

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

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

сборник учебно-методических материалов

для направления подготовки
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.

Электроснабжение промышленных предприятий: сборник учебно-методических материалов для
направления подготовки 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	53
3 МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ (УКАЗАНИЯ) К ЛАБОРАТОРНЫМ ЗАНЯТИЯМ	86
4 МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ	106
5 МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ (УКАЗАНИЯ) ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВЫХ РАБОТ (ПРОЕКТОВ)	151
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	177

1 КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ ЛЕКЦИОННОГО МАТЕРИАЛА

Методические указания по проведению лекций

Лекционный курс по дисциплине - направлен на формирование у студентов специальных знаний в области электроснабжения промышленных предприятий.

Целью данного раздела является оказание методической помощи в оптимальном распределении теоретического материала между лекциями, а также между аудиторными занятиями и самостоятельной работой по изучению дисциплины. Кроме того, будет осуществлена систематизация излагаемого материала. Целью лекционного курса является изучение принципов построения цеховых электрических сетей, формирование компетентного подхода к проектированию схем электроснабжения промпредприятий, анализ вопросов электроснабжения в эксплуатации, глубокое изучение на основе системного анализа специальных глав электроснабжения, наиболее актуальных в настоящее время. Лекцию нужно строить таким образом, чтобы осуществлять сквозную подготовку студентов, активизировать работу аудитории, поддерживать интерес к излагаемому материалу, развивать инженерное мышление у студентов. Методически лекция должна быть направлена на усвоение студентами излагаемого материала и меть эмоциональную окраску. Материал целесообразно излагать в доступной форме, приводя примеры из реальной жизни как в части эксплуатации, так и проектирования или развития систем, выделяя при этом наиболее насущные проблемы по рассматриваемой тематике общероссийской и региона.

Поставив задачи, которые будут решаться на лекции, преподаватель должен методически подвести аудиторию к их решению, играя при этом роль лидера. Тем самым у студентов развиваются способности логически мыслить и генерировать идеи. Для максимального усвоения материала целесообразно задействовать зрительную, слуховую и моторную память студентов. Для каждой лекции должна быть подготовлена презентация, включающая название лекции, цель и задачи, решаемые на лекции, план лекции, основные теоретические материалы, содержащие математические выкладки, рисунки, схемы, выводы. Презентацию не нужно загромождать текстом, справочным материалом. В ходе лекции необходимо, опираясь на физическую сущность рассматриваемой задачи или процесса, показать основные теоретические выкладки и довести теоретический материал до инженерных решений и их технической реализации, показать область их применения.

Целесообразно, в процессе лекции использовать передовые образовательные технологии, например, методы активизации обучения, информационные технологии. Технические средства, используемые на лекции: медиапроектор, экран, ноутбук, проектоскоп.

Предлагается следующая структура построения лекции:

- тема;
- цель и задачи;
- план;
- фронтальный блиц-опрос (3-5 минут);
- вступление;
- изложение основного материала;
- закрепление;
- разделы, выносимые на самостоятельную проработку;
- выводы.

Блиц-опрос должен периодически чередоваться с самостоятельной работой (10-15 минут), проводимой в конце лекции.

При выдаче задания на самостоятельную проработку необходимо назвать учебники предложить найти дополнительные источники, в т.ч. и электронные, помимо указанных в рабочей программе.

Выводы должны быть краткими, но емкими и содержать основную мысль, которую лектор хотел донести до аудитории.

Основные термины и определения

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

Системы электроснабжения делят на системы *внутреннего* и *внешнего* электроснабжения. В свою очередь системы *внутреннего* электроснабжения делятся на *низковольтные* – до 1 кВ и *высоковольтные* – 6-10 кВ.

Система внешнего электроснабжения включает в себя источники питания, пункт приема электроэнергии и питающие линии (линии связи).

Система внутреннего электроснабжения включает шины НН (низшего напряжения) пунктов приема электроэнергии, РП (распределительную подстанцию), КТП (комплектную трансформаторную подстанцию), кабельные линии и токопроводы, шины НН, шинопроводы, распределительные шкафы, кабели и провода.

Система электроснабжения многоступенчатая и иерархична.

Выделяют следующие уровни:

I уровень - отдельный электроприемник;

II уровень – распределительный щит напряжением до 1 кВ переменного тока и до 1.5 кВ постоянного тока;

III уровень – шины низшего напряжения трансформаторной подстанции 6-10 кВ;

IV уровень – шины распределительной подстанции;

V уровень – шины ГПП или ПГВ (главная понизительная подстанция или подстанция глубокого ввода);

VI уровень – границы раздела балансовой принадлежности предприятия и энергоснабжающей организации. (Т.е. это то место, где устанавливаются приборы для учета электроэнергии)

Выделим ключевые термины и определения, применяемые в дисциплине **электроснабжение**.

Электроснабжением называют надежное и качественное обеспечение потребителей электроэнергии.

Системами электроснабжения (СЭС) называются электроэнергетические комплексы, обеспечивающие непосредственное питание электроэнергией конкретных потребителей или их групп. Наиболее общим типом СЭС являются системы электроснабжения крупных городов, на территориях которых располагаются промышленные, транспортные и коммунально-бытовые потребители электроэнергии.

Электрэнергетическими системами (ЭЭС) называют совокупность СЭС (Амурские СЭС, Хабаровские СЭС).

Источником питания (ИП) называется понизительная ПС 35-220 кВ электроэнергетической системы, теплоцентраль города или крупного промышленного предприятия. Например, для г. Благовещенска ИП является Благовещенская ТЭЦ

Линия электропередачи (ЛЭП) – это электрическая линия, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов и несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии на расстояние.

ЛЭП подразделяются на магистральные и радиальные.

