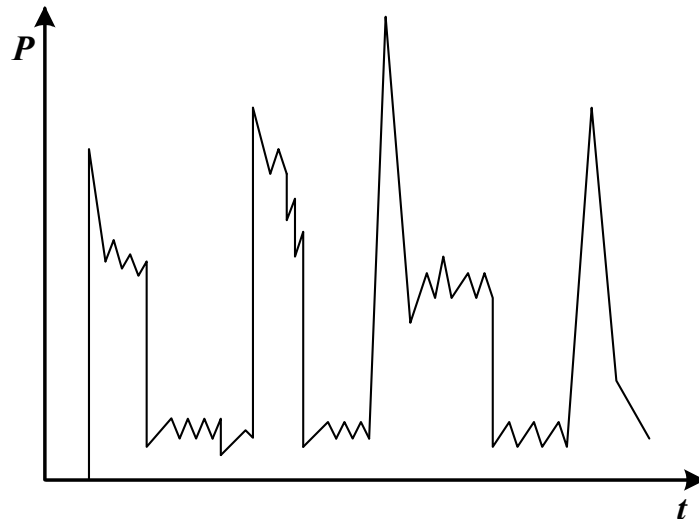


Рис. 4. Графики сварочной нагрузки

Для такого графика говорить о получасовом максимуме нельзя. В данном случае определяются следующие виды нагрузок:

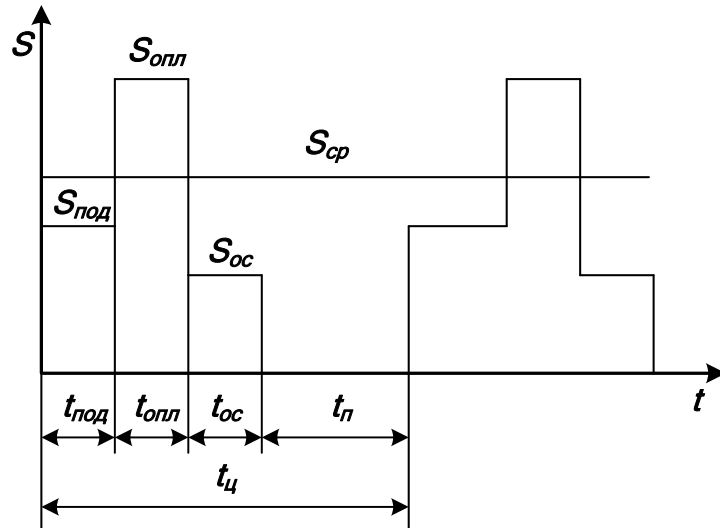
- 1) средняя – для учета расхода электроэнергии;
- 2) среднеквадратическая – для выбора элементов сети по нагреву;
- 3) пиковая – для проверки выбранных по нагреву элементов по колебаниям напряжения и выбора коммутационно-защитной аппаратуры.

Если рассмотреть цикл работы одной стыковой сварочной машины, то он выглядит следующим образом, как показано на рис. 5.

Время цикла равно: $t_u = t_{nod} + t_{onl} + t_{oc} + t_n$ (с).

Тогда средняя мощность равна: $S_{cp} = \frac{S_{nod} t_{nod} + S_{onl} t_{onl} + S_{oc} t_{oc}}{t_u}$.

Мощности на графике обозначены аналогично.



$t_{под}$ – время подогрева, $t_{опл}$ – время оплавления, $t_{ос}$ – время осадки (в с).

Рис. 5. Цикл работы одной сварочной стыковой машины

Нам нужно построить УД для группового графика сварочной нагрузки. Необходимо отметить, что упорядоченная диаграмма строится по полной, а не по активной мощности.

Порядок построения УД следующий.

1) Определим возможные варианты работы ЭП, т.е. возможные нагрузки узла, с учетом того, что мощность одной машины равна

$$S = ПВ_{\phi} S_{насп.},$$

где $ПВ_{\phi}$ – фактическая продолжительность включения, заменяет коэффициент включения для ЭП с повторно-кратковременным режимом работ ($t_{ц} \leq 10$ мин);

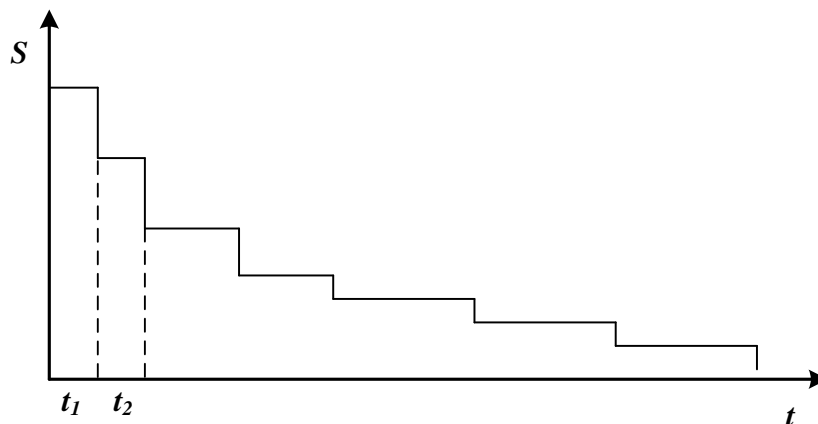
$S_{насп.}$ – паспортная (номинальная) мощность машины.

2) Определяем вероятность совпадения работы m машин из общего числа n при данном $ПВ_{\phi}$

$$P_{\phi}^m = C_{\phi}^m ПВ_{\phi}^m (1 - ПВ_{\phi})^{n-m}.$$

3) Определяем время совпадения работы m машин из n для каждой возможной нагрузки узла $t_i = p_{n_i}^m T_{ц}$.

4) Строим упорядоченную диаграмму.



Упорядоченная диаграмма

То есть алгоритм тот же, что и в предыдущем случае, только p_n^m определяется не по K_B , а по $ПВ_{\phi}$.

Методы расчета электрических нагрузок

Формализация расчетов ЭН развивалась в нескольких направлениях и привела к методам:

1. эмпирическому (метод коэффициента спроса, удельного расхода э/э, удельной плотности нагрузок, технологического графика;
2. УД;
3. статистическому;
4. вероятностного моделирования.

Метод коэффициента спроса.

Наиболее простой метод – метод коэффициента спроса, с него начинались расчеты эл. нагрузок.

Физический смысл K_c – это доля суммы $P_{ном}$ ЭП, статистически отражающая max практически ожидаемого режима одновременной работы и загрузки некоторого неопределенного сочетания установленных ЭП.

Поскольку K_c – соответствует max значениям, а не средним, что завышает нагрузку, целесообразно учитывать его в целом по потребителю (участку, отделению, цеху).

$$P_{расч} = K_c \cdot P_{ном}$$
$$Q_{расч} = P_{расч} \cdot tg\varphi = K_c \cdot P_{ном} \cdot tg\varphi$$

Метод удельного расхода э/э

Применим для отделений, участков, цехов, где технологическая продукция M однородна и количественно мало изменяется.

$$P_{max} = \frac{W_{уд} \cdot M}{T_{max}}$$

где $W_{уд}$ – удельный расход э/э на единицу продукции

M – продукция, выпускаемая за время T

T_{max} – годовое число часов использования максимума активной мощности.

В данном случае максимальная нагрузка строго соответствует средней.

Метод удельных плотностей нагрузки.

$$P_{max} = \gamma \cdot F$$

γ – удельная плотность максимальной нагрузки на 1 м^2 площади цеха (предприятия);

F – площадь цеха (предприятия), м^2 .

Метод технологического графика.

Опирается на график работы агрегата, машин или группы машин. Нагрузки определяются непосредственно по графикам.

Метод УД.

Иногда данный метод называют методом коэффициента максимума. Метод громоздок, труден для понимания. наблюдаются ошибки при применении метода на высших уровнях электроснабжения.

Статистический метод.

Достаточно эффективный и удобный метод. Имеет 2 интегральные характеристики: генеральную среднюю нагрузку P_{cp} и генеральное среднеквадратичное отклонение σ .

$$P_{max} = P_{cp} \cdot \beta\sigma,$$

β – статистический коэффициент, зависящий от закона распределения вероятностей и принятой вероятности превышения графиком $P(t)$ уровня P_{max} .

σ для стандартного группового графика определяется по формуле $\sigma = \sqrt{P_{\Sigma}^2 - P_{cp}^2} = P_{cp} \sqrt{\kappa_{\phi}^2 - 1}$,
 при этом β имеет различные значения ($\beta=3$ соответствует $p_{\beta}=0,9973$; $\beta=2,5$ соответствует $\alpha=0,5\%$ или $p_{\beta}=0,995$; $\beta=1,6$ соответствует $\alpha=5\%$ или $p_{\beta}=0,95$ – однако надежен).

Определение средних нагрузок.

Средняя нагрузка за наиболее загруженную смену определяется по выражениям

$$P_{cp} = \kappa_u P_{ном}$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi$$

среднегодовая

$$P_{cp} = \frac{\mathcal{E}_{At}}{T}$$

среднеквадратичная для независимых ЭП

$$P_{ск}^2 = P_{cp}^2 + \sigma_{\Sigma}^2,$$

$$\text{где } P_{cp}^2 = (\sum P_{cp_i})^2.$$

среднеквадратичная для зависимых ЭП

$$\sigma_{\Sigma}^2 = \sum \sigma_i^2 + 2 \sum k_{ij} \sigma_i \sigma_j$$

$$P_{ск} = \sqrt{(\sum P_{cp_i})^2 + \sum P_{ск}^2 - \sum P_{ск}^2}$$

где k_{ij} - коэффициент корреляции.

$$I_{ск} = \frac{P_{ск}}{\sqrt{3}U_{ном}} \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}$$

$$P_{ск} = \kappa_{\phi} P_{cp}$$

Основные соотношения между коэффициентами ГЭН.

$$\kappa_u = \kappa_{\phi} \kappa_z \quad \kappa_c = \kappa_u \kappa_m$$

$$\kappa_z = \frac{\kappa_u}{\kappa_{\phi}} \quad \kappa_{зан} = \frac{1}{\kappa_m}$$

Плотность суточного графика электропотребления характеризуется коэффициентом

$$\kappa_{сут} = \frac{A_{сут}}{24 P_{сут}^{\max}}$$

$A_{сут}$ - э/э, потребленная за сутки, кВт*ч;

$P_{сут}^{\max}$ - max суточная нагрузка.

Алгоритм расчета трехфазных электрических нагрузок.

Исходными данными для расчета являются:

План цеха, количество и мощность электроприемников, коэффициенты использования и мощности, разбивка по группам однотипных электроприемников по технологическому признаку и коэффициенту использования, наличие технологического резерва, номинальное напряжение.

Последовательность (алгоритм) расчета:

1) В тех случаях когда в характерную категорию входят электроприемники с продолжительностью включения < 100% то осуществляется пересчет их установленной (номинальной) мощности на ПВ 100%.

$$P_{уст.ПВ} = P_{уст} \cdot \sqrt{ПВ} \quad (1)$$

2) Определяем среднюю активную мощность для каждой характерной категории.

$$P_{cp} = \sum P_{ном} \cdot K_u ; \quad (2)$$

Где $P_{ном}$ - Номинальная (паспортная) мощность электроприемника

K_u - Коэффициент использования

3) Определяем среднюю реактивную мощность для каждой характерной категории.

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\phi ; \quad (3)$$

4) Определяем эффективное число электроприемников по приближенной формуле

$$n_s = \frac{2 \sum P_n}{P_{н.мах}} ; \quad (4)$$

Или точной формуле:

$$n_s = \frac{(P_{ном})^2}{\sum P_{ном.i}^2} ; \quad (5)$$

Если N_s больше фактического кол-ва эл приемников то N_s равно фактическому кол-ву электроприемников.

5) Средневзвешенный коэффициент использования характерной категории.

$$K_{u.ср} = \frac{\sum P_{cp}}{\sum P_{ном}} ; \quad (6)$$

6) Коэффициент расчетной нагрузки K_p выбираем исходя из этапа расчета по таблицам 1 и 2 /7, с. 6/.

Для высоковольтных ЭП и проводников с напряжением больше 1кв и для шин 6-10кв

$K_p = 1$.

7) Расчетная активная нагрузка характерной категории.

$$P_p = K_p \cdot P_{cp} ; \quad (7)$$

Где K_p - определен в шаге 6 алгоритма.

8) Расчетная реактивная мощность характерной категории.

Для низковольтной сети

$$Q_p = K_p \cdot Q_{cp} ; \quad (8)$$

Для выбора магистральных шинопроводов и на шинах цеховых трансформаторных подстанций

$$Q_p = 1.1 \cdot Q_{cp} ; \quad \text{при } N_s \leq 10 \quad (9)$$

$$Q_p = Q_{cp} ; \quad \text{при } N_s > 10 \quad (10)$$

9) Полная расчетная мощность силовой нагрузки

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} ; \quad (11)$$

Расчет однофазных электрических нагрузок.

Для расчета однофазных электрических нагрузок исходными данными являются номинальная мощность установки, количество установок, коэффициенты использования и мощности, продолжительность включения, данные о том на линейное или фазное напряжение включена установка, разбивка по фазам или парам фаз. Расчетный алгоритм строится на основании методик изложенных в следующих источниках - /13, с. 74/ и /7/.

Последовательность (алгоритм) расчета:

- 1) Находим номинальные нагрузки для всех электроприемников приведенные к ПВ=100%
Для фазной нагрузки по каждому ЭП

$$P_{ном.ф} = n \cdot S_{ном} \cdot \sqrt{ПВ} \quad (12)$$

Для линейной нагрузки по каждому ЭП

$$P_{ном.л} = S \cdot \sqrt{ПВ} \cdot \cos \varphi \quad (13)$$

- 2) Общая мощность всех ЭП приведенная к ПВ 100%

$$P_{ном} \sum = \sum n \cdot P_{ном.ф} + \sum n \cdot P_{ном.л} \quad (14)$$

- 3) Подсчитываем общую нагрузку на фазу и пару фаз

$$P_a \sum = \sum P_{н.а} \cdot n \quad (15)$$

$$P_{ab} \sum = \sum P_{н.ab} \cdot n \quad (16)$$

- 4) Приводим линейную нагрузку к фазной по формулам приведения:

$$P_a = \sum P_{ab} \cdot p(ab)_a + \sum P_{ca} \cdot p(ca)_a + \sum P_{ao} \quad (17)$$

$$P_a = \sum P_{ab} \cdot p(ab)_a + \sum P_{ca} \cdot p(ca)_a + \sum P_{ao} \quad (18)$$

$$P_b = \sum P_{ab} \cdot p(ab)_b + \sum P_{bc} \cdot p(bc)_b + \sum P_{bo} \quad (19)$$

$$P_c = \sum P_{ca} \cdot p(ca)_c + \sum P_{bc} \cdot p(bc)_c + \sum P_{co} \quad (20)$$

$$Q_a = \sum P_{ab} \cdot q(ab)_a + \sum P_{ca} \cdot q(ca)_a + \sum Q_{ao} \quad (21)$$

$$Q_b = \sum P_{ab} \cdot q(ab)_b + \sum P_{bc} \cdot q(bc)_b + \sum Q_{bo} \quad (22)$$

$$Q_b = \sum P_{ab} \cdot q(ab)_b + \sum P_{bc} \cdot q(bc)_b + \sum Q_{bo} \quad (23)$$

$$Q_c = \sum P_{ca} \cdot q(ca)_c + \sum P_{bc} \cdot q(bc)_c + \sum Q_{co} \quad (24)$$

$$P_{ср.а} = \sum K_u \cdot P_{ab} \cdot p(ab)_a + \sum K_u \cdot P_{ca} \cdot p(ca)_a + \sum K_u \cdot P_{ao} \quad (25)$$

$$P_{ср.б} = \sum K_u \cdot P_{ab} \cdot p(ab)_b + \sum K_u \cdot P_{bc} \cdot p(bc)_b + \sum K_u \cdot P_{bo} \quad (26)$$

$$P_{ср.с} = \sum K_u \cdot P_{ca} \cdot p(ca)_c + \sum K_u \cdot P_{bc} \cdot p(bc)_c + \sum K_u \cdot P_{co} \quad (27)$$

$$Q_{ср.а} = \sum K_u \cdot P_{ab} \cdot q(ab)_a + \sum K_u \cdot P_{ca} \cdot q(ca)_a + \sum K_u \cdot P_{ao} \quad (28)$$

$$Q_{ср.б} = \sum K_u \cdot P_{ab} \cdot q(ab)_b + \sum K_u \cdot P_{bc} \cdot q(bc)_b + \sum K_u \cdot P_{bo} \quad (29)$$

$$Q_{ср.с} = \sum K_u \cdot P_{ca} \cdot q(ca)_c + \sum K_u \cdot P_{bc} \cdot q(bc)_c + \sum K_u \cdot P_{co} \quad (30)$$

Где $p(ab)_a$, $q(ab)_a$, и.т.д. являются коэффициентами приведения которые берем из таблицы 2.21 в зависимости от $\cos \varphi$ /6. стр 75/

В тех случаях когда $\cos \varphi$ лежит между значениями указанными в таблице находим его интерполяцией.

5) Находим полную среднюю мощность

$$S_{cp.max} = \sqrt{P_{cp.i}^2 + Q_{cp.i}^2} \quad (31)$$

Где i – фаза (a,b или c).

По полной мощности находим наиболее загруженную фазу

6) Находим средневзвешенный коэффициент использования

$$K_{и.a} = P_{cp.a}/P_{a.ном} \sum = P_{cp.a}/(P_{ab} + P_{ca})/2 + P_{ao} \quad (32)$$

$$K_{и.b} = P_{cp.b}/P_{b.ном} \sum = P_{cp.b}/(P_{ba} + P_{bc})/2 + P_{bo} \quad (33)$$

$$K_{и.c} = P_{cp.c}/P_{c.ном} \sum = P_{cp.c}/(P_{ca} + P_{bc})/2 + P_{co} \quad (34)$$

7) Находим эффективное число электроприемников

$$N_{э} = \frac{2 \cdot P_{ном} \sum}{3 \cdot P_{ном.max}} \quad (35)$$

Где $P_{ном} \sum$ = Сумма номинальных мощностей (итога по исходной таблице $P_{ном} \cdot N$)

$P_{ном.max}$ – Номинальная мощность наибольшего ЭП (из исходной таблицы)

8) Коэффициент расчетной нагрузки K_p выбираем исходя из этапа расчета по таблицам 1 и 2 /7, с. 6/

9) Находим минимальную и максимальную номинальную мощности для определения неравномерности загрузки.

10) Определяем неравномерность нагрузки

$$H = \frac{P_{ном.max} - P_{ном.мин}}{P_{ном.мин}} \cdot 100 \quad (36)$$

11) Исходя из неравномерности загрузки определяем Q_p и P_p .

Если неравномерность нагрузки $H \leq 15\%$

$$P_p = K_p \cdot (P_{cp.a} + P_{cp.b} + P_{cp.c}) \quad (37)$$

Если $N_{э} \leq 10$

$$Q_p = K_p \cdot Q_{cp.max} \quad (38)$$

Где $Q_{cp.max}$ – Q_{cp} наиболее загруженной фазы

Если $N_{э} > 10$

$$Q_p = 1,1 \cdot K_p \cdot Q_{cp.max} \quad (39)$$

Если неравномерность нагрузки $H > 15\%$

$$P_p = 3 \cdot K_p \cdot P_{cp.max} \quad (40)$$

Где $P_{cp.max}$ – Средняя мощность наиболее загруженной фазы

Если $N_{э} \leq 10$

$$Q_p = K_p \cdot Q_{cp.max} \quad (41)$$

Где $Q_{cp.max}$ – Q_{cp} наиболее загруженной фазы

Если $N_{э} > 10$

$$P_p = 3 \cdot K_p \cdot P_{cp.max} \quad (42)$$

12) Полная мощность

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (43)$$

Расчет электрической нагрузки сварочных электроприемников.

Исходными данными для расчета являются: являются номинальная мощность установки, количество установок, коэффициент использования, продолжительность включения, разбивка по парам фаз.

Последовательность (алгоритм) расчета:

1) Определяем среднюю мощность каждой машины

$$S_{cp} = K_3 \cdot ПВ \cdot S_{ном} \quad (44)$$

Где S_{cp} - Коэффициент загрузки
 ПВ - Продолжительность включения
 $S_{ном}$ - Номинальная мощность электроприемника

2) Определяем среднюю мощность каждой пары фаз

$$S_{cp.ab} = \sum_1^i S_{ном.i} \cdot N_i \quad (45)$$

Где $S_{ном.i}$ - Номинальная мощность электроприемника
 N_i - Количество

3) Определяем неравномерность загрузки

$$H = \frac{S_{max} - S_{min}}{S_{min}} \cdot 100 \quad (46)$$

Где S_{max} - Максимальная мощность пары фаз
 S_{min} - Минимальная мощность пары фаз

4) Определяем эквивалентную среднюю нагрузку наиболее загруженной фазы или пары фаз

При $H \leq 15\%$

$$S_{cp} = 3 \cdot S_{cp.max} \quad (47)$$

При $H > 15\%$

Для каждой из фаз:

$$S_{cp} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{cp.ab}^2 + S_{cp.bc}^2 + S_{cp.ab} \cdot S_{cp.bc}} \quad (48)$$

$$S_{cp} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{cp.bc}^2 + S_{cp.ca}^2 + S_{cp.bc} \cdot S_{cp.ca}} \quad (49)$$

$$S_{cp} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{cp.ca}^2 + S_{cp.ab}^2 + S_{cp.ca} \cdot S_{cp.ab}} \quad (50)$$

5) Определяем среднеквадратичную нагрузку каждой машины

$$S_{cp} = K_3 \cdot \sqrt{ПВ} \cdot S_{ном} \quad (51)$$

6) Определяем среднеквадратичную мощность каждой пары фаз

$$S_{ck} = \sqrt{\left(\sum_1^n S_{cp.i}\right)^2 + \sum_1^n (S_{ck.i}^2 - S_{cp.i}^2)} \quad (52)$$

7) Определяем эквивалентную среднеквадратичную мощность наиболее загруженной фазы.

При $H < 15\%$

$$S_{p.э} = 3 \cdot S_{ck.max} \quad (53)$$

При $H > 15\%$

Для каждой из фаз:

$$S_{p.э} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{ck.ab}^2 + S_{ck.bc}^2 + S_{ck.ab} \cdot S_{ck.bc}} \quad (54)$$

$$S_{p.э} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{ck.bc}^2 + S_{ck.ca}^2 + S_{ck.bc} \cdot S_{ck.ca}} \quad (55)$$

$$S_{p.э} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{ck.ca}^2 + S_{ck.ab}^2 + S_{ck.ca} \cdot S_{ck.ab}} \quad (56)$$

Внешнее электроснабжение.

Исходные данные для проектирования и их анализ.

Система электроснабжения состоит из источников питания и линий электропередачи, осуществляющих передачу электроэнергии к предприятию, коммунальных, распределительных и преобразовательных подстанций и связывающих их кабелей и ВЛ, токопроводов, обеспечивающих на требуемом уровне подвод электроэнергии к ее потребителям.

Далее рассматриваются исходные данные для окончательного выбора схемы электроснабжения.

При построении электроснабжения необходимо учитывать ряд специфических особенностей:

наличие электроприемников особой группы I категории;

наличие электроприемников с резкопеременными нагрузками;

режимы работы наиболее ответственных агрегатов;

требования технологии, недоучет которых может привести либо к недостаточному, либо к излишнему резервированию.

Показывается как работать с генпланом предприятия.

Источники питания и пункты приема электроэнергии.

Основными источниками питания являются электростанции и сети электрических компаний.

Сооружения собственных ТЭЦ целесообразно на предприятиях со значительным теплотреблением или при значительной удаленности ЭЭС, ее недостаточной мощности или при наличии групп электроприемников, требующих высокой бесперебойности питания.

Дается характеристика ТЭЦ, принадлежащих предприятию.

Независимым источником питания группы электроприемников является источник питания, на котором сохраняется напряжение при исчезновении его на других источниках питания (ИП) этой группы ЭП.

При этом напряжение данного ИП должно быть в пределах, установленных для устойчивой работы ЭП в условиях послеаварийного режима.

Приводятся примеры независимых ЭП ИП.

Пунктом приема электроэнергии называется электроустановка, служащая для приема и распределения, или преобразования и распределения) ее между ЭП предприятия непосредственно или через другие электроприемники.

Число, тип пунктов приемом зависят от мощности, потребляемой предприятием, от характера размещения электрических нагрузок на его территории. К пунктам приема относятся ГПП, УРП, ПГВ, ЦРП, РП, ТП.

Характеризуется каждый из перечисленных пунктов приема электроэнергии показывается их область применения.

Схемы внешнего электроснабжения.

Главные принципы построения схем электроснабжения:

- максимальное приближение источника ВН к электроустановкам потребителей;

- отказ от холодного резерва;

- глубокое секционирование всех звеньев системы;

- выбор в качестве основного режима работы отдельную работу линий, трансформаторов;

- использование допустимой перегрузки элементов сети в послеаварийном режиме.

Различают два принципиальных случая подключения предприятия к энергосистеме: подключение к ПС или ГРУ ТЭЦ; подключение к ЛЭП.

Рассматриваются возможности присоединения к ИП через выключатель по разным схемам.

Присоединение к ЛЭП определяется топологией сети. Также рассматриваются способы подключения предприятия к ЛЭП.

Следующий этап лекции – изучение характерных схем электроснабжения предприятий при питании:

а) только от энергосистемы;

- б) от энергосистемы и от собственных ТЭЦ;
- в) только от собственных ТЭЦ.

Глубокие вводы.

Глубоким вводом называется система электроснабжения с максимально возможным приближением высшего напряжения (35-330 кВ) к электроустановкам потребителей при минимальном числе ступеней промежуточной трансформации.

Линии глубокого ввода выполняются радиальными и магистральными схемами.

Преимущества глубоких вводов:

- отпадает необходимость в промежуточных РП;
- резко сокращается распределительная сеть, напряжением 10 (6) кВ;
- снижаются рабочие, емкостные токи, токи короткого замыкания на вторичном напряжении;
- значительно облегчается задача регулирования напряжения;
- ПГВ выполняются по простым схемам.

Рассматриваются магистральные глубокие вводы, дается их характеристика, схемы и область применения.

Затем рассматриваются радиальные глубокие вводы по тому же принципу. Дается сравнительный анализ радиальных и магистральных глубоких вводов.

Внутреннее электроснабжение.

Внутреннее электроснабжение делится на высоковольтное и низковольтное.

Элементами схем высоковольтного электроснабжения являются: ТП 10 (6)/0,4 кВ; РП; кабельные сети, токопроводы напряжением выше 1 кВ.

Элементами схем низковольтного электроснабжения являются: цеховые кабельные сети, магистральные и распределительные шинопроводы, проводка, распределительные щиты, шкафы, шинные пункты, распределительные ящики.

Дается краткая характеристика элементов схем внутреннего электроснабжения.

Рассматриваются магистральные, радиальные и смешанные схемы внутреннего электроснабжения, одноступенчатые и двухступенчатые.

Магистральные схемы применяются в тех случаях когда потребителей много и радиальные схемы нецелесообразны из-за большого числа звеньев коммутации. Число силовых трансформаторов, подключенных к одной магистрали, зависит от их мощности и требований по надежности.

Обычно к магистрали подключается два-три трансформатора при мощности одного трансформатора ≥ 1000 кВА, пять-шесть, если мощности одного ≤ 630 кВА.

Магистральные схемы делятся на одиночные, двойные, кольцевые.

Сквозные магистрали предусматривают глухие присоединения на входе и выходе магистрали без установки выключателей и предохранителей на вводе трансформаторных подстанций.

Также бывают встречные магистрали.

Приводится сравнительный анализ радиальных и магистральных схем.

Смешанные схемы – это радиально-магистральные схемы.

Приводятся примеры всех типов схем и дается их характеристика.

Определение центра электрических нагрузок.

Выбор места расположения подстанций.

Картограммой нагрузок называется план, на котором окружностями нанесены нагрузки, т.е. это картина средней интенсивности распределения нагрузок приемников электроэнергии.

Площади окружностей в принятом масштабе равен расчетным нагрузкам цехов или электроприемников.

Каждому цеху и участку (ЭП) соответствует окружность, центр которой совмещают с расчетной мощностью приемника ЭЭ и его значение находят из условия равенства расчетной мощности площади круга с учетом принятого масштаба.

После построения картограммы определяют центр электрических нагрузок как некоторую стабильную точку на плане или условный центр электрических нагрузок и жилые зоны рассеяния центров электрических нагрузок.

Картограмма нагрузок и центр электрических нагрузок применяют для отыскания места расположения понизительной подстанции на плане.

Месторасположение ПС выбирается таким образом, чтобы трансформаторные и преобразовательные ПС всех мощностей и напряжений располагались по возможности ближе к центру питаемых ими групп нагрузок. Отступление от этого принципа ведет к увеличению потерь мощности и расхода проводникового материала.

РП смещают к наибольшей нагрузке и располагают ближе к ИП. Выбор места РП в первую очередь определяется наличием высоковольтных двигателей.

Если от РП питаются только цеховые ТП, то месторасположение РП выбирается на генплане по возможности смещенным от ЦЭН в сторону ИП.

Выбор рационального напряжения систем электроснабжения, числа и мощности трансформаторов ГПП или ПГВ.

Внешнее электроснабжение.

Общие рекомендации при выборе напряжения:

При установленной мощности свыше 100 МВт и значительной удаленности от ПС энергосистемы экономически целесообразно принимать 220 кВ; если на районной ПС есть напряжение 110 кВ, то практически в любом диапазоне мощностей и расстояний следует использовать 110 кВ (за исключением сотен МВт и десятков км).

В диапазоне мощностей 30-100 МВт выгодно 110 кВ даже при условии промежуточной трансформации на районной ПС.

Внутреннее электроснабжение.

Для распределительных сетей применяется напряжение 6,10 кВ и 0,4 кВ. Напряжение 6 или 10 кВ выбирается в зависимости от соотношения нагрузок. Критерий выбора приведенные затраты, в которых учитывается как показатели сети, так и показатели ПС.

Использование 6 кВ целесообразно в двух случаях: при питании предприятия от ТЭЦ на генераторном напряжении 6 кВ; при значительной доле электродвигателей 6 кВ с суммарной нагрузкой предприятия.

Напряжение 35 кВ экономически целесообразно при передаче мощности до 10-15 МВт на расстояние 15-20 км или 20-30 МВт на расстояние 5-10 км

Возможно применение двух напряжений 10 и 6 кВ. Рассматриваются такие случаи и дается их характеристика.

Приводится порядок выбора напряжения схемы внутреннего электроснабжения методом планирования эксперимента.

Выбор числа и мощности трансформаторов для ГПП (ПГВ).

Число силовых трансформаторов на ГПП (ПГВ) определяется требованиями надежности. На ГПП (ПГВ) 110-220 кВ промпредприятий наибольшее распространение получили двухтрансформаторные подстанции. Однотрансформаторные ПС применяются в случае обеспечения питания нагрузок первой категории в послеаварийном режиме по связям вторичного напряжения ПГВ (ГПП), с ТЭЦ или другими источниками питания.

Для правильного выбора номинальных мощностей силового трансформатора необходимо иметь суточный ГЭН, из которого известны максимальная и средняя нагрузки силового трансформатора. При этом наиболее экономичной работа СТ по ежегодным издержкам и потерям будет случаи, когда в часы максимума он работает с перегрузкой. В реальных условиях значение допустимой нагрузки выбирается в соответствии с ГЭН и коэффициента начальной нагрузки и зависит от температуры окружающей среды, при которой работает СТ.

Мощность трансформаторов выбирают по средней активной нагрузке и некомпенсированной реактивной мощности при оптимальном коэффициенте загрузки.

Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения.

Рассматривается проблема компенсации реактивной мощности. Приводятся основные потребители реактивной мощности и их характеристика. Характеризуются способы уменьшения потребления реактивной мощности основными приемниками электроэнергии.

К таким способам относятся:

замена недогруженных АД на двигатели меньшей мощности, облегчение условий их пуска; секционирование обмоток статора недогруженных АД, применение тиристорных регуляторов в цепи статора недогруженных АД; понижение напряжения у двигателей, систематически работающих с малой нагрузкой; ограничение ХХ у АД и сварочных трансформаторов; применение СД вместо АД в тех случаях, когда позволяет технология производства; применение синхронизированных АД; применение наиболее целесообразной силовой схемы и системы управления вентильного преобразователя.

Изучаются искусственные мероприятия по компенсации реактивной мощности.

К средствам искусственной компенсации реактивной мощности относят батареи конденсаторов, синхронные двигатели и компенсаторы, статические источники реактивной мощности. Приводится сравнительный анализ всех типов компенсирующих устройств.

Рассматриваются способы подключения батарей конденсаторов к сети: индивидуальные, групповые и централизованные.

Рассматриваются принципы автоматического регулирования мощности батарей конденсаторов.

Определение мощности батарей конденсаторов в сети напряжением до 1000 В

Рассмотрим алгоритм определения мощности и типа компенсирующих устройств для распределительной сети предприятий.

Суммарная расчетная мощность батарей конденсаторов (БК) напряжением до 1000 В определяется для каждого цеха по минимуму приведенных затрат. Расчет состоит из двух этапов:

выбор экономически оптимального числа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций;

определение дополнительной мощности БК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в распределительной сети 6-10 кВ.

Определение минимального числа трансформаторов, необходимое для питания активной нагрузки цеха определяется по формуле:

$$N_{T \min} = \frac{P}{K_z S_T},$$

где P - среднестатистическая расчетная активная нагрузка цеха;

K_z - коэффициент загрузки трансформатора;

S_T - номинальная мощность трансформатора.

Полученное число $N_{T \min}$ округляем до ближайшего большего целого.

Затем определяется экономически оптимальное число трансформаторов по выражению:

$$N_{TЭ} = N_{T \min} + m,$$

где m - дополнительное число трансформаторов, определяемое по кривым /20/.

По выбранному количеству трансформаторов находится наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1000 В.

$$Q_T = \sqrt{(N_{TЭ} K_z S_T)^2 - P^2}$$

Суммарная мощность БК для данной группы трансформаторов

$$Q_I = Q_H - Q_T,$$

где Q_H - среднестатистическая реактивная нагрузка цеха. Если $Q_1 < 0$, то по первому этапу расчета установка БК в сети напряжением до 1000 В не требуется. Дополнительная мощность БК для данной группы трансформаторов по второму этапу расчета равна:

$$Q_2 = Q_m - Q_1 - \gamma N_{TЭ} S_T,$$

где γ - расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от схемы питания трансформаторных подстанций по показателям K_1 и $K_2 / 20$.

Значение K_1 находится по таблице /20/ в зависимости от числа рабочих смен и расчетной стоимости потерь.

Значение K_2 определяется по формуле

$$K_2 = \iota S_T / F,$$

где ι - длина питающей линии;

F - общее сечение линии.

Если окажется, что $Q_2 < 0$, то для данной группы трансформаторов дополнительная установка БК по второму условию не требуется. Суммарная мощность БК в сети напряжением до 1000 В для данного цеха определяется как сумма Q_1 и Q_2 .

Конденсаторные батареи распределяются по ТП пропорционально их реактивным нагрузкам.

Определение реактивной мощности генерируемой синхронными двигателями.

На предприятиях имеется большой парк синхронных двигателей (СД), поэтому целесообразно использовать их для КРМ. Каждый установленный синхронный двигатель является источником реактивной мощности, минимальная величина которой определяется формулой:

$$Q_{СД} = P_{СД ном} \operatorname{tg} \varphi_{ном} K_{з СД},$$

где $P_{СД ном}$ - номинальная активная мощность СД;

$\operatorname{tg} \varphi_{ном}$ - номинальный коэффициент РМ;

$K_{з СД}$ - коэффициент загрузки по активной мощности.

Использование СД в качестве ИРМ целесообразно, если их $K_{з} < 1$ и если их номинальная мощность больше или равна 2000 кВт при частоте вращения

$n = 3000$ об/мин,

2500 при $n = 1000$ об/мин,

3200 при $n = 750$ об/мин и 600 об/мин,

4000 при $n = 500$ об/мин.

В этом случае располагаемая активная мощность СД равна

$$Q_{СД,} = \alpha_n S_{СД ном} = \alpha_{ном} \sqrt{P_{СД ном}^2 + Q_{СД ном}^2},$$

где α_i - коэффициент допустимой перегрузки СД, зависящий от его загрузки по активной мощности, определяемый по номограмме /20/.

Можно использовать СД меньшей мощности, чем указано выше для КРМ при необходимости компенсации реактивной мощности на стороне 6-10 кВт. В этом случае

$$Q_{СД,} = Q_{СД}.$$

Балансовый расчет по КРМ

Прежде всего необходимо для каждого РП определить некомпенсированную реактивную нагрузку на стороне 10 кВ.

$$Q_B = Q_m - Q_{нф} + \Delta Q_T - Q_{СД,},$$

где $Q_{нф}$ - фактически принятая мощность БК напряжением до 1000 В;

ΔQ_T - суммарные реактивные потери в трансформаторе при его коэффициенте загрузки K_3 с учетом компенсации.

Суммарная реактивная нагрузка для всего предприятия определяется из условия баланса реактивной мощности.

$$Q_{АГК} = \sum_{i=1}^n Q_{pn_i} - Q_{31},$$

где Q_{pn_i} - реактивная нагрузка на шинах 10 кВ i -того РП;

n - количество РП на предприятии;

Q_{31} - входная РМ, заданная энергосистемой на шинах 10 кВ.

Установку БК напряжением выше 1000 В необходимо предусмотреть на РП, где нет высоковольтных СД с учетом того, что к каждой секции РП необходимо подключать БК одинаковой мощности не меньшей 1000 квар. В противном случае БК нужно устанавливать на ГПП.

Выбор сечения жил кабельных линий и способы их прокладки.

Промышленные токопроводы

При проектировании распределительной сети промышленного предприятия производится выбор отдельных ее элементов т.о., чтобы обеспечить экономичность и надежность работы сети в нормальных и послеаварийных режимах работы. Одним из важнейших вопросов при этом является выбор сечений проводов и жил кабелей с учетом ряда технических и экономических факторов.

Среди технических факторов, влияющих на выбор сечения важны:

- 1) нагрев от длительного выделения теплоты расчетным током;
- 2) нагрев от кратковременного выделения теплоты током КЗ;
- 3) потеря напряжений в жилах кабелей или проводов ЛЭП от тока нагрузки в нормальном или послеаварийном режимах;
- 4) механическая прочность – устойчивость к механической нагрузке.

Технические и экономические условия в процессе расчета дают различные сечения для одной и той же линии. Окончательно выбираются сечения, удовлетворяющие всем требованиям.

Выбор сечения кабелей по нагреву.

Расчетным током осуществляется по максимальному рабочему току с учетом поправочных коэффициентов на условия прокладки, температуру окружающей среды. Проверка осуществляется по нагреву в послеаварийном режиме, тогда вводится еще и коэффициент допустимой перегрузки.

Для выбора термически стойкого сечения жил кабеля необходимо знать значения установившегося тока КЗ и максимально возможное время прохождения этого тока через кабель, которое обусловлено действием защитных устройств и отключающей аппаратуры. Чтобы кабели были термически устойчивы к токам КЗ расчетная температура не должна превышать допустимую для изоляции данного кабеля. Термическое действие тока КЗ оценивают импульсом, по которому и определяют минимально допустимое сечение по условиям термической стойкости.

Экономически целесообразные сечения выбирается либо по среднегодовым эквивалентным расходам, либо приближенным методом Ньютона. Распределительная сеть 6-10 кВ проверяется на наибольшую потерю напряжения от центра питания до наиболее удаленного потребителя.

Способы прокладки кабелей.

Кабели прокладывают в траншеях, каналах, туннелях, блоках, на эстакадах. Способ прокладки зависит от количества и важности кабелей, плана предприятия, условия среды.

Прокладка кабелей в земле в траншеях наиболее дешева и экономична. В одной траншее прокладывают до 6 кабелей напряжением до 10 кВ включительно.

Прокладка кабелей в каналах используется при числе кабелей в потоке 25-30. При этом используют типовые кабельные каналы из сборных железобетонных элементов.

Прокладка кабелей в туннелях самая дорогая. В них прокладывают 30-40 кабелей. Туннели строят из сборного железобетона. В них предусмотрены вентиляция и пожарная защита.

Прокладка кабелей на эстакадах, в галереях, по стенам зданий применяется на тех предприятиях, где территория насыщена различными подземными коммуникациями, или где агрессивная почва или возможное скопление тяжелых взрывоопасных паров.

В этих случаях прокладывают более 20 штук кабелей.

Прокладка кабелей в блоках (от 4 до 20 штук) – основная наряду с эстакадами для загрязненных предприятий. Основное преимущество прокладки в блоках – защищенность от механических повреждений.

Промышленные токопроводы.

При передаваемых мощностях более 15-20 МВА на напряжении 6 кВ и 25-35 МВА на напряжении 10 кВ целесообразно применять токопроводы. Как правило, это предприятия с высокой плотностью электрических нагрузок и концентрированном расположении крупных мощностей. Кроме того, токопроводы служат для связи шин ПГВ или ГПП с заводской ТЭЦ.

Выбор сечения шин токопроводов осуществляется по нагреву длительно допустимым током, по экономическим соображениям, проверка – по термической и динамической стойкости к токам КЗ.

Преимущества токопроводов:

- повышение надежности электроснабжения;
- улучшение эксплуатации электросетей;
- повышенная способность к перегрузке в послеаварийном режиме.

Недостатки токопроводов:

большие значения индуктивного сопротивления.

Токопроводы проектируются только взаимно резервируемыми нитками.

По конструкции токопроводы делятся на жесткие и гибкие.

По условиям прикосновения – на скрытые, закрытые, защищенные. Жесткие токопроводы используют на напряжении 6-10 кВ, гибкие – 6-35 кВ.

Лучшие характеристики наблюдаются у симметричных жестких токопроводах.

Шины токопроводов изготавливают из алюминия и его сплавов.

Применяют коробчатые шины, плоские, в виде трубы, двойного Т, полукруга, полуквадрата. Рассматриваются способы прокладки токопроводов: в закрытых эстакадах, наземных галереях, на железобетонных кронштейнах.

Режимы нейтрали в распределительных сетях.

Нейтраль сети определяют как совокупность соединенных между собой нейтральных точек и проводников. Различают глухозаземленные нейтрали, изолированные и компенсированные. Глухозаземленная нейтраль может работать в режиме разземления, тогда ее называют эффективно разземленной нейтралью.

Глухозаземленные и эффективно разземленные нейтрали применяют в сетях 110 кВ и выше. Изолированные и компенсированные нейтрали – в сетях 6-35 кВ. Достоинством сетей с изолированной нейтралью является то, что они могут работать, не нарушая режима технологического процесса, при однофазном замыкании на землю (до двух часов). Выполнение релейной защиты в таких сетях дешевле. Однако при однофазном замыкании на землю в установках с изолированной нейтралью напряжение на «здоровых» фазах увеличивается в $\sqrt{3}$ раз, что может привести к пробое изоляции и нарушению нормальной работы сети.

Для предотвращения таких ситуаций нейтраль заземляют через индуктивные, активные сопротивления, можно через емкостные или их комбинацию.

Электроустановки до 1 кВ в основном работают с глухозаземленной нейтралью.

Компенсация емкостных токов способствует быстрому гашению дуги в месте замыкания на землю.

2 МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ (УКАЗАНИЯ) К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ

Практические занятия проводятся с целью закрепления знаний, полученных при изучении теоретического курса. Тематика практических занятий приведена в таблице.

Направление подготовки 13.03.01 (7 и 8 семестр)

№ п. п.	Наименование темы	Кол-во акад. часов
1.	Расчет трехфазных электрических нагрузок 7 семестр	14
2.	Расчет однофазных электрических нагрузок электросварки 7 семестр	14
3.	Расчет нагрузок контактной электросварки 8 семестр	10
4.	Выбор низковольтных компенсирующих устройств 8 семестр	10

Направление подготовки 13.03.02 (7 семестр)

№ п. п.	Наименование темы	Кол-во акад. часов
1.	Расчет трехфазных электрических нагрузок	12
2.	Расчет однофазных электрических нагрузок электросварки	8
3.	Расчет нагрузок контактной электросварки	4
4.	Выбор низковольтных компенсирующих устройств	4

Методические рекомендации по проведению практических занятий

Практические занятия проводятся для того, чтобы студенты могли получить основные навыки в основах анализа и проектирования систем электроснабжения.

В практических занятиях примеры подбираются в соответствии со спецификой направленности подготовки, при этом используются реальные схемы объектов и систем.

По практическим занятиям используются специализированные индивидуальные для каждого студента задачи.

В процессе обучения студенты пользуются информационными и компьютерными технологиями. Широко применяются программные продукты MathCad, Visio, «ZAPUSK», «Карат», используется банк данных кафедры энергетики, содержащий электронные варианты учебников, справочные данные, а также информацию о современном оборудовании.

Практические занятия рекомендуется проводить согласно следующему плану.

План проведения практического занятия.

1. Цель занятия.
2. Краткие теоретические сведения.
3. Блиц-опрос студентов.
4. Решение задач.
5. Анализ качества выполнения индивидуальных домашних заданий и разбор типовых ошибок.
6. Выводы и обобщение результатов.
7. Домашнее задание и задание на самостоятельную проработку.

На первом занятии целесообразно устроить входной контроль, на последнем – комплексную проверку качества знаний студентов.

При изложении кратких теоретических сведений рекомендуется систематизировать и обобщить материал, выделив при этом главные моменты. В процессе изложения материала

целесообразно вовлекать студентов в его анализ, активизировать процесс мышления студентов за счет средств интенсивного обучения.

Блиц-опрос студентов или небольшая самостоятельная работа по теме практического занятия позволят лучше усвоить ход решения задач, понять их сущность.

При решении задач можно использовать разные формы. Например, преподаватель, решая задачу на доске, поясняет ее и привлекает к работе всю группу путем вопросов, постоянно подводя студентов к правильному решению.

Другая форма решения задач - самостоятельная работа студентов под контролем преподавателя с пояснением наиболее трудных моментов. Возможно решение задачи на доске студентом, но в этом случае преподаватель руководит процессом решения и вовлекает в работу всю группу.

Как правило, защита индивидуальных домашних заданий должна проводиться во внеаудиторное время, а на практическом занятии следует показать типовые ошибки, проанализировать результаты выполнения и защиты индивидуальных заданий, отметить лучшие и худшие из них, предложить студентам в виде деловой игры принять решение по устранению замечаний.

В конце практического занятия преподаватель называет тему следующего, указывает разделы теоретического материала, которые студент должен освоить для наиболее эффективного решения задач, выдает домашнее задание.

В процессе проведения практических занятий используются классические и современные педагогические технологии.

Построение упорядоченных диаграмм

На практическом занятии приводится методика построения упорядоченных диаграмм, которая комментируется следующими примерами.

Пример 1

От распределительного шкафа получают питание четыре ЭП мощностью 10 кВт каждый с коэффициентом включения $\kappa_B = 0,3$. Определить вероятностные характеристики узла нагрузки за смену.

Вероятностные характеристики можно определить, построив упорядоченную диаграмму графика мощности нагрузки.

1. Определяем возможную нагрузку узла

$$p_i = \{0; 10; 20; 30; 40\} \text{ кВт}.$$

2. Определяем вероятность появления каждой возможной нагрузки узла по схеме независимых испытаний

$$p(p_i) = p_n^m = c_n^m k_B^m k_0^{n-m};$$

$$p(0) = c_4^0 k_B^0 k_0^4 = (1 - 0,3)^4 = 0,7^4 = 0,2401;$$

$$p(10) = c_4^1 k_B^1 k_0^{4-1} = 4 k_B k_0^3 = 4 \cdot 0,3 (1 - 0,3)^3 = 0,4116;$$

$$p(20) = c_4^2 k_B^2 k_0^{4-2} = 4 k_B^2 k_0^2 = 6 \cdot 0,3^2 (1 - 0,3)^2 = 0,2646;$$

$$p(30) = c_4^3 k_B^3 k_0^{4-3} = 4 \cdot 0,3^3 (1 - 0,3)^1 = 0,0756;$$

$$p(40) = c_4^4 k_B^4 k_0^{4-4} = k_B^4 = 0,3^4 = 0,0081.$$

Проверка:

$$\Sigma_p(p_i) = 0,2401 + 0,4116 + 0,2646 + 0,0756 + 0,0081 = 1.$$

2. Определяем продолжительность каждой возможной нагрузки:

$$t(p_i) = p(p_i)T_H;$$

$$t(0) = p(0)T_H = 0,2401 \cdot 8 = 1,920 \text{ ч};$$

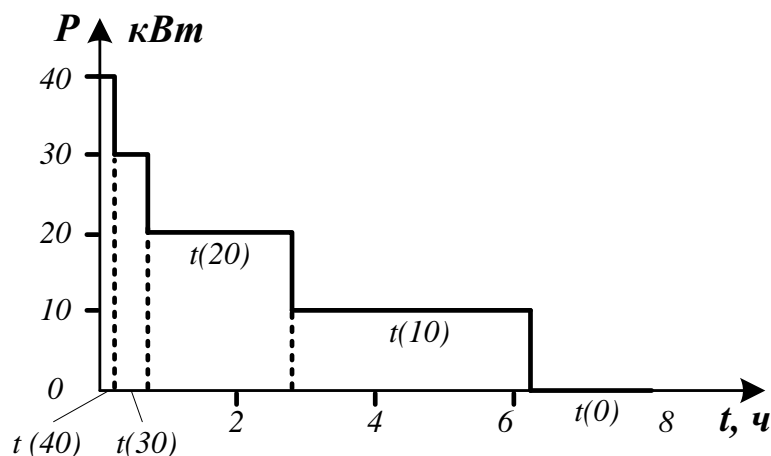
$$t(10) = p(10)T_H = 0,4116 \cdot 8 = 3,293 \text{ ч};$$

$$t(20) = p(20)T_H = 0,2646 \cdot 8 = 2,117 \text{ ч};$$

$$t(30) = p(30)T_H = 0,0756 \cdot 8 = 0,605 \text{ ч};$$

$$t(40) = p(40)T_H = 0,0081 \cdot 8 = 0,065 \text{ ч}.$$

4. Строим упорядоченную диаграмму



5. Определяем вероятностные характеристики нагрузки.