Магистральная ЛЭП – ЛЭП, от которой отходит несколько ответвлений.

Радиальная ЛЭП – ЛЭП, в которую электрическая энергия поступает только с одной стороны.

Линии бывают открытого типа (**воздушные**) и закрытого (**кабельные**)

Воздушная линия электропередачи (ВЛ). Это линия электропередачи, провода которой поддерживаются над землей с помощью опор, изоляторов.

Кабельная линия (КЛ). Линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями, прокладываемыми непосредственно в земле или в различных кабельных сооружениях.

Кабельное сооружение - наземное (эстакада, галерея), подземное проходное (коллектор, туннель, шахта, этаж или подвал здания) или подземное непроходное (канал, блок, трубы, двойной пол) сооружение, предназначенное для прокладки силовых кабелей.

Распределительная линия (РЛ) – одна из нескольких линий, распределяющих электроэнергию по территории предприятия, цеха, городского или сельского района, к которому подключаются трансформаторные подстанции.

Подстанцией (ПС) называется электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов, распределительных устройств, устройств управления.

Распределительной подстанцией (РП) городской электрической сети называется распределительное устройство напряжением 6-10 кВ, предназначенное для приема электроэнергии от ЦП (центральной подстанции) и передачи ее в распределительную сеть на том же уровне напряжения, т.е. без трансформации.

Распределительным устройством (РУ) называется электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая сборные и соединительные шины, коммутационные аппараты, устройства защиты и автоматики, измерительные приборы. РУ бывают *открытого* типа и *закрытого*.

Трансформаторной подстанцией (ТП) называется подстанция, в которой электроэнергия формируется с высшего напряжения на низшее и распределяется на том же напряжении. Ее еще называют *понижительной подстанцией*.

Центром питания (ЦП) городской сети называется подстанция от РУ которой электрическая энергия распределяется по сети. Например, микрорайон и АмГУ питается от ПС «Новая».

Потребителями электроэнергии называются электроприемники (ЭП) или группы электроприемников, объединенных единым технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

Приемником электрической энергии называется электрическая машина или агрегат, аппарат или их комплекс, преобразующие электрическую энергию в иные виды энергии.

Различают следующие виды нагрузок: **активную мощность, реактивную, пиковый ток.**

Как мы знаем, режимы работы ЭП разнообразны и могут изменяться во времени. Для характеристики потребляемой мощности пользуются следующими понятиями.

Номинальная (установленная) мощность электроприемника является достоверной исходной величиной для расчета электрических нагрузок, так как она обычно известна. Т.е. это мощность, указанная на заводской табличке или в паспорте ЭП (*для источников света – на колбе или цоколе*). Т.е. мощность, при которой ЭП должен работать.

Применительно **к многодвигательным приводам**, кроме крановых установок, под термином **«приемник электроэнергии»** следует понимать весь агрегат в целом, а под его номинальной мощностью – сумму номинальных мощностей всех его двигателей, приведенных к продолжительности включения ПВ=1.

Для крановых установок под термином **«приемник электроэнергии»** следует понимать электропривод каждого механизма. **Но!** Согласно ПУЭ к одновременной работе разрешено допускать только 2 двигателя. Естественно, выбираются с самой большой номинальной мощностью.

Для приемников ПКР номинальную мощность определяют по паспортной мощности путем приведения ее к длительному режиму работы, т.е. ПВ=1:

$$P_{ном} = P_{пас} \cdot \sqrt{ПВ}$$

Под номинальной активной мощностью двигателей понимается мощность, развиваемая двигателем на валу при номинальном напряжении, а под номинальной активной мощностью **других приемников** - потребляемая ими из сети мощность при номинальном напряжении.

Под номинальной реактивной мощностью приемника понимается реактивная мощность, потребляемая им из сети при номинальной активной мощности и номинальном напряжении.

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.

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.

Под *электрическими нагрузками* (ЭН) подразумеваются токи, активная, реактивная и полная мощности. От того, насколько правильно определены электрические нагрузки зависит надежность и эффективность СЭС.

Преувеличение ожидаемых нагрузок при проектировании по сравнению с реально возникающими нагрузками при эксплуатации объекта приводит к перерасходу проводников и неоправданному перерасходу средств, вложенных в избыточную мощность электрооборудования, что вызывает обесценивание капитала.

Преуменьшение – к излишним потерям мощности в сетях, перегреву, повышенному износу и сокращению срока службы электрооборудования.

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.).

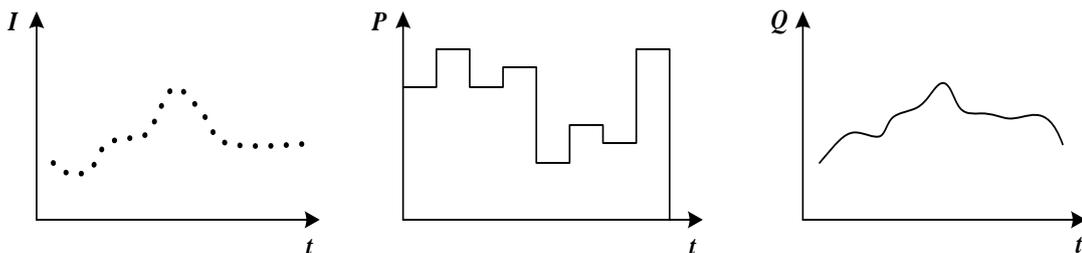


Рис. Графики электрических нагрузок.

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.