Средняя мощность

$$P_{cp} = \frac{1}{T_H} \sum p_i t_i = \frac{1}{8} (40 \cdot 0,065 + 30 \cdot 0,605 + 20 \cdot 2,117 + 10 \cdot 3,293 + 0 \cdot 1,92) = 12 \text{ кВт}.$$

Эффективная мощность

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \sum p_i^2 t_i} = \sqrt{\frac{1}{8} (40^2 \cdot 0,065 + 30^2 \cdot 0,605 + 20^2 \cdot 2,117 + 10^2 \cdot 3,293)} = 15,1 \text{ кВт}.$$

Максимальная мощность

$$P_{max} = \frac{p_1 t_1 + p_2 (\theta - t_1)}{\theta} = \frac{40 t(40) + 30 (0,5 - t(40))}{0,5} = \frac{40 \cdot 0,065 + 30 (0,5 - 0,065)}{0,5} = 31,3 \text{ кВт}.$$

6. Определим показатели ГЭН.

Коэффициент использования

$$\kappa_u = \frac{P_{cp}}{P_{ном}} = \frac{12}{40} = 0,3.$$

Коэффициент формы

$$\kappa_\phi = \frac{P_{эф}}{P_{cp}} = \frac{15,1}{12} = 1,26.$$

Коэффициент максимума

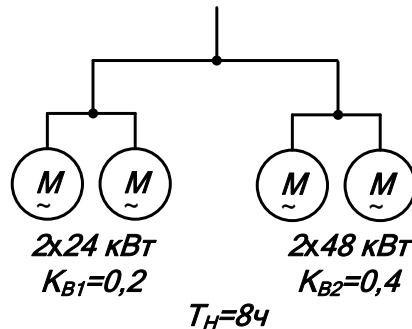
$$K_M = \frac{P_{\max}}{P_{cp}} = \frac{31,3}{12} = 2,61.$$

Коэффициент заполнения

$$K_{зан} = \frac{P_{cp}}{P_{\max}} = \frac{12}{31,3} = 0,38.$$

Пример 2

Построить упорядоченную диаграмму мощности для узла электрической нагрузки и определить среднюю и максимальную мощность. Исходные данные приведены на рис.



1. Определим коэффициент отключения для ЭП каждой группы

$$K_{01} = 1 - K_{B1} = 1 - 0,2 = 0,8;$$

$$K_{02} = 1 - K_{B2} = 1 - 0,4 = 0,6.$$

2. Определим возможные нагрузки узла

$$P_i = \{0; 24; 48; 72; 96; 120; 144\}, \text{ кВт}.$$

3. По схеме независимых испытаний найдем вероятность появления каждой возможной нагрузки:

$$p(P_i) = \prod_{i=1}^k C_{n_i}^{m_i} K_{B_i}^{m_i} K_{0_i}^{n_i - m_i};$$

$$p(0) = c_2^0 K_{B1}^0 K_{01}^0 c_2^0 K_{B2}^0 K_{02}^0 = 1 \cdot 0,2^0 \cdot 0,8^2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,6^2 = 0,2304;$$

$$p(24) = c_2^1 K_{B1}^1 K_{01}^1 c_2^0 K_{B2}^0 K_{02}^0 = 2 \cdot 0,2 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 0,4^0 \cdot 0,6^2 = 0,1152;$$

$$p(48) = c_2^2 K_{B1}^2 K_{01}^0 c_2^0 K_{B2}^0 K_{02}^0 + c_2^0 K_{B1}^0 K_{01}^2 c_2^1 K_{B2}^1 K_{02}^1 =$$

$$1 \cdot 0,2^2 \cdot 0,8^0 \cdot 1 \cdot 0,4^0 \cdot 0,6^2 + 0,2^0 \cdot 0,8^2 \cdot 2 \cdot 0,4 \cdot 0,6 = 0,3216;$$

$$p(72) = c_2^1 K_{B1}^1 K_{01}^1 c_2^1 K_{B2}^1 K_{02}^1 = 2 \cdot 0,2 \cdot 0,8 \cdot 2 \cdot 0,4 \cdot 0,6 = 0,1536;$$

$$p(96) = c_2^0 K_{B1}^0 K_{01}^2 c_2^2 K_{B2}^2 K_{02}^0 + c_2^2 K_{B1}^2 K_{01}^0 c_2^1 K_{B2}^1 K_{02}^1 =$$

$$1 \cdot 0,2^0 \cdot 0,8^2 \cdot 1 \cdot 0,4^2 \cdot 0,6^0 + 1 \cdot 0,2^2 \cdot 0,8^0 \cdot 2 \cdot 0,4 \cdot 0,6 = 0,1216;$$

$$p(120) = c_2^1 K_{B1}^1 K_{01}^1 c_2^2 K_{B2}^2 K_{02}^0 = 2 \cdot 0,2 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 0,4^2 \cdot 0,6^0 = 0,0512;$$

$$p(144) = c_2^2 K_{B1}^2 K_{01}^0 c_2^2 K_{B2}^2 K_{02}^0 = 1 \cdot 0,2^2 \cdot 0,8^0 \cdot 1 \cdot 0,4^2 \cdot 0,6^0 = 0,0064.$$

4. Рассчитаем продолжительность протекания возможной нагрузки узла:

$$t(p_i) = p(P_i)T_H;$$

$$t(0) = 0,2304 \cdot 8 = 1,8432 \text{ ч};$$

$$t(24) = 0,1152 \cdot 8 = 0,9216 \text{ ч};$$

$$t(48) = 0,3216 \cdot 8 = 2,5728 \text{ ч};$$

$$t(72) = 0,1536 \cdot 8 = 1,2288 \text{ ч};$$

$$t(96) = 0,1216 \cdot 8 = 0,9728 \text{ ч};$$

$$t(120) = 0,0512 \cdot 8 = 0,4096 \text{ ч};$$

$$t(144) = 0,0064 \cdot 8 = 0,0512 \text{ ч}.$$

5. Строим упорядоченную диаграмму

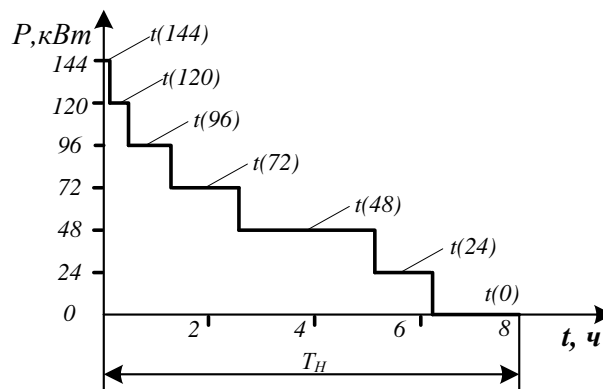


Рис. 36

6. Определяем среднюю и максимальную мощности.

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \sum P_i t_i = \frac{1}{8} (144 \cdot 0,0512 + 120 \cdot 0,4096 + 96 \cdot 0,9728 +$$

$$+ 72 \cdot 1,2288 + 48 \cdot 2,5728 + 24 \cdot 0,9216 + 0 \cdot 1,8432) = 48 \text{ кВт};$$

$$P_{max} = \frac{144 \cdot 0,0512 + 120 \cdot 0,4096 + 96(0,5 + 0,0512 + 0,4096)}{0,5} = 120,576 \text{ кВт}.$$

Студентам выдаются индивидуальные задания для самостоятельного решения по теме практического занятия. Подводятся итоги практического занятия.

Расчет трехфазных электрических нагрузок.

Проводится сравнительный анализ методов расчета трехфазных электрических нагрузок с указанием их достоинств и недостатков. Подробно рассматривается метод коэффициента расчетной нагрузки.

Расчет нагрузок на всех ступенях до цеховых трансформаторов подстанций включительно проводится по расчетным коэффициентам с последующей проверкой всей расчетной нагрузки цеха. Расчетные коэффициенты являются справочной информацией и определены для большинства производств.

Этот метод по сравнению с другими обеспечивает наибольшую точность (до 10%) и является основным методом определения электрической нагрузки.

Пример

Расчет трехфазных электрических нагрузок цеховой сети.

Цель - нахождение расчетной мощности, потребляемой механическим цехом, методом коэффициента расчетной нагрузки по первому этапу.

Исходными данными для расчета являются: номинальная мощность и количество электроприемников, коэффициент использования и коэффициент мощности, определяемые по [10].

Расчет ведем согласно алгоритму, описанному в кратком конспекте лекций.

Таблица 1 – Исходные данные для расчёта нагрузок

Наименование электроприёмника	Количество ЭП, шт.	$P_{ном}$, кВт	K_u	$\cos\phi/tg\phi$
Вертикально-фрезерный станок	13	17	0,17	0,65/1,17
Горизонтально-расточный станок	6	28		
Горизонтально-проточный станок	6	17		
Горизонтально-шлифовальный станок	2	34		
Горизонтально-фрезерный станок	13	42		
Токарно-револьверный станок	8	45		
Токарно-винторезный станок	5	30		
Радиально-сверлильный станок	8	24		
Безцентрошлифовальный станок	2	15		
Резьбонакатный автомат	2	40		
Токарный станок с ЧПУ	3	32		
Горизонтально-расточный станок	2	120		
Токарный станок с ЧПУ	4	48		
Горизонтально-шлифовальный станок	2	26		
Токарно-винторезный станок	3	34		
Вертикально-фрезерный станок	3	44	0,8	0,8/0,75
Вентустановка	2	15		
Вентустановка	3	18		
Вентустановка	2	32	0,8	0,98/0,20
Нагревательная электропечь	3	35		
Электротермическая печь	2	20		
Электромасляная ванна	2	36		
Электропечь	2	54		
Термическая электропечь	2	67		
Сварочные шовные (роликовые)	6	125		
Точечные стационарные	3	110		
Сварочные точечные машины	3	100		
Сварочные стыковые машины	3	90		
Сварочные стационарные рельефные машины	4	110		

Распределяем электроприемники на характерные категории. В качестве примера покажем подробный расчет для одной характерной категории.

Для характерной категории N 1 имеем:

Средние активная и реактивная мощности:

$$P_{cp} = \sum P_{ном} \cdot K_u = 2731 \cdot 0,17 = 464,27 \text{ кВт}$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\phi = 464,27 \cdot 1,17 = 543,20 \text{ квар}$$

Эффективное число электроприемников:

$$n_3 = \frac{2 \sum P_n}{P_{n, \max}} = \frac{2 \sum 2731}{120} = 46;$$

Средневзвешенный коэффициент использования для характерной категории.

$$K_{и, ср} = \frac{\sum P_{ср}}{\sum P_{ном}} = \frac{464,27}{2731} = 0,17;$$

Коэффициент расчетной нагрузки $K_p=0,75$

Расчетные нагрузки

$$P_p = K_p \cdot P_{ср} = 0,75 \cdot 464,27 = 348,20 \text{ кВт}$$

$$Q_p = K_p \cdot Q_{ср} = 0,75 \cdot 543,20 = 407,20 \text{ квар.}$$

Таблица 2 – Результаты расчета электрических нагрузок для выбора трансформаторов КТП

Исходные данные				Средняя мощность группы ЭП		n ₃	K _p	Расчетная мощность			
По заданию			По справочным данным		P _{ср} , кВт			Q _{ср} , квар	P _p , кВт	Q _p , квар	
Характерные категории ЭП, подключаемых к узлу питания	Кол-во ЭП n _ф	Номинальная мощность, кВт		K _и	cosφ/tgφ	P _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар	P _p , кВт	Q _p , квар		
		одного ЭП	общая								
Вертикально-фрезерный	13	17	221	0,17	0,65/1,17	37,57	43,96				
Горизонтально-расточный	6	28	168			28,56	33,42				
Горизонтально-проточный	6	17	102			17,34	20,29				
Горизонтально-шлифовальный	2	34	68			11,56	13,53				
Горизонтально-фрезерный	13	42	546			92,82	108,6				
Токарно-револьверный	8	45	360			61,2	71,6				
Токарно-винторезный	5	30	150			25,5	29,83				
Радиально-сверлильный	8	24	192			32,64	38,19				
Безцентрошлифовальный	2	15	30			5,1	5,97				
Резьбонакатный автомат	2	40	80			13,6	15,91				
Токарный с ЧПУ	3	32	96			16,32	19,09				
Горизонтально-расточный	2	120	240			40,8	47,74				
Токарный с ЧПУ	4	48	192			32,64	38,19				
Горизонтально-шлифовальный	2	26	52			8,84	10,34				
Токарно-винторезный	3	34	102			17,34	20,29				
Вертикально-фрезерный	3	44	132			22,44	26,25				
Итого	82	15–120	2731	0,17	1,17	464,27	543,20	46	0,75	348,2	407,2
Вентустановка	2	15	30	0,8	0,8/0,75	24	18				
Вентустановка	3	18	54			43,2	32,4				
Вентустановка	2	32	64			51,2	38,4				
Итого	7	15–32	148	0,8	0,75	118,4	88,8	7	0,91	107,7	80,8
Нагревательная электропечь	3	35	105	0,8	0,98/0,203	84	17,05				
Электротермическая печь	2	20	40			32	6,50				
Электромасляная ванна	2	36	72			57,6	11,69				
Электропечь	2	54	108			86,4	17,54				
Термическая электропечь	2	67	134			107,2	21,76				
Итого	11	20–67	459	0,8	0,203	367,2	74,54	11	0,9	330,5	67,1
Сварочные шовные (роликовые)	6	125	750	0,5	0,75/0,882	375	330,75				
Точечные стационарные	3	110	330			165	145,53				
Сварочные точечные машины	3	100	300			150	132,3				
Сварочные стыковые	3	90	270			135	119,07				
Сварочные стационар. Рельефные	4	110	440			220	194,04				
Итого	19	90–125	2090	0,5	0,882	1045	921,69	19	0,85	888,3	783,4
Общий итог										1674,7	1338,7

Подводятся итоги практического занятия.

Расчет однофазных электрических нагрузок. Расчет нагрузок контактной электросварки

На промышленном предприятии наряду с трехфазными приемниками электроэнергии имеют место стационарные и передвижные приемники однофазного тока, подключаемые на фазное или линейное напряжение. При проектировании стремятся распределить мощности однофазных приемников по фазам трехфазной сети равномерно. Однако это не всегда удается. В тех случаях, когда не удастся равномерно распределить нагрузки по фазам или парам фаз, необходимо найти наиболее загруженную фазу, при этом наиболее загруженной считают фазу, имеющую наибольшую среднюю нагрузку от однофазных электроприемников. Среднюю нагрузку каждой фазы при смешанном включении однофазных приемников определяют суммированием однофазных нагрузок данной фазы (фаза-нуль) и однофазных нагрузок, включенных на линейное напряжение, приведенных к этой фазе и фазному напряжению с помощью коэффициентов приведения.

Пример

По условиям задачи заданы следующие данные:

Электроприемники включенные на фазное напряжение:

- 1) Нагревательные печи $N=2$, $R_{ном}=20$ кВт, $K_i=0.50$, $\cos \varphi =0.1$, $P_B=1$.

Электроприемники включенные на линейное напряжение:

- 1) Сварочные аппараты $N=2$, $S_{ном}=75$ кВА, $K_i=0.25$, $\cos \varphi =0.50$, $P_B=0.40$.
2) Сварочные аппараты $N=2$, $S_{ном}=100$ кВА, $K_i=0.40$, $\cos \varphi =0.40$, $P_B=0.40$.
3) Сварочные машины $N=3$, $S_{ном}=500$ кВА, $K_i=0.35$, $\cos \varphi =0.40$, $P_B=0.015$.

Расчеты ведем в соответствии с алгоритмом, приведенным выше.

Решение:

- 1) Определим номинальную мощность, приведенную к $P_B 100\%$

Для электроприемников, включенных на фазное напряжение,

$$R_{ном1 \Sigma} = 2 \cdot 20 = 40 \text{ кВт}$$

Для электроприемников, включенных на линейное напряжение

$$R_{ном} = S_{пасп} \cdot (\sqrt{P_B}) \cdot \cos \varphi$$

$$R_{ном2 \Sigma} = 500 \cdot (\sqrt{0.015}) \cdot 0.4 = 24.49 \text{ кВт}$$

$$R_{ном3 \Sigma} = 75 \cdot (\sqrt{0.4}) \cdot 0.5 = 23.71 \text{ кВт}$$

$$R_{ном4 \Sigma} = 100 \cdot (\sqrt{0.4}) \cdot 0.4 = 25.29 \text{ кВт}$$

$$R_{ном \Sigma} = 2 \cdot 20 + 3 \cdot 24.49 + 2 \cdot 23.71 + 2 \cdot 25.29 = 211.5 \text{ кВт}$$

- 2) Распределяем нагрузку по фазам или парам фаз

По фазам

$$B \quad P_{bo} = 1 \cdot 20 = 20 \text{ кВт}$$

$$C \quad P_{co} = 1 \cdot 20 = 20 \text{ кВт}$$

По парам фаз

$$AB \quad P_{ab} = 1 \cdot 24.5 + 1 \cdot 23.7 + 1 \cdot 25.3 = 73.5 \text{ кВт}$$

$$BC \quad P_{bc} = 1 \cdot 24.5 + 1 \cdot 23.7 = 48.2 \text{ кВт}$$

$$CA \quad P_{ca} = 1 \cdot 24.5 + 1 \cdot 25.3 = 49.8 \text{ кВт}$$

- 3) Приводим линейную нагрузку к фазной по формулам приведения

$$P_a = 24,49 \cdot 1,17 + 24,49 \cdot -0,17 + 23,7 \cdot 1 + 25,29 \cdot 1,17 + 25,29 \cdot -0,17 \\ = 73,52 \text{ кВт}$$

$$P_b = 20 + 24,49 \cdot -0,17 + 24,49 \cdot 1,17 + 23,71 \cdot 0 + 23,71 \cdot 1 + 25,29 \cdot -0,17 \\ = 63,91 \text{ кВт}$$

$$P_c = 20 + 24,49 \cdot -0,17 + 24,49 \cdot -0,17 + 23,71 \cdot 0 + 25,29 \cdot -0,17 \\ = 7,37 \text{ кВт}$$

$$Q_a = 24,49 \cdot 0,86 + 24,49 \cdot 1,44 + 23,71 \cdot 0,58 + 25,29 \cdot 0,86 + 25,29 \cdot 1,44 \\ = 128,29 \text{ квар}$$

$$Q_b = 20 + 24,49 \cdot 1,44 + 24,49 \cdot 0,86 + 23,71 \cdot 1,16 + 23,71 \cdot 0,58 + 25,29 \cdot 1,44 \\ = 154,03 \text{ квар}$$

$$Q_c = 20 + 24,49 \cdot 1,44 + 24,49 \cdot 1,44 + 23,71 \cdot 1,16 + 25,29 \cdot 1,44$$

$$= 154,48 \text{ квар}$$

$$P_{сра} = 0,35 \cdot 1 \cdot 24,49 \cdot 1,17 + 0,35 \cdot 1 \cdot 24,49 \cdot -0,17 + 0,25 \cdot 1 \cdot 23,71 \cdot 1 + 0,4 \cdot 1 \cdot 25,29 \cdot 1,17 + 0,4 \cdot 1 \cdot 25,29 \cdot -0,17 = 24,6 \text{ кВт}$$

$$P_{срб} = 0,5 \cdot 1 \cdot 20 + 0,35 \cdot 1 \cdot 24,49 \cdot -0,17 + 0,35 \cdot 1 \cdot 24,49 \cdot 1,17 + 0,25 \cdot 1 \cdot 23,71 \cdot 0 + 0,25 \cdot 1 \cdot 23,71 \cdot 1 + 0,4 \cdot 1 \cdot 25,29 \cdot -0,17 = 22,78 \text{ кВт}$$

$$P_{срс} = 0,5 \cdot 1 \cdot 20 + 0,35 \cdot 1 \cdot 24,49 \cdot -0,17 + 0,35 \cdot 1 \cdot 24,49 \cdot -0,17 + 0,25 \cdot 1 \cdot 23,71 \cdot 0 + 0,4 \cdot 1 \cdot 25,29 \cdot -0,17 = 5,36 \text{ кВт}$$

$$Q_{сра} = 0,35 \cdot 1 \cdot 24,49 \cdot 0,86 + 0,35 \cdot 1 \cdot 24,49 \cdot 1,44 + 0,25 \cdot 1 \cdot 23,71 \cdot 0,58 + 0,4 \cdot 1 \cdot 25,29 \cdot 0,86 + 0,4 \cdot 1 \cdot 25,29 \cdot 1,44 = 46,43 \text{ квар}$$

$$Q_{срб} = 0,5 \cdot 1 \cdot 20 + 0,35 \cdot 1 \cdot 24,49 \cdot 1,44 + 0,35 \cdot 1 \cdot 24,49 \cdot 0,86 + 0,25 \cdot 1 \cdot 23,71 \cdot 1,16 + 0,25 \cdot 1 \cdot 23,71 \cdot 0,58 + 0,4 \cdot 1 \cdot 25,29 \cdot 1,44 = 54,6 \text{ квар}$$

$$Q_{срс} = 0,5 \cdot 1 \cdot 20 + 0,35 \cdot 1 \cdot 24,49 \cdot 1,44 + 0,35 \cdot 1 \cdot 24,49 \cdot 1,44 + 0,25 \cdot 1 \cdot 23,71 \cdot 1,16 + 0,4 \cdot 1 \cdot 25,29 \cdot 1,44 = 56,2 \text{ квар}$$

4) Находим наиболее загруженную фазу по полной мощности:

$$S_{рА} = 52,55 \text{ кВА}$$

$$S_{рВ} = 59,16 \text{ кВА} \quad \text{это фаза В}$$

$$S_{рС} = 56,39 \text{ кВА}$$

5) Определяем K_i , $\cos \varphi$ наиболее загруженной фазы

$$K_{i.b} = 22,78 / ((73,51 + 48,21) / 2 + 20) = 0,28$$

$$N_{\Sigma} = 2 \cdot (20 + 73,51 + 48,21 + 49,79) / 3 \cdot (25,29) = 6$$

6) Определяем неравномерность нагрузки

$$H = (P_{ном.маx} - P_{ном.мин}) / P_{ном.мин} \cdot 100$$

$$H = (25,3 - 20) / 20 \cdot 100 = 26\%$$

7) Коэффициент расчетной нагрузки K_p выбираем исходя из этапа расчета по таблицам 1 и 2[8].

$$K_p = 0,95$$

При неравномерности нагрузки $> 15\%$ расчетные мощности равны:

$$P_p = 3K_p \cdot P_{ср.b} = 65,1 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 3K_p \cdot P_{ср.b} = 52 \text{ квар}$$

$$S_p = 83,3 \text{ кВА}$$

Методика расчета сварочных электрических нагрузок.

Технические и конструктивные особенности сварочных электроприемников не позволяют использовать тот же подход что и для обычных электроприемников.

Сварочные электроприемники делятся на однофазные, двухфазные и трехфазные. Однофазными считаются машины, включенные на линейное напряжение. Двухфазными считаются машины, имеющие два плеча, подключенные к трем фазам по схеме открытого треугольника. Трехфазными считаются машины, имеющие три плеча и подключенные к трем фазам сети и включаемые одновременно. Двухфазные и трехфазные машины при разновременном включении плеч рассматриваются как группы однофазных машин.

Методика расчета сварочных нагрузок предназначена для различных видов машин контактной сварки: точечных, многоточечных, рельефных, шовных и стыковых и может быть распространена на любые электрические нагрузки, характеризующиеся большой частотой и малой продолжительностью включения.

Методика основана на использовании в расчетах продолжительности включения установки, коэффициента загрузки, а так же использовании математического аппарата из раздела теории вероятностей.

Исходными данными для расчета являются: являются номинальная мощность установки, количество установок, коэффициент использования, продолжительность включения, разбивка по парам фаз..

Пример

По условиям задачи заданы следующие данные:

- 1) Точечная сварка $N=4$, $S_{ном}=100$ кВА, $ПВ=0.05$, $K_3=1$.
- 2) Точечная сварка $N=5$, $S_{ном}=150$ кВА, $ПВ=0.02$, $K_3=1$.
- 3) Точечная сварка $N=8$, $S_{ном}=75$ кВА, $ПВ=0.05$, $K_3=1$.
- 4) Точечная сварка $N=3$, $S_{ном}=40$ кВА, $ПВ=0.03$, $K_3=1$.

Расчеты ведем в соответствии с алгоритмом, приведенным выше.

Результаты расчета:

- 1) Распределив машины по возможности равномерно по парам фаз, получили следующие мощности:

$$P_{.AB} = 140; \quad P_{.BC} = 180; \quad P_{.CA} = 180$$

- 2) Определяем среднюю мощность каждой машины:

$$S_{cp} = K_3 * ПВ * S_{ном}$$

$$S_{cp1} = 1 * 0.02 * 100 = 3 \text{ кВА}$$

$$S_{cp2} = 1 * 0.05 * 100 = 5 \text{ кВА}$$

$$S_{cp3} = 1 * 0.05 * 100 = 3,75 \text{ кВА}$$

$$S_{cp4} = 1 * 0.03 * 100 = 1,2 \text{ кВА}$$

- 3) Определяем среднюю мощность по парам фаз:

$$S_{cp.AB} = 2 * 3 + 1 * 5 + 2 * 1,2 + 2 * 3,75 = 20,9 \text{ кВА}$$

$$S_{cp.BC} = 2 * 3 + 1 * 5 + 3 * 3,75 = 22,25 \text{ кВА}$$

$$S_{cp.CA} = 1 * 3 + 2 * 5 + 1 * 1,2 + 3 * 3,75 = 25,45 \text{ кВА (наиболее загруженная пара фаз)}$$

- 4) Определяем неравномерность загрузки

$$H = (630 - 615) / 615 * 100 = 2,4\% < 15\%$$

- 5) Определяем среднюю мощность, приведенную к трехфазному эквиваленту:

$$S_{cp} = 3 * 25,45 = 76,35 \text{ кВА}$$

- 6) Находим среднеквадратичную мощность каждой машины:

$$S_{sk.1} = 1 * \sqrt{0.02 * 150} = 21,21 \text{ кВА}$$

$$S_{sk.2} = 1 * \sqrt{0.05 * 100} = 22,36 \text{ кВА}$$

$$S_{sk.3} = 1 * \sqrt{0.05 * 75} = 16,77 \text{ кВА}$$

$$S_{sk.4} = 1 * \sqrt{0.03 * 40} = 6,92 \text{ кВА}$$

- 7) Определяем среднеквадратичную мощность наиболее загруженной пары фаз:

$$S_{sk} = \sqrt{(25,45^2 + (21,75^2 - 3^2)) + 2 * (22,5^2 - 5^2) + (7^2 - 1,2^2) + 3(16,87^2 - 3,75^2)} = 54,3$$

- 8) Определяем расчетную нагрузку при неравномерности $< 15\%$:

$$S_{p3} = 3 * 54,3 = 162,9 \text{ кВА}$$

Методика расчета осветительной нагрузки.

Электрическое освещение создает значительную нагрузку на промышленных предприятиях. Питание электроосвещения в большинстве случаев осуществляется от общих ТП, но линии осветительной сети строят отдельно от силовых линий. Радиальные линии освещения подключают к щиту ТП, а в схемах блок трансформатор - магистраль - в самом начале магистрали силовой сети. От линий получают питание групповые щиты электроосвещения, от которых групповые линии питают по магистральной схеме светильники, причем так, чтобы при отключении одной групповой линии работа цеха не прерывалась из-за отсутствия освещения. Для этого в цехах с двумя и больше трансформаторами создается перекрестное питание групповых линий.

Существует несколько методик расчета осветительной нагрузки.

Первая методика расчета позволяет получить суммарную мощность осветительных установок цеха по удельной плотности осветительной нагрузки зависящей от типа производства и технических процессов в цехе. Удельная плотность нагрузки является справочной величиной. Эта методика применяется для выбора цеховых КТП.

Вторая методика основана на точечном расчете суммарной мощности цеховых осветительных установок, применяемом для расчета освещения как угодно расположенных

поверхностей и при любом расположении источников света. Этот метод применяется при непосредственном проектировании осветительных установок в тех случаях, когда известно расположение источников света на плане цеха.

Пример

Расчет освещения по первому этапу:

По справочным данным удельная плотность нагрузки равна 9,85 Вт/м

Площадь цеха равна 3837 м².

$$P_p = 10,29 \cdot 3837 = 39,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{po} = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_o = 39,5 \cdot 0,33 = 13,0 \text{ квар.}$$

Расчет освещения по второму этапу:

Для освещения цеха приняты лампы ДРЛ мощностью 700 Вт.

Расчетная нагрузка P_{po} питающей осветительной сети определяется по формуле:

$$P_{po} = P_{уст} \cdot K_c \cdot K_{ПРА}, \quad (63)$$

где $P_{уст}$ – установленная мощность ламп;

K_c – коэффициент спроса;

$K_{ПРА}$ – коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре.

$K_c = 0,95$; $K_{ПРА} = 1,1$ для ламп ДРЛ согласно [10].

Для определения установленной мощности ламп необходимо найти их количество, которое зависит от размещения светильников.

Размещение светильников в плане и в разрезе помещения определяется следующими размерами:

H – высотой помещения;

h_c – расстоянием светильника от перекрытия;

$h_n = H - h_c$ – высотой светильника над полом;

h_p – высотой расчетной поверхности над полом;

$h = h_n - h_p$ – расчетной высотой;

L – расстоянием между соседними светильниками или рядами ламп;

l – расстоянием от крайних светильников до стены.

Основное требование при выборе расположения светильников заключается в доступности их при обслуживании. Кроме того, размещение светильников определяется условием экономичности. Важное значение имеет отношение расстояния между светильниками или рядами светильников к расчетной высоте $\lambda = L/h$, уменьшение его приводит к удорожанию осветительной установки и усложнению ее обслуживания, а чрезмерное увеличение приводит к резкой неравномерности освещения и к возрастанию расходов энергии.

Принято, что высота помещения составляет 10 м, расстояние светильника от перекрытия – 1 м, а высота рабочих поверхностей над полом – 1 м. Лампы устанавливаются в светильниках РСПО5/ГОЗ. Для принятого светильника, имеющего глубокую кривую силы свечения, по [10] определено значение $\lambda = 1$.

Находим h :

$$h = H - h_p - h_c, \quad (64)$$

$$h = 10 - 1 - 1 = 8 \text{ м.}$$

$$\text{Тогда } L = \lambda \cdot h = 1 \cdot 8 = 8 \text{ м.}$$

В соответствии с $L = 8$ м выполнено размещение светильников в цехе, которое показано на рисунке 1.

Общее число светильников:

$$N = 7 \cdot 4 + 3 \cdot 2 + 4 \cdot 2 + 3 \cdot 4 = 54.$$

Установленная мощность ламп:

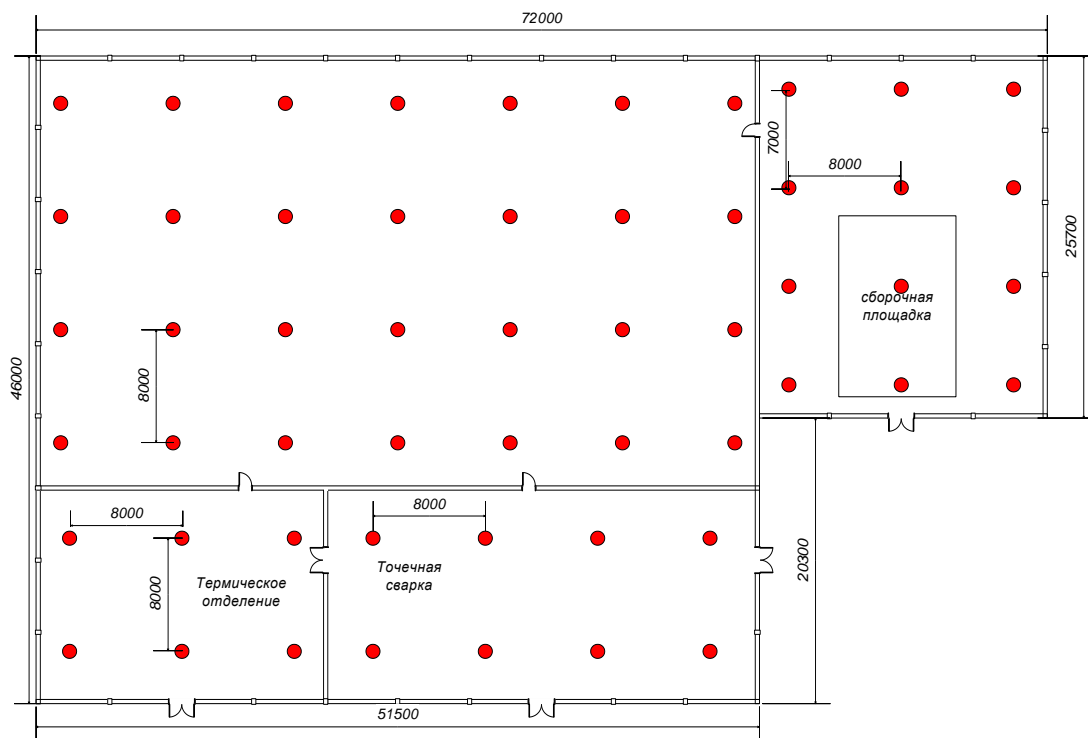
$$P_{уст} = N \cdot P_{ном \text{ л}},$$

$$P_{уст} = 54 \cdot 0,7 = 37,8 \text{ кВт.}$$

По формулам (12) и (2) рассчитываются осветительные нагрузки цеха:

$$P_{po} = 37,8 \cdot 0,95 \cdot 1,1 = 39,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg} \varphi_o = 39,5 \cdot 0,33 = 13,0 \text{ квар.}$$



План размещения светильников в цехе

Выбор низковольтных компенсирующих устройств

Компенсация реактивной мощности (КРМ) является неотъемлемой частью задачи электроснабжения промышленного предприятия. Компенсация реактивной мощности одновременно с улучшением качества электроэнергии в сетях промышленных предприятий является одним из основных способов сокращения потерь электроэнергии.

К сетям напряжением до 1 кВ промышленных предприятий подключают большую часть электроприемников, потребляющих реактивную мощность. Коэффициент мощности нагрузки обычно 0,7 — 0,8, при этом сети 380 — 660 В электрически удалены от источников питания — энергосистемы и местных ТЭЦ. Поэтому передача реактивной мощности в сеть напряжением до 1 кВ приводит к повышенным затратам на увеличение сечений проводов и кабелей, на повышение мощности трансформаторов, на потери активной и реактивной мощности. Эти затраты можно уменьшить и даже устранить, если обеспечить компенсацию реактивной мощности непосредственно в сети напряжением до 1 кВ.

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 среднегодовых эквивалентных расходов.

Исходя из расчетной нагрузки цеха, выбирается число и мощность цеховых трансформаторов.

Существует два расчетных случая при выборе трансформаторов:

1) Число трансформаторов ≤ 3 - определяется расчетная мощность трансформатора, по которой находится номинальная мощность трансформатора. Номинальная мощность должна быть больше расчетной мощности трансформатора.

2) Число трансформаторов > 3 - последовательно определяется минимальное число трансформаторов одной мощности, номинальная мощность трансформатора, выбранная исходя из удельной плотности нагрузки, экономически целесообразное число трансформаторов.

Пример

Задана расчетная мощность цеха: активная – 1714,2 кВт, реактивная – 1352 квар. Выбрать силовые трансформаторы и низковольтные компенсирующие устройства.

В соответствии с категоричностью электроприемников принято, что на КТП устанавливается 2 трансформатора.

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч.тр}} = \frac{1714,2}{0,7 \cdot 2} = 1224 \text{ кВА, принимаются трансформаторы } 2 \times \text{ТМ-1600/10.}$$

Определение реактивной мощности, которую целесообразно передать через силовые трансформаторы из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ:

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 1600 \cdot 0,7)^2 - 1714,2^2} = 1442 \text{ квар.}$$

Находим суммарную мощность низковольтных компенсирующих установок (НКУ) по первому этапу:

$$Q_{\text{НКУ1}} = 1352 - 1442 = -90 \text{ квар.}$$

Т.к. $Q_{\text{НКУ1}} < 0$, то установка НБК не требуется, следовательно, принимается $Q_{\text{НКУ1}} = 0$.

Суммарная мощность НКУ по второму этапу определяется по минимуму потерь электроэнергии в распределительной сети, т.е. исходя из экономии электроэнергии:

$$Q_{\text{НКУ2}} = Q_{\text{рΣ}} - Q_{\text{НКУ1}} - \gamma \cdot N_T \cdot S_{\text{Т.ном.}}$$

Расчётный коэффициент γ зависит от схемы питания цеховых подстанций и расчётных параметров $K_{\text{р1}}$ и $K_{\text{р2}}$:

$$K_{\text{р1}} = 9, K_{\text{р2}} = 23 \text{ (при длине питающей линии 2 км).}$$

По [9] найдено, что $\gamma = 0,18$, тогда:

$$Q_{\text{НКУ2}} = 1352 - 0 - 0,18 \cdot 2 \cdot 1600 = 776 \text{ квар.}$$

Суммарная требуемая мощность КУ: $Q_{\text{НКУ}} = 0 + 776 = 776 \text{ квар.}$

Определяем тип и мощность батарей конденсаторов: устанавливаем по одной низковольтной комплектной конденсаторной установке УКЛН-0,38-450-150 У3 и УКЛН-0,38-300-150 У3.

Фактическая реактивная мощность, передаваемая из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{ККУ}} = 1352 - 450 - 300 = 602 \text{ квар.}$$

Также рассматривается пример по второму расчетному случаю, когда число трансформаторов в цехе явно больше 3.

Студентам раздаются индивидуальные задания для самостоятельного решения под контролем преподавателя.

Подводятся итоги практического занятия.

Определение экономически целесообразной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями

Приводится методика определения экономически целесообразной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями (СД). Отмечается, что работа синхронных двигателей в режиме опережающего тока, т.е. генерации реактивной мощности, приводит к снижению потерь электроэнергии в сети напряжением 6-10 кВ. Целесообразно рассматривать совместную работу СД и компенсирующих устройств (КУ).

Методика определения экономически целесообразной реактивной мощности, которую выгодно брать от СД, комментируется следующим примером.

Пример

Определить реактивную мощность СД, которую целесообразно использовать для компенсации реактивной мощности. СД установлены на компрессорной станции, которая работает в три смены и расположена на Дальнем Востоке. К шинам РП, питающей компрессорную, подключены две группы двигателей. Технические данные СД приведены в таблице

Наименование параметра	Первая группа СД	Вторая группа СД
Номинальная активная мощность, МВт	5	1
Номинальная реактивная мощность, квар	2,5	0,5
Число оборотов в минуту, n	3000	750
$\cos \varphi$	0,9	0,9
Коэффициент загрузки, K_z	0,8	0,7
Число работающих СД	5	3

Определяем суммарную реактивную мощность всех СД, которую они могут генерировать минимально по условиям технологического процесса:

$$Q_{СД\min} = \sum_1^n K_{zi} Q_{СДномi} = 5 \cdot 0,8 \cdot 2,5 + 3 \cdot 0,7 \cdot 0,5 = 11,05 \text{ Мвар}$$

Определяем, есть ли синхронные двигатели, у которых целесообразно полностью использовать располагаемую реактивную мощность по [9]. Это двигатели первой группы.

Находим экономически целесообразную реактивную мощность, генерируемую двигателями первой группы.

Для одного двигателя:

$$Q_{СДэI} = \alpha \sqrt{P_{СДном}^2 + Q_{СДном}^2},$$

где $\alpha=0,5$ по номограмме [9], тогда

$$Q_{СДэI} = 0,5 \sqrt{5^2 + 2,5^2} = 2,795 \text{ Мвар}.$$

Для первой группы СД:

$$Q_{СДэI} = 5 \cdot 2,795 = 13,975 \text{ Мвар}$$

Определяем экономически целесообразную реактивную мощность, генерируемую двигателями второй группы. В соответствии с [9] эти двигатели нужно использовать только по минимально генерируемой реактивной мощности, определяемой по технологическому процессу.

Для них:

$$Q_{СДэII} = N_{II} \cdot K_z \cdot Q_{СДном} = 3 \cdot 0,7 \cdot 0,5 = 1,05 \text{ Мвар}.$$

Определим экономически целесообразную реактивную мощность, генерируемую всеми СД на компрессорной.

$$Q_{СДэ\Sigma} = Q_{СДэI} + Q_{СДэII} = 13,975 + 1,05 = 15,025 \text{ Мвар}$$

Студентам раздаются индивидуальные задания для самостоятельного решения под контролем преподавателя.

Подводятся итоги практического занятия.

Баланс реактивной мощности.

Выбор высоковольтных компенсирующих устройств

Для выбора высоковольтных компенсирующих устройств проводятся балансовые расчеты реактивной мощности на предприятиях по следующему алгоритму.

Определяется суммарная реактивная мощность низковольтных компенсирующих устройств (НКУ).

Определяется экономически целесообразная реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями, подключенными к каждой РП и к ГПП (ПГВ).

Рассчитывается некомпенсированная реактивная мощность на шинах каждой РП.

Определяется суммарная реактивная мощность на шинах ГПП (ПГВ).

Определяется суммарная мощность высоковольтных компенсирующих устройств.
 Данный алгоритм комментируется примером.

Пример

Машиностроительный завод расположен на Дальнем Востоке, работает в 2 смены. Его электроснабжение осуществляется от ГПП 110/10 кВ с использованием четырех РП. На шинах РП-1 некомпенсированная реактивная мощность составляет -13,075 Мвар. Расчетная реактивная мощность на шинах КТП 0,4 кВ, подключенных к РП-2, составляет 25 Мвар, суммарная мощность НКУ равна 10 Мвар, потери реактивной мощности в трансформаторах КТП равны 1,4 Мвар. К шинам 10 кВ РП-3 подключены асинхронные двигатели суммарной мощностью 8 Мвар, расчетная реактивная мощность на шинах КТП 0,4 кВ, подключенных к РП-3, составляет 14 Мвар, суммарная мощность НКУ равна 5 Мвар, потери реактивной мощности в трансформаторах КТП равны 0,7 Мвар. Расчетная реактивная мощность на шинах КТП 0,4 кВ, подключенных к РП-4, составляет 10 Мвар, суммарная мощность НКУ равна 3 Мвар, потери реактивной мощности в трансформаторах КТП равны 1 Мвар. К ГПП подключена КТП с расчетной реактивной мощностью 2 Мвар, мощностью НКУ 0,8 Мвар, потери реактивной мощности в ее трансформаторах равны 0,22 Мвар. Произвести балансировочный расчет реактивной мощности на предприятии и определить мощность высоковольтных компенсирующих устройств (ВКУ), если в договоре на энергоснабжение задан коэффициент реактивной мощности равный 0,2.

Решение

Определяем некомпенсированную реактивную мощность на шинах РП.

РП-1

$$Q_{pn-1} = -13,075 \text{ Мвар}$$

РП-2

$$Q_{pn-2} = Q_p - Q_{нкку} + \Delta Q_T = 25 - 10 + 1,4 = 16,4 \text{ Мвар}$$

РП-3

$$Q_{pn-3} = Q_p - Q_{нкку} + \Delta Q_T + Q_{АД} = 14 - 5 + 0,7 + 8 = 17,7 \text{ Мвар}$$

РП-4

$$Q_{pn-4} = Q_p - Q_{нкку} + \Delta Q_T = 10 - 3 + 1 = 8 \text{ Мвар}$$

КТП

$$Q_{наг} = Q_p - Q_{нкку} + \Delta Q_T = 2 - 0,8 + 0,22 = 1,42 \text{ Мвар}$$

Определяем суммарную реактивную мощность на шинах 10 кВ ГПП с учетом генерации реактивной мощности СД

$$Q_{ГПП} = \sum Q_{нек\ РП-i} + Q_{наг} = -13,075 + 17,7 + 16,4 + 8 + 1,42 = 30,445 \text{ Мвар}$$

Определяем суммарную мощность ВКУ из балансировочного расчета

$$Q_{ВКУ} = Q_{ГПП} - Q_{нек} + \Delta Q_{Т\ ГПП} = 30,445 + 8 - 100 \cdot 0,2 = 18,445 \text{ Мвар}$$

Распределяем суммарную расчетную мощность ВКУ между РП, ГПП и КТП пропорционально их некомпенсированной реактивной мощности. Для этого находим суммарную некомпенсированную мощность, не учитывая реактивную мощность, генерируемую СД, подключенными к РП-1.

$$Q_{нек\ \Sigma} = Q_{ГПП} - Q_{РП-1} + \Delta Q_{Т\ ГПП} = 30,445 + 13,075 = 51,52 \text{ Мвар}$$

Найденная мощность составляет 100%. Определяем процент нескомпенсированной реактивной мощности, приходящийся на каждую РП, кроме РП-1, и КТП, ГПП. По найденному проценту определяем расчетную мощность ВКУ для каждой РП и ГПП. В итоге получаем:

$$\text{РП-2 } Q_{\text{ВКУ}} = 5,89 \text{ Мвар};$$

$$\text{РП-3 } Q_{\text{ВКУ}} = 6,36 \text{ Мвар};$$

$$\text{РП-4 } Q_{\text{ВКУ}} = 2,87 \text{ Мвар};$$

$$\text{ГПП } Q_{\text{ВКУ}} = 3,38 \text{ Мвар}.$$

Для каждой РП и ГПП подбираем батареи конденсаторов, выпускаемые промышленностью, например, на РП-2 будет установлено 2 ВКУ по 2,7 Мвар и 2 – по 0,3 Мвар.

Студентам выдается индивидуальное задание, которое они выполняют под контролем преподавателя.

Подводятся итоги занятия.

Определение параметров схем внешнего электроснабжения

Данное практическое занятие посвящено разработке схемы внешнего электроснабжения и определения ее параметров. Эта комплексная задача решается в следующем порядке:

1. Выбираются возможные источники питания;
2. Разрабатываются варианты подключения к ним объекта электроснабжения;
3. Выбираются два конкурентоспособных варианта;
4. Для каждого варианта выбираются параметры линий связи: номинальное напряжение, марки и сечения воздушных или кабельных линий, способ прокладки;
5. Выбираются количество и типы пунктов приема электроэнергии;
6. Определяется место расположения пунктов приема электроэнергии;
7. Выбираются и проверяются силовые трансформаторы пунктов приема электроэнергии;
8. Разрабатывается схема внешнего электроснабжения

Студентам раздаются индивидуальные занятия для проработки под контролем преподавателя.

Определение параметров схем внутреннего электроснабжения

Предлагается студентам следующий порядок разработки схем внутреннего электроснабжения и определения их параметров:

1. Определяется количество и мощность силовых трансформаторов КТП;
2. Делается вывод о целесообразности ввода в схему электроснабжения РП;
3. Разрабатывается схема внутреннего электроснабжения;
4. Определяется место расположения КТП, определяется тип КТП;
5. Выбираются сечения проводников, и определяется их способ прокладки.

Студентам выдается индивидуальная комплексная задача для самостоятельной проработки под контролем преподавателя.

Ниже приведены некоторые методики и примеры решения ряда разделов комплексной задачи.

Методика выбора места расположения КТП.

При проектировании современных систем электроснабжения решать задачи определения числа и места расположения источников питания становится все сложнее. Это объясняется тем, что проектировщикам при решении этих задач приходится оперировать с большим количеством исходных данных, объем которых постоянно увеличивается. В первую очередь это относится к возросшему числу электроприемников.

Одним из методов, позволяющих получить представление о распределении нагрузок по территории объекта, является картограмма нагрузок. Это план, на котором изображена картина

средней интенсивности распределения нагрузок приемников электроэнергии. Наиболее простой способом изображения средней интенсивности распределения нагрузок состоит в том, что нагрузки изображаются с помощью кругов. В качестве центра нагрузки выбирают центр электрической нагрузки (ЦЭН) электроприемника или группы электроприемников. А радиус круга связывают с расчетной мощностью.

Общий центр электрических нагрузок находим аналогично нахождению центр тяжести системы материальных точек.

Затем, используя вероятностно-статистический математический аппарат, определяются такие характеристики как математическое ожидание координат ЦЭН, полуоси эллипса рассеяния и угол их поворота. На основании этих данных на картограмме электрических нагрузок строится эллипс зоны рассеяния ЦЭН, по которому определяется место расположения цеховой ТП.

Алгоритм расчета центра электрических нагрузок и картограммы электрических нагрузок.

Для построения картограммы нагрузок и эллипса зоны рассеяния необходима информация о нагрузках. В частности мощности и центр расположения электроприемника или группы электроприемников (объединяемых по технологическому признаку). По справочным данным выбирается суточный график нагрузки для каждого электроприемника или группы электроприемников.

Исходя из данных, полученных в результате расчетов, строится картограмма нагрузок и эллипс рассеяния ЦЭН. Место расположения источника питания (ГПП, ЦРП, ТП) выбирают в любой наиболее удобной его точке. В этом случае высшее напряжение будет максимально приближено к центру потребления электроэнергии, а распределительные сети будут иметь минимальную протяженность.

Пример 1

Цех состоит из следующих отделений:

Механическое отделение, координаты: X=28; Y=31;

Сборочная площадка, координаты: X=61.5; Y=36;

Термическое отделение, координаты: X=14; Y=12.5;

Точечная сварка, координаты: X=38; Y=12.