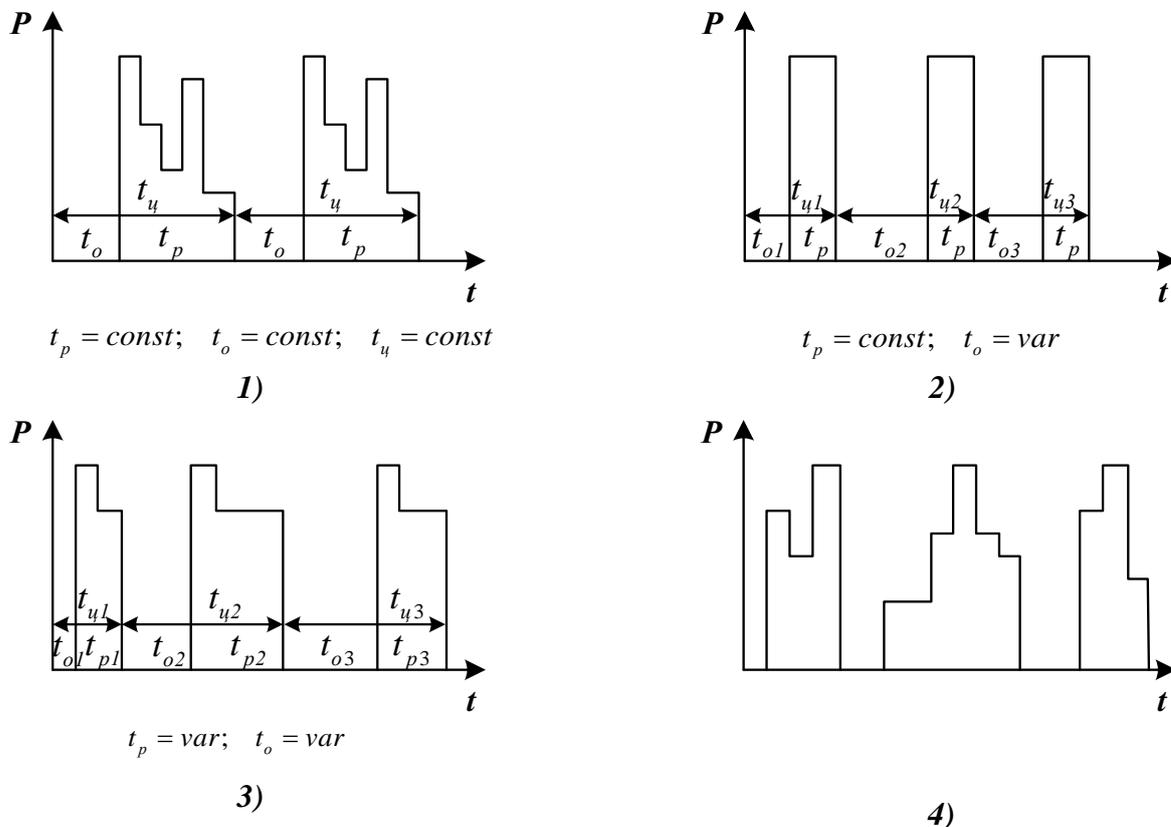


Рис. Типы ГЭН

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.

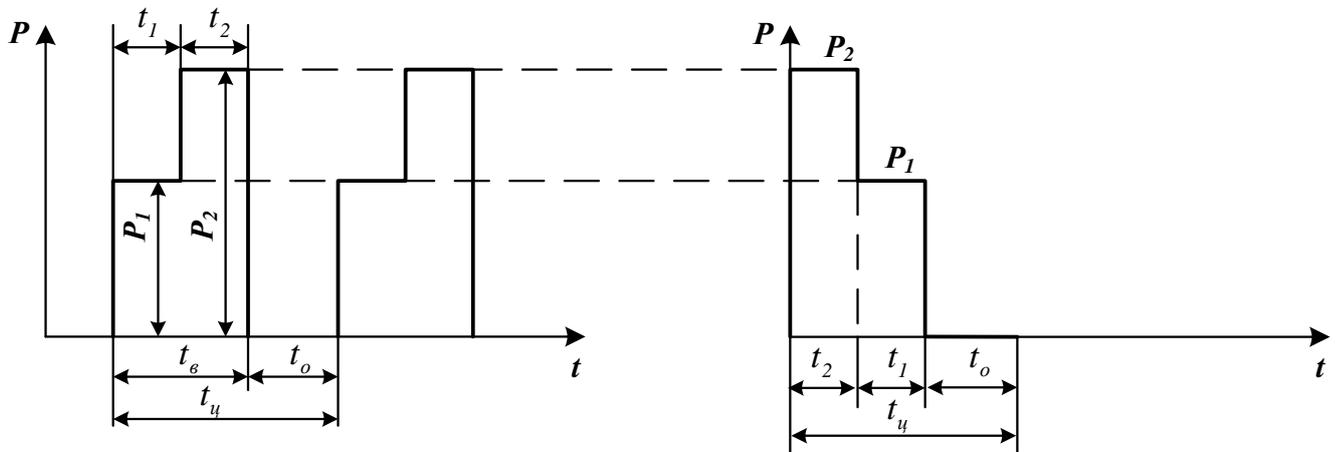


Рис. 1. Графическое построение упорядоченной диаграммы индивидуального ГЭН за время цикла