Распределение нагрузок в течение суток для каждого из отделений выбрано исходя из типовых графиков /8,1/

Математическое ожидание координат центра электрических нагрузок:

$$Q_x = \sum_{k=1}^{24} X_k / 24 = 1287 / 24 = 53,63$$

$$Q_y = \sum_{k=1}^{24} Y_k / 24 = 550 / 24 = 22,92$$

Среднеквадратичные отклонения координат центра:

$$G_x = \sqrt{\sum_{k=1}^{24} (Q_x - X_k)^2 / 24} = \sqrt{1201177 / 24} = 22,23$$

$$G_y = \sqrt{\sum_{k=1}^{24} (Q_y - Y_k)^2 / 24} = \sqrt{38262 / 24} = 9,50$$

Коэффициент корреляции координат центров нагрузок равен:

$$K_k = \frac{\sum_{k=1}^{24} (X_k - Q_x) * (Y_k - Q_y)}{24 * G_x * G_y} = \frac{513566}{24 * 22,23 * 9,50} = 22,23$$

Угол поворота осей эллипса зоны рассеяния

$$a = \frac{\arctg\left(\frac{2K_k \cdot G_x \cdot G_y}{G_x^2 \cdot G_y^2}\right)}{2} = \frac{\arctg\left(\frac{2 \cdot 1 \cdot 22,23 \cdot 9,50}{22,23^2 \cdot 9,50^2}\right)}{2} = 23,14$$

Полуоси эллипса зоны рассеяния

$$X = \sqrt{6 \cdot (G_x^2 \cdot \cos^2 a + K_k \cdot G_x \cdot G_y \cdot \sin 2a + G_y^2 \cdot \sin^2 a)} =$$

$$\sqrt{6 \cdot (22,23^2 \cdot \cos^2 23,14 + 1 \cdot 22,23 \cdot 9,50 \cdot \sin 2 \cdot 23,14 + 9,50^2 \cdot \sin^2 23,14)} = 59,24$$

$$Y = \sqrt{6 \cdot (G_x^2 \cdot \sin^2 a - K_k \cdot G_x \cdot G_y \cdot \sin 2a + G_y^2 \cdot \cos^2 a)} =$$

$$\sqrt{6 \cdot (22,23^2 \cdot \sin^2 23,14 - 1 \cdot 22,23 \cdot 9,50 \cdot \sin 2 \cdot 23,14 + 9,50^2 \cdot \cos^2 23,14)} = 9,82$$

На плане цеха показано построение картограммы нагрузок и эллипса зоны рассеяния ЦЭН

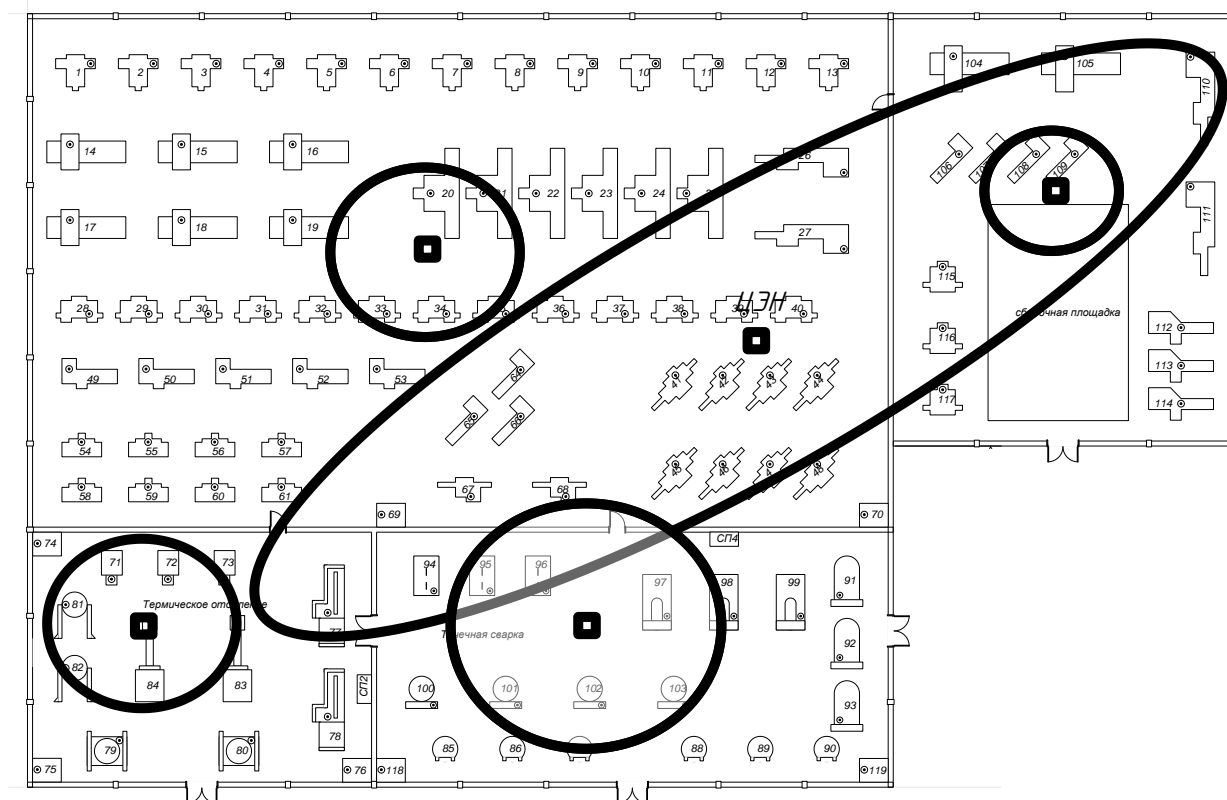


Рис. Картограмма нагрузок и эллипс зоны рассеяния ЦЭН

Пример 2

Выбрать число и мощность трансформаторов КТП, мощность компенсирующих устройств, их тип и место установки (по напряжению). Составить схему КТП с указанием параметров основного электрооборудования подстанции и РУ – 0,4 кВ.

Площадь цеха $S_{ц}$ – 3000 м².

Стоимость потерь мощности C_0 – 70 руб/кВт-год.

Стоимость вводного устройства батарей конденсаторов

$U_{н10}$ – 3000 руб; $U_{н0,38}$ – 600 руб.

Стоимость регулирующего устройства батарей конденсаторов $U_{н10}$ – 700 руб; $U_{н0,38}$ – 250 руб.

$P_p = 509$ кВт.

$Q_p = 344,5$ квар.

$S_p = 621,3$ кВА.

Потребители II и III категорий.

Мощность осветительной нагрузки определить по удельной мощности $P_0 = 0,02$ кВт/м².

Номинальное напряжение распределительной сети $U_n = 10$ кВ, синхронные электродвигатели отсутствуют. Удельную стоимость конденсаторных установок K_u принимать равной:

$K_{u10} = 6$ руб/квар; $K_{u0,38} = 12$ руб/квар. Удельные потери

$P_{y10} = 2,5$ кВт/квар; $P_{y0,38} = 4,5$ кВт/квар. Число часов использования максимума нагрузки $T_m = 4500$ ч/год.

Расчетная мощность цеха с учетом осветительной нагрузки

$$P_{pц} = P_p + P_0 = 509 + 60 = 569 \text{ кВт},$$

где $P_{p0} = P_0 \cdot S_{ц} = 0,02 \cdot 3000 = 60$ кВт

Рассмотрим варианты установки одного и двух трансформаторов на ПС

$$\text{Для одного трансформатора } S_T \geq \frac{P_{pц}}{K_3 \cdot N_T} \geq \frac{569}{0,75 \cdot 1} \geq 758,7 \text{ кВт},$$

где $K_3 = 0,75$.

Выбираем трансформатор $S_{ном} = 1000$ кВА

$$\text{Для двух трансформаторов } S_T \geq \frac{P_{pц}}{K_3 \cdot N_T} \geq \frac{569}{0,75 \cdot 2} \geq 379 \text{ кВА}$$

Выбираем 2 трансформатора $S_{ном} = 400$ кВА

Определяем реактивную мощность, которую можно передать в сеть 0,38 кВ из сети 10 кВ через трансформатор

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_T)^2 - P_{pц}^2}$$

для одного трансформатора

$$Q_{T1} = \sqrt{(1 \cdot 0,75 \cdot 1000)^2 - 569^2} = 488,6 \text{ квар},$$

для двух трансформаторов

$$Q_{T2} = \sqrt{(2 \cdot 0,75 \cdot 400)^2 - 569^2} = 190,4 \text{ квар}.$$

Определяем мощность низковольтных батарей конденсаторов (НБК).

$$Q_{нк\sum} = Q_{нк1} + Q_{нк2}$$

$$Q_{нк1} = Q_{pц} - Q_T$$

$$Q_{нк2} = Q_{pц} - Q_{нк1} - \gamma \cdot N_T \cdot S_T,$$

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от параметров

K_{p1} , и K_{p2} , определяется из графиков /9/

K_{p1} -Таб.4.6 /2/; $K_{p1} = 9$

K_{p2} -Таб.4.7 /2/ $K_{p2} = 27(1), =17(2)$

$\gamma_1 = 0,26$ $\gamma_2 = 0,26$

$Q_{нк1}$ - суммарная мощность КБ

$Q_{нк2}$ - дополнительная мощность КБ

для одного трансформатора

$$Q_{нк1} = 569 - 488,6 = 80,4 \text{ квар}$$

$$Q_{нк2} = 569 - 80,4 - 0,26 \cdot 1 \cdot 1000 = 228,6 \text{ квар}$$

$$Q_{нк\sum} = 80,4 + 228,6 = 309 \text{ квар}$$

Выбираем УКЛ(П) Н-0,38-300-50УЗ с автоматическим регулированием по напряжению./8/

для двух трансформаторов

$$Q_{HK_1} = 569 - 190,4 = 378,6 \text{ квар}$$

$$Q_{HK_2} = 569 - 378,6 - 0,26 \cdot 2 \cdot 400 < 0 (-17,6) \text{ квар}$$

$$Q_{HK_{\Sigma}} = 378,6 + 0 = 378,6 \text{ квар}$$

Выбираем 2 шт УКЛ(П) Н-0,38-150-50У3 с автоматическим регулированием по напряжению.

Определяем мощность высоковольтных батарей конденсаторов (ВБК). Нескомпенсированная реактивная нагрузка для одного трансформатора

$$Q_{неск} = Q_{T_1} - Q_{HK_{\phi}} + \Delta Q_T,$$

где ΔQ_T - потери в трансформаторе с учетом загрузки = 41 квар

$$Q_{неск} = 488,6 - 300 + 41 = 229,6 \text{ квар}$$

$$Q_{ВБК} = Q_{неск} - Q_{\Sigma}$$

где $Q_{\Sigma} = P_{rc} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 569 \cdot 0,3 = 170,7$

$$Q_{ВБК} = 229,6 - 170,7 = 59 \text{ квар}$$

Выбираем КС2-10,5-50 по /8/

для двух трансформаторов

$$Q_{неск} = 190,4 - 300 + 41 < 0 \text{ квар}$$

$$Q_{ВБК} < 0 \text{ квар}$$

Определим затраты на БК

При одном трансформаторе

$$З_{БК} = K_{y_{10}} \cdot Q_{ВБК} + K_{y_{0,38}} \cdot Q_{НБК} = 6 \cdot 50 + 12 \cdot 300 = 3900 \text{ руб}$$

для двух трансформаторов

$$З_{БК} = K_{y_{10}} \cdot Q_{ВБК} + K_{y_{0,38}} \cdot Q_{НБК} = 6 \cdot 0 + 12 \cdot 300 = 3600 \text{ руб.}$$

Определим суммарные приведенные затраты по выражению

$$З = E \cdot (K_{Tr} + K_{БК}) + C = E \cdot K_{ТП} + K_{Ву_{НБК}} + E \cdot K_{y_{0,38}} \cdot Q_{НБК} + K_{Ву_{ВБК}} + E \cdot K_{y_{10}} \cdot Q_{ВБК} + C_0 \cdot \Delta P_{Tr} + P_{у_{НБК}} \cdot C_0 \cdot Q_{НБК} + P_{у_{ВБК}} \cdot C_0 \cdot Q_{ВБК}$$

где: E – норма дисконтирования

$K_{ТП}$ – стоимость трансформаторной подстанции

C – стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах и БК

$$\Delta P_{Tr} = \Delta P_x + K_z^2 \cdot \Delta P_k$$

Для варианта с одним трансформатором приведенные затраты составляют 109729 руб.

Для варианта с двумя трансформаторами приведенные затраты составляют 103744 руб.

На основании сравнения двух вариантов выбора числа и мощности трансформаторов КТП и мощности КУ, в качестве оптимального выбираем второй вариант с двумя трансформаторами мощностью по 400 кВА каждый.

Пример 3 выполнения комплексного задания

1. Определение расчетной нагрузки

Расчётная нагрузка на шинах низшего напряжения ТП-1 равна:

активная $P_p = 851$ кВт;

реактивная $Q_p = 722$ квар;

$$\text{полная } S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{851^2 + 722^2} = 1117 \text{ кВА}$$

По величине полной расчётной нагрузки $S_p = 1117$ кВА намечаем к установке в ТП-1 два

тр-ра мощностью по 1000 кВА каждый.

В нормальном режиме т-ры будут работать с коэффициентом загрузки:

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_{\text{шт}}} = \frac{1117}{2 \cdot 1000} = 0,56.$$

Загрузка тр-ров в послеаварийном режиме (при выходе из строя одного из рабочих тр-ров):

$$K_{\text{зав}} = \frac{S_p}{S_{\text{шт}}} = \frac{1117}{1000} = 1,12$$

Предварительный выбор числа и мощности тр-ров остальных цеховых ТП аналогичен и сведен в таблицу 1.

Таблица 1.

№ п/п	Наим. п/ст.	Потребители электроэнергии	Расчётная нагр.			К-во тр-ров	Мощн. тр-ров	Загр. тр. в норм. реж.	Загр. тр. в авар. реж.
			P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА				
1	ТП-1	Цех № 1,2,3,4	851	722	1117	2	1000	0,56	1,12
2	ТП-2	Цех № 7,8,12	1832	1380	2293	2	1600	0,7	1,4
3	ТП-3	Цех № 5,6,9,14,15	1414	1255	1890	2	1600	0,59	1,18
4	ТП-4	Цех № 10,11,22,21,13,18	934	883	1286	2	1000	0,64	1,3
5	ТП-5	Цех № 17	1381	1020	1717	2	1600	0,54	1,08
6	ТП-6	Цех № 16,20	2192	1709	2778	2	2500	0,56	1,11
7	ТП-7	Цех № 19,23,26	2344	984	2543	2	1600	0,79	1,58
8	ТП-8	Цех № 24,25	1347	392	1585	2	1000	0,77	1,54

2. Выбор мощности цеховых ТП

Расчётная нагрузка на шинах низкого напряжения тр-ров ТП-1 составляет: $P_p = 851$ кВт;

$$Q_p = 722 \text{ квар.}$$

Необходимая мощность компенсирующих устройств со стороны низшего напряжения тр-ров ТП-1:

$$Q_{\text{ку}} = P_p (tg\phi - tg\phi_{\text{зад}}) = 851(0,85 - 0,33) = 442 \text{ квар,}$$

$$\text{где } tg\phi = \frac{Q_p}{P_p} = \frac{722}{851} = 0,85 - \text{соотв. нормативному значению } \cos\phi;$$

$tg\phi = 0,33$ – задан энергосистемой в договоре энергоснабжения.

Выбираем компенсирующее устройство типа ККУ-0,38-Ш, мощностью 150 квар. Следовательно, $Q'_{\text{ку}} = 3 \cdot 150 = 450$ квар.

Тогда некомпенсированная реактивная мощность на стороне низшего напряжения тр-ров ТП-1 составит: $Q = Q_p - Q'_{\text{ку}} = 722 - 450 = 272$ квар.

Потери активной мощности в компенсирующих устройствах:

$$\Delta P_{\text{ку}} = P_{\text{уд}} \cdot Q'_{\text{ку}} = 0,002 \cdot 450 = 0,9 \text{ кВт,}$$

где $P_{\text{уд}}$ - удельные потери активной мощности в статических конденсат., кВт/квар.

Таким образом, величину $\Delta P_{\text{ку}}$ ввиду её малости в расчётах для упрощения можно не учитывать.

Полная расчётная мощности с учётом компенсации определяется:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{851^2 + 722^2} = 893 \text{ кВА}$$

Выбираем к установке в ТП-1 два тр-ра мощностью по 630 кВА каждый:

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_{шт}} = \frac{893}{2 \cdot 630} = 0,71;$$

$$K_{зав} = \frac{S_p}{S_{шт}} = \frac{893}{630} = 1,4$$

Расчёт для остальных ТП проводим аналогично и сводим в табл. 2.

Таблица 2.

	Наим. п/ст.	Потребители электроэнергии	Расчётная нагр.			К-во тр-ров	Мощн. тр-ров	Загр. тр. в норм. реж.	Загр. тр. в авар. реж.	Нескомп. мощ-ть, квар
			P, кВт	Q, квар	S, кВА					
1	ТП-1	Цех № 1,2,3,4	851	272	893	2	630	0,71	1,4	272
2	ТП-2	Цех № 7,8,12	1832	630	1937	2	1600	0,6	1,2	630
3	ТП-3	Цех № 5,6,9,14,15	1414	455	1485	2	1600	0,46	0,92	455
4	ТП-4	Цех № 10,11,22,21,13,18	934	283	976	2	1000	0,49	0,98	283
5	ТП-5	Цех № 17	1381	420	1443	2	1000	0,72	1,44	420
6	ТП-6	Цех № 16,20	2192	749	2316	2	1600	0,72	1,44	749
7	ТП-7	Цех № 19,23,26	2344	824	2481	2	2500	0,5	1,0	824
8	ТП-8	Цех № 24,25	1478	392	1529	2	1600	0,48	0,96	-

Анализируя величины и размещение электрических нагрузок цехов по территории завода и учитывая категории потребителей по степени бесперебойности питания, выбираем для системы внутреннего электроснабжения радиально-магистральную схему с резервированием. Распределительные устройства цехов, имеющие потребителей выше 1000 В, питаются по радиальной схеме с резервированием от шин ГПП. Распределительная сеть выше 1000 В по территории завода выполняется кабельными линиями, проложенными в траншеях. Намечаем варианты для выбора рационального напряжения распределительных сетей схемы внутреннего электроснабжения.

Вариант 1. Электроэнергия распределяется внутри завода на напряжении 6 кВ.

Вариант 2. Электроэнергия распределяется внутри завода на напряжении 10 кВ.

Вариант 3. Электроэнергия распределяется внутри завода на напряжении 20 кВ.

Вариант 4. Электроэнергия распределяется внутри завода на напряжении 6 и 10 кВ совместно.

Вариант 5. Электроэнергия распределяется внутри завода на напряжении 6 и 20 кВ совместно.

3. Определение расчётных нагрузок линий сети 6÷20 кВ

Расчётные нагрузки распределительной сети 6÷20 кВ определяются по величинам расчётных нагрузок на шинах низшего напряжения ТП или на шинах РУ с учётом потерь мощности в трансформаторах и компенсации реактивной мощности на шинах РУ.

Потери активной и реактивной мощности в понизительных трансформаторах с высшим напряжением 6÷20 кВ определяются в зависимости от действительной (расчётной) нагрузки (S_p):

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_T &= \Delta P_{XX} + \Delta P_{кз} \left(\frac{S_p}{S_{шт}} \right)^2; \\ \Delta Q_T &= \frac{I_{XX} \%}{100} S_{шт} + \frac{U_{кз} \%}{100} S_{шт} \end{aligned} \right\} \text{ для 1 тр-ра}$$

Расчётная полная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-1 $S_p = 893$ кВА. Расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ одного тр-ра 630 кВА. $\frac{1}{2} S_p = 446,5$ кВА.

Потери активной и реактивной мощности : в одном трансформаторе 630 кВА:

$$\Delta P_T = 2,45 + 6,3 \left(\frac{446,5}{630} \right)^2 = 5,6 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{1,97 \cdot 630}{100} + \frac{6,5 \cdot 630}{100} = 53,4 \text{ квар.}$$

В двух тр-рах 630 кВА (при раздельной работе)

$$\Delta P_{2T} = 2 \cdot \Delta P_T = 2 \cdot 5,6 = 11,2 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{2T} = 2 \cdot \Delta Q_T = 2 \cdot 53,4 = 106,8 \text{ квар.}$$

Ввиду отсутствия данных, потери мощности в трансформаторах с высшим напряжением 20 кВ приняты как для трансформаторов с высшим напряжением 6÷10 кВ.

По остальным трансформаторным ПС, определением потерь в трансформаторах аналогичны и сведены в табл. 3.

Таблица 3

Вар.	Наим. п/ст	Число и мощн. тр-ров	Расч. полн. напр. S_p , кВА	Потери акт.мощ., $2\Delta P_T$, кВт	Потери реакт.мощ., $2\Delta Q_T$, квар
1, 2, 3 (тр-ры 6÷20/0,4 кВ)	ТП-1	2 x 630	893	11,2	106,8
	ТП-2	2 x 1600	1937	19,3	240
	ТП-3	2 x 1600	1485	14	240
	ТП-4	2 x 1000	976	10,4	142
	ТП-5	2 x 1000	1443	17	142
	ТП-6	2 x 1600	2316	25	240
	ТП-7	2 x 2500	2481	20,4	325
	ТП-8	2 x 1600	1529	14	240

Определяем расчётные нагрузки линий распределительной сети 6÷20 кВ (по вар.).

Линия № 1 (Л-1, вариант 1, $U_n=6$ кВ).

Линия Л-1 питает ТП-3 от РУ-1 по двум кабелям: расчётная нагрузка Л-1 – это расчётная нагрузка со стороны высшего напряжения трансформаторов ТП-3:

$$P'_p = P_p + \Delta P_{2T} = 1414 + 14 = 1428 \text{ кВт};$$

$$Q'_p = Q_p + \Delta Q_{2T} = 455 + 240 = 695 \text{ квар},$$

где P_p, Q_p - расчётные нагрузки на шинах низшего напряжения ТП-3.

Потребляемая мощность компенсирующих устройств со стороны высшего напряжения трансформаторов ТП-3:

$$Q_{ку} = P_p (tg \varphi - tg \varphi_n) = 851(0,85 - 0,33) = 442 \text{ квар},$$

$$tg \varphi = \frac{Q'_p}{P'_p} = \frac{695}{1428} = 0,49.$$

Для ТП-3, не имеющей шин со стороны высшего напряжения трансформаторов и территориально совмещенной с РП-1, не имеет смысла устанавливать компенсирующие устройства на стороне выше 1000 В при $Q_{ку}=230$ квар.

Следовательно, полная расчётная нагрузка линии:

$$S'_p = \sqrt{(P'_p)^2 + (Q'_p)^2} = \sqrt{1428^2 + 695^2} = 1588 \text{ кВА}$$

Расчётный ток в линии:

$$I_p = \frac{S'_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1588}{\sqrt{3} \cdot 6} = 145 \text{ А}$$

Линия № 2 (Л-2, вариант 1, $U_n=6$ кВ).

Линия Л-2 питает РУ-1 от ГПП. Расчётная нагрузка Л-2 без учёта компенсации реактивной мощности со стороны 6 кВ (на шинах РП-1):

$$P''_p = P'_p + P_p = 1428 + 1465 = 2893 \text{ кВт};$$

$$Q''_p = Q'_p + Q_p = 695 + 1352 = 2047 \text{ квар},$$

где P_p, Q_p - расчётные нагрузки на шинах РУ-1, создаваемых приемниками 6 кВ цехов № 14 и 15.

Необходимая мощность компенсирующих устройств на шинах РП-1:

$$Q_{ку} = P''_p (tg \varphi - tg \varphi_n) = 2893(0,71 - 0,93) = 1100 \text{ квар},$$

$$tg \varphi = \frac{Q''_p}{P''_p} = \frac{2047}{2893} = 0,71.$$

Выбираем две ячейки конденсаторов мощностью по 500 квар каждая типа КУ-6-П, т.е. общая мощность компенсирующих устройств равна:

$$Q'_{ку} = 2 \times 500 = 1000 \text{ квар}.$$

Потери активной мощности в конденсаторах ввиду их малости не учитываем.

Некомпенсированная реактивная мощность на шинах РУ-1 составит:

$$Q = Q''_p - Q'_{ку} = 2047 - 1000 = 1047 \text{ квар}.$$

Тогда

$$S_p = \sqrt{(P'_p)^2 + Q_p^2} = \sqrt{2893^2 + 1047^2} = 3077 \text{ кВА}$$

Расчётный ток в линии:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{3077}{1,73 \cdot 6} = 296 \text{ А}$$

Аналогично выполняется расчёт для линий варианта 1 и всех линий вариантов 2-5, этот расчёт сведен в табл. 4.

Таблица 4.

Вариант	Номер линии	Назначение линии	Потребители электроэнергетики, № цеха	Длина линии, км	Расчётная мощность		$\cos \varphi / tg \varphi$	Потребл. мощн. комп. устр., $Q_{ку}$, квар	Кол-во и мощн. ячеек конд., шт. и квар	Некомпенсир. реакт. мощн., Q , варр	Полная расчёт. мощн. линии, S_p , кВА	Расчётный ток линии, I_p , А
					$P'_p (P''_p)$, кВт	$Q'_p (Q''_p)$, квар						
I вариант (6 кВ)	Л-1	ТПЗ РУ-1	5,6,9,14,15	0,02	1428	695	$\frac{0,89}{0,49}$	230	-	695	1588	145
	Л-2	РУ-1 ГПП	5,6,9,14,15	0,23	2893	2047	$\frac{0,82}{0,71}$	1100	2x500	1047	3077	296
	Л-3	ТП-4 РУ-2	10,11,21,22,13	0,02	944,4	425	$\frac{0,91}{0,45}$	113	-	425	1035	99,5
	Л-4	РУ-2 ГПП	10,11,21,22,13	0,08	5623	3059	$\frac{0,88}{0,54}$	1181	2x500	2059	5988	576
	Л-5	ТП-6 РУ-3	16, 20	0,02	2217	989	$\frac{0,91}{0,45}$	266	-	989	2333	215
	Л-6	РУ-3 ГПП	16, 20	0,35	6156	3234	$\frac{0,87}{0,52}$	1170	2x500	2234	6550	630
	Л-7	ТП-1 ТП-2	1, 2, 3, 4	0,29	162	379	$\frac{0,92}{0,44}$	95	-	379	942	91
	Л-8	ТП-2 ГПП	1, 2, 3, 4, 7, 8	0,27	2713	1249	$\frac{0,91}{0,46}$	352	1x500	749	2814	270
	Л-9	РУ-2 ТП-5	17, 24, 25, осв.	0,28	2759	1194	$\frac{0,92}{0,43}$	246	-	1194	3006	288
	Л-10	ТП-5 ТП-8	24, 25, освещ.	0,29	1492	632	$\frac{0,92}{0,42}$	134	-	632	1621	156
	Л-11	РУ-3 ТП-7	19, 23, 26	0,38	2364	1064	$\frac{0,91}{0,45}$	283	-	1064	2592	249

Определение сечений кабельных линий распределительной сети 6÷20 кВ

Линия Л-4, РУ-2 ГПП, $U_n = 6$ кВ (вар.1).

Линия Л-4, предназначенная для питания потребителей I и частично II и III категорий 10, 11, 22, 21, 13 и 18 цехов, выполняется двумя рабочими кабелями в целях обеспечения требуемой бесперебойности питания.

1) По нагреву расчётным током.

Расчётный ток нормального режима работы (на два кабеля) равен:

$$I_p = \frac{S_p}{2\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{5988}{2 \cdot 1,73 \cdot 6} = 288 \text{ А}$$

Расчётный ток послеаварийного режима работы (на один кабель) равен:

$$I_{\max p} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{5988}{1,73 \cdot 6} = 576 \text{ А}$$

Выбираем сечение кабеля по нормальному режиму работы ($S_n = 2 \times 150 \text{ мм}^2$) и проверяем его по условиям послеаварийного режима работы:

$S = 2 \times 150 \text{ мм}^2$; $I_{\text{доп}} = 600 \text{ А}$ (при прокладке в траншее двух кабелей). Условия проверки кабеля по нагреву расчётным током следующие:

$$I_p \leq I'_{\text{доп}};$$

$$I_{\max p} \leq 1,3 I'_{\text{доп}};$$

$$I'_{\text{доп}} = k \cdot I_{\text{доп}} = 0,8 \cdot 600 = 480 \text{ А}$$

где $I'_{\text{доп}}$ - допустимый по условиям нагрева ток для кабеля с алюминиевыми жилами $S = 2 \times 150 \text{ мм}^2$ ($U = 6$ кВ, при прокладке в траншее четырех кабелей сечением по 150 мм^2); k – поправочный коэффициент на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле, при расстоянии в свету между ними 100 мм .

По условиям допустимого нагрева и с учетом возможной перегрузки на 30% для кабеля с бумажной изоляцией (напряжением до 10 кВ) $S_n = 2 \times 150 \text{ мм}^2$:

$$1,3 I'_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 480 = 624 \text{ А}$$

Следовательно, имеем:

$$I_p \leq I'_{\text{доп}} \quad 288 \leq 480 \text{ А};$$

$$1,3 I'_{\text{доп}} \geq I_{\max p} \quad 624 \geq 576 \text{ А};$$

Таким образом, выбранное сечение $S_n = 2 \times 150 \text{ мм}^2$ удовлетворяет условиям как норм., так и аварийного режимов работы.

2) По условию механической прочности:

$$S_T = 10 \text{ мм}^2$$

3) По условиям коронирования кабелей принимаем минимально допустимое сечение

$$S_K = 10 \text{ мм}^2$$

4) По допустимой потере U в норм. ($\Delta U_{\text{доп}} = 5\%$) и аварийном ($\Delta U_{\text{доп}} = 10\%$) режимах работы проверяется сечение $S_n = 2 \times 150 \text{ мм}^2$.

Используем данные таблицы, по которым определяем $l \Delta U 1\% = 0,56 \text{ км}$ для сечения $S_n = 2 \times 150 \text{ мм}^2$ $l = 0,08 \text{ км}$ – длина линии Л-4, РУ-2 ГПП.

$$l_{\text{доп}} = l \Delta U 1\% \cdot \Delta U_{\text{доп}} \% \frac{I'_{\text{доп}}}{I_p} = 0,56 \cdot 5 \cdot \frac{480}{288} = 4,7 \text{ км};$$

$$l_{\text{доп ав}} = l \Delta U 1\% \cdot \Delta U_{\text{доп ав}} \% \frac{I'_{\text{доп}}}{I_{\max p}} = 0,56 \cdot 10 \cdot \frac{480}{576} = 4,7 \text{ км}.$$

Таким образом, выбранное сечение линии Л-4 $S_n = 2 \times 150 \text{ мм}^2$ соотв. всем условиям.

Выбор сечения кабеля по условиям экономической целесообразности

Для нахождения $S_{эц}$ намечается несколько стандартных сечений кабеля: 2x150; 2x185; 2x240 мм² и т.д. сводим в табл. 5.

Таблица 5.

№ п/п	$S_r, \text{мм}^2$	K_3	K_3^2	$\Delta P_{лн}, \text{кВт/км}$	$q, \text{т/км}$	$C, \text{т.руб/км}$	$\phi_{лн}, \text{км}$	$L, \text{км}$	$C_0, \text{р/кВтч}$	$T, \text{ч}$
1.	2x150	0,48	0,23	67	2x1,2	2x4,75	3,0	0,08	0,016	8000
2.	2x185	0,42	0,18	69	2x2,15	2x5,48				
3.	3x150	0,32	0,1	67	3x1,2	3x4,75				
4.	2x240	0,37	0,14	70	2x1,9	2x6,56				
5.	3x185	0,28	0,08	69	3x1,5	3x5,48				
6.	3x240	0,25	0,06	70	3x1,9	3x6,56				

Продолжение табл. 5.

№ п/п	$S_r, \text{мм}^2$	$\Delta P_q, \text{кВт}$	$\Delta \delta_a, \text{тыс.кВтч/год}$	$C_{пн}, \text{тыс.руб/год}$	$C_a, \text{тыс.руб/год}$	$C_э, \text{тыс.руб/год}$	$K_{лн}, \text{тыс.руб}$	$0,125K_{лн}, \text{тыс.руб}$	$Z_{лн}, \text{тыс.руб}$	$C_p \text{ ал.т}$
1.	2x150	2,5	20	0,32	0,05	0,95	0,37	1,52	0,56	0,38
2.	2x185	2,0	16	0,26	0,05	0,31	1,75	0,22	0,53	0,48
3.	3x150	1,07	8,6	0,14	0,07	0,21	2,3	0,29	0,50	0,58
4.	2x240	1,5	12	0,19	0,06	0,25	2,1	0,26	0,51	0,61
5.	3x185	0,88	7,05	0,11	0,08	0,19	2,6	0,33	0,52	0,72
6.	3x240	0,67	5,4	0,09	0,1	0,19	3,2	0,4	0,59	0,91

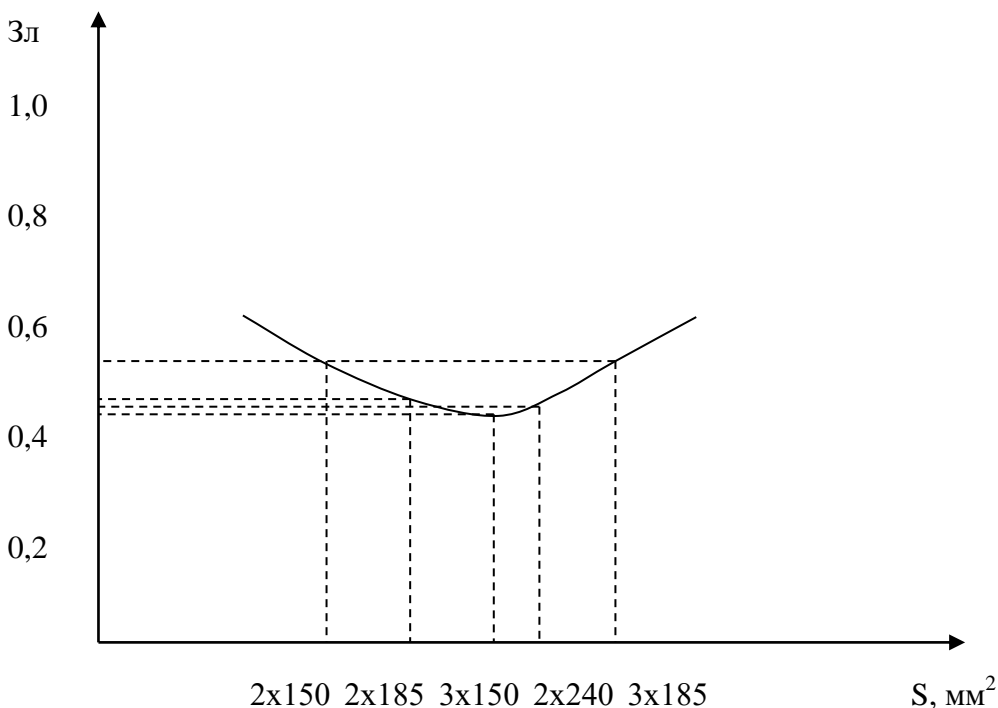
Определяем $S_{эц}$ по формуле:

$$S_{эц} = \frac{S_1 + S_2}{2} - \frac{\Delta' S_1}{2\delta};$$

$$\begin{aligned} S_1 &= 2x185 \text{ мм}^2; & 31 &= 0,53 \text{ т.руб./год}; & \Delta 31 &= -0,03; & \Delta S_1 &= 80; \\ S_2 &= 3x150 \text{ мм}^2; & 32 &= 0,50 \text{ т.руб./год}; & \Delta 32 &= 0,01; & \Delta S_2 &= 30; \\ S_3 &= 2x240 \text{ мм}^2; & 33 &= 0,51 \text{ т.руб./год}; & \Delta 3'1 &= 110. \end{aligned}$$

$$S_{эц} = \frac{370 + 450}{2} - \frac{110}{2 \left(\frac{0,01}{-0,03} \cdot \frac{80}{30} - 1 \right)} = 439 \text{ мм}^2;$$

Принимаем ближайшее меньшее $S_{эц} = 2x185 \text{ мм}^2$.



Выбор экономически целесообразного сечения распределительных линий $Z=f(S)$.

Вариант 1.

По величинам затрат и сечений построена кривая $Z=f(S)$. Выбор сечений ост. линий распределит. сети 6-20 кВ аналогичен и сведен в табл. 6.

Таблица 6.

Вар.	Наименование линии	Назначение линии	Кол-во кабел.	Расч. нагр. на 1 к.		Длина линии, км	Способ прокл.	Поправ. коэф. прокл. кабеля
				в норм.р. I_p, A	в авар.р. I_{maxp}			
вариант 1-5	Л-1	ТПЗ РУ-1	2	72,5	145	0,02	траншея	0,9
	Л-2	РУ-1 ГПП	2	148	296	0,23		0,9
	Л-3	ТП-4 РУ-2	2	50	100	0,02		0,9
	Л-4	РУ-2 ГПП	2	288	576	0,08		0,8
	Л-5	ТП-6 РУ-3	2	107,5	215	0,02		0,9
	Л-6	РУ-3 ГПП	2	315	630	0,35		0,9
	Л-7	ТП-1 ТП-2	2	45,5	91	0,29		0,9
	Л-8	ТП-2 ГПП	2	135	270	0,27		0,9
	Л-9	РУ-2 ТП-5	2	144	288	0,28		0,9
	Л-10	ТП-5 ТП-8	2	78	156	0,29		0,9
	Л-11	РУ-3 ТП-7	2	124,5	249	0,38		0,9

Продолжение табл. 6.

Вар.	Наим. линии	Назначение линии	Доп. нагр. на 1 каб		Сечения каб. выбр. по усл. доп. нагрева, мм ²	Сечение выбр. по мех. проч., мм ²	Сеч. выбр. по погр. нагр., мм ²	Эконом. целесообр. сечения, мм ²	Марка и сечение окон. выбр. кабеля, мм ²
			в норм. р. $\Gamma_{доп}, A$	в авар. р. $1,3\Gamma'_{доп}, A$					
вариант 1-5	Л-1	ТПЗ РУ-1	113	146	25	95	25	50	АСБ (3x95)
	Л-2	РУ-1 ГПП	234	304	120	95	120	185	АСБ (3x185)
	Л-3	ТП-4 РУ-2	94,5	123	25	95	95	150	АСБ (3x150)
	Л-4	РУ-2 ГПП	480	625	2x150	95	2x150	2x185	2АСБ (3x185)
	Л-5	ТП-6 РУ-3	171	222	70	95	95	150	АСБ (3x150)
	Л-6	РУ-3 ГПП	490	642	2x150	95	2x150	2x185	2АСБ (3x185)
	Л-7	ТП-1 ТП-2	72	94	16	95	95	95	АСБ (3x95)
	Л-8	ТП-2 ГПП	234	304	120	95	120	185	АСБ (3x185)
	Л-9	РУ-2 ТП-5	234	304	120	95	120	185	АСБ (3x185)
	Л-10	ТП-5 ТП-8	140	181	50	95	95	150	АСБ (3x185)
	Л-11	РУ-3 ТП-7	202	263	95	95	95	150	АСБ (3x185)

6. Техничко-экономические показатели трансформаторов связи с энергосистемой.

Капитальные затраты:

Стоимость двух трехобмоточных трансформаторов типа ТДТ-16000/110 при наружной установке: $K_T = 2 \cdot 68,2 = 136,4$ тыс. руб.

Стоимость двух вводов с разъединителями и короткозамыкателем, устанавливаемые в ОРУ-110 кВ на железобетонных конструкциях: $K_{p.k.} = 2 \cdot 4,76 = 9,52$ тыс. руб.

Суммарные капитальные затраты: $K_{\Sigma} = K_T + K_{p.k.} = 136,4 + 9,52 = 145,9$ тыс. руб.

Полная расчётная мощность трансформатора на ГПП составляет 18640 кВА. Нагрузка на один трансформатор составляет 9320 кВА.

Считаем, что обмотка высшего U загружена на 100%, среднего – 60% и низшего – 40%, тогда коэффициент загрузки обмоток равен:

$$K_{звн} = \frac{S_{рвн.}}{S_{HT}} = \frac{9320}{16000} = 0,58; K_{зсн} = \frac{S_{рсн.}}{S_{HT}} = \frac{5592}{16000} = 0,35;$$

$$K_{знн} = \frac{S_{рнн.}}{S_{HT}} = \frac{3728}{16000} = 0,23$$

Потребление мощности охлад. установки принимаем = 12 кВт.

Приведенные потери холостого хода:

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + \kappa_{ин} \cdot \frac{I_{xx} \% \cdot S_{HT}}{100};$$

$$\Delta P'_{xx} = 32 + 0,08 \cdot \frac{1,05 \cdot 16000}{100} = 45 \text{ кВт}$$

Напряжения к.з. соотв. по обмоткам высшего, среднего и низшего напр.:

$$U_{квн} = \frac{U_{кзвнсн} + U_{кзвннн} - U_{кзсннн}}{2};$$

$$U_{квн} = \frac{10,5 + 17 - 6}{2} = 10,75\%; U_{кс} = \frac{10,5 - 17 + 6}{2} = 0; U_{кнн} = \frac{17 + 6 - 10,5}{2} = 6,25\%;$$

Приведенные потери к.з. определяются:

$$\Delta P'_{кзвн} = \Delta P_{кзвн} + \kappa_{ин} \cdot \frac{U_{квн} \% \cdot S_{HT}}{100};$$

$$\Delta P'_{кзвн} = 42 + 0,08 \cdot \frac{1,75 \cdot 16000}{100} = 180 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_{кзсн} = 31,5 + 0,08 \cdot \frac{0 \cdot 16000}{100} = 31,5 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_{кзнн} = 31,5 + 0,08 \cdot \frac{6,25 \cdot 16000}{100} = 111,5 \text{ кВт}$$

Приведенные потери мощности в одном трехобмоточном трансформаторе:

$$\Delta P'_{ТТ} = \Delta P'_{xx} + \Delta P'_{оу} + \kappa_{звн}^2 \cdot \Delta P'_{кзвн} + \kappa_{зсн}^2 \cdot \Delta P'_{кзсн} + \kappa_{знн}^2 \cdot \Delta P'_{кзнн} =$$

$$= 45 + 12 + 0,58^2 \cdot 180 + 0,35^2 \cdot 31,5 + 0,23^2 \cdot 111,5 = 129 \text{ кВт.}$$

Потери мощности в двух трансформаторах ГПП:

$$\Delta P'_{2ТТ} = 129 \cdot 2 = 258 \text{ кВт};$$

$$C_{нт} = \Delta P'_{2ТТ} \cdot T_{\partial 2} \cdot C_0 = 258 \cdot 8000 \cdot 0,016 = 33 \text{ т.руб./год}$$

$$C_{ам} = \varphi_T \cdot \kappa_T = 0,063 \cdot 145,9 = 9,2 \text{ т.руб./год}$$

$$C_{эм} = C_{нт} + C_{ам} = 33 + 9,2 = 42,2 \text{ т.руб./год}$$

$$C_{эм} + 0,125 \cdot \kappa_T = 42,2 + 0,125 \cdot 145,9 = 61 \text{ т.руб./год}$$

$$\Delta \mathcal{E}_{ам} = \Delta P'_{2ТТ} \cdot T_{\partial 2} = 258 \cdot 8000 = 2060 \text{ т.кВт.ч/год}$$

$$C_{мт} = 2 \cdot 6,74 = 13,5 \text{ т}$$

На основании результатов расчётов, составляем итоговую таблицу технико-экономических показателей. Как наиболее рациональный принимается вариант системы электроснабжения с напряжением питающих и распределительных сетей 20 кВ. Т.к. у нас имеются потребители

электроэнергии 6 кВ, то предусматриваем дополнительные трансформаторные п/ст 20/6 кВ: ТП-3; ТП-4; ТП-6. В соответствии с расчётами намечаем к установке на ТП-3 (цех № 14, 15) два трансформатора типа ТМ-20/6, мощностью 1600 кВА каждый, расчётная мощность ТП-3 – 1994 кВА:

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_{HT}} = \frac{1994}{2 \cdot 16000} = 0,62; K_{3ав} = \frac{S_p}{S_{HT}} = \frac{1994}{16000} = 1,25.$$

ТП-4 (цех № 18); Pp=1920 кВт; Qp=1440 квар; Sp=2400 кВА. Намечаем к установке 2 трансформатора по 1600 кВА каждый с коэффициентом загрузки:

$$K_3 = \frac{2400}{2 \cdot 16000} = 0,75; K_{3ав} = \frac{2400}{16000} = 1,5.$$

ТП-6; Pp=1575 кВт; Qp=1181 квар; Sp=1968 кВА. Намечаем к установке 2 трансформатора по 1600 кВА каждый с коэффициентом загрузки:

$$K_3 = \frac{1968}{2 \cdot 16000} = 0,62; K_{3ав} = \frac{1968}{16000} = 1,24.$$

Таблица 7.

Наименование	Напряжение, кВ	Кап. затраты, к, тыс.руб.	Годовые эксплуат. расходы			Год.расч.загр., тыс.руб/год	Потери эл.энергии ΔЭа, т.кВт/год	Выход цв.метал., СДМ
			Сп, т.руб/год	Са, т.руб/год	Сэ, т.руб/год			
Система внеш. электроснабжения	20	40,8	24	3,5	27,5	32,6	1495	20,2
	35	80,2	14,8	2,6	17,4	27,4	927	19
	110	84,9	1,84	3,5	5,4	16	115	15,3
Тр-ры связи с энергосистемой	35/6-10	65,9	27,2	4,4	31,6	40,4	1776	5,6
	110/6-20	145,9	33,0	9,2	42,2	61,0	2060	13,5
Система внутр. электроснабжения	6	171,2	28,4	9,95	38,35	65	1776	6,3
	10	184,5	28,5	10,9	39,5	65,5	1958	4,5
	20	236,3	28,9	13,8	40,7	72,4	1770	3,7
Система электроснабжения завода	20/20	277,1	50,9	17,3	68,2	105,0	3265	23,9
	35/6	321,4	70,4	19,6	87,3	132,8	4479	35,3
	35/10	334,7	70,5	18	88,5	133,3	4661	23,5
	110/6	402,1	62,5	22,7	85,2	142	3951	21,6
	110/20/6	415,4	62,7	23,7	86,4	142,5	4133	19,8
110/20/6	467,2	62,7	26,5	87,6	149	3945	19	
Выбр. система электроснабжения	20/20	277,1	50,9	17,3	68,2	105	3265	23,9

Принимается, как наиболее рациональный, вариант системы электроснабжения 35 кВ и распределительных сетей 10 кВ.

7. Краткое описание принятой системы электроснабжения

Электроснабжение завода осуществляется от ПС энергосистемы по двум воздушным линиям 35 кВ, выполненным проводом марки «АС» сечением 185 мм² на железобетонных промежуточных и анкерных металлических опорах с тросом. На ГПП открыто установлены 2 трехобмоточных трансформатора типа ТД-16000/35. На стороне 35 кВ принята упрощенная схема без выключателей с минимальным количеством аппаратуры, РУ-10 выполнено из шкафов распределительных устройств закрытого типа.

На стороне 10 кВ предусмотрена одинарная системы шин, секционированная выключателем с устройством автоматического включения резерва (АВР).

Распределительные устройства РП-1, РП-2, РП-3 получают питание от ГПП по радиальной схеме с резервированием. Распределительные сети напряжением до и выше 1000 В по территории завода прокладываются в кабельных траншеях.

3 МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ (УКАЗАНИЯ) К ЛАБОРАТОРНЫМ ЗАНЯТИЯМ

Лабораторные занятия проводятся с целью закрепления знаний, полученных при изучении теоретического курса.

Тематика лабораторных занятий приведена в таблице.

Направление подготовки 13.03.01 (7 и 8 семестр)

№ п. п.	Наименование темы	Кол-во акад. часов
1.	Изучение конструкции установки и исследование режимов работы моделируемой СЭПП 7 семестр	7
2.	Исследование экономически целесообразного режима работы трансформаторов цеховой ТП 7 семестр	7
3.	Исследование и регулирование уровней напряжения в промышленных электросетях 8 семестр	5
4.	Компенсация реактивных нагрузок в системах электроснабжения промышленных предприятий 8 семестр	5

Направление подготовки 13.03.02 (7 семестр)

№ п. п.	Наименование темы	Кол-во акад. часов
1.	Изучение конструкции установки и исследование режимов работы моделируемой СЭПП	6
2.	Исследование экономически целесообразного режима работы трансформаторов цеховой ТП	4
3.	Исследование и регулирование уровней напряжения в промышленных электросетях	3
4.	Компенсация реактивных нагрузок в системах электроснабжения промышленных предприятий	1

Критерии оценки лабораторных работ

«5» (отлично): выполнены все задания (лабораторной) работы, студент четко и без ошибок ответил на все контрольные вопросы.

«4» (хорошо): выполнены все задания (лабораторной) работы; студент ответил на все контрольные вопросы с замечаниями.

«3» (удовлетворительно): выполнены все задания (лабораторной) работы с замечаниями; студент ответил на все контрольные вопросы с замечаниями.

«2» (не зачтено): студент не выполнил или выполнил неправильно задания (лабораторной) работы; студент ответил на контрольные вопросы с ошибками или не ответил на контрольные вопросы.

Лабораторные задания по всем темам дисциплины

Лабораторная работа № 1

Изучение конструкции установки и исследование режимов работы моделируемой СЭПП

1. Цель работы

Изучение конструкции лабораторной установки, принципа ее работы и параметров моделируемых элементов СЭПП.

Исследование режима работы моделируемой СЭПП на суточном интервале времени и определение параметров режимов.

2. Введение

Основные номинальные параметры моделируемых элементов СЭПП приведены в табл.1. Для трехфазных силовых трансформаторов в практических расчетах используются следующие параметры при замещении трансформатора Г-образной однолинейной эквивалентной схемой:

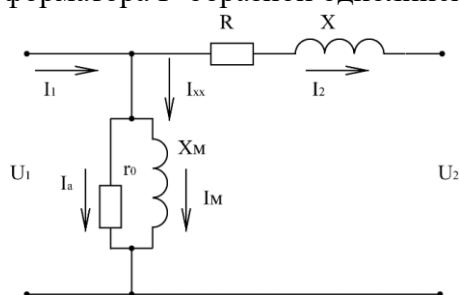


Рисунок 3 – Г-образная эквивалентная схема замещения трехфазного трансформатора

U_1, U_2 - линейные напряжения, приведенные к одной ступени напряжения;

I_1, I_2 - токи первичной и вторичной обмоток трансформатора;

$I_{xx} = I_a - jI_\mu$ - ток холостого хода трансформатора;

$X_\mu = \frac{U_n^2}{\Delta Q_{xx}}$ - индуктивная составляющая сопротивления ветви намагничивания;

$r_0 = \frac{U_n^2}{\Delta P_{xx}}$ - активная составляющая сопротивления ветви намагничивания;

$R = \frac{\Delta P_{кз}}{3I_n^2} = \frac{\Delta P_{кз} U_n^2}{S_n^2}$ - активное сопротивление трансформатора;

$X = \frac{\sqrt{\left(\frac{u_k}{100} U_n\right)^2 - (I_n R)^2}}{I_n}$ - индуктивное сопротивление трансформатора;

$\Delta \dot{S} = 3I_2^2 R + j3I_2^2 X = \Delta P_{кз} K_3^2 + j\Delta Q_{кз} K_3^2$ - нагрузочные потери в трансформаторе ($K_3 = \frac{I_2}{I_n}$ - коэффициент загрузки);

$\Delta \dot{U} = \dot{I}_2 R + j\dot{I}_2 X$ - потеря напряжения в трансформаторе.

Основной особенностью режимов работы СЭПП на длительных циклах времени (сутки, неделя, год) является их изменчивость, что обусловлено изменчивостью электрических нагрузок. Режимы СЭПП характеризуются параметрами двух видов: текущие и интегральные за время T . К текущим параметрам относятся значения токов, напряжений, мощностей в узлах сети, изменяющиеся во времени. К интегральным параметрам за время T – средние значения токов, напряжений, мощностей, их дисперсии, потери электроэнергии и др.

На суточных интервалах времени текущие значения параметров режимов СЭПП принято представлять в форме суточных графиков (токов, напряжения, мощности и др.) их осредненных значений на последовательных интервалах Θ ($\Theta = 30$ или 60 мин).

Интегральные параметры, например, для графика тока

$$I_{cp} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I_i; \sigma_I^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (I_i - I_{cp})^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I_i^2 - I_{cp}^2 = I_s^2 - I_{cp}^2$$

где n - число интервалов Θ в суточном графике тока; I_s - среднеквадратическое значение тока. Потери электроэнергии в линии с сопротивлением R за время T:

$$\Delta W = 3I_{cp}^2 RT + 3\sigma_I^2 RT = \Theta \sum_{i=1}^n 3I_i^2 R$$

Потери электроэнергии в трансформаторе за время T:

$$\Delta W = \Delta P_{xx} T + \left(\frac{I_{cp}}{I_n} \right)^2 \Delta P_{кз} T + \frac{\sigma_I^2}{I_n^2} \Delta P_{кз} T = \Delta P_{xx} T + \Theta \sum_{i=1}^n \left(\frac{I_i}{I_n} \right)^2 \Delta P_{кз}$$

3. Подготовка к работе

Самостоятельная подготовка к лабораторной работе должна включать:

- изучение теоретического материала курса ЭПП по разделу “Режимы электропотребления промышленных предприятий”;
- выполнение п.4.1 и 4.2 задания.

4. Порядок выполнения работы (задание)

4.1. Изучить конструкцию лабораторной установки. Рассчитать все сопротивления эквивалентной схемы для трансформаторов T2 и T4.

4.2. Подготовиться к регистрации графиков активных и реактивных нагрузок – заготовить таблицу 3 в двух экземплярах (для трансформаторов T2 и T4).

4.3. Подготовить установку для регистрации текущих параметров режима работы моделируемой СЭПП на суточном интервале времени: включить трансформатор T4, обобщенную нагрузку S1 на шинах 10,5 кВ ГПП, синхронный электродвигатель; отключить трансформатор T3, конденсаторные батареи БК1, БК2 и БК3, а также силовой фильтр ФКУ; установить РПН трансформатора T2 и ПБВ трансформатора T4 в нулевое положение.

4.4. Запустить установку нажатием кнопки “Пуск” и произвести регистрацию графиков активной и реактивной мощностей нагрузок трансформаторов T2 и T4 путем считывания и записи в таблицу 3 показаний соответствующих счетчиков.

4.5. Произвести расчет графиков активной, реактивной и полной мощностей путем умножения разности показаний счетчиков на соответствующий масштабный коэффициент (таблица 2). Рассчитать средние значения и среднеквадратические отклонения графиков нагрузки.

Таблица 3 – Регистрация и расчет текущих параметров режима СЭПП на суточном интервале времени для трансформатора T2 (T4).

Номер часа суток	Показания счётчиков				Графики нагрузки				
	Активного		Реактивного		Активная мощность, кВт	Реактивная мощность, квар	Полная мощность, кВ·А	tg φ	Ток, А
	Показания	Разность	Показания	Разность					
1									
2									
...									
24									
Среднее значение									
Среднеквадратичное отклонение									

4.6. Рассчитать потери электроэнергии за сутки в трансформаторах T2, T4 и в кабельной линии (в киловатт-часах и в процентах). В величине потерь выделить составляющую, обусловленную неравномерностью графиков нагрузок.

4.7. Оформить отчет по лабораторной работе, который должен содержать:

- мнемосхему установки, краткое описание и параметры моделируемых элементов типовой СЭПП, цель работы;

- расчет сопротивлений эквивалентной схемы замещения трансформаторов Т2 и Т4;
- результаты регистрации и расчета графиков нагрузки и их параметров для трансформаторов Т2 и Т4 (таблица 3);
- графики нагрузок Т2 и Т4 (активной, реактивной, полной мощности и тока);
- расчет потерь электроэнергии в трансформаторах Т2, Т4 и в кабельной линии, питающей трансформатор Т4;
- выводы по полученным результатам работы.

5. Контрольные вопросы

- 5.1. Каковы причины изменчивости параметров режимов работы СЭПП во времени?
- 5.2. Какие потери имеются в трансформаторах и от чего они зависят?
- 5.3. Как определяются потери электроэнергии в промышленных электросетях?
- 5.4. Неравномерность режимов электропотребления осложняет и ухудшает работу электроэнергетических систем. Почему?

Лабораторная работа №2

Исследование экономически целесообразного режима работы трансформаторов цеховой ТП

1. Цель работы

Изучение метода расчета и способа реализации экономически целесообразного режима работы трансформаторов.

2. Введение

Для двухтрансформаторной подстанции с одинаково загруженными трансформаторами при неизменном напряжении и при переменной нагрузке потери мощности во времени

$$\Delta P(t) = 2\Delta P_{xx} + 2\Delta P_{кз} K_3^2(t),$$

где $K_3(t) = \frac{S(t)}{2S_{HT}}$ - коэффициент загрузки трансформаторов;

ΔP_{xx} - активные потери холостого хода;

$\Delta P_{кз}$ - активные потери в обмотках трансформатора при номинальной нагрузке (потери короткого замыкания);

S_{HT} - номинальная мощность трансформатора;

$S(t)$ - нагрузка двухтрансформаторной подстанции.

При работе одного трансформатора потери мощности для нагрузки $S(t)$

$$\Delta P(t) = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} K_3^2(t),$$

где $K_3(t) = \frac{S(t)}{S_{HT}}$ - коэффициент загрузки одного трансформатора.

Зависимости потерь от нагрузки показаны на рисунке 4.

Пересечение кривых 1 и 2 соответствует нагрузке, для которой потери мощности в двух трансформаторах равны потерям при работе одного трансформатора. Таким образом, при $S(t) > S_A$ целесообразна работа двух трансформаторов, а при $S(t) < S_A$ целесообразно один трансформатор отключать.

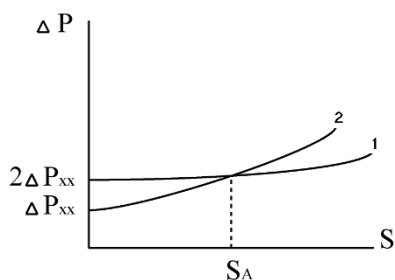


Рисунок 4 – Зависимость потерь мощности в трансформаторах от их нагрузки: 1 – включены два трансформатора, 2 – включен один трансформатор.

Величину S_A можно вычислить, приравняв правые части выражений

$$2\Delta P_{xx} + 2\left(\frac{S_A}{2S_{HT}}\right)^2 \Delta P_{кз} = \Delta P_{xx} + \left(\frac{S_A}{S_{HT}}\right)^2 \Delta P_{кз}$$

Опуская промежуточные преобразования, получим

$$S_A = S_{HT} \sqrt{\frac{2\Delta P_{xx}}{\Delta P_{кз}}}$$

На практике экономически целесообразный режим работы трансформаторов реализуется редко. Это обусловлено следующими факторами: относительно малый экономический эффект, усложнение эксплуатации из-за частых включений и отключений одного из трансформаторов, дополнительные трудности в обеспечении необходимой степени надежности и др. В настоящей лабораторной работе все эти факторы не учитываются и экономически целесообразный режим работы трансформаторов реализуется на суточном интервале времени с одной лишь целью – определить возможную при этом экономию электроэнергии.

3. Порядок выполнения работы

3.1. Рассчитать величину S_A для цеховой ТП и нанести ее на график полной мощности подстанции, построенный в предыдущей работе.

3.2. По графику полной мощности ТП определить моменты времени включения и отключения трансформатора Т3.

3.3. Включить установку. Реализовать намеченный режим работы цеховой ТП, вручную включая и отключая трансформатор Т3 в соответствующие моменты времени.

3.4. По данным амперметров построить графики нагрузки по току для трансформаторов Т3 и Т4.

3.5. Рассчитать потери электроэнергии в трансформаторах Т3 и Т4 и экономию электроэнергии, полученную за счет реализации экономически целесообразного режима работы трансформаторов по отношению к постоянной работе одного трансформатора (п.4.6 предыдущей лабораторной работы).

3.6. Рассчитать потери электроэнергии в трансформаторах Т3 и Т4 для такого режима, когда они постоянно включены в течение суток. Сравнить эти потери с потерями при экономически целесообразном режиме.

3.7. Оформить отчет по лабораторной работе, который должен содержать:

- расчет и построение зависимости потерь в трансформаторах от их загрузки (рисунок 4);
- расчет величины S_A ;
- обоснование выбора моментов времени включения и отключения трансформаторов Т3 и Т4 для реализации экономически целесообразного режима работы;
- графики тока $I(t)$ трансформаторов Т3 и Т4 для реализованного экономически целесообразного режима и расчет потерь;
- расчет потерь для режима постоянной работы в течение суток двух трансформаторов Т3 и Т4;
- оценку экономии электроэнергии, полученной за счет реализации экономически целесообразного режима работы трансформаторов, по отношению к режимам постоянной работы только одного или двух трансформаторов;
- выводы по работе.

Лабораторная работа №3

Исследование и регулирование уровней напряжения в промышленных электросетях

1. Цель работы

Изучить методику оценки уровней напряжения в сети и способы их улучшения на суточном интервале времени.

2. Введение

Имеются две основные причины, обуславливающие изменчивость напряжения в электрических сетях: изменчивость нагрузок, вызывающая изменчивость потерь напряжения, и регулирование напряжения с целью поддержания его в заданных пределах. Уровни напряжения принято оценивать отклонениями напряжения от номинального V , которые также изменчивы во времени по вышеуказанным причинам.

Наилучшим напряжением на зажимах электроприемников, с точки зрения технико-экономической эффективности их работы, является $U(t) = U_H = const$, т.е. $V = 0$. Обеспечить такой режим напряжения для всей массы электроприемников в сети практически невозможно, поэтому всегда $V \neq 0$. Причем, чем больше величина V , тем хуже напряжение. Из этого правила имеется ряд исключений, например, для слабо загруженного асинхронного электродвигателя наилучшим является напряжение, меньшее номинального. Величина допустимых значений V нормируется ГОСТ. Наиболее жесткие требования к величине V предъявляются, естественно, к тем сетям, которые питают основную массу электроприемников (сети до 1000 В).

Нормально допустимые значения отклонения напряжения составляют $\pm 5\%$, а предельно допустимые $\pm 10\%$. Оценка максимальных отклонений напряжения обычно проводят для режимов максимальных и минимальных нагрузок с помощью построения диаграммы отклонений напряжения в сети. Для моделируемой сети расчетная схема и диаграмма V показаны на рисунке 5.

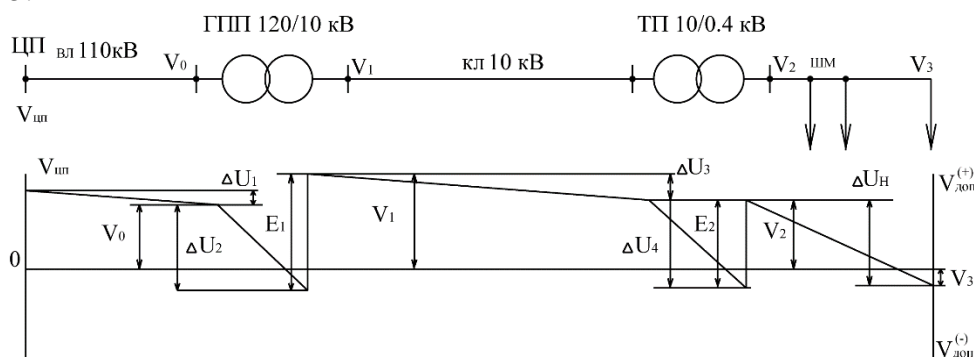


Рисунок 5 – Расчетная схема и диаграмма отклонений напряжения

На этом рисунке:

$V_{ин}$ - отклонение напряжения в центре питания; ΔU_1 - потеря напряжения в воздушной линии 110 кВ, питающей трансформатор ГПП; V_0 - отклонение напряжения на линии раздела балансовой принадлежности сетей энергоснабжающей организации и сетей потребителя электроэнергии; V_1 - отклонение напряжения на шинах РУ 10 кВ ГПП;

ΔU_2 - потеря напряжения в трансформаторе ГПП; E_1 - добавка напряжения трансформатора; ΔU_3 - потеря напряжения в кабельной линии, питающей трансформатор Т₄ цеховой ТП; E_2 - добавка напряжения трансформатора цеховой ТП; V_2 - отклонение напряжения на шинах РУ 380/220 В цеховой ТП; ΔU_4 - потеря напряжения в цеховой сети (например, в шинной магистрали ШМ); V_3 - отклонение напряжения в сети в точке присоединения наиболее удалённого электроприемника.

В условиях эксплуатации все потребители рассчитывают требуемые значения V_0 для режимов максимальных и минимальных нагрузок с учетом своих средств регулирования напряжения. Если

энергоснабжающая организация не выдерживает эти значения, то к ней предъявляются экономические санкции. Поэтому выполнение настоящей лабораторной работы ориентировано на исследование отклонений напряжения в промышленной электросети, проводимое с целью решения данной задачи – расчет требуемых значений V_0 для режимов максимальных и минимальных нагрузок.

Потери напряжения в элементах сети с сопротивлением $Z = R + jX$ и током $\dot{I} = I' - jI''$

$$\Delta U = \frac{I'R + I''X}{U_H}$$

определяются по формуле $\Delta U = \frac{I'R + I''X}{U_H}$. Все необходимые параметры элементов моделируемой сети приведены в таблице 1, а параметры трансформатора Т2 рассчитаны в п.4.1 лабораторной работы №1.

3. Подготовка к работе

Самостоятельная подготовка к работе состоит в следующем: повторение соответствующего теоретического материала; подготовка к ответам на контрольные вопросы; расчет потерь напряжения в трансформаторе Т2 для режимов максимальных и минимальных нагрузок, необходимых для выполнения п.4.8 и п.4.9 задания.

4. Порядок проведения работы (задание)

4.1. Подготовить установку к работе:

- включить питание установки и трансформатор Т4, отключить Т3, включить обобщенную нагрузку на шинах 10 кВ S1, включить СД, отключить конденсаторные батареи БК1, БК2 и БК3 и фильтрокомпенсирующее устройство ФКУ;

- переключатель отпаек РПН трансформатора Т2 и переключатель ПБВ трансформатора Т4 установить в нулевое положение;

- переключатель задания уровня напряжения в сети 110кВ установить в положение, указанное преподавателем.

4.2. Запустить установку нажатием кнопки «Пуск» и произвести регистрацию графиков $U(t)$ на шинах 10кВ ГПП и на шинах 380/220 В цеховой ТП на суточном цикле времени по щитовым приборам.

4.3. Обработать результаты измерений:

- построить графики $V(t)$ для шин 10кВ ГПП и для шин 380/220В цеховой ТП;

- построить гистограммы отклонений напряжения и вычислить их средние значения и дисперсии.

4.4. Проанализировать полученные результаты, определить оптимальную ступень ПБВ трансформатора Т4 и разработать график переключения отпаек РПН трансформатора Т2.

4.5. Установить переключателем, расположенным на лицевой панели, необходимую ступень ПБВ трансформатора Т4 и на наборном поле с помощью перемычек переключений отпаек РПН трансформатора Т2.

4.6. Запустить установку и провести регистрацию напряжений на суточном цикле аналогично п.4.2.

4.7. Обработать результаты измерений в соответствии с п.4.3. и оценить соответствие напряжения в моделируемой сети требованиям ГОСТ [2].

4.8. По полученным в пункте 4.7 результатам построить для режимов максимальных и минимальных нагрузок диаграммы отклонений напряжения для моделируемой сети (аналогично рис.5). Отклонения V_1 и V_2 определяются при этом экспериментально, V_0 – расчетным путем по формуле (4.1). Так как на модели не представлена цеховая сеть 380/220 В (ШМ на рисунке 5), то потери в этой сети (ΔU_4) не учитываются и V_3 не оценивается.

4.9. Приняв для шин 380/220 В цеховой ТП допустимые значения отклонений: $V_{200n}^{(+)} = 5\%$, $V_{200n}^{(-)} = 0$, определить соответствующие отклонения V_0 , которые должна обеспечить энергоснабжающая организация на линии раздела балансовой принадлежности сетей для режимов максимума и минимума нагрузок. Принять время максимума с 8 до 12 часов утра. Минимума – с 2 до 5 часов ночи. При этом необходимо помнить, что в реальной практике расчета требуемых значений V_0

необходим учет работы компенсирующих устройств, что в настоящей лабораторной работе не производится для упрощения ее выполнения и еще в связи с тем, что вопросы компенсации реактивных нагрузок рассматриваются в следующей лабораторной работе.

4.10. Оформить отчет по лабораторной работе, который должен содержать: формулировку задач исследований; результаты оценки отклонений напряжений в моделируемой сети по п.4.3; суточный график переключений отпаяк трансформатора Т2; результаты по п.4.7, полученные после реализации мероприятий; напряжения по п.4.8 и п.4.9; выводы по работе.

5. Контрольные вопросы

5.1. Какие допускаются отклонения напряжения в промышленных электросетях по ГОСТ 13109-97 и почему?

5.2. Как зависит работа различных электроприемников от величины напряжения в сети?

5.3. Какие способы улучшения напряжения используются в промышленных электросетях и в сетях энергосистемы?

5.4. Постройте векторную диаграмму токов и напряжений для простейшей сети с сопротивлением $Z = R + jX$ и током $\dot{I} = I' - jI''$.

5.5. Какие имеются оценки уровней напряжения и как они вычисляются?

Лабораторная работа №4

Компенсация реактивных нагрузок в системах электроснабжения промышленных предприятий

1. Цель работы

Исследование основных принципов компенсации реактивных нагрузок (КРН) в промышленных электрических сетях (ПЭС). С этой целью в работе предусмотрено: вычисление мощностей компенсирующих устройств (КУ), реализация расчетного режима реактивной мощности на лабораторной модели, оценка влияния КРН на режим напряжения и расчет экономического эффекта.

2. Введение

Обмен реактивной мощностью между системой электроснабжения предприятия и электроэнергетической системой (ЭЭС) регламентирован “Приказом Минэнерго”. Установление конкретных требований к режиму реактивной мощности каждого из предприятий осуществляется при ежегодном заключении договора на потребление электроэнергии. Экономически обоснованные входные реактивные мощности задаются предприятиям дифференцировано, в зависимости от потребляемой мощности и электрической удаленности предприятия от основных источников электрической энергии (электростанций). Числовые значения $Q_{\Sigma 1}$ и $Q_{\Sigma 2}$ определяются в результате расчетов оптимальных режимов работы энергосистемы в периоды ее максимальных ($Q_{\Sigma 1}$) и минимальных ($Q_{\Sigma 2}$) нагрузок.

В работе исследуется узел нагрузки, схема замещения которого показана на рисунке 6.

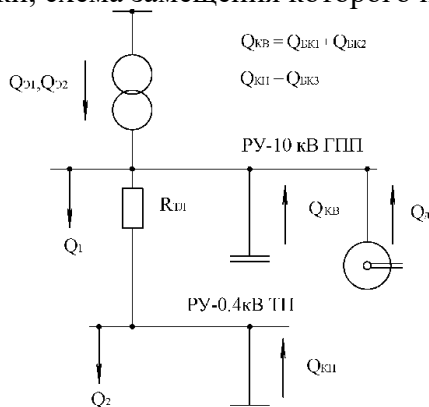


Рисунок 6 – Схема замещения узла нагрузки

Схема содержит только одну из секций ГПП (правую секцию), поскольку вторая условно считается абсолютно аналогичной. Граница балансовой принадлежности предусмотрена на уровне

высоковольтных вводов трансформаторов ГПП. На границе отводятся контрольные балансы активной и реактивной мощностей. Контроль осуществляется на последовательных получасовых интервалах времени при помощи счетчиков энергии с фиксированием максимумов или при помощи специальных информационно-измерительных систем.

В лабораторной модели источниками реактивной мощности являются: электроэнергетическая система (Q_{31}, Q_{32}), синхронный электродвигатель (Q_d), конденсаторные установки БК1, БК2 напряжением 10 кВ ($Q_{кв}$) и БК3 напряжением 0.4 кВ ($Q_{кн}$); потребителями – нагрузка на шинах 10,5 кВ (Q_1) и нагрузка ТП (Q_2). Наилучшим (оптимальным) режимом компенсации реактивных нагрузок будет режим, соответствующий минимальной величине годовых расчетных затрат и удовлетворяющий требованиям электроэнергетической системы. Для нахождения этого режима составляется функция расчетных затрат (целевая функция) и записываются ограничения [4]. Оптимальными считаются также мощности компенсирующих устройств, при которых целевая функция принимает минимальное значение в области допустимых решений. Область допустимых решений определяется ограничениями, накладываемые на мощности КУ. Расчет оптимальных мощностей КУ в описываемой выше постановке задачи производится с помощью методов математического программирования.

В лабораторной установке моделируется не вся ПЭС, а только ГПП и одна из цеховых подстанций с питающей ее кабельной линией электропередачи. Нагрузка Q_1 представляет собой суммарную реактивную мощность, потребляемую ТП, число и мощность которых неизвестны. В этих условиях задачу оптимизации размещения КУ можно решить без применения оптимизационных методов, разделив ее на два этапа.

Этап первый. Рассматривается ТП (рис.7) и определяется $Q_{кн}$.

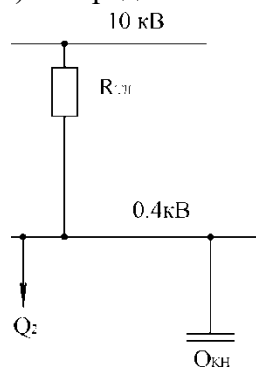


Рисунок 7 – Расчетная схема замещения для первого этапа расчета.

Для определения $Q_{кн}$ записывается функция годовых расчетных затрат

$$z(Q_{кн}) = E \Delta K_n Q_{кн} + C_0 \left[\Delta P_n Q_{кн} + \frac{R_{ТЛ}}{10^3 \cdot U^2} (Q_2^m - Q_{кн})^2 \right]$$

где E - коэффициент отчислений от капиталовложений (нормативные отчисления, отчисления на эксплуатацию и восстановление оборудования). Численное значение E следует принять равным 0,223 о.е.; ΔK_n - удельная стоимость конденсаторных установок низкого напряжения; C_0 - удельная стоимость потерь активной мощности (задается преподавателем); ΔP - удельные потери мощности в конденсаторных установках низкого напряжения (0,003 кВт/квар); $R_{ТЛ}$ - приведенное к напряжению 10кВ сопротивление трансформатора цеховой ТП и питающей его линии электропередачи, Ом. Величина этого сопротивления определяется по данным таблицы 1 описания лабораторной установки; U - среднее напряжение на шинах ГПП (10 кВ); Q_2^m - наибольшая реактивная мощность нагрузки трансформатора Т4 в период максимальной активной мощности нагрузки энергосистемы (для упрощения работы считаем, что трансформатор Т3 отключен и в расчетах не учитывается). Определяется по графику нагрузки Т4, полученному в работе №1.

$$R_{ТЛ} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U^2}{S_{HT}^2} 10^3 + r_0 l$$

Период максимума задается преподавателем

где $\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт, (таблица 1); S_{HT} - номинальная мощность трансформатора, кВ·А; r_0 - удельное активное сопротивление линии электропередачи, Ом/км; l - длина линии электропередачи, км.

Мощность конденсаторной батареи определяется из уравнения $\frac{\partial z}{\partial Q_{кн}} = 0$,

Расчетное выражение имеет вид

$$Q_{кн} = Q_2^m - \frac{E \cdot \Delta K_H + C_0 \cdot \Delta P_H}{2 \cdot C_0 \cdot R_{ТЛ}} U^2 \cdot 10^3, \text{квар.}$$

Этап второй. На этом этапе рассматривается задача нахождения оптимальных значений $Q_{кв}$ и $Q_{д}$ (рис.8). Величина некомпенсированной мощности, передаваемой через трансформатор Т4, показана на схеме как Q_T .

Функция годовых расчетных затрат для этого этапа расчетов имеет вид

$$z(Q_{кв}, Q_{д}) = E \cdot \Delta K_B \cdot Q_{кв} + C_0 (\Delta P_{кв} \cdot Q_{кв} + K1 \cdot Q_{д} + K2 \cdot Q_{д}^2),$$

где E, C_0 - см. Выражение ранее; ΔK_B - удельная стоимость конденсаторных батарей высокого напряжения; $\Delta P_{кв}$ - удельные потери активной мощности в конденсаторных установках высокого напряжения (0,002 кВт/квар); $K1, K2$ - коэффициенты, характеризующие потери активной мощности в СД, зависящие от $Q_{д}$ ($K1 = 0,011$ кВт/квар, $K2 = 0,00019$ кВт/квар).

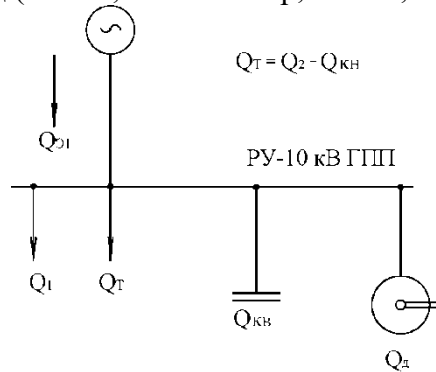


Рисунок 8 – Расчетная схема замещения для второго этапа расчетов.

Функция Лагранжа $L(Q_{кв}, Q_{д}, \lambda) = z(Q_{кв}, Q_{д}) + \lambda(Q_1^m + Q_T - Q_{э1} - Q_{кв} - Q_{д})$,

где Q_1^m - реактивная мощность нагрузки на шинах 10 кВ ГПП в период максимальной активной мощности нагрузки ЭЭС. Мощности $Q_{кв}$ и $Q_{д}$

определяются решением системы уравнений $\frac{\partial L}{\partial Q_{кв}} = 0, \frac{\partial L}{\partial Q_{д}} = 0, \frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0$.

Из (2.7) можно получить выражение для расчета $Q_{кв}$ и $Q_{д}$ в общем виде

$$Q_{д} = \frac{1}{K2} \left(\frac{E \cdot \Delta K_B}{C_0} + \Delta P_{кв} - K1 \right), \text{квар}$$

$$Q_{кв} = Q_1^m + Q_T - Q_{э1} - Q_{д}, \text{квар}$$

С помощью формул вычисляются необходимые установленные мощности конденсаторных батарей и наибольшая реактивная мощность СД. Отрицательные значения расчетных мощностей свидетельствуют об отсутствии экономической целесообразности использования соответствующего источника реактивной мощности. Его значение принимается равным нулю. Величина $Q_{д}$ не должна превышать допустимых значений по условиям нагрева статора и ротора СД с учетом его загрузки по активной мощности. Проверка СД по условиям нагрева в лабораторной работе не предусмотрена.

Полное использование всех КУ экономически обосновано только в период максимальной загрузки ЭЭС. При существенно изменяющемся графике реактивной мощности нагрузки требуется регулирование КУ. В лабораторной установке предусмотрено ручное дискретное регулирование Qд и конденсаторных батарей. Графики регулирования КУ строятся на основании оптимизационных расчетов с учетом требования ЭЭС ($Q_{\text{э}1}$ и $Q_{\text{э}2}$). Регулирование КУ должно обеспечивать минимальные потери электроэнергии и требуемый уровень качества напряжения.

Для отдельного узла нагрузки, который исследуется в данной работе, оптимизация не требуется. Графики регулирования КУ в этом случае могут быть построены без расчетов. Основой для их построения являются графики реактивной нагрузки на шинах 10 кВ и 0,4 кВ. При построении графиков регулирования следует учесть:

1) в период максимальной активной мощности нагрузки ЭЭС потребление реактивной мощности не должно превосходить величину $Q_{\text{э}1}$.

2) в период минимальной нагрузки потребляемая реактивная мощность должна быть не меньшей, чем $Q_{\text{э}2}$.

3. Подготовка к работе

В процессе подготовки к работе необходимо ознакомиться с ее описанием, изучить рекомендованную литературу и соответствующие разделы конспекта лекций. Заготовить бланки для записи показаний приборов и продумать ответы на контрольные вопросы.

4. Порядок выполнения работы

4.1. Получить у преподавателя следующую исходную информацию:

а) $Q_{\text{э}1}$, $Q_{\text{э}2}$; б) интервалы времени, соответствующие периодам максимума и минимума активной мощности нагрузки ЭЭС; в) удельную стоимость потерь активной мощности C_0 .

4.2. По формулам определить мощности КУ (два этапа). Полученные значения округлить до ближайших возможных величин, указанных на мнемосхеме лабораторной установки. Мощность нагрузки взять по графику, полученному в лабораторной работе №1, прочую необходимую информацию следует взять из таблицы 1.

4.3. Проверить баланс реактивной мощности на шинах ГПП в часы максимума активной нагрузки ЭЭС. В случае необходимости выполнить корректировку мощностей КУ с целью обеспечения баланса.

4.4. Построить графики регулирования мощностей конденсаторных батарей ($Q_{\text{кн}}$, $Q_{\text{кв}}$) и синхронного двигателя ($Q_{\text{д}}$). При построении графиков рекомендуется обратить внимание на технико-экономические характеристики и эффективность располагаемых КУ.

4.5. Проверить баланс реактивной мощности на шинах ГПП в часы минимума активной нагрузки ЭЭС.

4.6. Привести лабораторную модель в исходное рабочее состояние (включить S1, T4, СД; отключить T3, БК1, БК2, БК3).

4.7. Включить лабораторный стенд и выполнить следующее: по показаниям счетчиков записать графики изменения активной и реактивной мощностей нагрузок трансформаторов T2 и T4 с учетом расчетных мощностей КУ и их регулирования;

4.8. Построить графики нагрузки (P и Q) с учетом КУ и сравнить их с графиками, полученными в работе №1.

4.9. Построить гистограммы, вычислить математические ожидания и дисперсии напряжений на шинах 10 и 0,4 кВ с учетом КРН. Оценить влияние КУ на режим напряжения, сравнив полученные результаты с соответствующими данными работы №3.

4.10. Оценить экономический эффект КРН на суточном интервале времени в киловатт-часах сэкономленной электроэнергии. Оценку эффекта выполнить сравнением потерь энергии в трансформаторах T2, T4 и в кабельной линии, вычисленных в работе №1 по графикам нагрузки, не учитывающим КУ, и потерь в тех же элементах, но с учетом КУ и их регулирования.

4.11. Оформить отчет о лабораторной работе, который должен содержать: таблицу исходных данных для выполнения работы, включая параметры, полученные у преподавателя; расчет мощностей КУ; графики регулирования КУ; графики активной и реактивной мощностей нагрузки

T2 и T4 с учетом КУ; гистограммы напряжений на шинах 10 кВ ГПП и 0,4 кВ ТП; расчет экономического эффекта; выводы по результатам работы.

5. Контрольные вопросы

5.1. Дать понятие реактивной мощности, пояснить ее физический смысл и особенности в сравнении с активной.

5.2. Чем определяются предельные значения реактивной мощности, которую может выдать в сеть синхронная машина?

5.3. Дать сравнительную характеристику источников реактивной мощности, используемых в СЭПП.

5.4. Каким образом реактивная мощность влияет на режим напряжения электрической сети?

5.5. Требования, предъявляемые ЭЭС к режиму реактивной мощности в СЭПП.

5.6. Как оценивается экономический эффект внедрения расчетного оптимального режима компенсации реактивных нагрузок предприятия?

5.7. С какой целью выполняется регулирование мощностей компенсирующих устройств?

5.8. Перечислить и пояснить принципы построения графиков регулирования КУ.

5.9. Почему входные реактивные мощности задаются предприятиям дифференцированно?

5.10. Что понимается под оптимизацией режима компенсации реактивных мощностей нагрузок?

4 МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ

Методические рекомендации по изучению теоретического курса

В процессе изучения лекционного материала рекомендуется использовать опорные конспекты, учебники и учебные пособия.

Подготовка к самостоятельной работе над лекционным материалом должна начинаться на самой лекции. Умение слушать, творчески воспринимать излагаемый материал - это необходимое условие для его понимания, но недостаточно только слушать лекцию. В процессе лекционного занятия необходимо выделять важные моменты, выводы, анализировать основные положения. Если при изложении материала преподавателем создана проблемная ситуация, пытаться предугадать дальнейший ход рассуждений. Это способствует лучшему усвоению материала лекции и облегчает запоминание отдельных выводов.

Однако, как бы внимательно студент не слушал лекцию, большая часть информации вскоре после восприятия будет забыта. Лекцию необходимо конспектировать. Таким образом, на лекции студент должен совместить два момента: внимательно слушать лектора, прикладывая максимум усилий для понимания излагаемого материала и одновременно вести его осмысленную запись. При этом лекция не должна превращаться в урок-диктант. Не надо стремиться подробно слово в слово записывать всю лекцию, конспектируйте только самое важное. Старайтесь отфильтровывать и сжимать подаваемый материал. По возможности записи ведите своими словами, своими формулировками.

Конспект лекций должен быть в отдельной тетради. Тетрадь для конспекта лекций также требует особого внимания. Ее нужно сделать удобной, практичной и полезной, ведь именно она является основным информативным источником при подготовке к различным отчетным занятиям, зачетам, экзаменам. Целесообразно отделить поля, где можно бы изложить свои мысли, вопросы, появившиеся в ходе лекции. Полезно одну из страниц оставлять свободной. Она потребуется потом, при самостоятельной подготовке. Сюда можно будет занести дополнительную информацию по данной теме, полученную из других источников.

После прослушивания лекции необходимо проработать и осмыслить полученный материал. От того насколько эффективно студент это сделает, зависит и прочность усвоения знаний, и, соответственно, качество восприятия предстоящей лекции, так как он более целенаправленно будет её слушать.

Перед каждой последующей лекцией рекомендуется просмотреть материал по предыдущей лекции. Опыт показывает, что предсессионный штурм непродуктивен, материал запоминается ненадолго. Необходим систематический труд в течение всего семестра.

В ходе подготовки к практическим занятиям

Для более глубокого усвоения материала полезно решать задачи. Умение решать задачи потребуется и на экзамене. Большинство вузов в билеты устного экзамена, помимо теоретических вопросов, включает одну или несколько задач, и во время экзамена вам, кроме дополнительных теоретических вопросов, может быть предложена задача. Экзаменаторы справедливо считают, что одним из критериев усвоения теории является способность решать задачи.

1. Для подготовки к практическим занятиям используйте конспекты лекций, учебники и учебные пособия, указанные в списке рекомендуемой основной и дополнительной литературы.
2. Просмотрите те вопросы теории, освещающие разбираемую тему.
3. На практических занятиях целесообразно иметь при себе конспекты лекций, учебники и учебные пособия.
4. При выполнении домашних задач внимательно просмотрите решение аналогичных задач, рассматриваемых на учебных занятиях, осмыслите методы и методические приемы, используемые при их решении.
5. Освоив методику решения данного класса задач, приступайте к решению задач.

При этом придерживайтесь следующих правил.

- Решение задач всех разделов удобно начинать с краткой записи условия, где необходимо отразить не только данные числовые значения, но и все дополнительные условия, которые следуют из текста задачи: неизменность или кратность каких-либо параметров, их граничные значения, условия, которые определяются содержанием задачи.
- Очень важно правильно поставить вопрос к задаче.
- Надо проверить, все ли заданные величины в задаче находятся в одной системе единиц.
- Обязательно надо нарисовать рисунок к задаче, на котором следует обозначить те параметры, которые даны, и те, которые нужно найти. Рисунок в большинстве случаев сильно облегчает процесс решения задачи.
- Необходимо обдумать содержание задачи, выяснить, к какому разделу она относится.
- Далее следует записать формулы, соответствующие используемым в задаче законам, не следует сразу искать неизвестную величину; надо посмотреть, все ли параметры в формуле известны.
- Решение задачи чаще всего следует выполнять в общем виде, то есть в буквенных обозначениях.
- Получив решение в общем виде, нужно проверить размерность полученной величины. Для этого в формулу подставить не числа, а размерности входящих в нее величин. Ответ должен соответствовать размерности искомой величины (смотрите в примерах).
- После проверки формулы на размерность следует подставить численные значения входящих в нее величин и произвести расчет.
- Далее нужно проанализировать и сформулировать ответ. Все этапы этих расчетов необходимо кратко отразить в отчете.

При выполнении индивидуальных заданий следует обращаться к сайтам энергетических компаний, пользоваться электрическими схемами электрических станций и электрических сетей Дальневосточного региона. Практические занятия способствуют развитию аналитических и вычислительных способностей, формированию компетенций, на освоение которых направлена данная дисциплина.

Подготовка к лабораторным занятиям

Лабораторные занятия – это одна из разновидностей практического занятия, являющаяся эффективной формой учебных занятий в организации высшего образования.

Лабораторные занятия имеют выраженную специфику в зависимости от учебной дисциплины, углубляют и закрепляют теоретические знания. На этих занятиях студенты осваивают конкретные методы изучения дисциплины, обучаются экспериментальным способам анализа, умению работать с приборами и современным оборудованием.

Лабораторные занятия дают наглядное представление об изучаемых явлениях и процессах, студенты осваивают постановку и ведение эксперимента, учатся умению наблюдать, оценивать полученные результаты, делать выводы и обобщения.

Следовательно, ведущей целью лабораторных работ является овладение техникой эксперимента, умение решать практические задачи путем постановки опыта.

Для всех лабораторных работ, которые выполняют студенты, на ведущей кафедре университета составляются методические рекомендации или указания, содержащие описание лабораторной работы, порядок ее выполнения и форму отчета. Лабораторные занятия проводятся в составе академической группы с разделением на подгруппы.

Выполняя лабораторные работы, студенты лучше усваивают программный материал, так как многие определения и формулы, казавшиеся отвлеченными, становятся вполне конкретными, происходит соприкосновение теории с практикой, что в целом содействует пониманию сложных вопросов науки и становлению студентов как будущих специалистов.

Методические указания к самостоятельной работе

Одним из основных видов деятельности студента является самостоятельная работа, которая включает в себя изучение лекционного материала, учебников и учебных пособий, публикаций, первоисточников, подготовку индивидуальных заданий, выступления на групповых занятиях, выполнение заданий преподавателя.

Самостоятельная работа по изучению дисциплины делится на аудиторную и внеаудиторную.

Аудиторная самостоятельная работа выполняется на учебных занятиях под непосредственным руководством преподавателя. Кроме того, самостоятельная работа под руководством преподавателя подразумевает консультации и помощь при выполнении индивидуального задания, консультации по разъяснению материала, вынесенного на самостоятельную проработку, консультации по выполнению типовых заданий.

Методика самостоятельной работы предварительно разъясняется преподавателем и в последующем может уточняться с учетом индивидуальных особенностей студентов. Преподаватель в начале изучения дисциплины предоставляет обучающимся список учебно-методических материалов. Своевременное и качественное выполнение самостоятельной работы базируется на соблюдении настоящих рекомендаций в изучении рекомендованной литературы. Студент может дополнить список использованной литературы современными источниками, не представленными в списке рекомендованной литературы, и в дальнейшем использовать собственные подготовленные учебные материалы при написании курсовых проектов и выполнении ВКР.

Изучение дисциплины следует начинать с проработки настоящей рабочей программы, особое внимание, уделяя целям и задачам, структуре и содержанию курса.

Студентам рекомендуется получить в научной библиотеке университета учебную литературу по дисциплине, необходимую для эффективной работы на всех видах аудиторных занятий, а также для самостоятельной работы по изучению дисциплины, либо воспользоваться ЭБС, указанными в рабочей программе. Успешное освоение курса предполагает активное, творческое участие студента путем планомерной, повседневной работы.

Вся рекомендуемая для изучения курса литература подразделяется на основную и дополнительную и приводится в п. 10 рабочей программы. К основной литературе относятся источники, необходимые для полного и твердого усвоения учебного материала (учебники и учебные пособия).

Необходимость изучения дополнительной литературы, профессиональных баз данных диктуется прежде всего тем, что в учебной литературе (учебниках) зачастую остаются неосвещенными современные проблемы, а также не находят отражение новые документы, события, явления, научные открытия последних лет. Поэтому дополнительная литература рекомендуется для более углубленного изучения программного материала. Здесь целесообразно пользоваться периодическими изданиями и нормативной литературой по электроэнергетике.

Курсовой проект

Отдельным видом самостоятельной работы студентов является курсовой проект.

Для закрепления теоретических знаний, полученных при изучении дисциплины, приобретения навыков пользования справочной литературой, практических навыков по проектированию районных или распределительных сетей электроэнергетических систем, питающих системы электроснабжения, предусмотрен курсовой проект.

Примерные темы курсового проекта: «Проектирование системы электроснабжения предприятия».

Графическая часть проекта состоит из двух чертежей и может включать в свой состав: варианты конфигурации и схемы построения системы электроснабжения; подробную однолинейную электрическую схему цеха (предприятия); план цеха (предприятия) с указанием прокладки токоведущих элементов и подключения оборудования.

Курсовой проект защищается студентом после устранения всех замечаний. При защите студент должен уметь ответить на контрольные вопросы.

Групповая и индивидуальная консультация

Разъяснение является основным содержанием данной формы занятий, наиболее сложных вопросов изучаемого программного материала. Цель – максимальное приближение обучения к практическим интересам с учетом имеющейся информации и является результативным материалом закрепления знаний. Групповая консультация проводится в следующих случаях:

когда необходимо подробно рассмотреть практические вопросы, которые были недостаточно освещены или совсем не освещены в процессе лекции;
с целью оказания помощи в самостоятельной работе.

Групповая консультация может быть проведена в режиме on-line через личные кабинеты обучающихся и преподавателя.

Индивидуальная консультация проводится по запросу обучающегося в виде контактной работы, либо в режиме on-line или off-line через электронную информационно-образовательную среду.

Направление подготовки 13.03.01 (7 и 8 семестр)

№ п/п	Наименование темы (раздела)	Форма (вид) самостоятельной работы	Трудоёмкость в акад. часах
1	1	подготовка к опросу на лекции; подготовка к практическим занятиям; проработка материала, вынесенного на самостоятельное изучение - 7 семестр	37
2	2	подготовка к опросу на лекции; подготовка к практическим занятиям; проработка материала, вынесенного на самостоятельное изучение - 7 семестр	37
3	3	подготовка к опросу на лекции; подготовка к практическим занятиям; проработка материала, вынесенного на самостоятельное изучение - 8 семестр	11
4	4	подготовка к опросу на лекции; подготовка к практическим занятиям; проработка материала, вынесенного на самостоятельное изучение - 8 семестр	10
5		Выполнение КП	36
6		Подготовка к экзамену	

Вопросы к экзамену 7 семестр

1. Структура и параметры систем электроснабжения.
2. Потребитель и приемник электроэнергии. Примеры.
3. Характеристика систем электроснабжения промышленных предприятий.
4. Характеристика систем электроснабжения городов.
5. Классификация потребителей систем электроснабжения по надежности. Примеры.
6. Классификация приемников электроэнергии по режимам работы. Примеры.
7. Классификация электроприемников по напряжению и мощности. Примеры.
8. Классификация приемников электроэнергии по роду тока и частоте.
9. Силовые общепромышленные установки и производственные механизмы.
10. Электрические печи и электротермические установки.
11. Электросварочные установки.
12. Осветительные установки.
13. Выпрямительные установки.
14. Классификация и область применения методов расчета электрических нагрузок.
15. Эмпирические методы расчета электрических нагрузок.
16. Метод упорядоченных диаграмм.
17. Статистические методы расчета электрических нагрузок.
18. Метод коэффициента расчетной нагрузки.
19. Расчет трехфазных электрических нагрузок по первому этапу.
20. Расчет трехфазных электрических нагрузок по второму этапу.
21. Метод расчета однофазной нагрузки.
22. Метод расчета сварочной нагрузки.
23. Пиковая мощность и ее определение.
24. Исходные данные для проектирования систем электроснабжения.
25. Принципы построения схем электроснабжения. Требования к ним.

26. Послеаварийный режим.
27. Источники питания.
28. Пункты приема электроэнергии.
29. Влияние категории надежности электроснабжения электроприемников и допустимых систематических перегрузок оборудования на выбор схемы.
30. Способы подключения предприятий к энергосистеме.

Вопросы к экзамену 8 семестр

1. Характерные схемы электроснабжения предприятий при питании их от ЭЭС.
2. Питание предприятий от ЭЭС при наличии собственных ТЭЦ.
3. Схемы внешнего электроснабжения.
4. Глубокие воды.
5. Двухступенчатые схемы электроснабжения.
6. Радиальные схемы внутреннего электроснабжения.
7. Магистральные схемы внутреннего электроснабжения.
8. Смешанные схемы внутреннего электроснабжения.
9. Схемы электроснабжения при наличии электроприемников особой группы I категории.
10. Картограмма нагрузок.
11. Условный центр электрических нагрузок и определение его координат.
12. Определение зоны рассеяния центров электрических нагрузок.
13. Определение места расположения трансформаторной, преобразовательной подстанций, РП.
14. Выбор номинального напряжения схемы внешнего электроснабжения.
15. Выбор номинального напряжения распределительной сети.
16. Выбор рационального напряжения с помощью метода планирования эксперимента.
17. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП (ПГВ) и их проверка.
18. Естественная компенсация реактивной мощности.
19. Выбор низковольтных компенсирующих устройств.
20. Определение экономически целесообразной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями.
21. Балансовые расчеты реактивной мощности. Выбор высоковольтных компенсирующих устройств.
22. Выбор и проверка высоковольтных кабелей.
23. Прокладка высоковольтных кабелей и область их применения.
24. Выбор и проверка токопроводов. Область их применения.
25. Конструктивное исполнение токопроводов и способы их прокладки.
26. Конструктивное исполнение ГПП и ПГВ.

Направление подготовки 13.03.02 (7 семестр)

№ п/п	Наименование темы (раздела)	Форма (вид) самостоятельной работы	Трудоёмкость в акад. часах
1	1	подготовка к опросу на лекции; подготовка к практическим занятиям; проработка материала, вынесенного на самостоятельное изучение	6
2	2	подготовка к опросу на лекции; подготовка к практическим занятиям; проработка материала, вынесенного на самостоятельное изучение	6
3	3	подготовка к опросу на лекции; подготовка к практическим занятиям; проработка материала, вынесенного на самостоятельное изучение	14
4	4	подготовка к опросу на лекции; подготовка к практическим занятиям; проработка материала, вынесенного на самостоятельное изучение	12

Вопросы к экзамену 7 семестр

1. Структура и параметры систем электроснабжения.
2. Потребитель и приемник электроэнергии. Примеры.
3. Характеристика систем электроснабжения промышленных предприятий.
4. Характеристика систем электроснабжения городов.
5. Классификация потребителей систем электроснабжения по надежности. Примеры.
6. Классификация приемников электроэнергии по режимам работы. Примеры.
7. Классификация электроприемников по напряжению и мощности. Примеры.
8. Классификация приемников электроэнергии по роду тока и частоте.
9. Силовые общепромышленные установки и производственные механизмы.
10. Электрические печи и электротермические установки.
11. Электросварочные установки.
12. Осветительные установки.
13. Выпрямительные установки.
14. Классификация и область применения методов расчета электрических нагрузок.
15. Эмпирические методы расчета электрических нагрузок.
16. Метод упорядоченных диаграмм.
17. Статистические методы расчета электрических нагрузок.
18. Метод коэффициента расчетной нагрузки.
19. Расчет трехфазных электрических нагрузок по первому этапу.
20. Расчет трехфазных электрических нагрузок по второму этапу.
21. Метод расчета однофазной нагрузки.
22. Метод расчета сварочной нагрузки.
23. Пиковая мощность и ее определение.
24. Исходные данные для проектирования систем электроснабжения.
25. Принципы построения схем электроснабжения. Требования к ним.
26. Послеаварийный режим.
27. Источники питания.
28. Пункты приема электроэнергии.
29. Влияние категории надежности электроснабжения электроприемников и допустимых систематических перегрузок оборудования на выбор схемы.
30. Способы подключения предприятий к энергосистеме.
31. Характерные схемы электроснабжения предприятий при питании их от ЭЭС.
32. Питание предприятий от ЭЭС при наличии собственных ТЭЦ.
33. Схемы внешнего электроснабжения.
34. Глубокие воды.
35. Двухступенчатые схемы электроснабжения.
36. Радиальные схемы внутреннего электроснабжения.
37. Магистральные схемы внутреннего электроснабжения.
38. Смешанные схемы внутреннего электроснабжения.
39. Схемы электроснабжения при наличии электроприемников особой группы I категории.
40. Картограмма нагрузок.
41. Условный центр электрических нагрузок и определение его координат.
42. Определение зоны рассеяния центров электрических нагрузок.
43. Определение места расположения трансформаторной, преобразовательной подстанций, РП.
44. Выбор номинального напряжения схемы внешнего электроснабжения.
45. Выбор номинального напряжения распределительной сети.
46. Выбор рационального напряжения с помощью метода планирования эксперимента.
47. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП (ПГВ) и их проверка.
48. Естественная компенсация реактивной мощности.
49. Выбор низковольтных компенсирующих устройств.