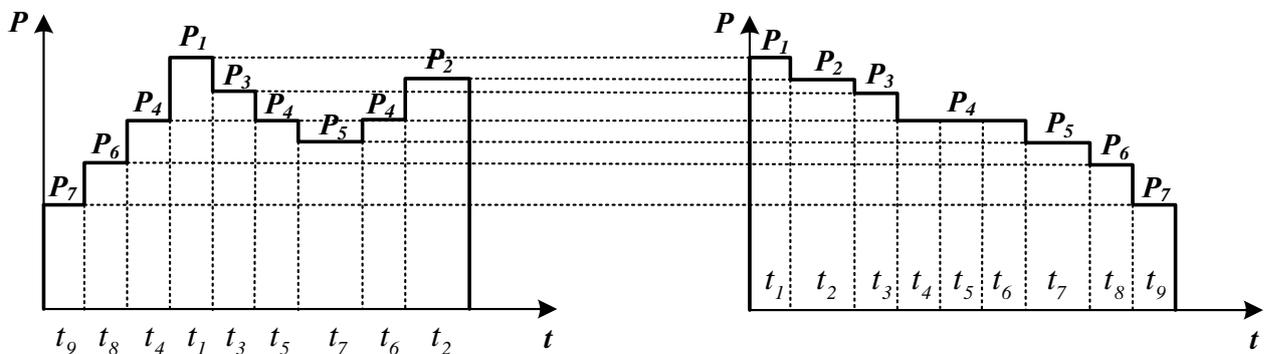


Рис. 2. Построение УД группового графика нагрузки

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; P_1 ; P_2 ; ... P_{max} .

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.

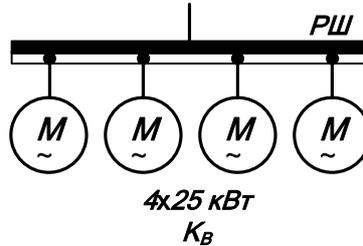


Рис. 3.

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

2. Находим вероятности их появления по схеме независимых испытаний

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

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

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

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

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

Сумма всех найденных вероятностей должна быть равна 1.

3. Определяем длительности протекания возможных нагрузок узла

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

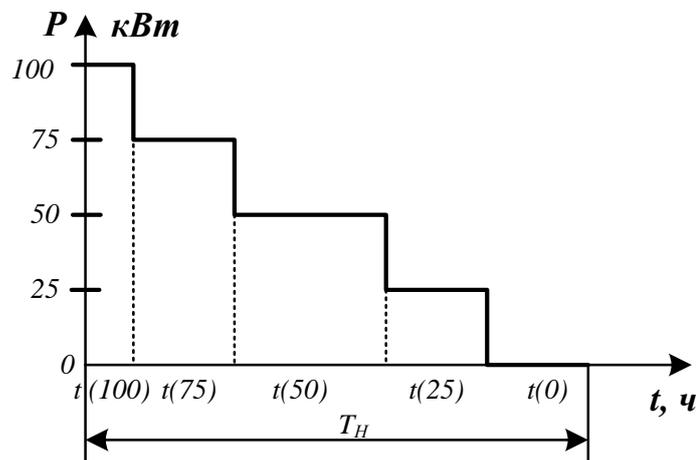
$$t(25) = p(25)T_H = 4K_B K_0^3 T_H;$$

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

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

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

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



Вероятностные характеристики и показатели графиков нагрузки

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

$$P_{cp} = \frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^m P_i t_i; \quad P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^m P_i^2 t_i}; \quad P_{max} = \frac{\sum_{j=1}^k P_j t_j + P_{j+1} \left(\theta - \sum_{j=1}^k t_j \right)}{\theta},$$

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

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

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети;

$R_{эл}$ – активное сопротивление элемента сети;

$X_{эл}$ – 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 $K_\phi = \frac{P_{эф}}{P_{cp}}$ – 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).

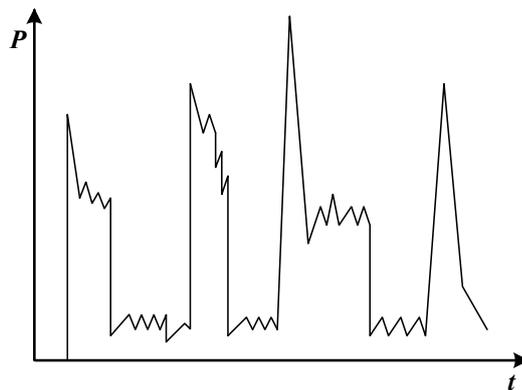


Рис. 4. Графики сварочной нагрузки

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

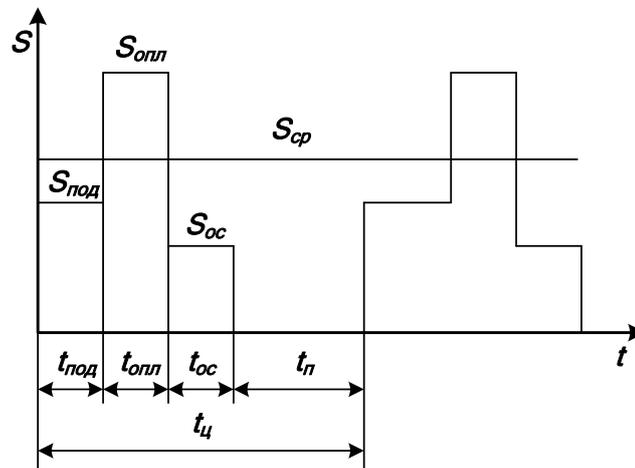
- 1) средняя – для учета расхода электроэнергии;
- 2) среднеквадратическая – для выбора элементов сети по нагреву;
- 3) пиковая – для проверки выбранных по нагреву элементов по колебаниям напряжения и выбора коммутационно-защитной аппаратуры.

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

Время цикла равно: $t_u = t_{под} + t_{опл} + t_{ос} + t_n$ (с).

Тогда средняя мощность равна:
$$S_{cp} = \frac{S_{под}t_{под} + S_{опл}t_{опл} + S_{ос}t_{ос}}{t_u}$$
.

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 ($t_u \leq 10$ мин);

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

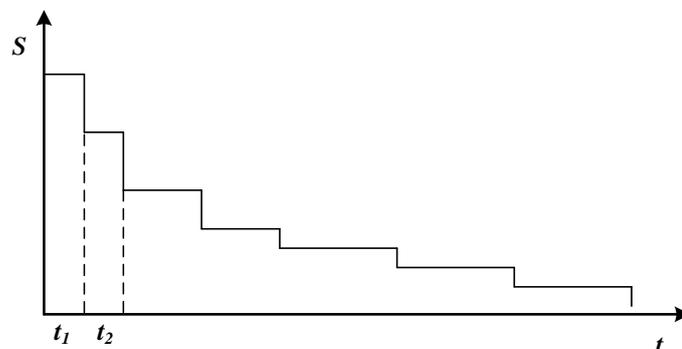
2) Определяем вероятность совпадения работы m машин из общего числа n при данном $ПВ_\phi$

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

3) Определяем время совпадения работы m машин из n для каждой возможной нагрузки узла $t_i = p_n^{m_i} T_u$.

узла $t_i = p_n^{m_i} T_u$.

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 нагрузок.

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

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 $\sigma = \sqrt{P_{\beta}^2 - P_{cp}^2} = P_{cp} \sqrt{\kappa_{\beta}^2 - 1}$

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.

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

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

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

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

Или точной формуле:

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

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

5) Средневзвешенный коэффициент использования характерной категории.

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

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

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

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

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.

Особую проблему составляет расчет электрических нагрузок машин контактной электросварки. Сварочное оборудование включено на линейное напряжение с повторно-кратковременным режимом работы, имеющим однофазную нагрузку. А это значит, что при проектировании для дальнейших расчетов эту однофазную нагрузку следует привести к условной трехфазной нагрузке как можно более равномерно. Однако это не всегда удается.

Поэтому стараются загрузить максимально одну фазу, например фазу А, и уже по ней производить расчеты. В дальнейшем при определении мощностей - активной и реактивной - их называют условными трехфазными мощностями.

Т.к. сварочные установки работают в ПКР, то сначала приводят продолжительность их работы к длительному режиму, т.е. к 100%, а уже потом разбивают по фазам:

$$P_{ном} = P_{нас} \cos \varphi_n \sqrt{ПВ}$$

Есть еще электроприемники с однофазной нагрузкой, включенные на фазное напряжение. И тоже здесь необходимо привести нагрузку к условной трехфазной. В данном случае считается, что распределение по фазам выполнено равномерно, если суммарная номинальная мощность, остающаяся нераспределенной равномерно по фазам, не превышает 15% общей нагрузке узла системы электроснабжения. Если неравномерность превышает 15%, то определяют условную трехфазную номинальную мощность неравномерно распределенных ЭП.

При числе неравномерно распределенных по фазам однофазных приемников, условную трехфазную номинальную мощность принимают равной утроенному значению номинальной мощности максимально загруженной фазы: $P_{ном.у} = 3 \cdot P_{ном.м.ф.}$

Рассмотрим еще одну нагрузку, которая входит в перечень обязательных при определении расчетных нагрузок участков цехов с электросварочными установками.

Пиковые нагрузки или пиковый ток определяют для проверки сетей по условиям самозапуска электродвигателей, выбора плавких вставок предохранителей, расчета тока срабатывания максимальной токовой защиты, а также оценки потерь напряжения в контактных сетях и проверки колебаний напряжения в цеховых сетях $i_{пик} = K_{пик} \cdot I_{расч}$

При отсутствии паспортных данных пусковой или пиковый ток для сварочных установок принимают равным не менее 3-х кратного номинального тока. Т.е. задача решается более упрощенным способом.

Выбирается номинальная мощность максимального ЭП при своей продолжительности включения, т. е. при ПВ фактической, а не приведенной к 100%, и определяется пиковая мощность: $S_{пик} = K_{пик} \cdot S_{ном}$

$$\text{Тогда расчетный ток будет равен: } I_{p \max} = \frac{S_{пик}}{U_{ном} \sqrt{3} \cdot K_{пик}}$$

$$\text{Пиковый ток равен: } i_{пик, \max} = \frac{S_{пик}}{U_{ном} \sqrt{3}}$$

Естественно, при таком подходе всегда возникает погрешность в большую сторону. А это ведет к неоправданному перерасходу средств и т.д.

Расчетные электрические нагрузки однофазных электроприемников. пиковые нагрузки. полные активные и реактивные нагрузки на шинах 6-10 кВ трансформаторов ГПП.

Расчетные нагрузки однофазных электроприемников

На прошлой лекции мы с вами изучили расчет трехфазных электрических нагрузок, а сегодня нашей задачей будет являться нахождение расчетных однофазных электроприемников. Поскольку на промышленных предприятиях и в системах электроснабжения городов и сельского

хозяйства значительную долю составляют однофазные стационарные и передвижные электроприемники, подключаемые на фазное (220 В) или линейное (380 В) напряжение их расчет является важным условием как при выборе элементов цеховой (городской, сельскохозяйственной) сети, так и при определении мощности трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ.

На первом этапе расчета однофазных нагрузок ЭП распределяют равномерно по фазам трехфазной сети (А0, В0, С0) или по парам фаз (АВ, ВС, СА).

Считается, что распределение по фазам однофазных приемников выполнено равномерно, если суммарная номинальная мощность, остающаяся нераспределенной равномерно по фазам, не превышает 15 % общей нагрузки узла системы электроснабжения. Если неравномерность превышает 15 %, то определяют условную трехфазную номинальную мощность $P_{p,3\phi(1\phi)}$ неравномерно распределенных приемников.

Рассмотрим пример распределения однофазных электроприемников включенных на фазное напряжение.

На участке механического цеха завода Амурметалл г. Комсомольск-на-Амуре имеется 4 нагревательных печи мощностью 45 кВт, 2 прессы мощностью 25 кВт и гильотинные ножницы для резки металла мощностью 55 кВт.