50. Определение экономически целесообразной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями.
51. Балансовые расчеты реактивной мощности. Выбор высоковольтных компенсирующих устройств.
52. Выбор и проверка высоковольтных кабелей.
53. Прокладка высоковольтных кабелей и область их применения.
54. Выбор и проверка токопроводов. Область их применения.
55. Конструктивное исполнение токопроводов и способы их прокладки.
56. Конструктивное исполнение ГПП и ПГВ.

Критерии оценивания экзамена:

Оценка «отлично». Ответы на поставленные вопросы излагаются логично, последовательно и не требуют дополнительных пояснений. Полно раскрываются причинно-следственные связи между явлениями и событиями. Делаются обоснованные выводы. Демонстрируются глубокие знания базовых нормативно-правовых актов. Соблюдаются нормы литературной речи.

Оценка «хорошо». Ответы на поставленные вопросы излагаются систематизировано и последовательно. Базовые нормативно-правовые акты используются, но в недостаточном объеме. Материал излагается уверенно. Раскрыты причинно-следственные связи между явлениями и событиями. Демонстрируется умение анализировать материал, однако не все выводы носят аргументированный и доказательный характер. Соблюдаются нормы литературной речи.

Оценка «удовлетворительно». Допускаются нарушения в последовательности изложения. Имеются упоминания об отдельных базовых нормативно-правовых актах. Неполно раскрываются причинно-следственные связи между явлениями и событиями. Демонстрируются поверхностные знания вопроса, с трудом решаются конкретные задачи. Имеются затруднения с выводами. Допускаются нарушения норм литературной речи.

Оценка «неудовлетворительно». Материал излагается непоследовательно, сбивчиво, не представляет определенной системы знаний по дисциплине. Не раскрываются причинно-следственные связи между явлениями и событиями. Не проводится анализ. Выводы отсутствуют. Ответы на дополнительные вопросы отсутствуют. Имеются заметные нарушения норм литературной речи.

Тест контроля знаний

Проводится для *Раздела Расчетные электрические нагрузки промышленных предприятий.*

1. Электротехнические установки, производящие, преобразующие, распределяющие и потребляющие электроэнергию подразделяются на ЭУ напряжением:
 - а) выше 1 кВ и ниже 1 кВ
 - б) 1 кВ, 10 кВ, 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ
 - в) до 220 кВ и свыше 220 кВ.
2. Электроснабжением называют:
 - а) обеспечение потребителей электроэнергией
 - б) совокупность ЭУ, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией
 - в) совокупность взаимосвязанных ЭУ предприятия, города.
3. Приемником электроэнергии называют:
 - а) преобразовательное устройство
 - б) устройство, в котором происходит преобразование электроэнергии в др. вид энергии для ее использования
 - в) совокупность машин для преобразования эл. энергии.
4. Распределительным пунктом называют:

- а) ЭУ для преобразования и распределения эл. энергии
 б) РУ, предназначенное для приема и распределения эл. энергии на одном напряжении без преобразования и трансформации
 в) комплектное устройство, предназначенное для управления линиями сети и их защиты.
5. По роду току потребители, работающие от сети делятся на группы:
 а) переменного и постоянного тока
 б) переменного тока нормальной промышленной частоты, переменного тока повышенной или пониженной частоты постоянного тока
 в) переменного тока повышенной частоты и постоянного тока.
6. Основным показателем, по которому следует классифицировать приемники эл. энергии являются:
 а) температура отдельных частей приемника электроэнергии
 б) технологический режим
 в) график электрической нагрузки.
7. Приемники электроэнергии подразделяются на группы по сходству режимов:
 а) ЭП длительного режима работы
 ЭП кратковременного режима работы
 ЭП повторно-кратковременного режима работы
 б) ЭП продолжительного режима работы
 ЭП кратковременного режима работы
 в) ЭП спокойного режима работы
 ЭП ударного режима работы.
8. Режим работы ЭП характеризуется:
 а) технологическим процессом
 б) температурой отдельных частей машины
 в) временем работы ЭП.
9. Номинальная активная мощность ЭП длительного режима работы это:
 а) мощность за наиболее загруженную смену
 б) мощность, указанная в тех. паспорте ЭП
 в) средняя мощность ЭП.
10. Номинальная активная мощность ЭП повторно-кратковременного режима работы это:
 а) мощность за наиболее загруженную смену
 б) паспортная мощность, приведенная к длительному режиму работы
 в) максимальная мощность за 30-минутный максимум.
11. Коэффициент использования активной мощности одиночного ЭП это отношение:

$$\frac{P_{\text{ср.м.}}}{P_{\text{ном.}}} \quad \frac{P_{\text{ср.кВ}}}{P_{\text{ном.}}} \quad \frac{P_{\text{р}}}{P_{\text{ном.}}}$$
 а) _____ б) _____ в) _____
12. Коэффициентом спроса активной мощности называется отношение:

$$\frac{P_{\text{ср.м.}}}{P_{\text{ном.}}} \quad \frac{P_{\text{р}}}{P_{\text{ном}}} \quad \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ном}}}$$
 а) _____ б) _____ в) _____
13. Расчетная нагрузка эмпирическим методом определяется как:
 а) $P_{\text{р}} = K_{\text{с}} \cdot P_{\text{уст}}$
 б) $P_{\text{р}} = P_{\text{срт}} \pm b_{\text{дсрт}}$
 в) $P_{\text{р}} = K_{\text{р}} \cdot P_{\text{ср}}$
14. В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты:
 а) большой (75-100 МВт и >), средней (от 5 до 75 МВт) и малой (<5 МВт) мощности
 б) большой (>100 МВт), средней (<100 МВт)
 в) большой (>75 МВт), малой (<75 МВт)
15. Глухое заземление нейтрали применяется в:
 а) трехфазных сетях 6-35 кВ

- б) трехфазных сетях постоянного тока
 в) в сетях 110 кВ и выше, в 4-х проводных сетях 380/220 В, 3-х фазных сетях постоянного тока.
16. В сетях 6-10 кВ промышленных предприятий экономически целесообразно применять токопроводы при передаваемой мощности:
- а) 5-10 МВА на U=6кВ, >10 МВА на U=10 кВ
 б) 15-40 МВА на U=6кВ 20-70 МВА на U =10 кВ
 в) <15 МВА на U=6кВ, >15 МВА на U=10 кВ.
17. По режиму КЗ при напряжении >1 кВ не проверяются элементы канализации электроэнергии:
- а) защищенные автоматическими выключателями и Ином. выкл. до 100 А
 б) защищенные плавкими предохранителями со вставками на Ином до 60 А - по эл. динамической стойкости, независимо от номинального тока вставок по термической стойкости, независимо от номинального тока вставок по термической стойкости
 в) защищенные плавкими предохранителями с $I_{вст} < 60$ А.
18. По режиму КЗ в ЭУ выше 1 кВ должны проверяться:
- а) кабели и др. проводники
 б) ВЛ и токопроводы
 в) кабели, токопроводы, опорные и несущие конструкции на них, ВЛ при $i_{уд} КЗ \geq 50$ кА.
19. При прокладке кабелей до 10 кВ в земле рекомендуется в одной траншее прокладывать:
- а) не более 6 силовых кабелей
 б) не более 10 силовых кабелей
 в) не более 12 силовых кабелей
20. Расстояние между двумя параллельно идущими траншеями с кабелями 35 кВ:
- а) 1,5 м б) 1 м в) 0,5 м

Критерии оценки тестового контроля знаний:

Оценка	Число правильных ответов
5 (отлично)	все
4 (хорошо)	19-15
3 (удовлетворительно)	14-9
2 (неудовлетворительно)	8 и менее

Проводится для Раздела *Расчетные электрические нагрузки промышленных предприятий*

Вариант № 1

1. Электротехнические установки, производящие, преобразующие, распределяющие и потребляющие электроэнергию подразделяются на ЭУ напряжением:
- а) выше 1 кВ и ниже 1 кВ
 б) 1 кВ, 10 кВ, 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ
 в) до 220 кВ и свыше 220 кВ.
2. Режим работы ЭП характеризуется:
- а) технологическим процессом
 б) температурой отдельных частей машины
 в) временем работы ЭП.
3. Глухое заземление нейтрали применяется в:
- а) трехфазных сетях 6-35 кВ
 б) трехфазных сетях постоянного тока
 в) в сетях 110 кВ и выше, в 4-х проводных сетях 380/220 В, 3-х фазных сетях постоянного тока.
4. Плавкие предохранители служат для:
- а) защиты внутрицеховых сетей от токов КЗ
 б) дистанционного управления АД
 в) коммутации силовой цепи.

5. Отклонение напряжения у ЭП определяется:
- $\pm U\% = [(U_{\text{фак}} - U_{\text{ном}})/U_{\text{ном}}] \cdot 100\%$
 - $\pm U\% = [(U_{\text{ном}} - U_{\text{мин}})/U_{\text{ном}}] \cdot 100\%$
 - $\pm U\% = [(U_{\text{мах}} - U_{\text{ном}})/U_{\text{ном}}] \cdot 100\%$
6. Провести соответствие:
- НКУ установлено у одиночного ЭП с низким $\cos \phi$ и большим числом часов работы в году
 - НКУ установлено у распределительного пункта < 1 кВ или на магистральном шинопроводе
 - НКУ установлено на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ
 - Централизованная КРМ
 - Групповая КРМ
 - Индивидуальная КРМ
7. Режим настройки дугогасящих катушек в нейтрали характеризуется:
- степенью расстройки, степенью настройки
 - коэффициентом успокоения резонансно-заземленной сети
- в) напряжением смещения нейтрали.
8. Условием несинхронного включения СД является:
- $I_{\text{нс}} X'' d \leq 1,5 k$
 - $I_{\text{нс}} X'' d \leq 1,05 k$
 - $I_{\text{нс}} X' d \leq 1,5 k$
9. Номинальный ток плавкой вставки предохранителя определяется как:
- для одиночного ЭП $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_p$
для одиночного ЭД $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_{\text{пуск.}}/\alpha$
 - для одиночного ЭП $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_{\text{ном.эп}}$
для одиночного ЭД $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_{\text{лик.}}/\alpha$
 - для одиночного ЭП $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_{\text{ном.эн}}$
для одиночного ЭД $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_{\text{пуск.}}/\alpha$
10. По роду тока все потребители эл.энергии, работающие от сети делятся на группы:
- переменного и постоянного тока
 - переменного тока нормальной промышленной частоты, переменного тока повышенной или пониженной частоты постоянного тока
 - переменного тока повышенной частоты и постоянного тока.
11. При прокладке кабелей до 10 кВ в земле рекомендуется в одной траншее прокладывать:
- не более 6 силовых кабелей
 - не более 10 силовых кабелей
 - не более 12 силовых кабелей
12. Процесс самозапуска делится на следующие этапы:
- выбег и восстановление рабочего режима
 - разгон и восстановление рабочего режима
 - выбег, разгон и восстановление рабочего режима.
13. Для увеличения критического скольжения во время самозапуска необходимо:
- проводить ресинхронизацию СД
 - максимально использовать форсировку возбуждения
 - чтобы входной момент был меньше момента сопротивления СД
14. Номинальная акт. мощность ЭП повторно-кратковременного режима работы это:
- мощность за наиболее загруженную смену
 - паспортная мощность, приведенная к длительному режиму работы
 - максимальная мощность за 30-минутный максимум.

15. Режимы настройки дугогасящих катушек в сети с резонансно-заземленными нейтралями являются:
- резонансный
 - недокомпенсации, резонансный
 - резонансный, недокомпенсации, перекомпенсации.
16. Расчетная нагрузка эмпирическим методом определяется как:
- $P_p = K_c \cdot P_{уст.}$
 - $P_p = P_{срт} + bdc_{срт}$
 - $P_p = K_p \cdot P_{ср}$
17. Номинальный ток плавкой вставки предохранителя определяется как:
- для одиночного ЭП $I_{ном.вст.} \geq I_p$
для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{пуск./\alpha}$
 - для одиночного ЭП $I_{ном.вст.} \geq I_{ном.эп}$
для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{лик./\alpha}$
 - для одиночного ЭП $I_{ном.вст.} \geq I_{ном.эн}$
для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{пуск./\alpha}$
18. Расчетная реактивная нагрузка в сетях 6-10 кВ промышленных предприятий определяется:
- $Q\beta = Q_{р.в.} + Q_{мах.т} - \Delta Q_t$
 - $Q\beta = Q_{р.в.} - Q_{мах.т} + \Delta Q_t$
 - $Q\beta = Q_{р.в.} + Q_{мах.т} - \Delta Q_t$
19. Приемником электроэнергии называют:
- преобразовательное устройство
 - устройство, в котором происходит преобразование электроэнергии в другой вид энергии для ее использования
 - совокупность машин для преобразования эл.энергии.
20. Приемники электроэнергии подразделяются на группы по сходству режимов на:
- ЭП длительного режима работы
ЭП кратковременного режима работы
ЭП повторно-кратковременного режима работы
 - ЭП продолжительного режима работы
ЭП кратковременного режима работы
 - ЭП спокойного режима работы
ЭП ударного режима работы.

Вариант № 2

- Электроснабжением называют:
 - обеспечение потребителей электроэнергией
 - совокупность ЭУ, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией
 - совокупность взаимосвязанных ЭУ предприятия, города.
- Номинальная активная мощность ЭП длительного режима работы это:
 - мощность за наиболее загруженную смену
 - мощность, указанная в тех. паспорте ЭП
 - средняя мощность ЭП.
- В сетях 6-10 кВ промышленных предприятий экономически целесообразно применять токопроводы при передаваемой мощности:
 - 5-10 МВА на $U=6\text{кВ}$, >10 МВА на $U=10\text{кВ}$
 - 15-40 МВА на $U=6\text{кВ}$ 20-70 МВА на $U=10\text{кВ}$
 - <15 МВА на $U=6\text{кВ}$, >15 МВА на $U=10\text{кВ}$.
- Номинальным током плавкой вставки называют:
 - номинальный ток, при котором плавкая вставка предохранителя еще не перегорает
 - ток, которой может длительно проходить через их, не вызывая расплавления металла вставки или сильного нагрева
 - ток КЗ, протекающий через предохранитель.
- Потеря напряжения между напряжением ист. питания U_1 и напряжением в месте подключения ЭП к сети U_2 определяется:

а) $\Delta U\% = [(U_{\text{ном}} - U_2)/U_1] \cdot 100\%$ б) $\Delta U\% = [(U_1 - U_2)/U_{\text{ном}}] \cdot 100\%$

б) $\Delta U\% = [(U_1 - U_{\text{ном}})/U_2] \cdot 100\%$

6. Преднамеренное соединение с заземляющим устройством какой либо точки токоведущих частей ЭУ, необходимое для обеспечения ее работы, называют:

- а) рабочим заземлением
- б) защитным заземлением
- в) заземлением нейтрали.

7. Коэффициент успокоения резонансно-заземленной сети определяется как:

а) $d = - \frac{C_A + a^2 C_B + a C_c}{C_A + C_B + C_c}$

б) $d = \frac{W(C_A + C_B + C_c) - 1/WL_H}{W(C_A + C_B + C_c)} \cdot 100$

в) $d = \frac{3G + 1/R_H}{W(C_A + C_B + C_c)} \cdot 100$

8. Ток несинхронного выключения при самозапуске 1 ЭД определяется:

а) $I_{нс} = \frac{E + U}{X''_d + X_c}$

а) $I_{нс} = \frac{E + U}{X'_d + X_c}$

а) $I_{нс} = \frac{E + U}{X_d + X_c}$

9. Приемники электроэнергии подразделяются на группы по сходству режимов на:

- а) ЭП длительного режима работы
 - ЭП кратковременного режима работы
 - ЭП повторно-кратковременного режима работы
- б) ЭП продолжительного режима работы
 - ЭП кратковременного режима работы
- в) ЭП спокойного режима работы
 - ЭП ударного режима работы.

10. В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты:

- а) большой (75-100 МВт и >), средней (от 5 до 75 МВт) и малой (<5 МВт) мощности
- б) большой (>100 МВт), средней (<100 МВт)
- в) большой (>75 МВт), малой (<75 МВт)

11. Расстояние между двумя параллельно идущими траншеями с кабелями 35 кВ:

- а) 1,5 м
- б) 1 м
- в) 0,5 м

12. При выборе защитных аппаратов для защиты ЭД до 1 кВ учитывается коэффициент α , зависящий от условий и длительности пуска ЭД и равный:
- $\alpha = 2,5$ для легких пусков с $t_{\text{пуска}} = \text{до } 2,5с$
 $\alpha = 1,6$ для тяжелых пусков с $t_{\text{пуска}} = > 2,5с$
 - $\alpha = 3,5$ для легких пусков с $t_{\text{пуска}} \text{ до } 3,5с$
 $\alpha = 2,5$ для тяжелых пусков с $t_{\text{пуска}} > 3,5с$
 - $\alpha = 1,6$ для легких пусков с $t_{\text{пуска}} \text{ до } 1,6с$
 $\alpha = 2,5$ для тяжелых пусков с $t_{\text{пуска}} > 1,6с$
13. Баланс реактивной мощности в узле 6-10 кВ промышленного предприятия имеет вид:
- $Q_{\text{в}} - Q_{\text{нк}} - Q_{\text{ск}} - Q_{\text{т}} - Q_{\text{сд}} - Q_{\text{эл}} = 0$
 - $Q_{\text{в}} - Q_{\text{сд}} - Q_{\text{ск}} - Q_{\text{тэц}} - Q_{\text{вк}} - Q_{\text{эл}} = 0$
 - $Q_{\text{в}} - Q_{\text{сд}} - Q_{\text{вк}} - Q_{\text{мах.т}} - Q_{\text{эл}} - Q_{\text{тэц}} = 0$
14. Если коэффициент эффективности заземления нейтрали $k_z \leq 1,4$, то такое заземление нейтрали называют:
- изолированным
 - эффективным
 - компенсированным
15. Емкостной ток замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью определяется как:
- $I_{\text{см}} = U_{\text{л}} / \alpha$
 - $I_{\text{см}} = U_{\text{л}}$
 - $I_{\text{сф}} = \sqrt{3} U_{\text{ф}} W \text{ Coi li}$
16. Напряжение фаз относительно земли при однофазных КЗ в эффективно-заземленных сетях не превышают:
- $1,4 U_{\text{ф}}$
 - $1,73 U_{\text{ф}}$
 - $1,9 U_{\text{ф}}$
17. Промышленные механизмы, участвующие в самозапуске делятся на:
- механизмы с постоянным моментом сопротивления, механизмы с вентиляторным моментом сопротивления
 - механизмы с максимальным моментом сопротивления, механизмы с номинальным моментом сопротивления
 - механизмы с минимальным моментом сопротивления, механизмы с максимальным моментом сопротивления
18. Для увеличения критического скольжения во время самозапуска необходимо:
- проводить ресинхронизацию СД
 - максимально использовать форсировку возбуждения
 - чтобы входной момент был меньше момента сопротивления СД
19. Коэффициентом спроса активной мощности называется отношение:
- $\frac{P_{\text{ср.м.}}}{P_{\text{ном.}}}$
 - $\frac{P_{\text{р}}}{P_{\text{ном}}}$
 - $\frac{P_{\text{мах}}}{P_{\text{ном}}}$
20. Предельно допустимым током по нагреву называют:
- длительно протекающий по проводнику ток, при котором устанавливается наибольшая длительно допустимая температура нагрева проводника
 - минимальный ток в нормальном режиме длительно протекающий по проводнику
 - ток, протекающий в проводнике в после аварийном режиме.

Вариант № 3

1. Приемником электроэнергии называют:
 - а) преобразовательное устройство
 - б) устройство, в котором происходит преобразование электроэнергии в другой вид энергии для ее использования
 - в) совокупность машин для преобразования эл.энергии.
2. Номинальная акт, мощность ЭП повторно-кратковременного режима работы это:
 - а) мощность за наиболее загруженную смену
 - б) паспортная мощность, приведенная к длительному режиму работы
 - в) максимальная мощность за 30-минутный максимум.
3. По режиму КЗ при напряжении >1 кВ не проверяются элементы канализации электроэнергии:
 - а) защищенные автоматическими выключателями и Ином.выкл. до 100 А
 - б) защищенные плавкими предохранителями со вставками на Ином до 60 А - по эл.динамической стойкости, независимо от номинального тока вставок по термической
 - в) защищенные плавкими предохранителями с $I_{вст} < 60$ А.
4. Автоматические воздушные выключатели до 1 кВ предназначены:
 - а) автоматического размыкания эл.цепей при аномальных режимах
 - б) для оперативных переключений при нормальных режимах
 - в) для защиты эл.сетей до 1 кВ от токов КЗ и перегрузки, для редких оперативных переключений в нормальном режиме, для защиты сетей при снижении напряжения.
5. Расчетная реактивная нагрузка в сетях 6-10 кВ промышленных предприятий определяется:
 - а) $Q\beta = Q_{р.в.} + Q_{мах.т} - \Delta Q_T$
 - б) $Q\beta = Q_{р.в.} - Q_{мах.т} + \Delta Q_T$
 - в) $Q\beta = Q_{р.в.} + Q_{мах.т} - \Delta Q_T$
6. Коэффициентом эффективности заземления нейтрали кЗ называют:
 - а) $k_3 = U_{ном} / U_{min}$
 - б) $k_3 = U_{фз} / U_{ф}$
 - в) $k_3 = U_{мах} U_{min} / U_{ном}$
7. Напряжение фаз относительно земли при однофазных КЗ в эффективно-заземленных сетях не превышают:
 - а) $1,4 U_{ф}$
 - б) $1,73 U_{ф}$
 - в) $1,9 U_{ф}$
8. Для увеличения критического скольжения во время самозапуска необходимо:
 - а) проводить ресинхронизацию СД
 - б) максимально использовать форсировку возбуждения
 - в) чтобы входной момент был меньше момента сопротивления СД
9. По роду ток все потребители эл. энергии, работающие от сети делятся на группы:
 - а) переменного и постоянного тока
 - б) переменного тока нормальной промышленной частоты, переменного тока повышенной или пониженной частоты постоянного тока
 - в) переменного тока повышенной частоты и постоянного тока.
10. Номинальная активная мощность ЭП длительного режима работы это:
 - а) мощность за наиболее загруженную смену
 - б) мощность, указанная в тех. паспорте ЭП
 - в) средняя мощность ЭП.
11. Расчетная нагрузка эмпирическим методом определяется как:
 - а) $P_p = K_c \cdot P_{уст}$
 - б) $P_p = P_{срт} \pm \beta \delta_{срт}$

- в) $P_p = K_p \cdot P_{ср}$
12. При прокладке кабелей до 10 кВ в земле рекомендуется в одной траншее прокладывать:
- не более 6 силовых кабелей
 - не более 10 силовых кабелей
 - не более 12 силовых кабелей
13. Плавкие предохранители служат для:
- защиты внутрицеховых сетей от токов КЗ
 - дистанционного управления АД
 - коммутации силовой цепи.
14. Предельно допустимым током по нагреву называют:
- длительно протекающий по проводнику ток, при котором устанавливается наибольшая длительно допустимая температура нагрева проводника
 - минимальный ток в нормальном режиме длительно протекающий по проводнику
 - ток, протекающий в проводнике в послеаварийном режиме.
15. Реактивная мощность, генерируемая СД определяется как:
- $Q_{сд} = P_{ном.сд} K_{сд} \operatorname{tg} \varphi_{ном}$
 - $Q_{сд} + \alpha_m \sqrt{P_{ном.сд}^2 + Q_{ном.сд}^2}$
 - $Q = \frac{P_{ном.сд} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ном}}{\eta_{ном}}$
16. Преднамеренное соединение с заземляющим устройством какой либо точки токоведущих частей ЭУ, необходимое для обеспечения ее работы, называют:
- рабочим заземлением
 - защитным заземлением
 - заземлением нейтрали.
17. Режимы настройки дугогасящих катушек в сети с резонансно-заземленными нейтралями являются:
- резонансный
 - недокомпенсации, резонансный
 - резонансный, недокомпенсации, перекомпенсации.
18. Процесс самозапуска делится на следующие этапы:
- выбег и восстановление рабочего режима
 - разгон и восстановление рабочего режима
 - выбег, разгон и восстановление рабочего режима.
19. Условием несинхронного включения СД является:
- $\operatorname{InсX}''d \leq 1,5 k$
 - $\operatorname{InсX}''d \leq 1,05 k$
 - $\operatorname{InсX}'d \leq 1,5 k$
20. Коэффициент использования активной мощности одиночного ЭП это отношение:
- $\frac{P_{ср.м.}}{P_{ном.}}$
 - $\frac{P_{ср.кВ}}{P_{ном.}}$
 - $\frac{P_p}{P_{ном.}}$

Вариант № 4

1. Распределительным пунктом называют:
- ЭУ для преобразования и распределения эл. энергии
 - РУ, предназначенное для приема и распределения эл. энергии на одном напряжении без преобразования и трансформации
 - комплектное устройство, предназначенное для управления линиями сети и их защиты.
2. Коэффициент использования активной мощности одиночного ЭП это отношение:

$$\text{а) } \frac{P_{\text{ср.м.}}}{P_{\text{ном.}}} \quad \text{б) } \frac{P_{\text{ср.кВ}}}{P_{\text{ном.}}} \quad \text{в) } \frac{P_{\text{р}}}{P_{\text{ном.}}}$$

3. По режиму КЗ в ЭУ выше 1 кв должны проверяться:

- а) кабели и др. проводники
- б) ВЛ и токопроводы
- в) кабели, токопроводы, опорные и несущие конструкции на них, ВЛ при $i_{\text{уд кз}} \geq 50$ кА.

4. Током трогания АВ называют:

- а) настройку расцепителя на заданный ток срабатывания
- б) наименьший ток, вызывающий отключение АВ
- в) максимальный ток, который может протекать через АВ.

5. Баланс реактивной мощности в узле 6-10 кВ промышленных предприятия имеет вид:

- а) $Q_{\text{в}} - Q_{\text{нк}} - Q_{\text{ск}} - Q_{\text{т}} - Q_{\text{сд}} - Q_{\text{э1}} = 0$
- в) $Q_{\text{в}} - Q_{\text{сд}} - Q_{\text{ск}} - Q_{\text{тэц}} - Q_{\text{вк}} - Q_{\text{э1}} = 0$
- в) $Q_{\text{в}} - Q_{\text{сд}} - Q_{\text{вк}} - Q_{\text{мах.т}} - Q_{\text{э1}} - Q_{\text{тэц}} = 0$

6. Если коэффициент эффективности заземления нейтрали $k_{\text{з}} \leq 1,4$, то такое заземление нейтрали называют:

- а) изолированным
- б) эффективным
- в) компенсированным

7. Самозапуском называется:

- а) восстановление нормальной работы эл. привода без вмешательства персонала после кратковременного перерыва электроснабжения
- б) восстановление работы ЭД после нарушения питания
- в) восстановление работы эл. привода после срабатывания РЗ и А.

8. Глухое заземление нейтрали применяется в:

- а) трехфазных сетях 6-35 кВ
- б) трехфазных сетях постоянного тока
- в) в сетях 110 кВ и выше, в 4-х проводных сетях 380/220 В, 3-х фазных сетях постоянного тока.

9. Номинальная акт. мощность ЭП повторно-кратковременного режима работы это:

- а) мощность за наиболее загруженную смену
- б) паспортная мощность, приведенная к длительному режиму работы
- в) максимальная мощность за 30-минутный максимум.

10. По режиму КЗ при напряжении >1 кВ не проверяются элементы канализации электроэнергии:

- а) защищенные автоматическими выключателями и $I_{\text{ном.выкл.}}$ до 100 А
- б) защищенные плавкими предохранителями со вставками на $I_{\text{ном}}$ до 60 А - по эл.динамической стойкости, независимо от номинального тока вставок по термической
- в) защищенные плавкими предохранителями с $I_{\text{вст}} < 60$ А.

11. Плавкие предохранители служат для:

- а) защиты внутрицеховых сетей от токов КЗ
- б) дистанционного управления АД
- в) коммутации силовой цепи.

12. Номинальный ток плавкой вставки предохранителя определяется как:

- а) для одиночного ЭП $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_{\text{р}}$
для одиночного ЭД $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_{\text{пуск.}}/\alpha$
- б) для одиночного ЭП $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_{\text{ном.эп}}$
для одиночного ЭД $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_{\text{лик.}}/\alpha$
- в) для одиночного ЭП $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_{\text{ном.эн}}$
для одиночного ЭД $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_{\text{пуск.}}/\alpha$

13. Реактивная мощность, генерируемая СД определяется как:

а) $Q_{сд} = P_{ном.сд} K_{сд} \operatorname{tg} \varphi_{ном}$

б) $Q_{сд} + \alpha_m \sqrt{P_{ном.сд}^2 + Q_{ном.сд}^2}$

в) $Q = \frac{P_{ном.сд} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ном}}{\eta_{ном}}$

14. Провести соответствие:

а) НКУ установлено у одиночного ЭП с низким $\cos \varphi$ и большим числом часов работы в году

б) НКУ установлено у распределительного пункта < 1 кВ или на магистральном шинопроводе

в) НКУ установлено на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ

1. Централизованная КРМ

2. Групповая КРМ

3. Индивидуальная КРМ

15. Длительно допускаяемым током замыкания на землю называется ток:

а) максимальный, протекаемый в нейтрали трансформатора

б) который, протекая в течение 1-2 часов, не вызывает перехода

в) длительно протекаемый рабочий ток в сети.

16. Режим настройки дугогасящих катушек в нейтрали характеризуется:

а) степенью расстройки, степенью настройки

б) коэффициентом успокоения резонансно-заземленной сети

в) напряжением смещения нейтрали.

17. Самозапуск считается обеспеченным, если:

а) температура нагрева обмоток за время самозапуска не превысит допустимого значения

б) при пониженном напряжении избыточный момент двигателя достаточен для доведения механизма до номинальной угловой скорости и если за время разгона температура нагрева обмоток не превысит допустимого значения

в) при повышенном напряжении избыточный момент двигателя достаточен для доведения механизма до номинальной угловой скорости

18. Для увеличения критического скольжения во время самозапуска необходимо:

а) проводить ресинхронизацию СД

б) максимально использовать форсировку возбуждения

в) чтобы входной момент был меньше момента сопротивления СД

19. Условием несинхронного включения СД является:

а) $\operatorname{InсX}''d \leq 1,5 k$

б) $\operatorname{InсX}''d \leq 1,05 k$

в) $\operatorname{InсX}'d \leq 1,5 k$

20. Номинальным током плавкой вставки называют:

а) номинальный ток, при котором плавкая вставка предохранителя еще не перегорает

б) ток, которой может длительно проходить через их, не вызывая расплавления металла вставки или сильного нагрева

в) ток КЗ, протекающий через предохранитель.

Критерии оценки тестового контроля знаний:

Оценка	Число правильных ответов
5 (отлично)	все
4 (хорошо)	19-15
3 (удовлетворительно)	14- 11
2 (неудовлетворительно)	10 и менее

Вопросы «Блиц-опроса» по темам дисциплины

Раздел 1. Структура и характеристики систем электроснабжения. Расчет электрических нагрузок

Тема 1. Структура и параметры систем электроснабжения

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Классификация электроприемников и потребителей электроэнергии.
2. Режимы работы электроприемников: длительный, кратковременный и повторно-кратковременный.
3. Продолжительность включения, цикличность работы электроприемника.
4. Паспортная и номинальная мощности электроприемников.

Раздел 2. Расчетные электрические нагрузки промышленных предприятий

Тема 2. Расчет электрических нагрузок

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Методика формирования величины расчетной нагрузки.
2. Вероятностно-статистический метод как основа практических методик определения расчетной нагрузки элементов систем электроснабжения.
3. Эмпирические методы расчета электрических нагрузок.
4. Метод расчета электрических нагрузок промышленного предприятия по коэффициенту расчетной активной мощности.

Раздел 3. Системы электроснабжения, принципы их формирования и задачи проектирования

Тема 3. Расчет электрических нагрузок

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Требования к системам электроснабжения.
2. Принципы их построения.
3. Задачи проектирования.
4. Исходные данные, необходимые для проектирования систем электроснабжения.

Тема 4. Внешнее электроснабжение

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Внешнее электроснабжение: источники питания, линии связи и пункты приема электроэнергии.
2. Источники питания в системах электроснабжения.
3. Способы подключения предприятия к электропитающей системе.
4. Главные понизительные подстанции (ГПП) и подстанции глубокого ввода (ПГВ), распределительные подстанции (РП).

Тема 5. Внутреннее электроснабжение

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Трансформаторные подстанции (ТП) 6-10/0,4 кВ, токопроводы, кабельные сети.
2. Схемы внутреннего электроснабжения.
3. Особенности исполнения схем электроснабжения при наличии потребителей особой группы I категории по надежности.
4. Конструктивное выполнение промышленных распределительных электрических сетей.

Раздел 4. Выбор элементов систем электроснабжения, режимов работы и их конструктивное исполнение

Тема 6. Выбор места расположения пунктов приема электроэнергии. выбор трансформаторов подстанций

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Генеральный план предприятия.
2. Картограмма нагрузок.
3. Центр электрических нагрузок.
4. Зона рассеяния электрических нагрузок: эллипс рассеяния.

Тема 7. Внутреннее электроснабжение

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Проблема компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения.
2. Электроприемники - потребители реактивной мощности.
3. Потребление реактивной мощности асинхронными двигателями.
4. Типы компенсации реактивной мощности.

Критерии оценки вопросов «Блиц-опроса»:

оценка «отлично» выставляется студенту, если даны правильные ответы на все вопросы;
оценка «хорошо» выставляется студенту, если даны ответы на вопросы с незначительными ошибками;

оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, если ответы на вопросы даны со значительными ошибками;

оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, если ответы даны с большим числом ошибок, либо совсем не даны ответы.

Контрольные задания по отдельным темам дисциплины

Цель и задачи выполнения контрольных заданий

Целью выполнения контрольных заданий является изучение, закрепление и систематизация учебного материала по курсу: выработка навыков самостоятельного решения инженерных задач по специальности.

Содержание и оформление контрольных заданий

Исходные данные для решения задач принимаются по таблицам варианты в соответствии с шифром (табл. 1) или по номерам варианта, выдаваемых преподавателем каждому студенту в отдельности.

Перед решением задачи обязательно должны быть указаны номера вариантов и шифра, а также приведено условие задачи.

Оформление рисунков и результатов решения задач осуществляется в соответствии с действующими ГОСТ и ЕСКД, основные правила оформления результатов контрольных заданий приведены в методических указаниях «Графическая часть курсового и дипломного проектирования».

Если при выполнении задач студент обнаружит в исходных данных и в указаниях по выполнению контрольного задания отсутствие некоторых необходимых данных для решения, их следует принять по справочникам, ГОСТ, каталогам и т.д. с обязательной ссылкой на источник.

Консультация по выполнению контрольных заданий организовываются в период сессий, а также еженедельно в соответствии с расписанием; кроме того, ведущий преподаватель проводит письменные консультации.

Выполненные контрольные задания в соответствии с графиком предоставляются на кафедру до начала экзаменационных сессий для передачи ведущему преподавателю на рецензирование. После защиты студентами контрольных работ по разделу курса, они остаются на кафедре.

Таблица 1

№	Шифр	№	Шифр	№	Шифр	№	Шифр	№	Шифр
1	3643	8	5314	15	3561	22	2315	29	6421
2	2113	9	1234	16	6542	23	3465	30	3333
3	2241	10	5513	17	2651	24	5623	31	2222
4	6152	11	2456	18	5431	25	2354	32	1111
5	1124	12	1345	19	4322	26	4214	33	5555
6	6363	13	1653	20	4136	27	4616	34	4444
7	6255	14	3262	21	3146	28	4532	35	6666

Примечание:

- 1) № - номер варианта, задаваемый преподавателем
- 2) Определение исходных данных для решения задач соответствующего варианта осуществляется следующим образом: по первой цифре осуществляется выборка из первой строки, по второй – из второй строки, по третьей из третьей строки, по четвертой из четвертой строки таблицы сходных данных и задач.

КОНТРОЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ №1

ЗАДАЧА 1. Определить расчетную нагрузку (активную, реактивную и полную) для состава электроприемников цеха представленного в таблице №2.

Расчет электрических нагрузок произвести методом коэффициента расчетной нагрузки и методом коэффициента спроса. При расчете методом коэффициента расчетной нагрузки эффективное число электроприемников n_3 определить по точной формуле и одним из упрощенных способов расчета.

Приняв за базисные результаты определение максимальной расчетной нагрузки цеха методом коэффициента расчетной нагрузки и использованием точной формулы определения n_3 , рассчитать погрешность определения расчетной нагрузки данным методом и методом коэффициента спроса.

Таблица 2. Исходные данные по составу электроприемников цеха

№	Наименование электро-приемников и механизмов, номинальное напряжение, и режим работы	Мощность одного ЭП, кВт						Количество ЭП, шт					
		1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
I	1. металлообрабатывающие станки $U_H=380$	19	23	28	37	24	18	21	18	23	29	28	24
	2. печи электронагреватель-ные однофазные $U=220$ В	34	75	42	50	100	20	3	4	2	5	1	4
II	1. прессы $U_H=380$	17	23	30	37	20	14	15	13	12	13	17	19
	2. ковочные машины $U_H=380$	33	42	80	25	75	50	7	4	8	5	6	7
III	1. краны $U_H=380$	7,5	16	7,5	16	7,5	16	3	2	2	1	1	3
		2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2						
		11	11	11	11	11	11						
IV	2. вентиляторы $U_H=380$	4	7,5	40	22	13	10	3	4	2	5	2	4
	1. транспортеры $U_H=380$	10	15	25	12	17	30	2	1	1	2	1	2
	2. насосы $U_H=380$	160	120	180	105	80	140	2	2	1	2	2	1

Примечание: значение коэффициентов мощности, использования, спроса применять по справочным данным.

Методические указания к решению задачи

Заданную электрическую нагрузку специфических электроприемников (однофазная, печная и крановая нагрузка) необходимо привести к трехфазной системе напряжений и длительному режиму работы (с ПВ=100%).

При определении расчетной нагрузки в зависимости от значений коэффициентов использования все электроприемники необходимо разбить на характерные категории. Определение расчетной нагрузки для этих категорий ЭП осуществлять отдельно. Общая расчетная нагрузка по цеху определяется суммированием расчетных нагрузок для каждой из категорий. Результаты расчетов предоставить в виде таблиц с внесением в них данных о

расчетной нагрузке, определенной каждым из указанных методов и результата расчета погрешности.

Результаты определения средней нагрузки за наиболее загруженную смену ($P_{см}$, $Q_{см}$), а также расчетной нагрузки (P_p , Q_p) рассчитанной методом коэффициента расчетной нагрузки с определением n_3 по точной формуле использовать для выполнения контрольного задания №2.

ЗАДАЧА 2. Определить расчетную нагрузку участка цеха с электросварочными установками

Таблица 3. Исходные данные для решения задач

№	Наименование сварочных установок номинальное напряжение режима работы	Паспортная мощность и коэффициент загрузки агрегата						Количество штук					
		1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
1	Сварочные машины точечные $U_H=380$ В $\cos\phi=0.55$ ПВ= 20%	100	75	150	100	75	150	5	2	4	3	6	2
		0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	0,85						
2	Рельефные автоматические $U_H=380$ В $\cos\phi=0.5$ ПВ= 100%	80	100	120	120	100	80	2	4	6	3	5	3
		0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95						
3	Шовные роликовые $U_H=380$ В $\cos\phi=0.35$	30	20	30	20	30	20	10	14	8	56	3	9
		0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85						
4	Стыковые сварочные машины $U_H=380$ В, $\cos\phi=0.55$ ПВ= 20%	200	10	150	30	120	80	3	6	3	6	4	4
		0,45	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7						

Примечание: каждый тип сварочных установок считать подключенным к отдельному шинопроводу.

Методические указания к решению задач

При работе сварочных установок различают несколько видов расчетной нагрузки:

1. номинальная мощность, приведенная к длительному режиму работы (с ПВ=100%);
2. средняя нагрузка – для расчета расхода эл. эн. и выбора компенсирующих устройств;
3. среднеквадратичная нагрузка – для выбора элементов сети по условиям нагрева;
4. пиковая нагрузка – для расчета колебаний напряжения и др.

Методы определения расчетной нагрузки сварочных машин достаточно подробно изложены в уч. пособие к курсовому и дипломному проектированию. Значения фактических продолжительностей включения машин (ПВ_ф) принять по /1/.

КОНТРОЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ №2

Предварительно определив рациональное напряжение (по одной из ориентированных формул с принятием ближайшего стандартного напряжения), рассчитать экономически целесообразное сечение проводов питающей сети предприятия.

№	Наименование исходных данных	1	2	3	4	5	6
1	Максимальная активная нагрузка предприятия P_M , МВт	24	40	58	74	81	96
	Средневзвешенное значение коэффициента мощности $\cos\phi_{с/в}$	0,9	0,93	0,94	0,95	0,92	0,96
2	Протяженность воздушной линии электропередач от районной подстанции до ГПП (ПГВ) предприятия L , км	5	12	20	25	37	50
3	Число часов использования максимума нагрузки T_M	3500	4000	25000	45000	55000	6000
4	Состав нагрузки по категориям надежности эл. снабжения % от P_H						
	Первая	5	7	10	14	18	20
	Вторая	91	76	60	25	32	75
	Третья	4	17	30	61	50	5

Примечание: Стоимость потерь мощности C_0 (руб)/кВт.год (принять по данным к задаче 1 контрольного задания №2)

Рекомендованные источники: /3,5,10/.

Методические указания по решению задачи

Нестандартное рациональное напряжение питающей сети рассчитывается по одной из общепринятых в практике проектирования формул (Стилла, Залесского, Илларионова). Поскольку сведения об имеющимся на районной подстанции классе напряжения отсутствуют, то принимается ближайшая к расчетному стандартное напряжение.

Сечения проводов воздушных ЛЭП рассчитываются в соответствии с требованиями // по экономическим токовым интервалам с выполнением проверок по допустимому нагреву в нормальном и послеаварийном режимах, по условиям короны и др. Сечение проводов, удовлетворяющее всем техническим требованиям, принимается в качестве базисного для проведения технико-экономических расчетов. Намечается 3-5 вариантов выполнения ЛЭП проводами сечениями не менее базисного. Для каждого из вариантов рассчитываются приведенные затраты, включающие капитальные вложения на ЛЭП и стоимость потерь электроэнергии. Принимается сечение проводов, которому соответствуют минимальные приведенные затраты.

КОНТРОЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ №3

Выбрать экономически целесообразное напряжение и схему распределительной сети

№№	Наименование исходных данных	1	2	3	4	5	6
1	Суммарная мощность эл. двигателя напряжением 6 кВ S_{Σ} ДВ.6 кВ, МВА	1,0	1,5	1,5	2,0	2,0	2,5
2	Средняя протяженность распределительной сети при радиальной схеме $L_{CP,P}$, км	0,3	0,4	0,7	0,8	0,5	0,9
3	Средняя протяженность кабеля распределительной сети при схеме двойной магистрали $L_{CP,M}$, км	0,4	0,5	0,7	0,8	0,9	1,0
4	Отношение числа часов работы предприятия в год (T_r) к числу часов использования максимума нагрузки (T_M)	1,2	1,25	1,35	1,4	1,4	1,35

Примечание: сведения о нагрузке предприятия, стоимость потерь мощности, число часов использования максимума нагрузки принять по исходным данным контрольного задания №3. Считать электродвигатели напряжением 6 кВ, отнесенными к электроприемникам I категории по бесперебойности электроснабжения, их нагрузку – включенной в расчетную нагрузку предприятия.

Рекомендованные источники: /1,2,3,5,10/

Методические указания к решению задачи

Для сравнения принять два класса напряжения распределительной сети (6 и 10 кВ), две схемы выполнения распределительной сети предприятия (радиальную и двойными магистралями). Сравнение вариантов осуществляем с использованием математических моделей, полученных методом планирования эксперимента и представленных в /3/

Примеры выбора рационального напряжения схемы распределительной сети представлены в /3/.

КОНТРОЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ №4

По исходным данным с использованием результатов выбора напряжения питающей и распределительной сетей в контрольных заданиях №3 и 4 определить число и экономически целесообразную мощность трансформаторов ГПП (ППВ) предприятия.

Рекомендуемые источники /2,3,5,II/

Методические указания к решению задачи

Число трансформаторов на ГПП (ПГВ) определяется с учетом требований к бесперебойности эл. снабжения и рекомендаций /II/. Мощность трансформатора выбирается по результатам технико-экономического сравнения 2-3 вариантов установки на ГПП (ПГВ)

трансформаторов различной мощности. Расчет мощности трансформаторов, осуществляется с использованием расчетной активной нагрузки и экономически целесообразной реактивной мощности $P_p, Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi$.

Потери мощности и энергии в трансформаторах рассчитываются по среднеквадратичной нагрузке предприятия.

Примеры решения

Рассчитать электрические нагрузки методом коэффициента расчётной нагрузки для выбора цеховых трансформаторов.

Наименование электроприёмника	$P_{\text{ном}}$, кВт	Количество ЭП, шт.
Токарно-револьверный	18	10
Токарно-винторезный	12	9
Горизонтально-расточный	42	5
Горизонтально-проточный	38	5
Токарно-винторезный	16	6
Горизонтально-фрезерный	26	5
Бесцентрово-шлифовальный	10	9
Точильно-шлифовальный	14	6
Вентустановка	16	4
Токарный с ЧПУ	44	8
Вертикально-фрезерный	15	4
Нагревательная электропечь	25	3
Электропечь	80	2
Шахтная электропечь	60	2
Электротермическая печь	30	1
Токарный полуавтомат	21,5	1
Шлифовальный	11,5	1
Вертикально-сверлильный	18	2
Плоскошлифовальный	17,5	1
Резьбонакатный	16,5	2
Токарно-винторезный	12	2
Круглошлифовальный	22,4	3

Решение

Распределяем электроприемники на характерные категории по технологическому признаку и сходству режимов, распределение показано в таблице 2. По справочнику определяем значения коэффициента использования $K_{\text{и}}$ и коэффициентов мощности $\cos \varphi$, $\operatorname{tg} \varphi$ и заносим их в графы 5 и 6 таблицы 2. В графах 7, 8 определяем средние активные и реактивные мощности каждой группы электроприемников характерной категории и самой категории в целом:

$$P_{\text{ср } i} = P_{\text{ном } i} \cdot K_{\text{и}}; Q_{\text{ср } i} = P_{\text{ср } i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i; P_{\text{ср } \Sigma} = \Sigma P_{\text{ср } i}; Q_{\text{ср } \Sigma} = \Sigma Q_{\text{ср } i}.$$

Определяем средневзвешенные $K_{\text{и}}$ и $\operatorname{tg} \varphi$ по характерным категориям и записываем их значения в графы 5 и 6 в итоговых строках: $K_{\text{и ср}} = P_{\text{ср } \Sigma} / P_{\text{ном } \Sigma}$; $\operatorname{tg} \varphi_{\text{ср}} = Q_{\text{ср } \Sigma} / P_{\text{ср } \Sigma}$.

Определяем эффективное число электроприемников по выражению:

$$n_3 = 2 \cdot P_{\text{ном } \Sigma} / P_{\text{ном } \max}.$$

где $P_{\text{ном } \max}$ – наибольшая номинальная мощность электроприемника в характерной категории.

Значение n_3 заносим в графу 9 в итоговую строку, если значение n_3 превышает $n_{\text{ф}}$, то принимается $n_3 = n_{\text{ф}}$.

Коэффициент расчетной нагрузки K_p определяется согласно «Указаний по расчету электрических нагрузок» по табл.2 в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприемников $K_p = f(K_{\text{и ср}}, n_3)$. Коэффициенты записываем в 10 графу.

Расчетную активную и реактивную мощность групп ЭП определяем по формулам, а результаты вносим в итоговые строки граф 11, 12. $P_p = K_p \cdot P_{\text{ср}}$; $Q_p = K_p \cdot Q_{\text{ср}}$.

Определяем максимальную расчетную нагрузку (активную и реактивную) для состава электроприемников цеха: $P_{\text{цеха } \Sigma} = \Sigma P_{p,i}$; $Q_{\text{цеха } \Sigma} = \Sigma Q_{p,i}$.

Полученные данные заносим в строку «Общий итог».
 Таблица – Расчет электрических нагрузок (форма Ф6336–90)

Исходные данные				Средняя мощность группы ЭП		n _э	K _р	Расчетная мощность			
По заданию			По справочным данным		P _{ср} , кВт			Q _{ср} , квар	P _р , кВт	Q _р , квар	
Характерные категории ЭП, подключаемых к узлу питания	Кол-во ЭП n _ф	Номинальная мощность, кВт		K _и	cosφ/tgφ	P _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар	P _р , кВт	Q _р , квар		
		одного ЭП	общая								
Токарно-винторезный	9	12	108	0,14	0,5/1,732	15,12	26,19				
Токарно-винторезный	6	16	96			13,44	23,28				
Горизонтально-фрезерный	5	26	130			18,2	31,52				
Бесцентрово-шлифовальный	9	10	90			12,6	21,82				
Точильно-шлифовальный	6	14	84			11,76	20,37				
Вертикально-фрезерный	4	15	60			8,4	14,55				
Токарный полуавтомат	1	21,5	21,5			3,01	5,21				
Шлифовальный	1	11,5	11,5			1,61	2,79				
Вертикально-сверлильный	2	18	36			5,04	8,73				
Плоскошлифовальный	1	17,5	17,5			2,45	4,24				
Резьбонакатный	2	16,5	33			4,62	8				
Токарно-винторезный	2	12	24			3,36	5,82				
Круглошлифовальный	3	22,4	67,2			9,41	16,3				
Токарно-револьверный	10	18	180			36	42,08				
Горизонтально-расточный	5	42	210	0,2	0,65/1,169	42	49,1				
Горизонтально-проточный	5	38	190	38	44,42						
Токарный с ЧПУ	8	44	352	0,6	0,7/1,02	211,2	215,42				
Итого	79	10–44	1710,7	0,25	1,238	436,22	539,84	78	0,675	294,4	364,4
Нагревательная электропечь	3	25	75	0,8	0,98/0,203	60	12,18				
Электропечь	2	80	160			128	25,98				
Шахтная электропечь	2	60	120			96	19,49				
Электротермическая печь	1	30	30			24	4,87				
Итого	8	25–80	385	0,8	0,203	308	62,52	8	0,91	280,3	56,9
Вентустановка	4	16	64	0,8	0,8/0,75	51,2	38,4	4	0,97	49,7	37,2
Общий итог										624,4	458,5

Задача

Определить расчетную нагрузку (активную, реактивную, полную) для состава электроприемников цеха.