Распределим их по фазам по возможности равномерно

$$AO \quad 2 \times 45 + 0 \times 25 + 0 \times 55 = 90 \text{ кВт}$$

$$BO \quad 1 \times 45 + 2 \times 25 + 0 \times 55 = 95 \text{ кВт}$$

$$CO \quad 1 \times 45 + 0 \times 25 + 1 \times 55 = 100 \text{ кВт}$$

Определяется неравномерность нагрузки, для этого от мощности максимально загруженной фазы вычитается мощность минимально загруженной фазы и разница делится на мощность минимально загруженной фазы

$$\frac{P_{CO} - P_{AO}}{P_{CO}} 100\% = \frac{100 - 90}{90} 100\% = 11\%$$

Неравномерность меньше 15%.

Такое же распределение выполняется если электроприемники включены на линейное напряжение, т.е. на пары фаз АВ, ВС, СА.

При числе неравномерно распределенных по фазам однофазных приемников менее четырех $P_{p,3\phi(1\phi)}$ определяют упрощенными способами:

- при включении однофазных приемников на фазные напряжения:

$$P_{p,3\phi(1\phi)} = 3 \cdot P_{ном, \max \phi} \quad (8.1)$$

где $P_{ном, \max \phi}$ - номинальная мощность наиболее загруженной фазы;

- при включении одного однофазного ЭП на линейное напряжение:

$$P_{p,3\phi(1\phi)} = \sqrt{3} \cdot P_{ном, \max \phi} \quad (8.2)$$

- при включении двух-трех однофазных ЭП на линейное напряжение:

$$P_{p,3\phi(1\phi)} = 3 \cdot P_{ном, \max \phi} \quad (8.3)$$

Пример. Имеются две сварочные установки мощностью 95 кВт и 85 кВт.

Распределим их по парам фаз

$$AC \quad 1 \times 95 \text{ кВт} = 95 \text{ кВт}$$

$$BC \quad = 0 \text{ кВт}$$

$$CA \quad 1 \times 85 \text{ кВт} = 85 \text{ кВт}$$

$$\text{Определим максимально загруженную фазу} \quad \frac{P_{AB} + P_{CA}}{2} = \frac{95 + 85}{2} = 90 \text{ кВт}$$

$$P_{p,3\phi(1\phi)} = 3 \cdot P_{ном, \max \phi} = 3 \cdot 90 = 270 \text{ кВт}$$

Если число однофазных ЭП более четырех, то расчетную нагрузку определяют следующим образом:

1. Если неравномерность распределения однофазных электроприемников не превышает 15%, то их учитывают как трехфазные нагрузки той же мощности, т.е. для первого примера условная трехфазная мощность будет равна 100 кВт (по максимально загруженной фазе).

2. Если неравномерность распределения однофазных электроприемников превышает 15%, то условную трехфазную мощность определяют по следующему алгоритму:

а) распределяют электроприемники по фазам или парам фаз по возможности равномерно таким образом, чтобы наиболее загруженной фазой была фаза А;

б) определяют значение средней активной мощности наиболее загруженной фазы:

$$P_{\max \phi, A} = \sum k_u \cdot P_{\text{ном}(AC)} \cdot k_{(AC)A} + \sum k_u \cdot P_{\text{ном}(AB)} \cdot k_{(AB)A} + \sum k_u \cdot P_{\text{ном}, A}, \quad (8.4)$$

где k_u - коэффициент использования соответствующего электроприемника;

$P_{\text{ном}(AC)}, P_{\text{ном}(AB)}$ - номинальные мощности электроприемников фазы АС и АВ;

$P_{\text{ном}, A}$ - номинальные мощности электроприемников фазы А;

$k_{(AC)A}, k_{(AB)A}$ - коэффициенты приведения линейной активной мощности к фазе А.

в) определяют значение средней реактивной мощности наиболее загруженной фазы:

$$Q_{\max \phi, A} = \sum k_u \cdot P_{\text{ном}(AC)} \cdot \text{tg} \varphi_{AC} \cdot l_{(AC)A} + \sum k_u \cdot P_{\text{ном}(AB)} \cdot \text{tg} \varphi_{AB} \cdot l_{(AB)A} + \sum k_u \cdot P_{\text{ном}, A} \cdot \text{tg} \varphi_A$$

где $l_{(AC)A}, l_{(AB)A}$ - коэффициенты приведения линейной реактивной мощности к фазе А;

$\text{tg} \varphi_{AC}, \text{tg} \varphi_{AB}, \text{tg} \varphi_A$ - коэффициенты мощности ЭП.

б) определяют значение расчетной активной и реактивной мощности рассматриваемой группы ЭП:

$$P_{p,3\phi(1\phi)} = 3 \cdot P_{\max \phi, A}, \quad Q_{p,3\phi(1\phi)} = 3 \cdot Q_{\max \phi, A}.$$

Таблица 9 - Коэффициенты приведения

Обозначение	при значениях $\cos \varphi$							
	0,4	0,5	0,6	0,65	0,7	0,8	0,9	1
$k_{(AB)A}, k_{(BC)B}, k_{(AC)C}$	1,17	1	0,89	0,84	0,8	0,72	0,64	0,5
$k_{(AB)B}, k_{(BC)C}, k_{(AC)A}$	-0,17	0	0,11	0,16	0,2	0,28	0,36	0,5
$l_{(AB)A}, l_{(BC)B}, l_{(AC)C}$	0,88	0,58	0,38	0,3	0,22	0,09	-0,05	-0,29
$l_{(AB)B}, l_{(BC)C}, l_{(AC)A}$	1,44	1,16	0,96	0,88	0,8	0,67	0,53	0,29

2). Для электроприемников, работающих в повторно-кратковременном режиме, расчет нагрузки проводится по эффективной мощности:

а) приводим номинальную мощность каждого электроприемника к длительному режиму:

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{нас}} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad Q_{\text{ном}} = P_{\text{нас}} \cdot \sqrt{ПВ} \cdot \text{tg} \varphi, \quad S_{\text{ном}} = \sqrt{P_{\text{ном}}^2 + Q_{\text{ном}}^2}.$$

где $P_{\text{нас}}$ - паспортная мощность электроприемника;

б) распределяют электроприемники таким образом, чтобы неравномерность длительно приведенной полной мощности не превышала 15%, при этом, наиболее загруженной фазой указывают фазу А;

в) определяем расчетную нагрузку, используя параметры наиболее загруженной фазы:

$$S_{p,3\phi(1\phi)} = 3 \cdot \sqrt{\left(\max \left(\sum S_{\text{нас}} \cdot ПВ \cdot k_u \right) \right)^2 + \sum \left(\left(S_{\text{нас}} \cdot ПВ \cdot k_u \right)^2 - \left(S_{\text{нас}} \cdot \sqrt{ПВ} \cdot k_u \right)^2 \right)},$$

$$P_{p,3\phi(1\phi)} = S_{p,3\phi(1\phi)} \cdot \cos \varphi_{cp}, \quad (8.7)$$

$$Q_{p,3\phi(1\phi)} = \sqrt{S_{p,3\phi(1\phi)}^2 - P_{p,3\phi(1\phi)}^2}. \quad (8.8)$$

где $\cos \varphi_{cp}$ - средневзвешенный коэффициент мощности всей группы ЭП;

Определение пиковых нагрузок

Пиковый, или ударной, нагрузкой называется максимально возможная нагрузка одного или группы электроприемников длительностью в доли или нескольких секунд. Такие нагрузки возникают при пусках или самозапусках двигателей трехфазного и постоянного тока, работающих в крановых, тяговых, прокатных приводах, а также при эксплуатационных коротких замыканиях, характерных для электросварки и дуговых печей.

Величину пикового тока используют при выборе устройств защиты и их уставок, в расчетах колебаний напряжения и при проверке самозапуска двигателей.

С достаточной для практических расчетов точностью групповой пиковый ток

$$I_{\text{тик}} = I_{\text{пуск.нб}} + (I_{\text{раб.мах}} - k_{\text{и}} \cdot I_{\text{ном.дв.нб}}) \quad (8.9)$$

где $I_{\text{пуск.нб}}$ – наибольший пусковой ток двигателя в группе;

$I_{\text{раб.мах}}$ – расчетный максимальный ток всех электроприемников, питающихся от данного элемента;

$I_{\text{ном.дв.нб}}$ – номинальный ток двигателя с наибольшим пусковым током;

$k_{\text{и}}$ – коэффициент использования для графика нагрузки этого двигателя.

Расчет нагрузки электроприемников напряжением выше 1 кВ

Расчетная нагрузка электроприемников напряжением выше 1 кВ (высокого напряжения - ВН), т. е. активная нагрузка синхронного двигателя (СД) и асинхронного двигателя (АД), а также реактивная нагрузка АД, подключенных к распределительной подстанции напряжением 6..10 кВ, принимается равной средней мощности. Тогда расчетная нагрузка (активная $P_{\text{расч.ВН}}$ и реактивная $Q_{\text{расч.ВН}}$) группы из G силовых приемников цеха определяется из соотношений

$$P_{\text{расч.ВН}} = \sum k_{\text{иг}} \cdot P_{\text{ном.г}} \quad (8.10)$$

$$Q_{\text{расч.ВН}} = \sum k_{\text{иг}} \cdot P_{\text{ном.г}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{г}} \quad (8.11)$$

где $P_{\text{ном.г}}$ - активная установленная (номинальная) мощность g -го электроприемника высшего напряжения, принимаемая по исходным данным;

$\text{tg}\varphi_{\text{г}}$ - соответствует характерному для приемников данной группы средневзвешенному значению коэффициента мощности;

$k_{\text{иг}}$ - коэффициент использования g -го электроприемника напряжением выше 1 кВ.

Для СД определяется максимальная реактивная мощность, которую СД может генерировать. Значения реактивной мощности, которую можно получить от СД, зависят от его загрузки активной мощностью и относительного напряжения на зажимах двигателя:

$$Q_{\text{СД}} = \frac{K_{\text{зСД}} \cdot P_{\text{ном}\Sigma\text{СД}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{СД}}}{\eta_{\text{СД}}} \quad (8.12)$$

где $P_{\text{ном}\Sigma\text{СД}}$ - суммарная установленная мощность группы СД; $\text{tg}\varphi_{\text{СД}}$, $\eta_{\text{СД}}$ - номинальные параметры СД: коэффициент реактивной мощности и КПД; $K_{\text{зСД}}$ - коэффициент наибольшей допустимой нагрузки СД по реактивной мощности, зависящий от типа двигателя, относительного напряжения и коэффициента загрузки по активной мощности

Расчет электрической нагрузки предприятия

Расчетные полная, активная и реактивная мощности промышленного предприятия (ПП) $P_{\text{расч.ПП}}$, $Q_{\text{расч.ПП}}$, отнесенные к шинам вторичного напряжения главной понижающей подстанции, определяются по расчетным активным и реактивным нагрузкам (цехов силовых высоковольтных и низковольтных, осветительных и силовых однофазных нагрузок), а также с учетом потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и цеховых сетях напряжением до 1 кВ с учетом коэффициента одновременности нагрузки $K_{\text{о.мах}}$:

$$P_{\text{расч.ПП}} = (\sum P_{\text{расч.НН}} + \sum P_{\text{расч.ВН}}) \cdot K_{\text{о.мах}} + \sum P_{\text{расч.ОН}} + \sum P_{\text{р,3ф(1ф)}} + \Delta P_{\text{ц}} \quad (8.13)$$

$$Q_{\text{расч.ПП}} = (\sum Q_{\text{расч.НН}} + \sum Q_{\text{расч.ВН}} - \sum Q_{\text{СД}}) \cdot K_{\text{о.мах}} + \sum Q_{\text{р,3ф(1ф)}} + \Delta Q_{\text{ц}} \quad (8.14)$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в трансформаторах цеховых подстанций и цеховых сетях напряжением до 1 кВ приближенно принимаются равными соответственно 3 и 10% от полной трансформируемой мощности $S_{\text{расч.}\Sigma\text{н}}$:

$$\Delta P_u = 0,03 \cdot S_{расч\Sigma n}, \Delta Q_u = 0,1 \cdot S_{расч\Sigma n}.$$