Расчет электрических нагрузок произвести методом упорядоченных диаграмм (по коэффициентам использования и коэффициента расчетной нагрузки) и методом коэффициента спроса. При расчете методом упорядоченных диаграмм эффективное число электроприемников n_э определять по точной формуле и по указаниям.

Рассчитать погрешность при расчете электрических нагрузок методом коэффициента спроса по сравнению с методом упорядоченных диаграмм

№№	Наименование электроприемника и механизма, номинальное напряжение, режим работы	Мощ-ть одного ЭП (кВт)	Кол-во ЭП (шт)
1	Металлообрабатывающие станки U _н = 380 В	19	21
2	Печи электронагревательные Однофазные, U _н = 220 В	34	3
3	Прессы, U _н = 380 В	17	15
4	Ковочные машины, U _н = 380 В	23	7
5	Краны, ПВ = 25%, U _н = 380 В	16+2,2+11	2
6	Вентиляторы, U _н = 380 В	7,5	4
7	Транспортеры, U _н = 380 В	12	2
8	Насосы, U _н = 380 В	105	2

Примечание: Значение коэффициентов мощности, использования, спроса принимать по справочным данным.

1. Определение электрических нагрузок методом упорядоченных диаграмм.

В качестве исходных данных по справочнику /1/ стр.781 выбираем значения коэффициентов использования и $\text{tg}(\varphi)$ для электроприемников и занесем их в таблицу 1.

Разобьем электроприемники на две характерные группы

с $K_{и} < 0,2$ и с $K_{и} \geq 0,2$.

Согласно задания в цехе находятся специфические ЭП: однофазные печи и краны.

Поэтому однофазные электронагревательные печи должны быть приведены к трехфазной нагрузке, а краны к длительному режиму с $P_{В}=100\%$.

Приведем однофазную нагрузку к трехфазной.

Распределим однофазную нагрузку ($U_{н} = 220 \text{ В}$) по фазам.

А: $1 \times 34 \text{ кВт}$

В: $1 \times 34 \text{ кВт}$

С: $1 \times 34 \text{ кВт}$

Ввиду того, что в нашем случае задан идеальный случай распределения нагрузки, не необходимости определения неравномерности распределения мощностей ЭП по фазам.

Приведем крановую нагрузку к $P_{В} = 100\%$. Согласно ПУЭ не допускается работа более двух двигателей.

Суммарная номинальная мощность крана при фактическом $P_{В} = 25 \%$

$$P_{\text{ном}\Sigma} = 16 + 11 = 27 \text{ кВт}$$

Суммарная приведенная к $P_{В} = 100 \%$

$$P_{\text{ном}P_{В}=100\%} = P_{\text{ном}\Sigma} \cdot \sqrt{P_{В}} = 27 \cdot \sqrt{0,25} = 13,5 \text{ кВт}$$

Определим средние мощности и занесем в таблицу 1

$$P_{\text{ср}} = \sum_1^n K_{и_i} \cdot P_{\text{ном}i}$$

$$Q_{\text{ср}} = \sum_1^n K_{и_i} \cdot P_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i$$

Определим эффективное число электроприемников

$$n_3 = \frac{2 \cdot \sum_1^n P_{\text{ном}i}}{P_{\text{ном max}}}$$

где $P_{\text{ном max}}$ – номинальная мощность наиболее мощного ЭП группы. Если $n_3 > n$, то принимаем $n_3 = n$,

где n – фактическое число ЭП.

Определим средневзвешенный коэффициент использования $K_{и\text{ср}} = \frac{\sum P_{\text{ср}}}{\sum P_{\text{ном}}}$

Определим коэффициент расчетной нагрузки в зависимости от $K_{и\text{ср}}$ и n_3 . Для распределительных сетей до 1 кВ $K_{р}$ принимается по таблице «Указаний по расчету электрических нагрузок 1990»

Определим расчетную активную и реактивную мощность: $P_{р} = K_{р} \cdot P_{\text{ср}}$

при $n_3 \leq 10$ и $K_{р} \geq 1$ $Q_{р} = 1,1 \cdot Q_{\text{ср}}$

при $n_3 > 10$ и $K_{р} \geq 1$ $Q_{р} = Q_{\text{ср}}$

Полная мощность $S_{р} = \sqrt{P_{р}^2 + Q_{р}^2}$

Таблица. Расчет электрических нагрузок

Группа	Электроприемники	$P_{уст}$ кВт	n шт	P_{Σ} кВт	$K_{и}$	$\cos\varphi/tg\varphi$	$P_{ср}$ кВт	$Q_{ср}$ кВт	$n_{с}$ шт	$K_{р}$	$P_{р}$ кВт	$Q_{р}$ кВт	$S_{р}$ кВт
1	Печи эл.нагревательные	34	3	102	0,75	0,9/ 0,32	76,5	24,5	2	1,14	87	27	91
	Насосы	105	2	210	0,7	0,8/ 0,75	147	110,3	2	1,14	168	121,3	207,2
	Ковочные машины	23	7	161	0,2	0,65/ 1,33	32,2	42,8	7	1,54	50	47	68,6
	Вентиляторы	7,5	4	30	0,65	0,8/ 0,75	19,5	14,6	2	1,33	26	16	30,5
	Транспортеры	12	2	24	0,4	0,75/ 0,88	9,6	8,4	2	2	19	9,2	21
Итого		181,5	18	527			284,8	200,6	15		350	220,5	418,3
2	Краны	13,5	2	27	0,05	0,5/ 1,73	1,35	2,3	2	8	11	2,5	11,3
	Металлообрабатывающие станки	19	21	399	0,16	0,5/ 1,33	63,84	84,9	21	1,33	85	63,8	106,3
	Прессы	17	15	255	0,17	0,65/ 1,33	43,35	57,7	15	1,46	63	57,7	85,4
Итого		49,5	38	681			108,5	144,9	38		159	124	203
Итого по цеху		231	56	1208			393,3	345,4	53		509	344,5	621,3

2. Определение электрических нагрузок методом коэффициента спроса.

Расчетная нагрузка для группы однородных по режиму работы приемников определяется из следующих выражений

$$P_p = K_c \cdot P_{ном\Sigma}$$

$$Q_p = P_p \cdot tg\varphi$$

Таблица 2. Расчет методом коэффициента спроса

№№	Электроприемники	$P_{ном\Sigma}$ кВт	K_c	P_p кВт	Q_p кВт	S_p кВт
1	Металлообрабатывающие станки	399	0,2	79,8	106	132,7
2	Печи эл.нагревательные	103	0,8	82,4	26,4	86,5
3	Прессы	255	0,25	63,8	84,9	106,2
4	Ковочные машины	161	0,35	56,4	75	93,8
5	Краны	27	0,1	2,7	4,7	5,4
6	Вентиляторы	30	0,7	21	15,8	26,3
7	Транспортеры	24	0,5	12	10,6	16
8	Насосы	210	0,75	157,5	118	196,8
Итого по цеху		1208		475,6	441,4	663,7

Погрешность при расчете электрических нагрузок методом коэффициента спроса по сравнению с методом упорядоченных диаграмм составляет

$$\Delta = \frac{|621,3 - 663,7|}{621,3} \cdot 100\% = 6,8\%$$

Метод упорядоченных диаграмм является основным методом расчета электрических нагрузок. Менее трудоемким и менее точным методом определения расчетной нагрузки является метод коэффициента спроса.

Задача

Определить расчетную нагрузку участка цеха с электросварочными установками

Исходные данные:

№	Наименование сварочных установок, номинальное напряжение, режим работы	Мощ-ть одного ЭП (кВт)	Кз	Кол-во шт
1	Точечные, $\cos\varphi = 0,55$, ПВ = 20%, $U_H = 380$ В	100	0,8	5
2	Рельефные автоматические, $\cos\varphi = 0,5$, ПВ = 100%, $U_H = 380$ В	80	0,7	2
3	Шовные роликовые, $\cos\varphi = 0,35$, ПВ = 65%, $U_H = 380$ В	20	0,65	14
4	Стыковые, $\cos\varphi = 0,55$, ПВ = 20%, $U_H = 380$ В	30	0,6	6

Примечание: каждый тип сварочных установок считать подключенным к одному шинопроводу.

Расчет ЭМ контактной сварки. Приведем ПВ к 100%.

$$P_{100\%(1)} = S\sqrt{ПВ} \cdot \cos\varphi = 100\sqrt{0,2} \cdot 0,55 = 24,6 \text{ кВт}$$

$$P_{100\%(2)} = S\sqrt{ПВ} \cdot \cos\varphi = 80\sqrt{1} \cdot 0,5 = 40 \text{ кВт}$$

$$P_{100\%(3)} = S\sqrt{ПВ} \cdot \cos\varphi = 20\sqrt{0,65} \cdot 0,35 = 5,6 \text{ кВт}$$

$$P_{100\%(4)} = S\sqrt{ПВ} \cdot \cos\varphi = 30\sqrt{0,2} \cdot 0,55 = 7,6 \text{ кВт}$$

Распределяем потребителей по фазам

$$AB: 24,6 + 24,6 + 24,6 + 24,6 + 5,6 + 5,6 = 109,6 \text{ кВА}$$

$$BC: 5,6 \cdot 11 + 7,6 \cdot 6 = 107,2 \text{ кВА}$$

$$CA: 40 + 40 + 24,6 + 5,6 = 110,2 \text{ кВА}$$

Наиболее загруженная фаза – СА.

$$\frac{CA + BC}{2} = \frac{110,2 + 107,2}{2} = 108,7 \text{ кВА}$$

Из справочника найдем коэффициент загрузки и коэффициент включения и через эти параметры вычислим коэффициент использования.

$$K_u = K_z K_g$$

$$\text{Точечные} - K_u = 0,03 \cdot 0,5 = 0,02$$

$$\text{Рельефные} - K_u = 0,7 \cdot 0,07 = 0,05$$

$$\text{Шовные} - K_u = 0,7 \cdot 0,5 = 0,35$$

$$\text{Стыковые} - K_u = 0,3 \cdot 0,3 = 0,09$$

$$P_{ср.м(с)} = 5,6_{BC(с)} \cdot 0,35 \cdot 11 + 0,09 \cdot 6 \cdot 7,6_{BC(с)} + \\ + 2 \cdot 0,05 \cdot 40_{CA(с)} + 0,02 \cdot 24,6_{CA(с)} + 5,6_{CA(с)} \cdot 0,35 = 32 \text{ кВт}$$

$$Q_{ср.м(с)} = 5,6_{BC(с)} \cdot 0,35 \cdot 11 \cdot 0,65 + 0,09 \cdot 6 \cdot 7,6_{BC(с)} \cdot 0,6 + \\ + 2 \cdot 0,05 \cdot 0,7 \cdot 40_{CA(с)} + 0,02 \cdot 0,8 \cdot 24,6_{CA(с)} + 5,6_{CA(с)} \cdot 0,35 \cdot 0,65 = 20,9 \text{ квар}$$

$$P_{ср.м.г} = P_{ср.м} \cdot 3 = 32 \cdot 3 = 96 \text{ кВт}$$

$$Q_{cp.m_y} = Q_{cp.m} \cdot 3 = 20,9 \cdot 3 = 62,7 \text{ кВт}$$

$$n_s = \frac{2 \sum P_{ном}}{P_{ном, max}} = \frac{24,6 \cdot 5 + 40 \cdot 2 + 5,6 \cdot 14 + 7,6 \cdot 6}{40} = 8,2 \approx 8$$

Находим коэффициент использования

$$K_{u,a} = \frac{2 \cdot P_{cp.m(c)}}{\sum P_{ном}} = \frac{32 \cdot 2}{40 \cdot 2 + 24,6 + 5,6} = 0,58$$

Из таблицы РУ определим $K_p=0,9$

$$P_p = 0,9 \cdot 32 = 28,8 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 0,9 \cdot 20,9 = 18,8 \text{ квар}$$

Расчетный ток равен

$$I_p = \frac{S_p}{U_{ном} \sqrt{3}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{U_{ном} \sqrt{3}} = \frac{\sqrt{28,8^2 + 18,8^2}}{0,38 \sqrt{3}} = 52,25 \text{ А}$$

При отсутствии паспортных данных $S_H = 3 \cdot P_{ном} = 3 \cdot 100 = 300 \text{ кВА}$

$$\text{Пусковой ток равен } i_{n,max} = \frac{S_H}{U_{ном} \sqrt{3} \cdot K_n} = \frac{300}{0,38 \sqrt{3} \cdot 3} = 151,9 \text{ А}$$

Задача.

Разработать систему внутреннего электроснабжения предприятия:

1. Рассчитать электрические нагрузки;
2. Выбрать число и мощность трансформаторов КТП для первых трёх цехов;
3. Осуществить компенсацию реактивной мощности для указанных цехов;
4. Разработать схему электроснабжения для указанных цехов. Выбрать сечения КЛ и условия прокладки.

Напряжение низкой стороны трансформаторов ИП или генераторов ТЭЦ принять 10 кВ.

Таблица – Электрические нагрузки цехов

Наименование цеха	Установленная мощность, кВт
Главный конвейер и цех шасси	1450
Моторный цех	1300
Прессово-кузовной цех	800

Решение

Определяем среднюю мощность каждого цеха: $P_{cp} = K_n \cdot P_{уст}$; $Q_{cp} = P_{cp} \cdot \text{tg}\varphi$;

$$P_{cp1} = 0,6 \cdot 1450 = 870 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp1} = 870 \cdot 1 = 870 \text{ квар};$$

$$P_{cp2} = 0,06 \cdot 1300 = 78 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp2} = 78 \cdot 1,98 = 154,4 \text{ квар};$$

$$P_{cp3} = 0,35 \cdot 800 = 280 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp3} = 280 \cdot 1,17 = 327,6 \text{ квар}.$$

Определяем суммарные средние мощности:

$$P_{cp\Sigma} = 870 + 78 + 280 = 1228 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp\Sigma} = 870 + 154,4 + 327,6 = 1352 \text{ квар}.$$

Расчётная нагрузка предприятия с учётом коэффициента одновременности нагрузок:

$$P_p = K_o \cdot K_p \cdot P_{cp\Sigma} = 1 \cdot 1 \cdot 1228 = 1228 \text{ кВт}; \quad Q_p = 1 \cdot 1 \cdot 1352 = 1352 \text{ квар}.$$

Выбираем силовые трансформаторы ГПП: $S_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{N_T \cdot K_{загр.опт}}$;

$$Q_3 = P_p \cdot \text{tg}\varphi_3 = 1228 \cdot 0,25 = 307 \text{ квар};$$

$$S_p = \frac{\sqrt{1228^2 + 307^2}}{2 \cdot 0,7} = 904 \text{ кВА}; \quad \text{выбираем трансформаторы ТМН–1000/35.}$$

Так как в рассматриваемых цехах имеется только низковольтная нагрузка, то для схемы внутреннего электроснабжения принимаем номинальное напряжение 10 кВ.

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов КТП.

Принимаем, что на каждой КТП устанавливается по 2 трансформатора, т.к. рассматриваемые цеха относятся ко 2 категории по надёжности электроснабжения, тогда можно

определить расчётную мощность трансформатора и выбрать номинальную: $S_{\text{расч.тр}} = \frac{P_p}{K_3 \cdot N_T}$;

$$S_{\text{расч.тр1}} = \frac{870}{0,7 \cdot 2} = 621 \text{ кВА, принимаем трансформаторы ТМН–630/10};$$

$$S_{\text{расч.тр2}} = \frac{78}{0,7 \cdot 2} = 56 \text{ кВА, принимаем трансформаторы ТМ–63/10};$$

$$S_{\text{расч.тр3}} = \frac{280}{0,7 \cdot 2} = 200 \text{ кВА, принимаем трансформаторы ТМ–250/10.}$$

Определяем реактивную мощность, которую целесообразно передать через силовые трансформаторы из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot S_{\text{тр.ном}} \cdot K_3)^2 - P_p^2}; \quad Q_{T1} = \sqrt{(2 \cdot 630 \cdot 0,7)^2 - 870^2} = 145 \text{ квар};$$

$$Q_{T2} = \sqrt{(2 \cdot 63 \cdot 0,7)^2 - 78^2} = 41 \text{ квар}; \quad Q_{T3} = \sqrt{(2 \cdot 250 \cdot 0,7)^2 - 280^2} = 210 \text{ квар.}$$

Находим суммарную мощность низковольтных компенсирующих установок (НКУ) для каждой рассматриваемой группы силовых трансформаторов: $Q_{\text{НКУ1}} = Q_p - Q_T$;

$$1 \text{ цех: } Q_{\text{НКУ1}} = 870 - 145 = 725 \text{ квар};$$

$$2 \text{ цех: } Q_{\text{НКУ1}} = 154,4 - 41 = 113,4 \text{ квар};$$

$$3 \text{ цех: } Q_{\text{НКУ1}} = 327,6 - 210 = 117,6 \text{ квар.}$$

Определяем суммарную мощность НКУ, исходя из экономии электроэнергии, т.е. из минимума потерь электроэнергии в распределительной сети: $Q_{\text{НКУ2}} = Q_p - Q_{\text{НКУ1}} - \gamma \cdot N_T \cdot S_{\text{тр.ном}}$;

Расчётный коэффициент γ зависит от схемы питания цеховых подстанций и вспомогательных показателей K_1 и K_2 , которые определяем по таблицам 2.190 и 2.191 справочника по проектированию электроснабжения под редакцией Барыбина Ю. Г.: $K_1 = 9$, $K_2 = 2$. По рис. 2.132 нашли, что $\gamma = 0,45$, тогда для каждого из цехов имеем:

$$1 \text{ цех: } Q_{\text{НКУ2}} = 870 - 725 - 0,45 \cdot 2 \cdot 630 = -422 \text{ квар};$$

$$2 \text{ цех: } Q_{\text{НКУ2}} = 154,4 - 113,4 - 0,45 \cdot 2 \cdot 63 = -15,7 \text{ квар};$$

$$3 \text{ цех: } Q_{\text{НКУ2}} = 327,6 - 117,6 - 0,45 \cdot 2 \cdot 250 = -15 \text{ квар.}$$

Так как для каждого из цехов значения $Q_{\text{НКУ2}}$ получились отрицательными, то не требуется установка дополнительных КУ для снижения потерь электроэнергии.

Найдём суммарную мощность НКУ по всему предприятию:

$$Q_{\text{НКУ}\Sigma} = 725 + 113,4 + 117,6 = 956 \text{ квар.}$$

Определяем тип и мощность батарей конденсаторов:

1 цех: $Q_{\text{НКУ}} = 725$ квар, принимаем две комплектные конденсаторные установки (ККУ): УКЛН0,38–450–150У3 и УКЛН–0,38–300–150У3;

2 цех: $Q_{\text{НКУ}} = 113,4$ квар, принимаем две ККУ: УК2–0,38–50 У3 и УК3–0,38–75 У3;

3 цех: $Q_{\text{НКУ}} = 117,6$ квар, принимаем две ККУ: УК2–0,38–50 У3 и УК3–0,38–75 У3.

Определяем место расположения ГПП по условному центру нагрузок, координаты которого

найдем по формулам: $X_{\text{ц}} = \frac{\sum P_i X_i}{\sum P_i}$; $Y_{\text{ц}} = \frac{\sum P_i Y_i}{\sum P_i}$.

Координаты X_i и Y_i определяем по расположению цехов, показанному на рис.1.

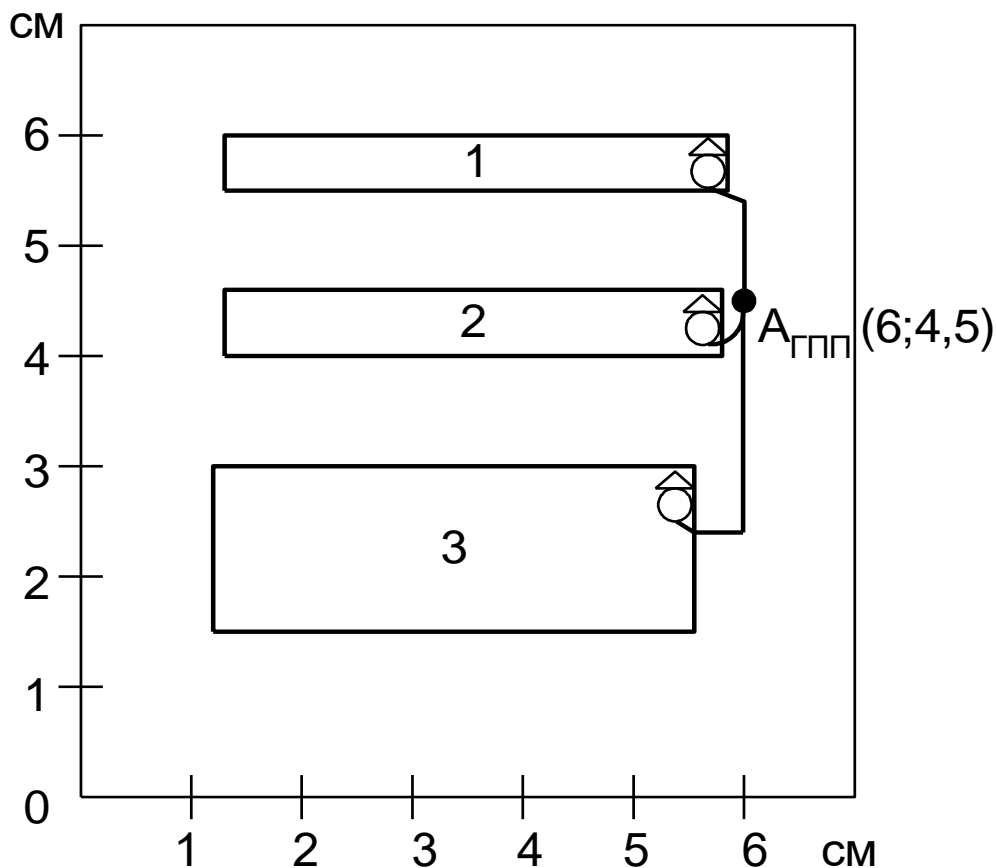


Рисунок 1 – Расположение цехов (масштаб: 1 см=36,4 м)

$$X_{ц} = \frac{870 \cdot 5,7 + 78 \cdot 5,7 + 280 \cdot 5,4}{870 + 78 + 280} = 5,6 \text{ см}; \quad Y_{ц} = \frac{870 \cdot 5,5 + 78 \cdot 4 + 280 \cdot 2,5}{870 + 78 + 280} = 4,7 \text{ см}.$$

Расположение ГПП показываем на рисунке 1 (точка А).

Электрическую схему внутреннего электроснабжения для трёх цехов приводим на рисунке 2.

Сечения кабельных линий будем выбирать по нагреву током нагрузки. Покажем выбор сечения КЛ для питания главного конвейера и цеха шасси.

Определяем ток нагрузки, текущий по одному кабелю от ГПП к ТП-1:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{пл}^2 + Q_{нескл}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 2} = \frac{\sqrt{870^2 + 120^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 25,4 \text{ А},$$

здесь $Q_{нескл} = Q_{пл} - Q_{ККУ1} = 870 - 750 = 120$ квар.

Максимальный ток нагрузки, текущий по КЛ от ГПП к ТП-1 (при отключении второго кабеля): $I_{max, расч} = 2 \cdot 25,4 = 50,8$ А. По данному току выбираем кабель с алюминиевыми жилами марки ААШв(3×16) с длительно допустимым током 95 А. Принято, что кабель прокладывается в кабельных каналах.

Выбранный кабель необходимо проверить по потерям напряжения, которые не должны превышать допустимые, и по термической стойкости при КЗ (по нагреву от кратковременного выделения теплоты при токах КЗ).

Потери напряжения в общем случае:
$$\Delta U = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U_{\text{ном}}}$$

Принятое сечение должно превышать минимальное сечение по условию термической стойкости: $F_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} \leq q$, где B_k – тепловой импульс; C_T – термический коэффициент для кабелей, зависящий от материала проводника.

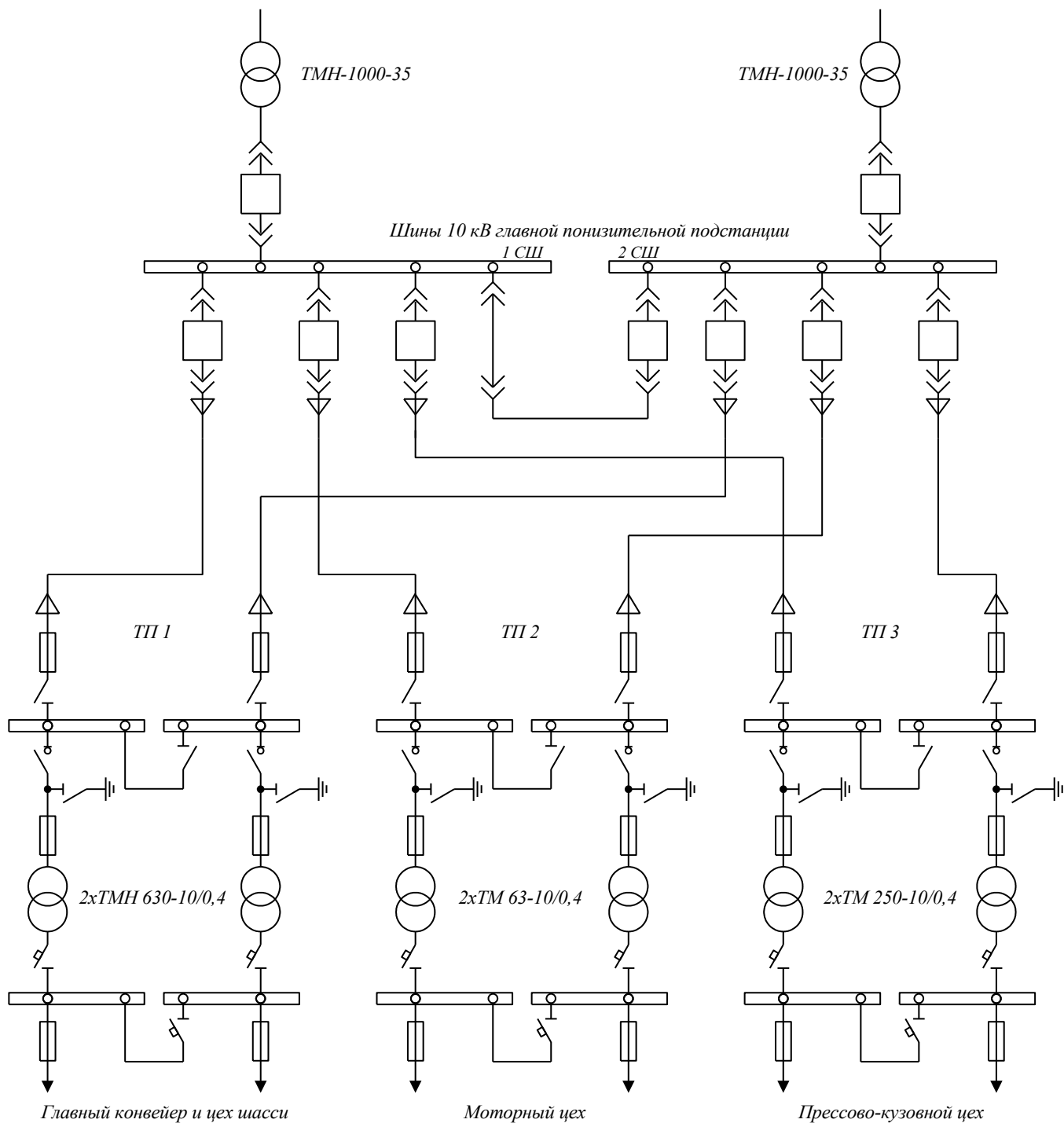


Рисунок – Схема внутреннего электроснабжения

Задача

Предварительно определив рациональное напряжение, рассчитать экономически целесообразное сечение проводов питающей сети предприятия

Исходные данные:

- Максимальная активная нагрузка предприятия (МВт) 24
- Средневзвешенное значение коэффициента мощности $\cos\varphi_{с.в.} = 0,9$
- Протяженность воздушной ЛЭП L (км) 5
- Число использования максимума нагрузки Тм (ч) 4000
- Состав нагрузки по категориям надежности электроснабжения (% от Рм)

1 категория	14
2 категория	25
3 категория	61
- Стоимость потерь мощности С0 (коп/кВт.час) 0,8

Нестандартное рациональное напряжение питающей сети рассчитаем по формуле С.Н.Никогосова /4/ стр183.

$$U = 4.34 \sqrt{l + \frac{16P}{n}} = 4.34 \sqrt{5 + \frac{16 \cdot 24}{2}} = 61 \text{ кВ}$$

Примем ближайшее к расчетному стандартное напряжение U= 110 кВ.

Для потребителей 1 категории с целью обеспечения требуемой бесперебойности питания принимаем двухцепную воздушную линию напряжением 110 кВ.

Определяем расчетные токи в нормальном и аварийном режимах

$$I_p = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{24000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 63 \text{ А}$$

$$I_{PМАХ} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{24000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 126 \text{ А}$$

Сечение проводов воздушных ЛЭП рассчитываются в соответствии с требованиями ПУЭ/5/

стр 39, $S = \frac{I_{PМАХ}}{J_{ЭК}}; \text{мм}^2$

где: $I_{PМАХ}$ – расчетный максимальный ток, А

J – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², для заданных условий работы /5/ таб.1.3.36

$$S = \frac{126}{1,1} = 115 \text{ мм}^2$$

По справочным данным /2/ стр338, выбираем провод АС120.

Выбранное сечение провода должно быть проверено по допустимой токовой нагрузке по нагреву $I_{PМАХ} \leq I_{ДОП}; 126 \text{ А} \leq 390 \text{ А}$

где $I_{ДОП}$ – допустимые длительные токовые нагрузки /6/ стр292 таб 7.12

По условиям коронирования проверяется минимально допустимое сечение провода. Для ВЛ 110 кВ минимальное сечение по условиям короны $70 \text{ мм}^2 < 120 \text{ мм}^2$.

Проверке по допустимым потерям и отклонениям напряжения ВЛ 35 кВ и выше не подлежат /6/стр160.

Нахождение экономически целесообразного сечения по трем стандартным сечениям. Примем для сравнения следующие стандартные сечения провода; 120 мм², 150 мм², 185 мм², /2/стр.61,338. Определим затраты на строительство и эксплуатационные расходы для ВЛ.

где Кз – коэффициент загрузки $Kз = I_p(A) / I_{дл}(A)$,

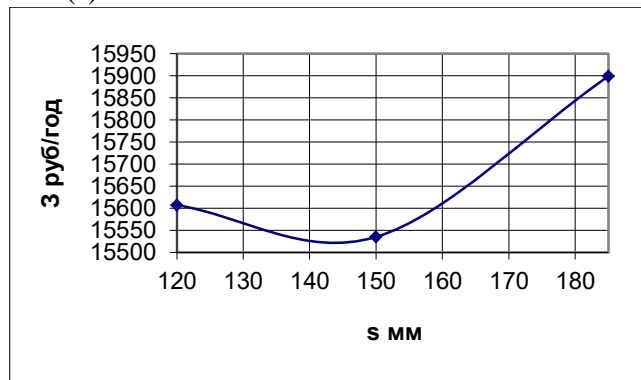
ΔP_d – потери при действительной нагрузке,

$$\Delta P_d = \Delta P \cdot Kз^2$$

$\Delta \mathcal{E}a_2$ – потери энергии в линии, $\Delta \mathcal{E}a_2 = \Delta P_d \cdot T_m$
 $S_{п2}$ – стоимость потерь в линии, $S_{п2} = \Delta \mathcal{E}a_2 \cdot C_0$
 K – капитальные вложения на сооружение линий,
 Ca_2 – ежегодные амортизационные отчисления, $Ca_2 = K \cdot Ka$
 Ka – коэффициент амортизационных отчислений
 $C_{э2}$ – годовые эксплуатационные расходы, $C_{э2} = S_{п2} + Ca_2$
 Z – приведенные затраты на линию, $Z = 0,125 \cdot K + C_{э2}$

s, мм ²	ΔP, кВт	Iдл, А	Kз	ΔPд, кВт	K, т.руб	S _{п2} руб/г	Ca ₂ руб/г	C _{э2} руб/г	Z руб/г
120	700	380	0,33	76	85	2432	2550	4982	15607
150	745	445	0,28	58	88,25	1856	2648	4504	15535
185	805	510	0,25	50	92,25	1600	2768	4368	15899

Построим зависимость $Z=f(s)$.



При выраженном минимуме зависимости экономически целесообразно нестандартное сечение определим по трем точкам в соответствии с формулой

$$S_{эц} = \frac{s_1 + s_2}{2} - \frac{\Delta' s_1}{2\delta}$$

где s_2 – стандартное сечение линии, имеющей минимальные приведенные затраты; s_1, s_3 – стандартные ближайшие сечения линий

$$\Delta s_1 = s_2 - s_1; \quad \Delta s_2 = s_3 - s_2; \quad \Delta' s_1 = s_3 - s_1; \quad \Delta Z_1 = Z_2 - Z_1; \quad \Delta Z_2 = Z_3 - Z_2;$$

$$\delta = \frac{\Delta Z_2 \cdot \Delta s_1}{\Delta Z_1 \cdot \Delta s_2} - 1; \quad S_{эц} = \frac{120 + 150}{2} - \frac{65}{2 \cdot (-5,33)} = 141 \text{ мм}^2$$

По $S_{эц}$ принимаем ближайшее стандартное сечение $S_{эц} = 150 \text{ мм}^2$, которое не превышает сечение выбранное по техническим условиям.

Задача

Выбрать экономически целесообразное напряжение и схему распределительной сети

- Суммарная расчетная мощность электродвигателей напряжением 6 кВ $S_{\Sigma ДВ}$ МВА
1
- Средняя протяженность кабельной распределительной сети при радиальной схеме $l_{ср.р.}$, км
0,3
- Средняя протяженность кабельной распределительной сети при схеме двойной магистрали $l_{ср.м.}$, км
0,7
- Отношение часов работы предприятия в году (Тг-8760ч) к числу часов использования максимума нагрузки (Тм) α
1,4

Сведения о нагрузке предприятия, стоимости потерь мощности число часов использования максимума нагрузки принять по исходным данным контрольного задания №3. Считать электродвигатели напряжением 6 кВ, отнесенным к электроприемникам 1 категории по

бесперебойности электроснабжения, их нагрузку – включенной в расчетную нагрузку предприятия.

Определим рациональное напряжение при радиальной схеме. Преобразуем натуральные значения факторов в кодированные используя $x_i = \frac{X_i - X_{bi}}{\Delta X_i}$ и данные /4/стр200 таб.7.3 .

Фактор x1 суммарная нагрузка на шинах ГПП

$$x_1 = \frac{24000 - 30000}{20000} = -0,3$$

Фактор x2 средняя длина кабельной линии

$$x_2 = \frac{0,3 - 0,6}{0,4} = -0,75$$

Фактор x3 стоимость потерь электроэнергии

$$x_3 = \frac{70 - 70}{30} = 0$$

Фактор x3 отношение нагрузки двигателей ко всей нагрузке предприятия

$$\beta = \frac{1000}{24000 + 1000} \cdot 100\% = 4\%$$

$$x_4 = \frac{4 - 6}{4} = -0,5$$

Подставим найденные значения факторов в формулу

$$U_{РАЦ} = 7,59 + 0,74 \cdot x_1 + 1,21 \cdot x_2 + 0,27 \cdot x_3 - 1,18 \cdot x_4 + 0,61 \cdot x_1 \cdot x_2 + 0,22 \cdot x_2 \cdot x_3 + 0,2 \cdot x_2 \cdot x_4 = 7,59 + 0,74 \cdot (-0,3) + 1,21 \cdot (-0,75) + 0,27 \cdot 0 - 1,18 \cdot (-0,5) + 0,61 \cdot (-0,3) \cdot (-0,75) + 0,22 \cdot (-0,75) \cdot 0 + 0,2 \cdot (-0,75) \cdot (-0,5) = 7,26 \text{ кВ}$$

Для определения стандартного рационального напряжения рассчитаем годовые затраты для ближайшего большего и ближайшего меньшего стандартного напряжения.

$$Z_{\Sigma 6} = 87,33 + 42,43 \cdot x_1 + 10,93 \cdot x_2 + 12,37 \cdot x_3 - 2,13 \cdot x_4 + 5,99 \cdot x_1 \cdot x_2 + 7,71 \cdot x_1 \cdot x_3 = 87,33 + 42,43 \cdot (-0,3) + 10,93 \cdot (-0,75) + 12,37 \cdot 0 - 2,13 \cdot (-0,5) + 5,99 \cdot (-0,3) \cdot (-0,75) + 7,71 \cdot (-0,3) \cdot 0 = 66,12 \text{ т.руб/год}$$

$$Z_{\Sigma 10} = 87,15 + 41,20 \cdot x_1 + 8,27 \cdot x_2 + 11,95 \cdot x_3 + 3,88 \cdot x_1 \cdot x_2 + 7,43 \cdot x_1 \cdot x_3 = 87,15 + 41,20 \cdot (-0,3) + 8,27 \cdot (-0,75) + 11,95 \cdot 0 + 3,88 \cdot (-0,3) \cdot (-0,75) + 7,43 \cdot (-0,3) \cdot 0 = 69,46 \text{ т.руб/год}$$

Рациональным стандартным напряжением для данной системы электроснабжения является напряжение 6 кВ.

Определим рациональное напряжение по схеме двойной магистрали. При этом значения факторов, кроме x_2 , сохраняются неизменными

Фактор x2 средняя длина кабельной линии

$$x_2 = \frac{0,7 - 0,6}{0,4} = 0,25$$

Фактор x5 неравномерность графика электрических нагрузок

$$x_5 = \frac{1,4 - 1,3}{0,1} = 1$$

Подставим найденные значения факторов в формулу

$$U_{РАЦ} = 8,07 + 0,92 \cdot x_1 + 1,45 \cdot x_2 + 0,37 \cdot x_3 - 1,33 \cdot x_4 - 0,14 \cdot x_5 + 0,67 \cdot x_1 \cdot x_2 + 0,20 \cdot x_1 \cdot x_3 + 0,24 \cdot x_2 \cdot x_3 + 0,29 \cdot x_2 \cdot x_4 = 8,07 + 0,92 \cdot (-0,3) + 1,45 \cdot 0,25 + 0,37 \cdot 0 - 1,33 \cdot (-0,5) - 0,14 \cdot 1 + 0,67 \cdot (-0,3) \cdot 0,25 + 0,20 \cdot (-0,3) \cdot 0 + 0,24 \cdot 0,25 \cdot 0 + 0,29 \cdot 0,25 \cdot (-0,5) = 8,6 \text{ кВ}$$

$$\begin{aligned}
Z_{\Sigma 6} &= 87,33 + 42,43 \cdot x_1 + 10,93 \cdot x_2 + 12,37 \cdot x_3 - 2,13 \cdot x_4 + 5,99 \cdot x_1 \cdot x_2 + \\
&+ 7,71 \cdot x_1 \cdot x_3 = 87,33 + 42,43 \cdot (-0,3) + 10,93 \cdot 0,25 + 12,37 \cdot 0 - \\
&- 2,13 \cdot (-0,5) + 5,99 \cdot (-0,3) \cdot 0,25 + 7,71 \cdot (-0,3) \cdot 0 = 78 \text{ т.руб/год} \\
Z_{\Sigma 10} &= 87,15 + 41,20 \cdot x_1 + 8,27 \cdot x_2 + 11,95 \cdot x_3 + 3,88 \cdot x_1 \cdot x_2 + \\
&+ 7,43 \cdot x_1 \cdot x_3 = 87,15 + 41,20 \cdot (-0,3) + 8,27 \cdot 0,25 + 11,95 \cdot 0 + \\
&+ 3,88 \cdot (-0,3) \cdot 0,25 + 7,43 \cdot (-0,3) \cdot 0 = 76,5 \text{ т.руб/год}
\end{aligned}$$

Рациональным стандартным напряжением для данной системы электроснабжения является напряжение 10 кВ.

В случае определения рационального напряжения по радиальной схеме затраты на систему электроснабжения 6 кВ оказались меньше, чем по схеме двойной магистрали 10 кВ. Но учитывая, что рациональное нестандартное напряжение в первом случае больше 6 кВ, и предполагая дальнейшее расширение предприятия и увеличения его мощности, то в качестве рационального напряжения с учетом динамики развития предприятия рекомендуется напряжение 10 кВ и схема распределительной сети по двойной магистрали.

Задача

По исходным данным и с использованием результатов выбора напряжений питающей и распределительной сети в контрольных заданиях № 3 и 4 определить число и экономически целесообразную мощность трансформаторов ГПП предприятия.

Принять значение коэффициента максимума нагрузки равным $K_m = 1,2$.

На заводе имеются потребители 1 и 2 категории, поэтому принимаем к установке два силовых трансформатора.

Намечаем два возможных варианта мощности трансформаторов ГПП с учетом допустимых перегрузок, для этого от заданной полной мощности завода перейдем к средней за наиболее загруженную смену. /4/стр178

$$P_{CM} = \frac{P}{K_M} = \frac{24}{1,2} = 20 \text{ МВт}; Q_{CM} = P_{CM} \cdot \text{tg}\varphi_{CB} = 20 \cdot 0,48 = 9,6 \text{ Мвар}$$

Так как допустимая перегрузка не должна превышать 30%, намечаем два варианта номинальной мощности

вариант 1 Два трансформатора по 16000 кВА. В нормальном режиме трансформаторы работают с неполной нагрузкой. Коэффициент загрузки в часы максимума равен

$$k_3 = \frac{S_M}{2 \cdot S_{НОМ.Т}} = \frac{24}{2 \cdot 16} = 0,75$$

вариант 2 Два трансформатора по 10000 кВА. С учетом нормальной перегрузки, оба трансформатора в нормальном режиме смогут пропустить всю потребляемую мощность во время максимальной нагрузки завода

$$S_{M.Т.} = 1,5 \cdot 2 \cdot S_{НОМ.Т} = 1,5 \cdot 2 \cdot 10 = 30 \text{ МВА}$$

Проверим возможность перегрузки при отключении одного из трансформаторов.

вариант 1 $1,4 \cdot S_{НОМ.Т} = 1,4 \cdot 16 = 22,4 \text{ МВА}$ т.е. 90% всей потребляемой мощности, что приемлемо.

вариант 2 $1,4 \cdot S_{НОМ.Т} = 1,4 \cdot 10 = 14 \text{ МВА}$ т.к. на заводе имеются 61% потребителей 3 категории, то часть из них на некоторое время могут быть отключены. Этот вариант тоже приемлем.

Определим экономически целесообразный режим работы трансформаторов. Технические данные трансформаторов

$S_{НОМ.Т}$ МВА	$U_{ВН}$ кВ	ΔP_X кВт	ΔP_K кВт	I_X %	U_K %	K т.руб
10	110	8	60	0,9	10,5	49,2
16	110	26	85	0,85	10,5	52

Определим годовые потери мощности и электроэнергии.

$$\text{вариант 1} \quad \Delta Q_X = S_{\text{НОМ.Т}} \cdot \frac{I_X}{100} = 16000 \cdot \frac{0,85}{100} = 136 \text{ кВар}$$

$$\Delta Q_K = S_{\text{НОМ.Т}} \cdot \frac{U_K}{100} = 16000 \cdot \frac{10,5}{100} = 1680 \text{ кВар}$$

$$\Delta P'_X = \Delta P_X + k_{\text{и,п}} \cdot \Delta Q_X = 26 + 0,05 \cdot 136 = 32,8 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_K = \Delta P_K + k_{\text{и,п}} \cdot \Delta Q_K = 85 + 0,05 \cdot 1680 = 169 \text{ кВт}$$

приведенные потери мощности в одном трансформаторе

$$\Delta P'_{16} = \Delta P'_X + k_3^2 \cdot \Delta P'_K = 26 + 1,4^2 \cdot 169 = 357 \text{ кВт}$$

приведенные потери мощности при двух трансформаторах

$$\Delta P'_{16,2} = 2\Delta P'_X + k_3^2 \cdot \Delta P'_K = 2 \cdot 26 + 0,75^2 \cdot 169 = 242 \text{ кВт}$$

$$\text{время наибольших потерь электроэнергии } T_{\text{п}} = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4924 \text{ ч}$$

потери электроэнергии

$$\Delta \text{Эа.Т}_1 = n \cdot \Delta P'_X \cdot T_{\text{Г}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P'_K \cdot \frac{S_{\text{МАХ}}^2}{S_{\text{НОМ.Т}}^2} \cdot T_{\text{п}} = 495790 \text{ кВт/ч}$$

$$\text{вариант 2} \quad \Delta Q_X = S_{\text{НОМ.Т}} \cdot \frac{I_X}{100} = 10000 \cdot \frac{0,9}{100} = 90 \text{ кВар}$$

$$\Delta Q_K = S_{\text{НОМ.Т}} \cdot \frac{U_K}{100} = 10000 \cdot \frac{10,5}{100} = 1050 \text{ кВар}$$

$$\Delta P'_X = \Delta P_X + k_{\text{и,п}} \cdot \Delta Q_X = 8 + 0,05 \cdot 90 = 12,5 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_K = \Delta P_K + k_{\text{и,п}} \cdot \Delta Q_K = 60 + 0,05 \cdot 1050 = 112,5 \text{ кВт}$$

приведенные потери мощности в одном трансформаторе

$$\Delta P'_{10} = \Delta P'_X + k_3^2 \cdot \Delta P'_K = 8 + 1,4^2 \cdot 112,5 = 228,5 \text{ кВт}$$

приведенные потери мощности при двух трансформаторах

$$\Delta P'_{10,2} = 2\Delta P'_X + k_3^2 \cdot \Delta P'_K = 2 \cdot 8 + 1,2^2 \cdot 112,5 = 178 \text{ кВт}$$

потери электроэнергии

$$\Delta \text{Эа.Т}_2 = n \cdot \Delta P'_X \cdot T_{\text{Г}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P'_K \cdot \frac{S_{\text{МАХ}}^2}{S_{\text{НОМ.Т}}^2} \cdot T_{\text{п}} = 664790 \text{ кВт/ч}$$

найдем нагрузку, при которой необходимо переходить на работу с двумя трансформаторами:

$$\text{вариант 1} \quad S_A = S_{\text{НОМ.Т}} \sqrt{n(n-1) \frac{P'_X}{P'_K}} = 16 \sqrt{2 \frac{32,8}{169}} = 10 \text{ МВА}$$

$$\text{вариант 2} \quad S_A = S_{\text{НОМ.Т}} \sqrt{n(n-1) \frac{P'_X}{P'_K}} = 10 \sqrt{2 \frac{12,5}{112,5}} = 4,7 \text{ МВА}$$

Определим наиболее целесообразный вариант установки трансформаторов. Капитальные затраты составят

$$\text{вариант 1} \quad K_1 = 2 \cdot K_{16} = 2 \cdot 52 = 104 \text{ т.руб}$$

$$\text{вариант 2} \quad K_2 = 2 \cdot K_{10} = 2 \cdot 49,2 = 98,4 \text{ т.руб}$$

амортизационные отчисления

вариант 1 $Ca_1 = Ka_T \cdot K_1 = 0,1 \cdot 104 = 10,4$ т.руб/год
 вариант 2 $Ca_2 = Ka_T \cdot K_2 = 0,1 \cdot 98,4 = 9,8$ т.руб/год
 стоимость потерь при $C_0 = 0,008$ руб/кВт.ч
 вариант 1 $Sp_1 = C_0 \cdot \Delta Ea_{.T_1} = 0,008 \cdot 495790 = 3,966$ т.руб/год
 вариант 2 $Sp_2 = C_0 \cdot \Delta Ea_{.T_2} = 0,008 \cdot 664790 = 5,318$ т.руб/год
 годовые эксплуатационные расходы
 вариант 1 $C_{\Sigma 1} = Ca_1 + Sp_1 = 10,4 + 3,966 = 14,4$ т.руб/год
 вариант 2 $C_{\Sigma 2} = Ca_2 + Sp_2 = 9,8 + 5,318 = 15,2$ т.руб/год

определим срок окупаемости $T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{C_{\Sigma 2} - C_{\Sigma 1}} = \frac{104 - 98,4}{15,2 - 14,4} = 7$ лет

Расчетный срок окупаемости равен 7-8 лет, поэтому оба варианта являются экономически равноценными. Учитывая будущее расширение производства с увеличением нагрузок, окончательно принимаем к установке два трансформатора мощностью по 16000 кВА.

Комплекты домашних заданий, контрольных работ.

Комплекты домашних заданий выполнены по темам, каждая из которых содержит 15-25 задач. Задачи варьируются случайным образом при выдаче студентам. Ниже приводятся примеры индивидуальных домашних заданий.

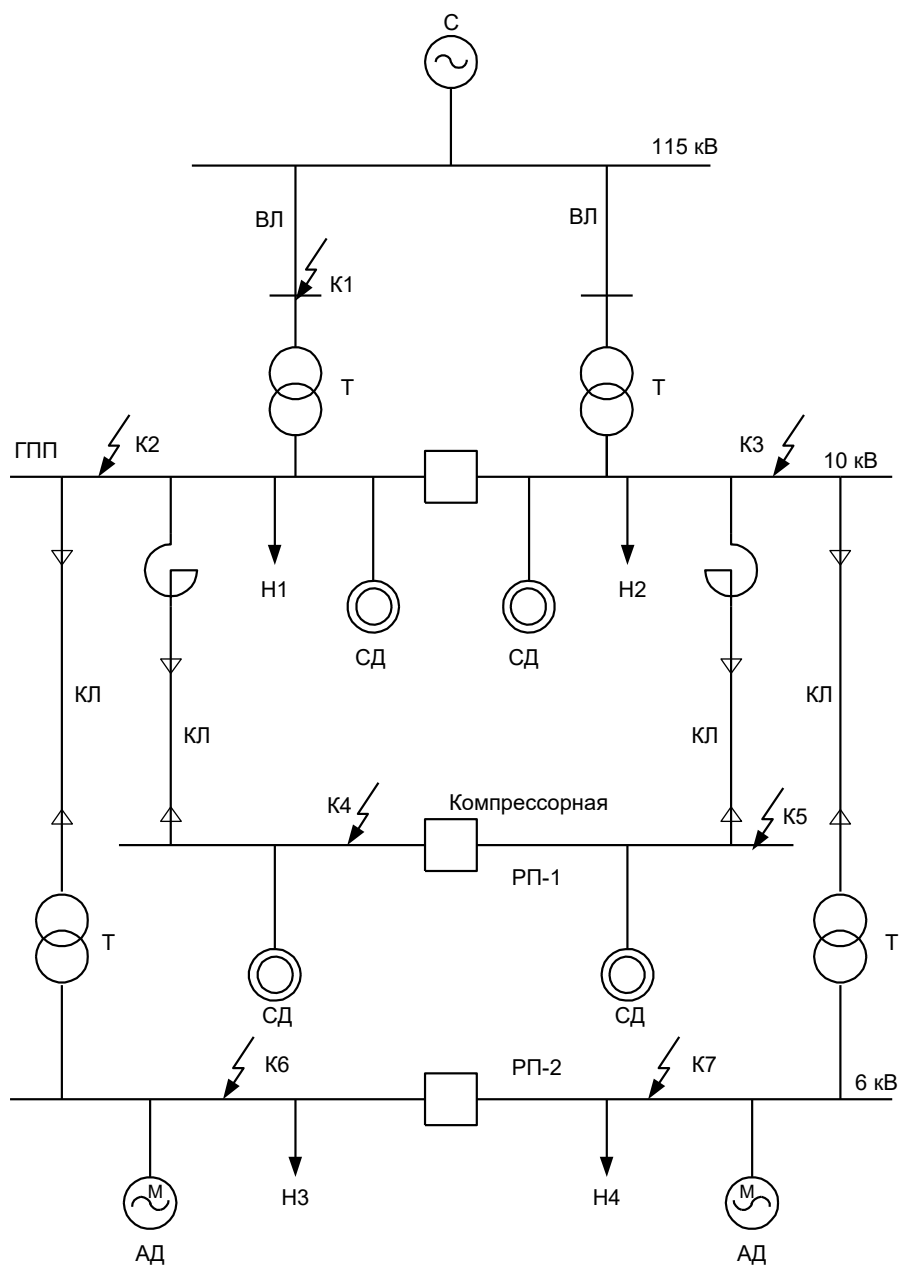
Полный комплект заданий находится у лектора.

Задача №1

Рассчитать токи трехфазного короткого замыкания в схеме, показанной на рис. Исходные данные для расчета представлены в табл. На схеме показана двухцепная ЛЭП с проводами марки АС, синхронные двигатели – типа СТД, асинхронные двигатели – марки АЗМ, $\cos\phi$ принять равным 0,8 для всей нагрузки, показанной на схеме. Проверить необходимость установки реакторов, изображенных на схеме.

Исходные данные к расчету	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Точка КЗ	K1	K2	K3	K4	K5	K6	K7	K8	K4	K3
Мощность КЗ системы, МВА	3000	∞	5000	2000	2500	5000	4000	∞	2000	2500
Мощность тр-ров ГПП, МВА	63	40	80	16	25	40	80	63	25	16
Сечение ЛЭП, мм ²	150	120	185	95	120	150	240	185	120	95
Длина ЛЭП, км	5	10	15	7	9	12	8	3	10	14
Нагрузка, МВА										
H1	10	8	11	2	4	8	14	6	5	2
H2	8	7	12	1	5	7	12	5	7	1
H3	0,8	1	3	1	2	1	2	1,26	1,6	1
H4	2,5	1	2	2	1	2,5	4	2	1	2
Число и мощность СД на каждой секции шин ГПП, МВт	3x4	2x3,15	3x5	2x1	3x2	2x4	4x5	3x3,15	2x2	2x1
Число и мощность СД на каждой секции шин РП-1, МВт	5x1,6	3x2,5	2x3	2x1,25	2x1	3x2	2x5	3x4	4x1	3x0,8
Число и мощность АД на каждой секции шин РП-2, МВт	3x3,2	2x2,5	4x4	2x1	2x1,6	2x2,5	2x3,2	3x4	3x1	5x0,5
Мощность трансформаторов РП-2, МВА	10	10	25	4	4	10	10	16	4	6,3
Длина кабельной линии до РП-1, км	1	1,5	2	0,5	0,8	1,2	1,6	1,8	1,5	1
Длина кабельной линии до РП-2, км	1	2	1	1,3	1,1	1	1,4	1,5	2	1

Недостающие для расчета исходные данные определить по справочникам. Сечение кабельных линий выбрать по нагрузке перед расчетом токов КЗ, а после расчета проверить на действие токов КЗ.



Задача №2

Выбрать элемент схемы электроснабжения, указанной в табл., используя результаты расчета первой задачи.

Номер варианта	Элемент схемы
1	Выключатель 110 кВ
2	Сборные шины 10 кВ
3	Вводной выключатель 10 кВ
4	Трансформатор тока на вводе РП-1
5	Трансформатор напряжения 1 секции шин ГПП
6	Секционный выключатель РП-2
7	Опорные и проходные изоляторы РП-2
8	Ячейка КРУ отходящего присоединения к СД РП-1
9	Выключатель присоединения к СД РП-1
10	Трансформатор тока на нагрузке ГПП

Задача №3

Выбрать экономически целесообразное напряжение и схему распределительной сети, число и мощность трансформаторов ГПП, если напряжение питающей линии 110 кВ, $K_p=1$. Исходные данные приведены в табл.

Исходные данные	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Суммарная расчетная мощность ЭД 6 кВ, МВА	1	1,5	2	1,8	2,2	1,7	2,1	1,2	1,4	3
Средний tg φ ЭД	0,75	0,72	0,7	0,6	0,73	0,77	0,66	0,79	0,65	0,8
Суммарная активная расчетная нагрузка КТП, МВт	24	30	35	28	33	40	37	25	31	27
Суммарная реактивная расчетная нагрузка КТП, Мвар	12	15	20	18	17	23	15	17	19	16
Коэффициент одновременности максимальной нагрузки на шинах ГПП	0,95	0,92	0,9	0,93	0,94	0,95	0,92	0,94	0,93	0,9
Средняя протяженность распределительной сети при радиальной схеме, км	0,9	0,4	1	0,5	0,6	0,7	0,8	1	0,9	0,8
Средняя протяженность кабельной распределительной сети при схеме двойной сквозной магистрали, км	1	0,7	0,9	0,8	0,5	0,9	0,4	0,5	0,9	0,6
Отношение числа часов работы предприятия в году к числу часов использования максимума нагрузки	1,35	1,32	1,3	1,34	1,23	1,25	1,27	1,29	1,31	1,3

Предприятие расположено на Дальнем Востоке. Недостающие справочные данные принять по справочной литературе.

Пример решения

По результатам определения расчетной нагрузки (P_p, Q_p) задачи 1 контрольного задания №1 методом упорядоченных диаграмм, произвести выбор числа и мощности трансформаторов КТП, мощность компенсирующих устройств, их тип и место установки (по напряжению). Составить схему КТП с указанием параметров основного электрооборудования ПС и РУ 0,4 кВ.

Площадь цеха $S_{ц} = 3000 \text{ м}^2$.

Стоимость потерь мощности $C_0 = 70 \text{ руб/кВт-год}$.

Стоимость вводного устройства батарей конденсаторов

$U_{н10} = 3000 \text{ руб}; U_{н0,38} = 600 \text{ руб}$.

Стоимость регулирующего устройства батарей

Конденсаторов $U_{н10} = 700 \text{ руб}; U_{н0,38} = 250 \text{ руб}$.

$P_p = 509 \text{ кВт}; Q_p = 344,5 \text{ кВт}; S_p = 621,3 \text{ кВт}$.

Потребители III категории.

Мощность осветительной нагрузки определить по удельной мощности $P_0 = 0,02 \text{ кВт/м}^2$.

Номинальное напряжение распределительной сети $U_n = 10 \text{ кВ}$, синхронные электродвигатели отсутствуют. Удельную стоимость конденсаторных установок K_u принимать равной:

$K_{u10} = 6 \text{ руб/квар}; K_{u0,38} = 12 \text{ руб/квар}$. Удельные потери

$P_{у10} = 2,5 \text{ кВт/квар}; P_{у0,38} = 4,5 \text{ кВт/квар}$. Число часов использования максимума нагрузки $T_m = 4500 \text{ ч/год}$. Стоимость КТП принимать по таблице 5 задания.

Расчетная мощность цеха с учетом осветительной нагрузки

$$P_{рц} = P_p + P_o = 509 + 60 = 569 \text{ кВт}$$

где $P_{ро} = P_o \cdot S_{ц} = 0,02 \cdot 3000 = 60 \text{ кВт}$

Рассмотрим варианты установки одного и двух трансформаторов на ПС

Для одного тр-ра $S_T \geq \frac{P_{рц}}{K_3 \cdot N_T} \geq \frac{569}{0,75 \cdot 1} \geq 758,7 \text{ кВт}$

Где $K_3 = 0,75$.

Выбираем трансформатор $S_{ном} = 1000 \text{ кВа}$

Для двух тр-ров $S_T \geq \frac{P_{рц}}{K_3 \cdot N_T} \geq \frac{569}{0,75 \cdot 2} \geq 379 \text{ кВт}$

Выбираем 2 трансформатора $S_{ном} = 400 \text{ кВа}$

Определяем реактивную мощность, которую можно передать в сеть 0,38 кВ из сети 10 кВ через

трансформатор $Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_T)^2 - P_{рц}^2}$

для одного трансформатора $Q_{T1} = \sqrt{(1 \cdot 0,75 \cdot 1000)^2 - 569^2} = 488,6 \text{ квар}$

для двух трансформаторов $Q_{T2} = \sqrt{(2 \cdot 0,75 \cdot 400)^2 - 569^2} = 190,4 \text{ квар}$

Определяем мощность низковольтных батарей конденсаторов (НБК).

$$Q_{НК\Sigma} = Q_{НК1} + Q_{НК2} \quad Q_{НК1} = Q_{рц} - Q_T$$

$$Q_{НК2} = Q_{рц} - Q_{НК1} - \gamma \cdot N_T \cdot S_T$$

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от параметров

$K_{р1}$, и $K_{р2}$, определяется из графиков /2/стр.107

$K_{р1}$ -Таб.4.6 /2/стр.108; $K_{р1} = 9$

$K_{р2}$ -Таб.4.7 /2/стр.109 $K_{р2} = 27(1), =17(2)$

$$\gamma_1 = 0,26 \quad \gamma_2 = 0,26$$

$Q_{НК1}$ - суммарная мощность КБ

$Q_{НК2}$ - дополнительная мощность КБ

для одного трансформатора

$$Q_{НК1} = 569 - 488,6 = 80,4 \text{ квар}$$

$$Q_{НК2} = 569 - 80,4 - 0,26 \cdot 1 \cdot 1000 = 228,6 \text{ квар}$$

$$Q_{НК\Sigma} = 80,4 + 228,6 = 309 \text{ квар}$$

Выбираем УКЛ(П) Н-0,38-300-50УЗ с автоматическим регулированием по напряжению./2/стр.220, таб.9.2

для двух трансформаторов $Q_{НК1} = 569 - 190,4 = 378,6 \text{ квар}$

$$Q_{НК2} = 569 - 378,6 - 0,26 \cdot 2 \cdot 400 < 0(-17,6) \text{ квар}$$

$$Q_{НК\Sigma} = 378,6 + 0 = 378,6 \text{ квар}$$

Выбираем 2 шт УКЛ(П) Н-0,38-150-50УЗ с автоматическим регулированием по напряжению.

Определяем мощность высоковольтных батарей конденсаторов (ВБК). Нескомпенсированная реактивная нагрузка для одного трансформатора

$$Q_{неск} = Q_{T1} - Q_{НК\phi} + \Delta Q_T$$

где ΔQ_T - потери в трансформаторе с учетом загрузки = 41 квар

$$Q_{неск} = 488,6 - 300 + 41 = 229,6 \text{ квар}$$

$$Q_{вбк} = Q_{неск} - Q_{\phi}$$

где $Q_{\phi} = P_{рц} \cdot \text{tg}\phi = 569 \cdot 0,3 = 170,7$

$$Q_{вбк} = 229,6 - 170,7 = 59 \text{ квар}$$

Выбираем КС2-10,5-50 по /3/ стр231

для двух трансформаторов $Q_{\text{неск}} = 190,4 - 300 + 41 < 0$ квар

$Q_{\text{вбк}} < 0$ квар

Определим затраты на БК

При одном трансформаторе

$$З_{\text{БК}} = K_{y_{10}} \cdot Q_{\text{вбк}} + K_{y_{0,38}} \cdot Q_{\text{нбк}} = 6 \cdot 50 + 12 \cdot 300 = 3900 \text{ руб}$$

для двух трансформаторов

$$З_{\text{БК}} = K_{y_{10}} \cdot Q_{\text{вбк}} + K_{y_{0,38}} \cdot Q_{\text{нбк}} = 6 \cdot 0 + 12 \cdot 300 = 3600 \text{ руб.}$$

Определим суммарные приведенные затраты по выражению

$$З = E \cdot (K_{\text{тр}} + K_{\text{БК}}) + C = E \cdot K_{\text{ТП}} + K_{\text{ВУ}}_{\text{нбк}} + E \cdot K_{y_{0,38}} \cdot Q_{\text{нбк}} + K_{\text{ВУ}}_{\text{вбк}} +$$

$$+ E \cdot K_{y_{10}} \cdot Q_{\text{вбк}} + C_0 \cdot \Delta R_{\text{тр}} + R_{y_{\text{нбк}}} \cdot C_0 \cdot Q_{\text{нбк}} + R_{y_{\text{вбк}}} \cdot C_0 \cdot Q_{\text{вбк}}$$

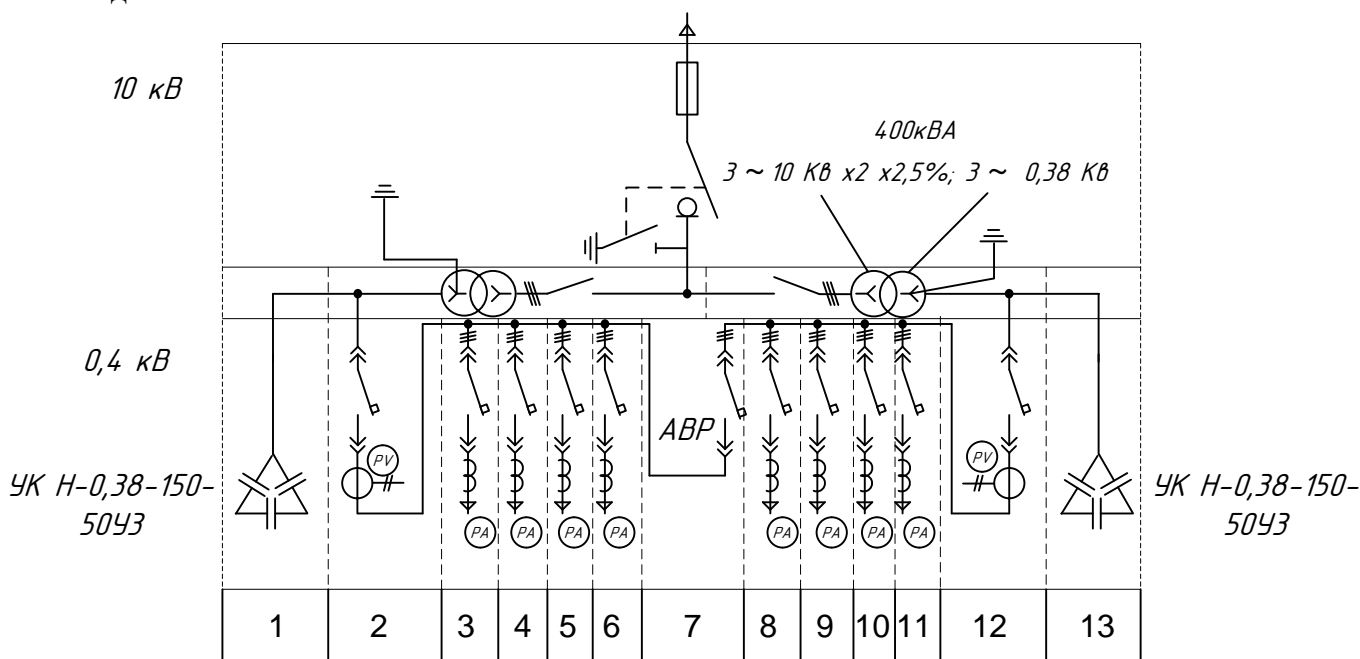
где: E – коэффициент ежегодных отчислений на капитальные вложения

$K_{\text{ТП}}$ – стоимость трансформаторной подстанции

C – стоимость потерь эл.энергии в тр-рах и БК

$$\Delta R_{\text{тр}} = \Delta R_{\text{X}} + K_{\text{З}}^2 \cdot \Delta R_{\text{К}} \quad /2/\text{стр}86$$

Для варианта с одним трансформатором приведенные затраты составляют 109729 руб. Для варианта с двумя трансформаторами приведенные затраты составляют 103744 руб. На основании сравнения двух вариантов выбора числа и мощности трансформаторов КТП и мощности КУ, в качестве оптимального выбираем второй вариант с двумя трансформаторами мощностью по 400 кВА каждый.



Критерии оценки заданий по темам:

оценка «отлично» выставляется студенту, если практические задания решены правильно, с обоснованием применяемых теоретических положений и сопровождается необходимым анализом, и оценкой полученных результатов, сделаны выводы;

оценка «хорошо» выставляется студенту, если практические задания решены с отдельными недостатками, не влияющими на окончательный результат;

оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, если практические задания решены со значительными ошибками;

оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, если практические задания решены с большим числом ошибок, либо совсем не решены.

5 МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ (УКАЗАНИЯ) ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВЫХ РАБОТ (ПРОЕКТОВ)

Отдельным видом самостоятельной работы студентов для направления подготовки 13.03.01 является курсовой проект.

Для закрепления теоретических знаний, полученных при изучении дисциплины, приобретения навыков пользования справочной литературой, практических навыков по проектированию районных или распределительных сетей электроэнергетических систем, питающих системы электроснабжения, предусмотрен курсовой проект.

Примерная тема курсового проекта: «Низковольтное электроснабжения цеха».

Необходимо разработать следующие вопросы:

1. Краткое описание технологического процесса
2. Расчет электрических нагрузок
 - 2.1. Расчет электрических нагрузок для выбора ЦТ (по I этапу)
 - 2.1.1. Расчет электрических нагрузок, работающих в продолжительном режиме
 - 2.1.2. Расчет электрических нагрузок, работающих в повторно-кратковременном режиме
 - 2.1.3. Расчет однофазных нагрузок
 - 2.1.4. Расчет осветительной нагрузки
3. Определение ЦЭН, построение картограммы нагрузок и эллипса зоны рассеяния ЦЭН
4. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом КРМ (технико-экономическое сравнение двух вариантов)
5. Выбор двух вариантов распределительной сети 0,4 кВ цеха
6. Расчет электрических нагрузок для выбора распределительной сети (по II этапу)
7. Технико-экономическое сравнение двух вариантов распределительной сети
8. Выбор и расстановка ККУ
9. Расчет токов КЗ
10. Проверка выбранных сечений проводов, кабелей шинопроводов
11. Выбор и проверка защитных аппаратов
12. Согласование уставок защитных аппаратов с выбранными сечениями
13. Построение карты селективности
14. Выбор устройств автоматики
15. Технико-экономические показатели проекта

Критерии оценки защиты курсового проекта:

Оценка «отлично» выставляется если:

Содержание проекта: проанализирована основная и дополнительная литература по проблематике курсовой работы (проекту); суждения и выводы носят самостоятельный характер; структура работы логична, материал излагается научно и доказательно; отмечается творческий подход к раскрытию темы курсовой работы (проекта).

Степень самостоятельности: авторская позиция, проявляющаяся в сопоставлении уже известных подходов к решению проблемы; предложение собственных оригинальных решений; отсутствует плагиат.

Формулировка выводов: выводы содержат новые варианты решений поставленной проблемы.

Уровень грамотности: владение общенаучной и специальной терминологией; отсутствие стилистических, речевых и грамматических ошибок.

Качество защиты: подготовленность устного выступления, правильность ответов на вопросы, оформление мультимедийной презентации.

Оценка «хорошо» выставляется если:

Содержание проекта: проанализирована основная и дополнительная литература по проблематике курсовой работы (проекта), содержатся самостоятельные суждения и выводы, теоретически и опытно доказанные;

Структура работы логична, материал излагается доказательно; в научном аппарате содержатся некоторые логические расхождения.

Степень самостоятельности: отсутствует плагиат.

Формулировка выводов: выводы содержат как новые, так и уже существующие варианты решений поставленной проблемы.

Уровень грамотности: владение общенаучной и специальной терминологией; стилистические, речевые и грамматические ошибки присутствуют в незначительном количестве.

Оценка «удовлетворительно» выставляется если:

Содержание проекта: проанализирована основная и дополнительная литература по проблематике курсовой работы (проекта), однако суждения и выводы не являются самостоятельными; имеются незначительные логические нарушения в структуре работы, материал излагается ненаучно и часто бездоказательно;

Актуальность слабо обосновывается во введении и не раскрывается в ходе всей работы.

Низкая степень самостоятельности. Отсутствует оригинальность выводов и предложений.

Уровень грамотности: слабое владение специальной терминологией; стилистические, речевые и грамматические ошибки.

Оценка «неудовлетворительно» выставляется если:

Содержание проекта: не проанализирована основная и дополнительная литература по проблематике курсовой работы, суждения и выводы отсутствуют; логика работы нарушена, материал излагается бездоказательно.

Актуальность работы не обосновывается.

Степень самостоятельности: наличие плагиата.

Оригинальность выводов и предложений: выводы не соответствуют содержанию работы.

Уровень грамотности: большое количество стилистических, речевых и грамматических ошибок.

Проверенный проект выдается студенту для ознакомления с оценкой. Если курсовой проект по заключению руководителя является неудовлетворительным и подлежит переработке, то после исправления он предоставляется на повторную проверку.

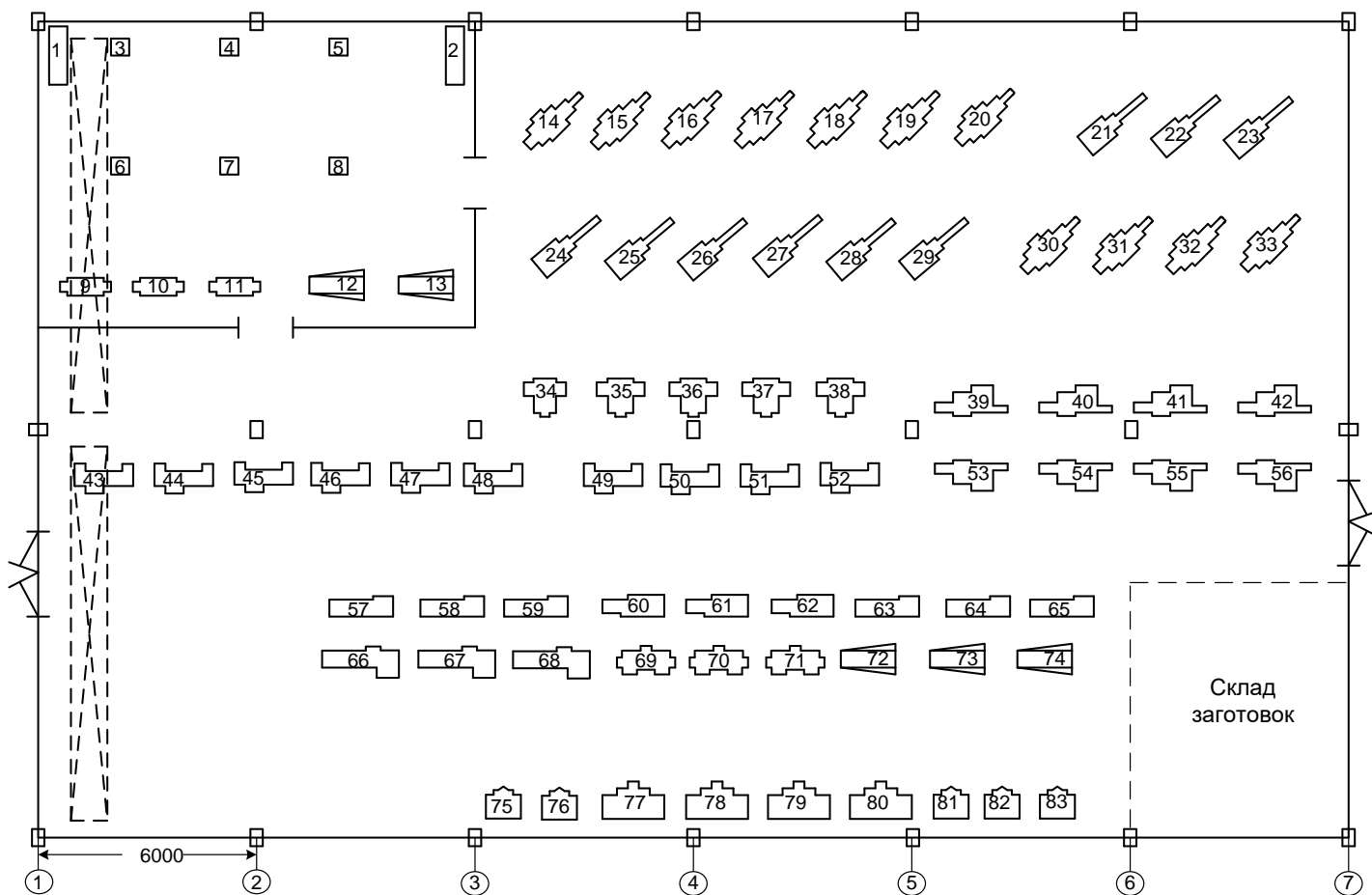
Оценка, полученная студентом по итогам защиты курсового проекта, является окончательной оценкой за КП.

Вопросы к защите КП

1. Разница между расчетами электрических нагрузок по I и II этапу.
2. Разница в расчете нагрузок в продолжительном и повторно кратковременном режимах работы ЭП.
3. Пиковая нагрузка (сварка, печной трансформатор).
4. Методы расчета однофазной нагрузки.
5. Особенности выбора числа и мощности цеховых трансформаторов (почему сразу с учетом компенсации, физический смысл Q_{HK1} и Q_{HK2}).
6. Выбор места установки БК (когда ставится на ШМА, ШРА, ШинахТП)
7. Цеховые сети. Особенности проектирования. Модульная разводка и др. (Федоров, Старкова).
8. Условия прокладки кабелей, шинопроводов. Отличие ШОС от ШТМ, особенности СП, ответвительных коробок.
9. Формулы для выбора и проверки автоматов и предохранителей.
10. Значения отклонений напряжения для ШОС и ШТА (из Барыбина).
11. Постороение карты селективности (почему можем уменьшать ток плавкой вставки).
12. Проводка. разница между заземлением и занулением (ПУЭ). Почему в одних случаях используется 5-ти проводный кабель, а в других 4-х и 3-х.
13. Токи КЗ. Формулы. Случаи использования расчета методом петли фаза – ноль.

Пример задания на КП по низковольтному электроснабжению цеха

Варианты заданий к рисунку 1																		
Наименование электроприемника	№ на плане	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49
Токарно - револьверный	14-20,30-33	18	9	20	12	6	12	11	5	9,5	12,5	16,2	14,3	15,8	15,5	21,3	22,6	18
Токарно-винторезный	21-29	12	14	17,5	18	15	19	16	20	14,5	18	19,3	15,3	16,2	19,3	18,2	15,5	16,5
Токарно-винторезный	43-52	16	15	14	20	21	18	21	17	13,2	15,5	17,5	18,5	19,5	21,3	19,6	17,5	19,5
Горизонтально - фрезерный	69-71	26	24	23,5	15	3	6	8	7,5	5,5	5,4	6,8	7,5	3,4	4,2	4,5	5,1	6
Бесцентрово - шлифовальный	9,10,11	10	18	19	12	14	7,5	6,2	10	8,5	9,5	12	14,5	12,3	15,2	8,3	9,5	12
Вентустановка	1,2	16	18	12	15,5	11	3,5	4	12	3,5	7,5	4,6	12	8,6	5,2	4,2	5,3	4,5
Токарный с ЧПУ	63-65,57-59	44	16	47,5	32	14	15,5	12	13	16,5	18,5	15,4	16,2	17,3	21,2	24	18,5	17,5
Вертикально - фрезерный	34-38	15	26	17	8	4,5	10	8	6,5	4,5	6,8	5,2	3,7	4,6	7,3	8,2	4,7	5,2
Нагревательная электропечь	3,4,5,6,7,8	25	40	30	55	35	20	16	30	45	50	65	40	35	50	60	40	35
Радиально-сверлильный	77-80	30	28	42	35	25	42,5	36	28,5	55	20	45	70	40	55	30	60	75
Вертикально-сверлильный	60-62	18	21	25,2	16	18,5	24	20,2	14	10	12	13	14	15	16	17	18	20
Плоскошлифовальный	12,13,72-74	17,5	15,4	26,3	12,2	9,2	8,4	9,2	7,2	3,5	3,8	4,1	3,2	5,6	6,5	7,3	5,5	6,2
Резьбонакатный	75-76,81-83	16,5	14,2	23	18	16	27,1	19	12,3	14,5	13,5	14,5	18,5	19,3	21,2	12,5	14,3	18
Токарно-винторезный	66-68	12	10,6	12,5	11	18,4	15,2	17	8,5	18,5	16,3	13,2	10,5	16,8	13,5	10,5	12,3	18,5
Круглошлифовальный	39-42,53-56	22,4	23,2	23,5	4	4,3	3,8	3,2	2,8	3,7	5,1	3,7	2,8	5,6	6,6	2,5	2,8	3



Пример выполнения курсового проекта

Описание технологического процесса

Рассчитываемый цех является одним из цехов по механической обработке различных заготовок.

После предварительной обработки на металлорежущих станках поверхности стальных заготовок вторично подвергают термической обработке (закалке и отпуску). Закалка проводится токами высокой частоты на специальных агрегатах, а низкотемпературный отпуск, осуществляемый для снятия напряжений в специальных печах конвейерного типа. Вторичная термическая обработка улучшает механические свойства стали, повышает поверхностную твердость и износостойкость материала. Основными операциями при механической обработке заготовок являются:

- обработка технологических баз (торцов, центровых отверстий и буртиков);
- обработка коренных шеек, щек и галтелей;
- обработка масляных каналов;
- обработка отверстий во фланце и на концах вала;
- отделка поверхностей шеек;
- балансирование валов.

В освещение производственного цеха применяются светильники с лампами ДРЛ.

Потребители относятся ко II и III категории надежности.

По режиму работы на предприятии существует три характерные группы приемников:

1) Приемники, работающие в режиме с продолжительно неизменной или мало меняющейся нагрузкой. В этом режиме электрическая машина или аппарат может работать продолжительное время без превышения температуры отдельных частей машины или аппарата выше допустимой. Примерами приемников, работающих в этом режиме, являются электродвигатели компрессоров, насосов, вентиляторов, и т.п.;

2) Приемники, работающие в режиме кратковременной нагрузки. В этом режиме рабочий период машины или аппарата не настолько длителен, чтобы температура отдельных частей машины или аппарата могла достигнуть установившегося значения. Период остановки машины или аппарата настолько длителен, что машина практически успевает охладиться до температуры окружающей среды. К этой группе приемников относятся электродвигатели электроприводов вспомогательных механизмов металлорежущих станков (механизмы подъема поперечины, зажимы колонн, двигатели быстрого перемещения суппортов и др.), гидравлических затворов;

3) Приемники, работающие в режиме повторно-кратковременной нагрузки. В этом режиме кратковременные рабочие периоды машины или аппарата чередуются с кратковременными периодами отключения. Повторно-кратковременный режим работы характеризуется относительной продолжительностью включения и длительностью цикла. В повторно-кратковременном режиме электрическая машина или аппарат может работать с допустимой для них относительной продолжительностью включения неограниченное время, причем превышение температур отдельных частей машины или аппарата не выйдет за пределы допустимых значений. К этой группе приемников относятся сварочные аппараты и др.

По роду тока все потребители электроэнергии, работающие от сети, можно разделить на три группы: переменного тока нормальной промышленной частоты 50 Гц, переменного тока повышенной или пониженной частоты, постоянного тока: приемники переменного тока (основная масса потребителей); приемники постоянного тока: в основном ими являются электросварочные агрегаты постоянного тока; приемники, работающие с частотой, отличной от 50 Гц. К данным приемникам относятся установки для нагрева под закалку, ковку, и штамповку металлов, а также для плавки металлов.

Расчёт электрических нагрузок

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

Номинальная (установленная) активная мощность приёмника электроэнергии – это мощность, указанная на заводской табличке или паспорте приёмника электроэнергии, при которой приёмник электроэнергии должен работать.

Для электроприёмников работающих в длительном режиме работы – это паспортная мощность.

Для ЭП в повторно-кратковременном режиме – это мощность, приведённая к номинальной длительной мощности.

$$\text{Для электродвигателей: } P_{ном} = P_{пасп} \cdot \sqrt{ПВ} \quad (1)$$

где $ПВ$ – паспортная продолжительность включения.

Номинальную мощность (активную $P_{ном}$ и реактивную $Q_{ном}$) группы электроприёмников (ЭП) определяют как алгебраическую сумму номинальных мощностей отдельных приёмников, приведённых к продолжительности включения $ПВ = 1$.

Групповая номинальная (установленная) активная мощность:

$$P_{НОМ} = \sum_{i=1}^n p_{НОМ,i}, \quad (2)$$

где n – число электроприёмников.

Групповая номинальная реактивная мощность:

$$Q_{НОМ} = \sum_{i=1}^n q_{НОМ,i} = \sum_{i=1}^n p_{НОМ,i} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3)$$

Средние активные и реактивные мощности характерной группы ЭП:

$$\begin{aligned} P_C &= P_{НОМ} \cdot k_{II}, \\ Q_C &= P_C \cdot \operatorname{tg} \varphi. \end{aligned} \quad (4)$$

Суммарные значения средней активной и реактивной мощности группы ЭП:

$$\Sigma P_C = \sum_1^m P_{НОМ} \cdot k_{II}, \quad \Sigma Q_C = \sum_1^m P_C \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (5)$$

где m – число характерных категорий ЭП.

Определяется средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП:

$$K_{II} = \Sigma P_C / \Sigma P_{НОМ}. \quad (6)$$

Определяется эффективное число ЭП:

$$n_{Э} = 2 \cdot \Sigma P_{НОМ} / P_{НОМ.МАХ}, \quad (7)$$

если окажется, что эффективное число ЭП больше фактического числа ЭП, то принимаем $n_{Э} = n_{ф}$.

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП по кривым, представленным в /1, рис.2.6./ определяется коэффициент расчетной нагрузки K_P .

Расчетная активная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ:

$$P_P = K_P \cdot \Sigma P_C, \quad (8)$$

Расчетная реактивная мощность:

$$\text{При } n_{Э} \leq 10 \text{ и } K_{II} \geq 0,2 \quad Q_P = 1,1 \cdot Q_C. \quad (9)$$

$$\text{При } n_{Э} < 100 \text{ и } K_{II} < 0,2 \quad Q_P = Q_C. \quad (10)$$

К расчётным силовым нагрузкам $P_{p.c}$ и $Q_{p.c}$ добавляются осветительные нагрузки $P_{p.o}$ и $Q_{p.o}$.

$$P_p = P_{p,C} + P_{p,O} \quad (11)$$

$$Q_p = Q_{p,C} + Q_{p,O} \quad (12)$$

$$\text{Полная расчётная мощность.} \quad S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (13)$$

Разделим все ЭП на характерные группы с одинаковой активной мощностью $P_{ном}$, коэффициентом использования K_u и $tg\varphi$. Дальнейшие расчёты покажем на примере группы, состоящей из токарных станков с ЧПУ и вентустановок.

Номинальная активная мощность станков 28-36: $P_{ном} = 14 \cdot 9 = 126$ кВт.

Номинальная реактивная мощность 28-36: $Q_{ном} = 126 \cdot 1,02 = 128,52$ квар.

Средняя активная мощность станков 28-36: $P_C = 126 \cdot 0,6 = 75,6$ кВт.

Средняя реактивная мощность станков 28-36: $Q_C = 75,6 \cdot 1,02 = 77,1$ квар.

Подобные расчёты проведём для каждого типа станка характерной группы ЭП. По найденным суммарным значениям средней активной и реактивной мощности (таблица 1) рассчитаем средневзвешенный коэффициент использования и эффективное число ЭП.

Суммарная установленная активная мощность группы ЭП: $\Sigma P_{ном} = 271$ кВт.

Номинальная мощность наиболее мощного ЭП: $P_{ном,max} = 20$ кВт.

Суммарная средняя активная мощность группы ЭП: $P_{\Sigma cp04} = 184$ кВт.

Суммарная средняя реактивная мощность группы ЭП: $Q_{\Sigma cp04} = 164,6$ квар.

Средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП:

$$K_{исп04} = \frac{\Sigma K_u \cdot P_{ном04}}{\Sigma P_{ном}} = \frac{0,6 \cdot 9 \cdot 14 + 0,8 \cdot 3 \cdot 14 + 0,6 \cdot 2 \cdot 20 + 0,8 \cdot 1 \cdot 18 + 0,8 \cdot 3 \cdot 15}{9 \cdot 14 + 3 \cdot 14 + 2 \cdot 20 + 1 \cdot 18 + 3 \cdot 15} = 0,68$$

Т.к. в группе отношение m номинальной мощности наибольшего ЭП группы $P_{ном,max}$ к мощности наименьшего приемника $P_{ном,min}$ меньше 3, тогда можно считать $n_{\Sigma} = n_{\phi} = 18$

Коэффициент расчетной нагрузки для 0,4 кВ находим по кривым /1, рис.2.6/. $K_{p04} = 1,244$

Расчетная активная мощность характерной группы ЭП на 0,4 кВ

$$P_{p04} = K_{p04} \cdot P_{\Sigma cp04} = 1,244 \cdot 184 = 228 \text{ кВт.}$$

Т.к. $n_{\Sigma} < 100$ и $K_u > 0,2$, то расчетная реактивная мощность данной характерной группы ЭП на 0,4 кВ $Q_{p04} = 1 \cdot Q_{\Sigma cp04} = 1 \cdot 164,6 = 164,6$ квар

Подобные расчёты проводятся по всем остальным характерным группам механического цеха, результаты заносятся в таблицу 1.

Расчетная нагрузка механического цеха в сети 0,4 кВ, с учетом осветительной нагрузки, равна $P_p = 1491$ кВт $Q_p = 1285$ квар

Расчет остальных характерных групп ЭП производится в программе Zapusk, результаты расчета приведены в таблице 1.

Определение центра электрических нагрузок

Для определения места расположения КТП, необходимо построить картограмму нагрузок, которая представляет собой размещение на плане цеха окружностей, площадь которых соответствует в выбранном масштабе расчётным нагрузкам. Радиусы окружностей определяются

по формуле:
$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}} \quad (14)$$

где m – принятый масштаб для определения площади круга, кВт/мм.

На основании построенных картограмм находят координаты условного центра нагрузок

$$\text{(УЦН)} \quad x = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}; \quad y = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} \quad (15)$$

Алгоритм построения зоны рассеяния ЦЭН приведены в приложении 8, зона рассеяния ЦЭН представлена на рисунке 1.

Таблица 1 – Нагрузки сети 0,4 кВ

Исходные данные											
по заданию технологов						по справочным данным					
характерные категории ЭП	Количество ЭП	номинальная установленная мощность		коэффициент использования	коэффициент реактивной мощности	Средняя мощность группы ЭП		Эффективное число ЭП	Коэффициент расчетной нагрузки	Расчетная мощность	
						Р _с	Q _с			Р _р	Q _р
						кВт	квар			кВт	квар
п	шт.	Р _{max} кВт	ΣР _{ном} кВт	К _и	tg φ	кВт	квар	шт.	К _р	кВт	квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1-6, 59-65	13	28	364	0,14	1,33	51,0	67,9				
12-16	5	30	150	0,13	2,29	19,5	44,7				
17-22	6	14	84	0,18	1,17	15,1	17,7				
37-40, 85, 86	6	12	72	0,18	1,17	13,0	15,2				
41-53	13	23	299	0,13	1,98	38,9	77,1				
54-58, 92-94	8	16	128	0,14	1,73	17,9	31,0				
66-73	8	13	104	0,13	1,17	13,5	15,8				
77-84	8	44	352	0,14	1,33	49,3	65,7				

продолжение таблицы 1

95-100	6	23	138	0,14	1,33	19,3	25,8				
106,107	2	16	32	0,13	1,98	4,2	8,3				
116-118	3	15	45	0,18	1,17	8,1	9,5				
119, 120	2	17	34	0,14	1,33	4,8	6,3				
124-128	5	30	150	0,13	2,29	19,5	44,7				
Итого	85	44	1952	0,384	1,56	274	430	85	1,2062	330	430
7-11, 87-91	10	18	180	0,20	1,17	36,0	42,1				
23-27, 114, 115	7	21	147	0,25	1,02	36,8	37,5				
74-76	3	15	45	0,20	1,17	9,0	10,5				
101,102	2	30	60	0,22	1,17	13,2	15,4				
103-105	3	26	78	0,20	1,17	15,6	18,2				
112, 113	2	24	48	0,20	1,17	9,6	11,2				
121-123	3	18	54	0,20	1,17	10,8	12,6				
Итого	30	30	612	0,214	1,15	131	147,6	30	1,5249	200	148
143-146	4	48	192	0,25	1,33	48	64,0				
147-151	5	28	140	0,23	1,33	32,2	42,9				
152-155	4	24	96	0,40	1,02	38,4	39,2				
156-158	3	36	108	0,30	2,29	32,4	74,2				
159-161	3	16	48	0,35	1,73	16,8	29,1				
Итого	19	48	584	0,287	1,54	168	249,4	19	1,542	259	249
28-36	9	14	126	0,60	1,02	75,6	77,1				
108, 109, 129	3	14	42	0,80	0,75	33,6	25,2				
110, 111	2	20	40	0,60	1,02	24,0	24,5				
142	1	18	18	0,80	0,75	14,4	10,8				
162-164	3	15	45	0,80	0,75	36,0	27,0				
Итого	18	20	271	0,677	0,86	184	164,6	18	1,2439	228	164,6

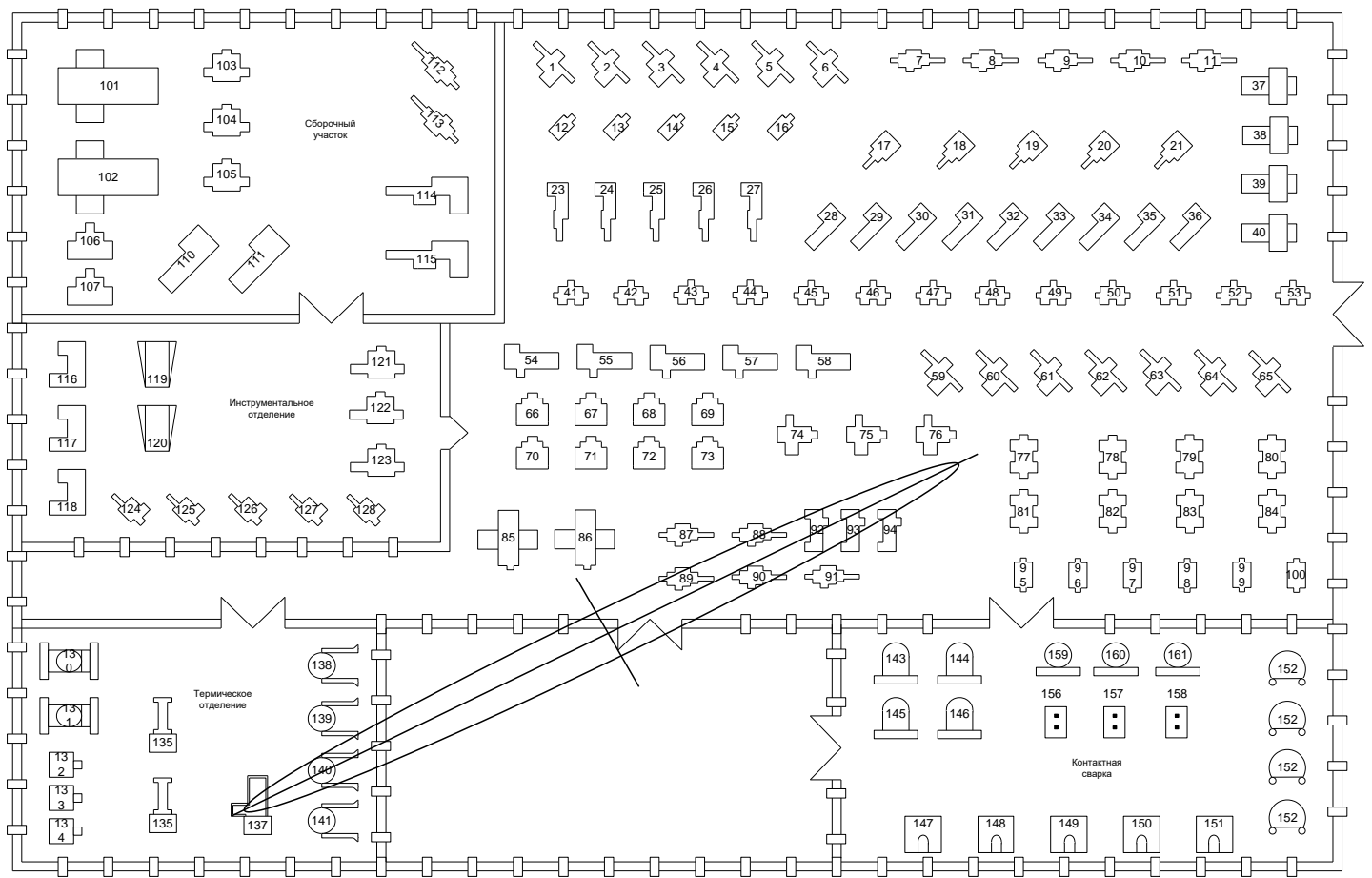


Рисунок 1. Зона рассеяния центров электрических нагрузок.

Определение мощности трансформаторов КТП

Мощность трансформаторов выбирают по средней активной мощности за наиболее загруженную смену по формуле:

$$S_{ном.т} \geq \frac{P_p}{K_3 \cdot N_m}, \quad (16)$$

где

P_p – расчетная активная мощность, кВт;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора (при нагрузках II и III категории и наличии централизованного резерва трансформаторов равен 0,9);

При одном трансформаторе на КТП (вариант 1)

$$S_{ном.т} \geq \frac{1261}{0,9 \cdot 1} = 1400 \text{ кВА.}$$

При двух трансформаторах на КТП (вариант 2)

$$S_{ном.т} \geq \frac{1261}{0,7 \cdot 2} = 900 \text{ кВА.}$$

Принимаются к установке:

Вариант 1 – трансформатор ТМ-1600/10;

Вариант 2 – трансформаторы ТМ-1000/10.

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением 0,4 кВ, определяют по формуле:

$$Q_{max.т} = \sqrt{(N_m \cdot K_3 \cdot S_{ном.т})^2 - P_p^2}, \quad (17)$$

Для варианта 1

$$Q_{\max.m} = \sqrt{(1 \cdot 0,9 \cdot 1600)^2 - 1261^2} = 696 \text{ квар.}$$

Для варианта 2

$$Q_{\max.m} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 1261^2} = 1285 \text{ квар.}$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение 0,4 кВ составит:

Для варианта 1

$$Q_{нк1} = Q_{cp} - Q_{\max.m} = 1252 - 696 = 556 \text{ квар,} \quad (18)$$

Q_p – реактивная мощность, квар.

Для варианта 2

$$Q_{нк1} = 1252 - 1285 = -33 \text{ квар.}$$

Если $Q_{нк1} < 0$, то установка батарей конденсаторов не требуется.

Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах

Дополнительная мощность $Q_{нк2}$ НБК для группы трансформаторов определяется по формуле:

$$Q_{нк2} = Q_p - Q_{нк1} - \square \cdot N_{тр} \cdot S_{ном.т} \quad (19)$$

где

\square – расчётный коэффициент, зависящий от расчётных параметров K_{p1} и K_{p2} и который при отсутствии достоверных данных можно принять равным 0,3 по /3, с. 107/.

Для варианта 1

$$Q_{нк2} = 1252 - 556 - 0,3 \cdot 1 \cdot 1600 = 216 \text{ квар.}$$

Для варианта 2

$$Q_{нк2} = 1252 - 0 - 0,3 \cdot 2 \cdot 1000 = 652 \text{ квар.}$$

Суммарная мощность НБК цеха составит:

Для варианта 1

$$Q_{нк} = Q_{нк1} + Q_{нк2} = 556 + 216 = 772 \text{ квар.} \quad (20)$$

Для варианта 2

$$Q_{нк} = 0 + 652 = 612 \text{ квар.}$$

Для варианта 1: устанавливаем одну НБК типа УКЛ (П) Н-0,38-600-150УЗ, и одну НБК типа УКЛ(П) Н-0,38-200-150УЗ.

Для варианта 2: устанавливаем две НБК типа ККУ (П) Н-0,38-400-150УЗ.

Общая скомпенсированная мощность цеха для варианта 1

$$Q_{нк\Sigma} = Q_{нбк} \cdot n_{нбк} = 600 \cdot 1 + 200 \cdot 1 = 800 \text{ квар,}$$

для варианта 2:

$$Q_{нк\Sigma} = Q_{нбк} \cdot n_{нбк} = 400 \cdot 2 = 800 \text{ квар.}$$

Нескомпенсированная реактивная мощность для варианта 1

$$Q_{неск.04} = Q_p - Q_{нк\Sigma} = 1252 - 800 = 452 \text{ квар,} \quad (21)$$

для варианта 2:

$$Q_{неск.04} = 1252 - 800 = 452 \text{ квар.}$$

Технико-экономическое сравнение выбранных трансформаторов

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + И = E_H \cdot (K_{КТП} + K_{НБК}) + A_{\Sigma} \cdot (K_{КТП} + K_{НБК}) + C_0 \cdot (\Delta W_{ТР} + \Delta W_{НБК}) \cdot 10^{-3}, \quad (22)$$

где

$E_H = 0,12$ - нормативный коэффициент экономической эффективности;

$K_{КТП}$ и $K_{НБК}$ - стоимость КТП и НБК соответственно;

$C_0 = 0,035$ руб/кВт*ч – удельная стоимость потерь электроэнергии;

A_{Σ} - суммарные ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание;

ΔW_{TP} и $\Delta W_{НБК}$ - потери электроэнергии в трансформаторе и НБК.

Потери в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{TP} = N_T \cdot (\Delta P_X \cdot T_T + K_{3\phi}^2 \cdot K_{\phi}^2 \cdot \Delta P_K \cdot T_P), \quad (23)$$

где

$K_{3\phi}$ - фактический коэффициент загрузки трансформатора;

K_{ϕ} - коэффициент формы, $K_{\phi} = 1,1$;

T_P - время работы цеха, ч/год; при двухсменной работе $T_P = 4608$ ч/год;

T_T - время работы трансформатора, ч/год

$$\Delta W_{НБК} = \Delta W_{удНБК} \cdot Q_{НБК} \cdot T_P, \quad (24)$$

где $\Delta W_{удНБК}$ - удельные потери в НБК, равны 0,0045 кВт/квар;

$Q_{НБК}$ - мощность НБК, квар.

Стоимость КТП с трансформатором ТМ-1600/10: $K_{КТП} = 31,07$ тыс.руб.;

$K_{НБК} = 8,92$ тыс.руб.; $A_{\Sigma} = 0,094$

$$\Delta W_{TP} = 1 \cdot (4,5 \cdot 8760 + 0,75^2 \cdot 1,1^2 \cdot 16,5 \cdot 4608) = 91169 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{НБК} = 0,0045 \cdot 800 \cdot 4608 = 16588 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$3 = 0,12 \cdot (31,07 + 8,92) + 0,094 \cdot (31,07 + 8,92) + 0,035 \cdot (91169 + 16588) \cdot 10^{-3} = 12,62 \text{ тыс.руб.}$$

Для варианта 2:

$$K_{КТП} = 28,75 \text{ тыс.руб.}; K_{НБК} = 3,87 \text{ тыс.руб.}; A_{\Sigma} = 0,094$$

$$\Delta W_{TP} = 2 \cdot (3,3 \cdot 8760 + 0,73^2 \cdot 1,1^2 \cdot 11,6 \cdot 4608) = 126750 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$\Delta W_{НБК} = 0,0045 \cdot 800 \cdot 4608 = 16558 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$3 = 0,12 \cdot (28,75 + 3,87) + 0,094 \cdot (28,75 + 3,87) + 0,035 \cdot (126750 + 16558) \cdot 10^{-3} = 11,74 \text{ тыс.руб.}$$

Так как приведенные затраты для варианта 1 больше, чем для варианта 2, то принимаем к установке КТП 2 x 1000/10

Расчет электрической сети 0,4 кВ

.Определение схемы цеховой электрической сети

Рассматриваются два варианта электроснабжения цеха (рисунок 2.1, рисунок 2.2 - Приложение 2).

Расчет нагрузок СП и шинопроводов произведен методом коэффициента расчетной нагрузки в программе Zarusk, результаты расчета приведены в приложении 3 таблицах 1 и 2.

Выбор сечений проводов и жил кабелей

Сечения проводов и жил кабелей цеховой сети выбирают по нагреву длительным расчетным током:

$$I_p \leq K_{сн} I_{доп}, \quad (25)$$

где

$K_{сн}$ - поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей;

$K_{сн} = 1$ т.к. провода и кабели прокладываются в трубах.

Выбор сечений проводников для питания электроприемников, присоединяемых к распределительному шинопроводу (или СП), определяется по фактически потребляемой мощности ЭП. Номинальный ток нагрузки $I_{ном}$ находится по формуле:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном} \cdot \kappa_3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi \cdot \eta}, \quad (26)$$

где

$P_{ном}$ – номинальная активная мощность электроприёмника, кВт;

$U_{ном}$ – номинальное линейное напряжение сети, кВ;

$\cos \varphi$ – номинальный коэффициент мощности нагрузки;

η – номинальный КПД;

κ_3 – коэффициент загрузки, равный:

$$\kappa_3 = \frac{\kappa_u}{\kappa_6}, \quad (27)$$

где

κ_u – коэффициент использования ЭП;

κ_6 – коэффициент включения ЭП.

Для станка № 7:

$$\kappa_3 = \frac{0,2}{1} = 0,2.$$

$$I_{ном} = \frac{18 \cdot 0,2}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,65 \cdot 0,85} = 10 \text{ А.}$$

Для установки принимается провод АПВ (3 х 4) мм² с длительно-допустимым током $I_{дл.доп} \cdot K_{сн} = 47 \text{ А} > I_{ном} = 43 \text{ А}$.

Однако, если выбранное сечение для алюминиевого провода менее 10 мм² включительно, тогда токовые нагрузки по нагреву принимают как для установок с длительным режимом работы.

Для станка № 7:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{18}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,65 \cdot 0,85} = 49 \text{ А.}$$

Для установки принимается провод АПВ (3 х 16) мм² с длительно-допустимым током $I_{дл.доп} = 60 \text{ А} > I_{ном} = 49 \text{ А}$.

Если полученное сечение ЭП более 25 мм² к установке принимаем кабель марки АВВГ.

Аналогично сечения для остальных ЭП, результаты сведены в таблицу 3. По условию механической прочности выбранное сечение должно быть больше наименьшего $F_{min} = 4 \text{ мм}^2$.

Выбор сечения кабелей к СП и шинопроводам производится аналогично по формуле (26), результаты сведены в таблицу 4, 5.

Для кабеля между ШМА1 – ШРА1 (вариант 2) расчетный ток (расчетный ток ШРА1) равен (табл.1 приложения 5) $I_p = 269 \text{ А}$.

Таблица 2 – Сечения и марки проводов ЭП (вариант 1 и вариант2)

ЭП	Номинальная мощность		cos $\phi_{ном}$	Ки/Кв	Марка кабеля / провода	Сечение кабеля/провода мм ²	Допустимый длительный ток (табл) I _{д.кл} А	Поправка на условия прокладки	Допустимый длительный ток кабеля/провода	
	P _{ном}	I _д							I _{ном}	
	кВт	А							А	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1-6, 59-65	28	0,6	0,14	АВВГ	35	95	1	95	83	
7-11, 87-91	18	0,65	0,20	АПВ	16	60	1	60	49	
12-16	30	0,4	0,13	АВВГ	70	165	1	165	134	
17-22	14	0,65	0,18	АПВ	10	47	1	47	38	
23-27, 114, 115	21	0,7	0,25	АПВ	16	60	1	60	54	
28-36	14	0,7	0,60	АПВ	10	47	1	47	36	
37-40, 85, 86	12	0,65	0,18	АПВ	10	47	1	47	33	
41-53	23	0,45	0,13	АВВГ	35	95	1	95	91	
54-58, 92-94	16	0,5	0,14	АПВ	16	60	1	60	57	
66-73	13	0,65	0,13	АПВ	10	47	1	47	36	
74-76	15	0,65	0,20	АПВ	10	47	1	47	41	
77-84	44	0,6	0,14	АВВГ	70	165	1	165	131	
95-100	23	0,6	0,14	АПВ	25	80	1	80	69	
101,102	30	0,65	0,22	АВВГ	35	95	1	95	82	
103-105	26	0,65	0,20	АПВ	25	80	1	80	71	
106,107	16	0,45	0,13	АПВ	25	80	1	80	64	
108, 109, 129	14	0,8	0,80	АПВ	10	47	1	47	31	
110, 111	20	0,7	0,60	АПВ	16	60	1	60	51	
112, 113	24	0,65	0,20	АПВ	25	80	1	80	66	
116-118	15	0,65	0,18	АПВ	10	47	1	47	41	
119, 120	17	0,6	0,14	АПВ	16	60	1	60	51	
121-123	18	0,65	0,20	АПВ	16	60	1	60	49	
124-128	30	0,4	0,13	АВВГ	70	165	1	165	134	
130, 131	15	0,9	0,70	АПВ	10	47	1	47	30	
132-134	20	0,85	0,50	АПВ	10	47	1	47	42	
135, 136	50	0,8	0,60	АПВ	25	80	1	80	67	
137	41	0,85	0,50	АВВГ	35	95	1	95	86	

продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
138-141	32	0,95	0,75	АПВ	25	80	1	80	60
142	18	0,8	0,80	АПВ	10	47	1	47	40
143-146	120	0,6	0,63	АВВГ	150	255	1	255	223
147-151	70	0,6	0,58	АВВГ	70	165	1	165	120
152-155	60	0,7	1,00	АВВГ	70	165	1	165	153
156-158	90	0,4	0,75	АВВГ	70	165	1	330	302
159-161	40	0,5	0,88	АВВГ	70	165	1	165	125
162-164	15	0,8	0,80	АПВ	10	47	1	47	34

Для установки принимается кабель АВВГ 2(3х70) с длительно-допустимым током $I_{дон} = 155$

А. С учетом условий прокладки (средняя температура окружающей среды $t_{окр.ср} = 25$ °С) допустимый ток кабеля

$$I_{дон} \cdot K_{сн} = 2 \cdot 155 \cdot 1 \text{ А} = 310 \text{ А} > I_p = 269 \text{ А}$$

Шинопроводы выбираются по расчетному току из условия:

$$I_p \leq I_{ном} \quad (28)$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток шинопровода, А.

Так для шинопровода ШРА1 (вариант 2) $I_p = 292$ А. Выбираем для установки комплектный шинопровод типа ШРА73У3 с $I_{ном} = 400$ А.

Таблица 3 – Шинопроводы

Шинопровод	Количество шин	Тип шинопровода	Сечение шинопровода	Допустимый длительный ток (табл)	Поправка на условия прокладки	Допустимый длительный ток шинопровода	Расчётный ток	Удовлетворяет ли шинопровод условиям нагрева в нормальном режиме	
			мм ²	$I_{д.кл}$		I_d			I_p
				А		А			А
вариант 1									
ШРА1	1	ШРА73У3	3550	630	1	630	470	Да	
ШРА2	1	ШРА73У3	3550	630	1	630	517	Да	
ШМА1	1	ШМА68-НУ3	13098	4000	1	4000	2834	Да	
вариант 2									
ШРА1	1	ШРА73У3	2698	630	1	400	292	Да	
ШРА2	1	ШРА73У3	3550	631	1	630	482	Да	
ШМА1	1	ШМА73У3	4800	1600	1	1600	1402	Да	
ШМА2	1	ШМА73У3	4800	1600	1	1600	1428	Да	

Таблица 4 – Питающие кабели (вариант 1)

Маршрут	Количество кабелей на фидер	Марка кабеля	Сечение кабеля	Допустимый длительный ток (табл)	Допустимый длительный ток кабеля	Наибольший ток линии в нормальном режиме
				$I_{\text{доп.табл}}$	$I_{\text{доп}}$	$I_{\text{нб}}$
				мм ²	А	А
КТП - ШМА1	8	АВВГ	150	340	3189	2127
ШМА1 - ШРА1	3	АВВГ	95	210	739	470
ШМА1 - ШРА2	2	АВВГ	150	340	797	517
ШРА1 - СП1	1	АВВГ	70	165	193	117
ШРА1 - СП2	1	АВВГ	95	200	235	127
ШРА1 - СП3	1	АВВГ	50	130	152	92
ШМА1 - СП4	1	АВВГ	70	165	193	103
ШМА1 - СП5	1	АВВГ	120	220	258	178
ШМА1 - СП6	2	АВВГ	95	200	469	295
ШМА1 - СП7	2	АВВГ	70	165	387	231
ШМА1 - СП8	2	АВВГ	95	200	469	292
ШМА1 - СП9	2	АВВГ	120	220	516	334
ШМА1 - СП10	1	АВВГ	95	200	235	159
ШМА1 - СП11	2	АВВГ	120	220	516	363
ШМА1 - СП12	1	АВВГ	70	165	193	112
ШМА1 - СП13	1	АВВГ	50	130	152	80
ШМА1 - СП14	1	АВВГ	50	130	152	86
ШМА1 - СП15	1	АВВГ	25	80	94	59
ШМА1 - СП16	1	АВВГ	95	200	235	152
ШМА1 - СП17	1	АВВГ	95	200	235	152

Таблица 5 – Питающие кабели (вариант 2)

Маршрут	Количество кабелей на фидер	Марка кабеля	Сечение кабеля	Допустимый длительный ток (табл)	Допустимый длительный ток кабеля	Наибольший ток линии в нормальном режиме
				$I_{\text{доп.табл}}$	$I_{\text{доп}}$	$I_{\text{нб}}$
			мм ²	А	А	А
КТП - ШМА1	5	АВВГ	150	340	1993	1402
КТП - ШМА2	5	АВВГ	150	340	1993	1428
ШМА1 - ШРА1	2	АВВГ	70	210	492	292
ШМА1 - ШРА2	2	АВВГ	120	295	692	482
ШМА1 - СП1	1	АВВГ	70	165	193	117
ШМА1 - СП2	1	АВВГ	95	200	235	127
ШМА1 - СП3	1	АВВГ	50	130	152	92
ШМА1 - СП4	1	АВВГ	70	165	193	103
ШМА1 - СП5	1	АВВГ	120	220	258	178
ШМА1 - СП6	2	АВВГ	95	200	469	295
ШМА1 - СП12	1	АВВГ	25	80	94	53
ШМА2 - СП7	2	АВВГ	70	165	387	231
ШМА2 - СП8	2	АВВГ	95	200	469	292
ШМА2 - СП9	2	АВВГ	120	220	516	334
ШМА2 - СП10	1	АВВГ	95	200	235	159
ШМА2 - СП11	2	АВВГ	120	220	516	363
ШМА2 - СП13	1	АВВГ	50	130	152	86
ШМА2 - СП14	1	АВВГ	25	80	94	59
ШМА2 - СП15	1	АВВГ	95	200	235	152
ШМА2 - СП16	1	АВВГ	95	200	235	152

Проверка сечения проводников по допустимой потере напряжения

Выбранные по длительно допустимому току и согласованные с током защиты аппаратов сечения проводников внутрицеховых сетей должны быть проверены на потерю напряжения. При эксплуатации электрических сетей, зная уровень напряжения на выводах у наиболее удалённого ЭП и рассчитав потерю напряжения, можно определить напряжение на вторичной стороне питающего трансформатора и выбрать устройства для регулирования напряжения на питающем конце линии. Для нормальной работы ЭП напряжение на его выводах должно быть по возможности ближе к номинальному значению.

Номинальное напряжение на вторичной обмотке трансформатора согласно ГОСТ принято на +5 % выше номинального напряжения сети. Допустимое нормальное отклонение напряжения у наиболее удалённого ЭП должно быть не ниже -5%. Таким образом общее снижение напряжения в сети от источника питания до наиболее удалённого ЭП равно 10 % номинального значения.

Для сети трёхфазного переменного тока с несколькими распределёнными нагрузками потеря напряжения определяется по формуле:

$$\Delta U\% = \frac{10^5}{U_{ном}^2} \sum \frac{n}{I} P \cdot L \cdot (r_0 + x_0 \cdot tg\varphi), \quad (29)$$

где P – расчётная или номинальная (для одиночного ЭП) мощность нагрузки, кВт;

L – расстояние до нагрузки, км;

r_0, x_0 – активное и реактивное удельное сопротивление материала проводника, Ом/км;

$tg\varphi$ – коэффициент мощности нагрузки.

Найдём наибольшую потерю напряжения в распределительной сети и результаты сведём в таблицы 1 - 4 приложения 4.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет трехфазных токов КЗ

Сети промышленных предприятий напряжением до 1 кВ характеризуются большой протяженностью и наличием большого количества коммутационно-защитной аппаратуры. При напряжении до 1 кВ даже небольшое сопротивление оказывает существенное влияние на ток КЗ. Поэтому в расчетах учитывают все сопротивления короткозамкнутой цепи, как индуктивные, так и активные. Кроме того, учитывают активные сопротивления всех переходных контактов в этой цепи. При отсутствии достоверных данных о контактах и их переходных сопротивлениях рекомендуется при расчете токов КЗ в сетях, питаемых трансформаторами мощностью до 1600 кВА, учитывать их сопротивление следующим образом: 0,015 Ом – для распределительных устройств на станциях и подстанциях; 0,02 Ом – для первичных цеховых РП, а также на зажимах аппаратов, питаемых радиальными линиями от щитов подстанций или главных магистралей; 0,025 Ом – для вторичных цеховых РП, а также на зажимах аппаратов, питаемых от первичных РП; 0,03 Ом – для аппаратуры, установленной непосредственно у приемников электроэнергии, получающих питание от вторичных РП.

Сопротивление системы определяется по следующей формуле:

$$x_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{Кз}^{(3)}} \left(\frac{U_{Б.СТ}}{U_c} \right)^2 \cdot 10^3, \quad (30)$$

где

U_c - напряжение системы, в данном случае равно 10500 В;

$U_{Б.СТ}$ - напряжение базисной ступени, в данном случае равно 400 В;

$I_{Кз}^{(3)}$ - трехфазный ток короткого замыкания системы, т.к. не задан принимаем равным 5000 А.

$$x_c = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 5000} \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 1,76 \text{ мОм.}$$

Сопrotивления цехового трансформатора определяются по формулам:

$$r_{цт} = \frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}, \quad (31)$$

$$x_{цт} = \sqrt{\left(\frac{U_{K, \%}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}}\right)^2} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} \cdot 10^6, \quad (32)$$

Для трансформатора ТМ-1600/10: $\Delta P_{\delta} = 4,5$ кВт, $\Delta P_{\hat{E}} = 16,5$ кВт и $U_{K, \%} = 5,5$ %.

$$r_{цт} = \frac{16,5}{1600} \cdot \frac{0,4^2}{1600} = 1,03 \text{ мОм},$$

$$x_{цт} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{16,5}{1600}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{1600} \cdot 10^6 = 5,4 \text{ мОм}.$$

Сопrotивления шинопроводов и кабелей определяются по формуле:

$$r = r_0 \cdot l$$

$$x = x_0 \cdot l, \quad (33)$$

где

r_0 и x_0 - удельные сопротивления линий, мОм/м;

l - длина линии, м.

Ток трехфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_K = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}} \quad (34)$$

Рассчитаем для точки короткого замыкания на ШМА1 (см. рис. 2, 3) ток трехфазного КЗ (металлическое КЗ).

$$x_{\Sigma} = x_C + x_T + x_{QF1} + x_{QF2} + x_{кл} = 1,76 + 5,4 + 0,07 + 0,07 + 0,038 = 7,27 \text{ мОм},$$

С учетом переходного сопротивления контактов: $r_{перех} = 15$ мОм;

$$r_{\Sigma} = r_T + r_{QF1} + r_{QF2} + r_{кл} + r_{перех} = 1,03 + 0,13 + 0,13 + 0,131 + 15 = 16,29 \text{ мОм},$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2} = \sqrt{16,29^2 + 7,27^2} = 17,8 \text{ мОм},$$

$$I_{ПК0} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 17,8} = 12,9 \text{ кА}.$$

Аналогично рассчитываем токи для остальных точек. Результаты сведены в таблицы 1 - 4 приложения 4. Токи короткого замыкания на шинопроводах представлены в таблице 6.

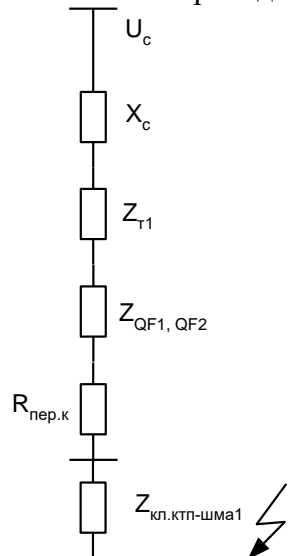


Рисунок 2. Схема замещения для расчета токов короткого замыкания на ШМА1

Таблица 6 – Токи короткого замыкания на шинопроводах

Шинопровод / СП	Точка короткого замыкания	Периодическая составляющая трехфазного тока КЗ	Ударный ток при трехфазном КЗ	Однофазный ток КЗ	Шинопровод / СП	Точка короткого замыкания	Периодическая составляющая трехфазного тока КЗ	Ударный ток при трехфазном КЗ	Однофазный ток КЗ
вариант 1					вариант 2				
ШМА1	К1	12,945	18,52	3,67	ШМА1	К1	11,358	16,56	3,15
ШРА1	К2	9,9146	14,07	3,38	ШМА2	К2	11,429	16,67	3,16
ШРА2	К3	5,4187	7,66	2,79	ШРА1	К3	8,7591	12,57	2,64
СП1	К4	5,726	8,12	1,64	ШРА2	К4	8,9629	12,86	2,82
СП2	К5	5,3383	7,56	1,24	СП1	К5	6,8513	9,75	1,69
СП3	К6	5,1862	7,34	1,16	СП2	К6	6,0616	8,60	1,26
СП4	К7	8,651	12,26	2,45	СП3	К7	5,8688	8,33	1,19
СП5	К8	7,498	10,62	1,77	СП4	К8	8,1858	11,69	2,36
СП6	К9	8,9254	12,67	2,63	СП5	К9	7,02	10,00	1,68
СП7	К10	9,6042	13,64	3,25	СП6	К10	8,2238	11,77	2,39
СП8	К11	9,6125	13,66	3,29	СП12	К11	6,3195	8,96	1,34
СП9	К12	8,8618	12,58	2,77	СП7	К12	8,6662	12,43	2,84
СП10	К13	8,2735	11,73	2,27	СП8	К13	7,4913	10,68	2,06
СП11	К14	8,588	12,18	2,51	СП9	К14	6,3841	9,07	1,48
СП12	К15	4,1047	5,81	1,59	СП10	К15	5,1534	7,30	0,93
СП13	К16	3,7576	5,32	1,33	СП11	К16	5,735	8,13	1,15
СП14	К17	7,8398	11,10	1,98	СП13	К17	7,2885	10,38	1,86
СП15	К18	6,271	8,87	1,24	СП14	К18	5,6333	7,98	1,1
СП16	К19	8,95	12,70	2,78	СП15	К19	8,086	11,57	2,5
СП17	К20	8,9028	12,64	2,78	СП16	К20	8,0024	11,46	2,49

Расчет однофазных токов КЗ

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_R^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}{\sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{2\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}, \quad (35)$$

где

$r_{1\Sigma}$, $r_{2\Sigma}$, $r_{0\Sigma}$ - суммарные активные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности соответственно;

$x_{1\Sigma}$, $x_{2\Sigma}$, $x_{0\Sigma}$ - суммарные реактивные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности соответственно.

Для трансформаторов с обмоткой соединения Y/ Δ -11 активные и реактивные сопротивления нулевой последовательности определяются по таблице /2, табл. 2.50/. Для остальных элементов при отсутствии заводских данных можно принимать: для шинопроводов $r_{0ш} = 10 \cdot r_{1ш}$, $x_{0ш} = 10 \cdot x_{1ш}$; для трехжильных кабелей $r_{0к} = 10 \cdot r_{1к}$, $x_{0к} = 4 \cdot x_{1к}$ /2, с. 141/.

Результаты расчетов сведены в таблицы 1 - 4 приложения 4.

ПРОВЕРКА ШИНОПРОВОДОВ НА ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ ТОКАМ КЗ

Для выбора и проверки шинпроводов по условию электродинамической стойкости необходимо знать наибольшее возможное мгновенное значение тока КЗ, которое называют ударным током и определяют по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд}, \quad (36)$$

где

$I_{п0}$ - значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент;

$K_{уд}$ - ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени T_a аperiodической составляющей тока КЗ, величина справочная.

Проверка на электродинамическую стойкость выполняется по условию:

$$i_{уд} < i_{уд.доп}, \quad (37)$$

где

$i_{уд.доп}$ - допустимый ударный ток КЗ для данного типа шинпровода (справочная величина).

Выполним проверку выбранного ШМА (для варианта 1):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 12,9 \cdot 1,0008 = 18,52 \text{ кА.}$$

$$18,52 \text{ кА} < 70,000 \text{ кА}$$

Выбранный магистральный шинпровод проходит по данному условию.

Аналогично проверяются остальные шинпроводы. Результаты сведены в таблицу 6.

ВЫБОР ЗАЩИТНОЙ АППАРАТУРЫ

Выбор предохранителей

Наибольшее распространение в сетях напряжением до 1 кВ получили предохранители типа НПН (насыпной неразборный) и типа ПН2 (насыпной разборный).

Различают плавкие предохранители инерционные (типа ИП), способные выдерживать значительные кратковременные перегрузки, и безинерционные (типов НПН, ПН2) с ограниченной способностью к перегрузкам. В дальнейших расчетах принимаем безинерционные предохранители, т.к. защита от перегрузки не требуется.

Плавкую вставку для безинерционных предохранителей выбирают по следующим выражениям:

$$\begin{cases} I_{НОМ.ВСТ} \geq I_{Р.МАХ} ; \\ I_{НОМ.ВСТ} \geq (i_{П} / K_{ПЕР}), \end{cases} \quad (38)$$

где

$I_{Р.МАХ}$ - максимальный рабочий ток сети;

$I_{НОМ}$ - номинальный ток двигателя;

$i_{П}$ - пусковой ток одного двигателя, равный $i_{П} = I_{НОМ} \cdot K_{ПУСК}$ (для группы двигателей вместо пускового тока принимают пиковый ток);

$K_{ПУСК}$ - кратность пускового тока;

$K_{ПЕР}$ - коэффициент перегрузки (принимаем 2,5 – для легких условий пуска).

В качестве примера выберем предохранители для ЭП № 1:

$$I_{НОМ.ВСТ} \geq 83 \text{ А}; \quad i_{П} = 5 \cdot 83 = 417 \text{ А}; \quad (i_{П} / K_{ПЕР}) = 417 / 2,5 = 167 \text{ А.}$$

Выбираем предохранитель ПН2-250, с током плавкой вставки $I_{НОМ.ВСТ} = 200 \text{ А}$.

Аналогично выбирают предохранители для остальных ЭП и результаты сведены в таблицу 1 приложения 7.

Выбор автоматических выключателей

Автоматический выключатель не должен отключаться в нормальном режиме работы защищаемого элемента, поэтому ток уставки замедленного срабатывания регулируемых расцепителей следует выбирать по условию:

$$I_{НОМ.РАС} \geq (1,1 \div 1,3)I_{P,МАХ} \quad (39)$$

При допустимых кратковременных перегрузках защищаемого элемента автоматический выключатель не должен срабатывать; это достигается выбором уставки мгновенного срабатывания электромагнитного расцепителя по условию:

$$I_{НОМ.РАС} \geq (1,25 \div 1,35)i_{П}, \quad (40)$$

где $i_{П}$ определяется так же, как и при выборе предохранителей.

Также осуществляется проверка на соответствие тока уставки расцепителя кратности однофазного тока $K3/3$, с. 291/:

$$I_R^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{НОМ.РАС}, \quad (41)$$

Выберем автоматический выключатель, защищающий ШМА-1 (вариант № 1): $I_{D,МАХ} = 2854 \text{ А}$ – по данным таблицы 4.

Выбираем автоматический выключатель марки Э25, с номинальным током 3000 А и уставкой тока срабатывания расцепителя 3750 А.

$$3750 \geq 1,3 \cdot 2854 = 3711 \text{ А}$$

$$3800 \geq 1,25 \cdot 3000 = 3750 \text{ А}$$

Т.о. выбранный выключатель выбран верно, т.к. удовлетворяет всем условиям.

Аналогично выберем остальные выключатели и результаты сведены в табл. 7,8.

Для обеспечения избирательного действия последовательно установленных автоматических выключателей их защитные характеристики на карте селективности не должны пересекаться, причем уставки тока расцепителей замедленного и мгновенного действия у выключателя, расположенного ближе к источнику питания, должны быть больше в 1,5 раза, чем у более удаленного выключателя.

При совместной работе автоматических выключателей, принадлежащих к одной серии, избирательность их действия в результате погрешностей в работе и одинаковых защитных характеристик не обеспечивается. В этом случае применяют выключатели с избирательными выключателями.

Расцепители выключателей с уставками, выбранными по условию избирательности, должны удовлетворять требованиям чувствительности, которые сводятся к следующему: минимальный ток КЗ (обычно рассматривают однофазное КЗ) в самой удаленной точке защищаемой линии должен быть больше номинального тока расцепителя замедленного срабатывания не менее чем в 3 раза, а для выключателей, имеющих только расцепители мгновенного срабатывания, минимальный ток КЗ в самой удаленной точке линии должен превышать ток уставки мгновенного срабатывания не менее чем в 1,4 раза для выключателей с номинальным током до 100 А и в 1,25 раза для всех других выключателей.

Для проверки выбранных аппаратов защиты на примере СП 1 построим карту селективности представленную на рисунке 3.

Таблица 7 – Выключатели (вариант 1)

Место установки	Тип выключателя	Параметр	Номинальный ток расцепителя	Номинальная уставка в зоне перегрузки	Уставка мгновенного срабатывания	Ударный ток, кА
1	2	3	4	5	6	7
QF1	Э25	Расчетный	2854	3711	12945	19
		Номинальный	3000	3750	9000	45,0
QF2	Э25	Расчетный	2854	3711	12945	19
		Номинальный	3000	3750	2000	45,0
QF3	АВМ-10	Расчетный	624	811	12945	19
		Номинальный	750	938	2000	45,0
QF4	А3730Б	Расчетный	178	231	7498	11
		Номинальный	200	250	600	50,0
QF5	А3740Б	Расчетный	295	383	8925	13
		Номинальный	320	400	960	50,0
QF6	А3710Б	Расчетный	103	133	8651	12
		Номинальный	160	200	480	50,0

1	2	3	4	5	6	7
QF7	А3740Б	Расчетный	478	621	9915	14
		Номинальный	630	788	1890	50,0
QF8	А3740Б	Расчетный	231	300	9604	14
		Номинальный	250	313	750	50,0
QF9	А3740Б	Расчетный	334	434	8862	13
		Номинальный	400	500	1200	50,0
QF10	А3740Б	Расчетный	292	380	9612	14
		Номинальный	320	400	960	50,0
QF11	А3740Б	Расчетный	530	689	5419	8
		Номинальный	630	788	1890	50,0
QF12	А3740Б	Расчетный	159	207	8273	12
		Номинальный	250	313	750	50,0
QF13	А3730Б	Расчетный	86	111	7840	11
		Номинальный	160	200	480	50,0
QF14	А3740Б	Расчетный	152	198	8950	13
		Номинальный	250	313	750	50,0
QF15	А3740Б	Расчетный	152	198	8903	13
		Номинальный	250	313	750	50,0
QF16	А3710Б	Расчетный	59	77	6271	9
		Номинальный	100	125	300	50,0
QF17	А3740Б	Расчетный	363	472	8588	12
		Номинальный	400	500	1200	50,0
QF18	А3730Б	Расчетный	117	152	5726	8
		Номинальный	160	200	480	50,0
QF19	А3730Б	Расчетный	127	166	5338	8
		Номинальный	160	200	480	50,0
QF20	А3710Б	Расчетный	92	119	5186	7
		Номинальный	160	200	480	50,0
QF21	А3710Б	Расчетный	112	145	4105	5,8
		Номинальный	160	200	480	50,0
QF22	А3710Б	Расчетный	80	104	3758	5,3
		Номинальный	160	200	480	50,0

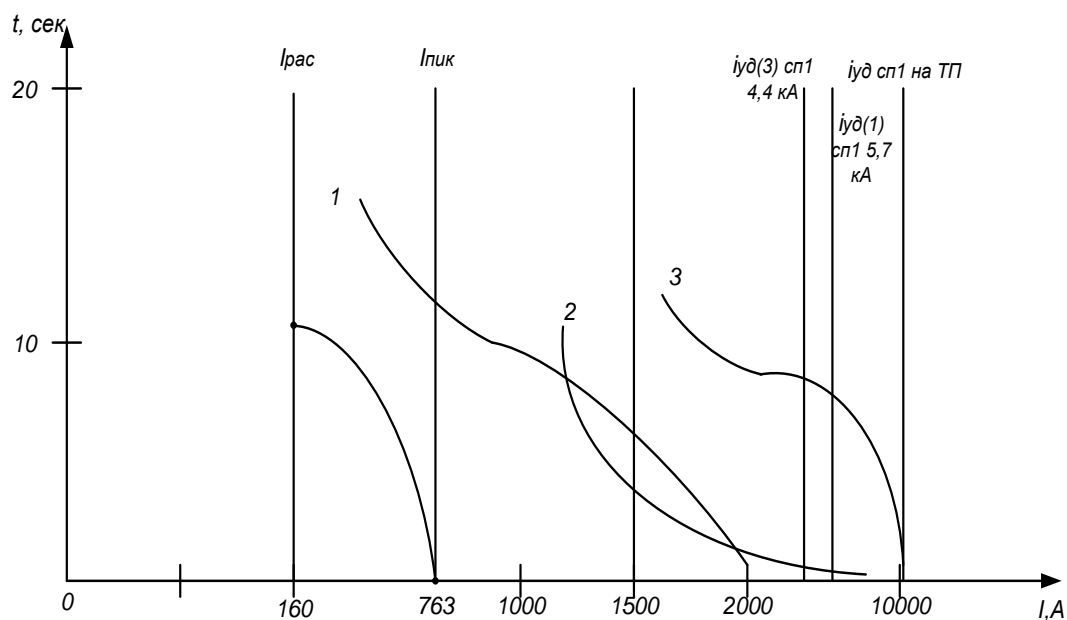
Таблица 8 – Выключатели (вариант 2)

Место установки	Тип выключателя	Параметры	Номинальный ток расцепителя	Номинальная уставка в зоне перегрузки	Уставка мгновенного срабатывания	Ударный ток, кА
1	2	3	4	5	6	7
QF1	ABM-15	Расчетный	1402	1823	11357,7	16,6
		Номинальный	1500	1875	3750	45,0
QF2	ABM-15	Расчетный	1428	1856	11428,7	16,7
		Номинальный	1500	1875	3750	45,0
QF3	ABM-15	Расчетный	1428	1856	11428,7	16,6
		Номинальный	1500	1875	3750	45,0
QF4	ABM-15	Расчетный	1402	1823	11357,7	16,6
		Номинальный	1500	1875	4500	45,0
QF5	A3740Б	Расчетный	624	811	11357,7	16,6
		Номинальный	630	819	1890	50,0
QF6	A3740Б	Расчетный	624	811	11428,7	16,7
		Номинальный	630	819	1890	50,0
QF7	ABM-15	Расчетный	1428	1856	11428,7	16,7
		Номинальный	1500	1875	4500	45,0
QF8	A3730Б	Расчетный	117	152	6851,3	9,8
		Номинальный	160	200	480	50,0
QF9	A3730Б	Расчетный	127	166	6061,6	8,6
		Номинальный	160	200	480	50,0
QF10	A3730Б	Расчетный	92	119	5153,4	8,3
		Номинальный	160	200	480	50,0
QF11	A3740Б	Расчетный	292	379	8759,1	12,6
		Номинальный	320	400	960	50,0
QF12	A3730Б	Расчетный	103	133	8186	11,7
		Номинальный	160	200	480	50,0
QF13	A3740Б	Расчетный	178	231	7020	10,0
		Номинальный	250	313	750	50,0
QF14	A3740Б	Расчетный	295	383	8223,8	11,8
		Номинальный	320	400	960	50,0
QF15	A3710Б	Расчетный	53	69	6319,5	9,0
		Номинальный	100	125	300	50,0
QF16	A3740Б	Расчетный	482	626	8962,9	12,9
		Номинальный	500	625	1500	50,0

продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7
QF17	A3740Б	Расчетный	231	300	8666,2	12,4
		Номинальный	250	313	750	50,0
QF18	A3740Б	Расчетный	334	434	6384,1	9,1
		Номинальный	400	500	1200	50,0
QF19	A3740Б	Расчетный	159	207	5153,4	7,3
		Номинальный	250	313	750	50,0
QF20	A3740Б	Расчетный	363	472	5735,0	8,1
		Номинальный	400	500	1200	50,0
QF21	A3740Б	Расчетный	152	198	8002,4	11,5
		Номинальный	250	313	750	50,0
QF22	A3740Б	Расчетный	152	198	8086,0	11,6
		Номинальный	250	313	750	50,0
QF23	A3710Б	Расчетный	59	77	5633,3	8,0
		Номинальный	100	125	300	50,0
QF24	A3710Б	Расчетный	86	111	7288,5	10,4
		Номинальный	100	125	300	50,0
QF25	A3730Б	Расчетный	292	380	7491,3	10,7
		Номинальный	320	400	960	50,0

КАРТА СЕЛИКТИВНОСТИ СП1



Примечание:

1. Автомат А-3730Б
2. Предохранитель.
3. Автомат АВМ15

Рисунок. Карта селективности на СП 1.

ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И ЖИЛ КАБЕЛЕЙ Согласование выбранных предохранителей с сечениями проводников

$$I_{\text{доп}} \geq K_{\text{защ}} \cdot I_3, \quad (42)$$

где $K_{\text{защ}}$ - коэффициент защиты, представляющий собой отношение длительного тока для провода или жил кабеля к параметру защитного устройства; I_3 - параметр защитного устройства (ток срабатывания, номинальный ток); $I_{\text{доп}}$ - длительно допустимый ток проводника; $K_{\text{защ}} = 0,33$ – для сетей где защита от перегрузки не требуется.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ВАРИАНТОВ СХЕМ

Выбор оптимального варианта производится с помощью расчета приведенных затрат.

Капитальные затраты рассчитаны с помощью программы Zарusk.

Суммарные капитальные затраты первого варианта: 65,574 тыс.руб.

Суммарные капитальные затраты второго варианта: 61,02 тыс.руб.

Приведенные затраты в общем виде определяются по следующей формуле:

$$Z = (E_H + p_{\Sigma}) \cdot K + C_{\Delta\varepsilon}, \quad (43)$$

где E_H - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений; принимается равным 0,12; $C_{\Delta\varepsilon}$ - стоимость потерь электроэнергии; p_{Σ} - отчисления на амортизацию p_a , ремонт p_p и обслуживание p_0 .

$$p_{\Sigma} = p_a + p_p + p_0 \quad (44)$$

для кабельных линий с пластмассовой изоляцией, проложенных в помещениях $p_{\Sigma} = 0,073$;

для силового электротехнического оборудования и РУ до 20 кВ $p_{\Sigma} = 0,104$.

Стоимость потерь энергии для проводов и кабельных линий определяется по формуле:

$$C_{\Delta\varepsilon} = 3 \cdot I^2 \cdot K_3^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau \cdot C_0 \cdot 10^{-3}, \quad (45)$$

где $C_0 = 0,035$ руб/кВт*ч – удельная стоимость потерь электроэнергии; K_3 – коэффициент загрузки провода; I - длительно-допустимый ток линии, А.

Для примера рассчитаем стоимость потерь электроэнергии для первого варианта схемы для провода к ЭП № 1: $C_{\Delta\varepsilon} = 3 \cdot 95^2 \cdot 0,88^2 \cdot 0,00092 \cdot 2 \cdot 3500 \cdot 0,035 \cdot 10^{-3} = 4,72$ руб./год

Для первого варианта схемы: $C_{\Delta\varepsilon\Sigma} = 0,787$ тыс.руб/год (с учетом стоимости потерь электроэнергии в трансформаторе КТП). Для второго варианта схемы: $C_{\Delta\varepsilon\Sigma} = 1,04$ тыс.руб/год

Приведенные затраты для вариантов рассчитанные по формуле (43) равны: для первого варианта $Z = 15,683$ тыс.руб/год; для второго варианта $Z = 14,907$ тыс.руб/год.

Таким образом по минимуму приведенных затрат выбираем второй вариант схемы электроснабжения.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

Номинальная мощность ЭП: $P_{\text{НОМ}} = 3729$ кВт;

Число ЭП переменного тока: $N = 164$;

Напряжение цеховой сети: $U_{\text{НОМ}} = 380$ В;

Расчетная мощность ЭП: $P_p = 1286$ кВт;

Тип, число и мощность трансформаторов КТП: ТМ-1000/10, $S_{\text{НОМ}} = 1000$ кВА, 2 шт.;

Электроэнергия потребляемая цехом за год (с учетом потерь): $W = 13051500$ кВт.ч.

Потери электроэнергии за год: $\Delta W = 297264$ кВт.ч. (2,27 %);

Стоимость потерь электроэнергии: $C_{\Delta\varepsilon\Sigma} = 1,04$ тыс.руб/год.

Суммарные капиталовложения проекта: $K_{\Sigma} = 61,02$ тыс.руб;

Приведенные затраты: $Z = 14,907$ тыс.руб/год.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кудрин Б.И. Системы электроснабжения [Текст] : учеб. пособие. : рек. УМО / Б. И. Кудрин. – М.: Издат. центр Академия, 2011. - 352 с.
2. Коробов Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Текст] : учеб.пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавец, Н. А. Черемисинова. – М.: Издат. дом МЭИ, 2011. - 192 с.- (ЭБС Лань)
3. Алиев, И.И. Электротехника и электрооборудование : справ./ И. И. Алиев. -М.: Высш. шк., 2010. -1199 с.
4. Макаревич Л. В. Высоковольтное электротехническое оборудование для развития «интеллектуальной» Единой энергосистемы России — Круглый стол «Умные сети — Умная энергетика — Умная экономика», Петербургский международный экономический форум, 17 июня 2010 г., (www.fsk-ees.ru).
5. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию предприятий и общественных зданий [Текст] / ред. С. И. Гамазин, Б. И. Кудрин, С. А. Цырук. – М.: Издат. дом МЭИ, 2010. – 745 с.
6. Жданов В. С. Проблемы и задачи проектирования беспроводных сенсорных сетей / Информационные, сетевые и телекоммуникационные технологии: сборник научных трудов / под ред. проф. д.т.н. Жданова В. С. — М.: МИЭМ, 2009.
7. Кужеков, С.Л. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию [Текст] / С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. - 3-е изд. - Ростов н/Д : Феникс, 2009. - 493 с. : ил. - (Профессиональное мастерство). - Библиогр. : с. 480.
8. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / под ред. Д. Л. Файбисовича. - 3-е изд., перераб. и доп. - М. : ЭНАС, 2009. - 391 с.- (ЭБС Лань).
9. Электротехнический справочник : В 4 т./ Под общ.ред. В.Г. Герасимов, Под общ. ред. А.Ф. Дьяков, Под общ. ред. Н.Ф. Ильинский, Гл. ред. А.И. Попов Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии : справочное издание. -2009. -964 с.- (ЭБ НЭЛБУК)
10. Синенко, Л. С. Электроснабжение: учеб. пособие к практ. занятиям / Л. С. Синенко, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов. – Красноярск : ИПК СФУ, 2008. – 147 с. – (Электроснабжение : УМКД № 176-2007 / рук. творч. коллек- тива Ю. П. Попов).
11. Правила устройства электроустановок. М. : Энергоатомиздат, 2007. 648с.
12. Электроснабжение: метод. указания к выполнению лаб. работ / сост. А. С. Амузаде. – Красноярск, 2007.
13. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий: учеб. для студ. высш. учеб. заведений / Б. И. Кудрин. – 2-е изд. – М. : Интер- мет Инжиниринг, 2006. – 672 с.
14. Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения [Текст] : справ.: учеб. пособие: рек. УМО / Г. Н. Ополева. - М. : ФОРУМ : ИНФРА - М, 2006. - 480 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 473 .
15. Буре А.Б. Компенсация реактивной мощности и выбор фильтрующих устройств в сетях промышленных предприятий : учеб. пособие/ А. Б. Буре, И. А. Мосичева. -М.: Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. -28 с.
16. Гремяков, Андрей Андреевич. Автоматизация расчетов систем электроснабжения [Текст] : лаборатор. практикум: учеб.пособие / А. А. Гремяков. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. - 47 с. : рис., табл.
17. Рожин, А.Н. Учебное пособие: Системы электроснабжения. Киров 2004г.
18. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов : Учеб. пособие/ Е.А.Конюхова. - М.: Мастерство, 2002. -319 с.
19. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях. – М.: Энергоатомиздат, 2000, – 252 с.
20. Нормативы для определения расчетных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети. Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. – М., 1999. 12 с.

21. РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. – М., 1999. 32 с.
22. Каждан А.Э. Рабочая программа, методические указания и контрольные задания по курсу «Электроснабжение промышленных предприятий». Новочеркасск: НГТУ, 1994. 43 с.
23. Методические указания по основам построения промышленных электрических сетей / Сост.: А.Э. Каждан; Новочеркасск: НПИ, 1992. 28 с.
24. Справочная книга для проектирования электрического освещения / под ред. Г. М. Кнорренга. – СПб: Энергия 1992г,
25. Шидловский А.К., Вагин Г.Я., Куренный Э.Г. Расчеты электрических нагрузок систем электроснабжения промышленных предприятий. М. : Энергоатомиздат, 1992. 224 с.
26. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю. Г. Барыбина [и др.]. -М.: Энергоатомиздат, 1991. - 464 с.
27. Липкин, Борис Юльевич. Электроснабжение промышленных предприятий и установок [Текст] : учеб. / Б. Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. - 368 с.
28. Справочник по проектированию электроснабжения /Под ред. Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова, М.Г. Зименкова и др. М. : Энергоатомиздат, 1990. 576с.
29. Л. Л. Коновалова, А. Д. Рожкова. Электроснабжение промышленных предприятий и устройств. – М: Энергоатомиздат 1989г.
30. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
31. Козлов, В.А. Электроснабжение городов. - Л.: Энергоатомиздат, 1988, 264с.
32. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. пособ. для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
33. Иванов В.С., Соколов В.И. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1987. 336 с.
34. Козлов, В.А., Н.И. Билин, Д.Л. Файбисович. Справочник по проектированию электроснабжения городов. - Л.: Энергоатомиздат, 1986, 256с.
35. Жежеленко И.В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях. М.: Энергоатомиздат, 1986. 168 с.
36. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии. М. : Энергоатомиздат, 1985. 224 с.
37. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий / Под ред. Федорова А.А. Т.1, Т.2. М: – Энергоатомиздат, 1984, 1985.
38. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоиздат, 1984, – 416 с.
39. Проектирование систем электроснабжения: Учеб. Пособие для вузов / В.Н. Винославский, А.В. Праховник, Ф. Клеппель и др. Киев: Вища шк., 1981. 360 с.
40. Проектирование промышленных электрических сетей / В.И. Крупович, А.А. Ермилов, В.С. Иванов и др. М. : Энергия, 1979. 328 с.
41. Ермилов А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М. – Л.: Госэнергоиздат, 1963. 344с.; М.: Энергия, 1976. 368 с.
42. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для вузов. М.: Энергия, 1973. 584 с.
43. Контроль и учет электроэнергии в современных системах электроснабжения [Электронный ресурс]: учебное пособие/ В.И. Васильченко [и др.].— Электрон. текстовые данные.— Белгород: Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, ЭБС АСВ, 2011.— 243 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/28351>.— ЭБС «IPRbooks», по паролю

44. Фролов, Ю.М. Основы электроснабжения. [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. — Электрон. дан. — СПб. : Лань, 2012. — 432 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/4544>
45. Матюнина Ю.В., Электроснабжение потребителей и режимы: учебное пособие. [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Матюнина Ю.В., Кудрин Б.И., Жилин Б.В.. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2013. — 412 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72340>
46. Розанов Ю.К., Основы современной энергетики. Том 2. Современная электроэнергетика. [Электронный ресурс] : учеб. / Розанов Ю.К., Старшинов В.А., Серебрянников С.В.. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2010. — 632 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72256>
47. Анчарова Т.В., Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий. [Электронный ресурс] : справ. / Анчарова Т.В., Бодрухина С.С., Буре А.Б.. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2010. — 745 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72291>
48. Шлейников В.Б. Электроснабжение силовых электроприемников цеха промышленного предприятия [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Шлейников В.Б., Сазонова Т.В.— Электрон. текстовые данные.— Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2012.— 110 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/30146>. — ЭБС «IPRbooks», по паролю
49. Модели и методы прогнозирования электроэнергетики и мощности при управлении режимами электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : монография / Т.А. Филиппова, А.Г. Русина, Ю.В. Дронова. — Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2009. — 365 с. — Режим доступа : <http://www.iprbookshop.ru/>
50. Основы современной энергетики. Том 1. Современная теплоэнергетика. [Электронный ресурс] : учеб. / Трухний А.Д. [и др.]. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2010. — 472 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72255>
51. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 127 с. : рис. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7094.pdf
52. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Ч. 2. Электроснабжение жилых домов с улучшенной планировкой и коттеджей / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 162 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7366.pdf
53. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : метод. указ. к практ. занятиям / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 62 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7016.pdf
54. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : метод. указ. к лаб. занятиям / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 77 с Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7018.pdf
55. Интеллектуализация систем электроснабжения [Электронный ресурс] : моногр. / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 156 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7404.pdf
56. Интеллектуальные системы электроснабжения [Электронный ресурс] : метод. указания к лаб.-практ. занятиям / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 82 с. https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7473.pdf
57. Электроснабжение городов: учебное пособие / Сост.: Ю.В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И.Г. Подгурская.- Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 106 с. Режим доступа: https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7123.pdf
58. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост.: Мясоедов Ю.В. - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с. Режим доступа: https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7475.pdf