где $S_{расч\Sigma n} = \sqrt{P_{расч\Sigma n}^2 + Q_{расч\Sigma n}^2}$:

$$P_{расч III} = \sum P_{расч HH} + \sum P_{расч OH} + \sum P_{р,3ф(1ф)}, \quad (8.15)$$

$$Q_{расч III} = \sum Q_{расч HH} + \sum Q_{р,3ф(1ф)}, \quad (8.16)$$

Потери активной и реактивной мощности в кабелях высшего напряжения в предварительных расчетах не учитываются вследствие их малой значимости.

Таблица 10 Значения коэффициентов одновременности на шинах (6-10кВ) трансформаторов ГПП

Коэффициенты одновременности $K_{o \max}$		
при $K_u \leq 0,3$	$0,2 < K_u < 0,5$	при $K_u \geq 0,5$
0,75	0,8	0,85

Определение расчетных электрических нагрузок на различных ступенях системы электроснабжения

Определение электрических нагрузок в системе электроснабжения промышленного предприятия выполняют для характерных мест присоединения приемников электроэнергии. При этом отдельно рассматривают сети напряжением до 1 кВ и выше.

На рис. 2.2 приведена обобщенная схема электроснабжения предприятия. Рассмотрим особенности определения нагрузок в обозначенных на схеме цифрами точках, переходя от низших ступеней к высшим.

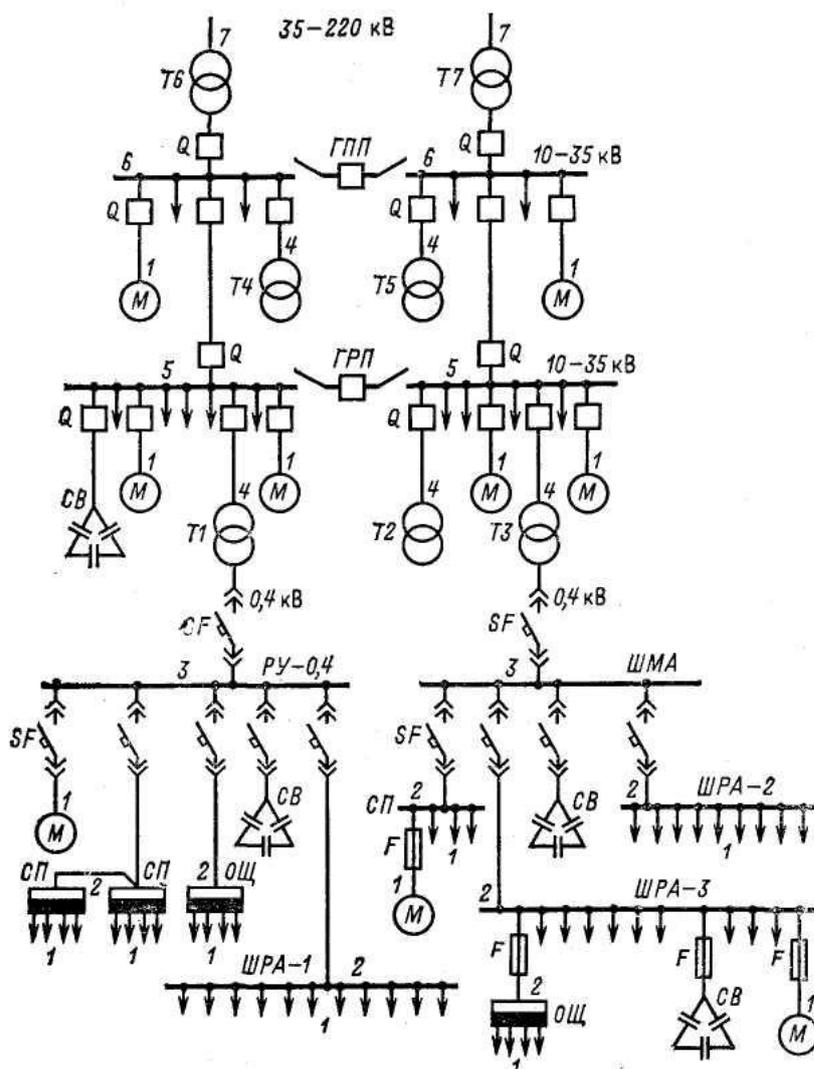


Рис. 2.2. Обобщенная схема электроснабжения предприятий

1. Расчетную нагрузку, создаваемую одним приемником электроэнергии (напряжением до 1 кВ и выше), принимают равной номинальной мощности приемника (для приемников с ПКР паспортная мощность приводится к ПВ = 1). По этой нагрузке выбирают сечение питающей линии и коммутационно-защитную аппаратуру.

2. Расчетную нагрузку, создаваемую группой приемников, определяют по принятому методу расчета с учетом осветительной нагрузки и установленной мощности КУ.

Например, для ШРА-3 (рис. 2.2) полная расчетная мощность S_{p2} определяется по выражению

$$S_{p2} = \sqrt{(P_{p2} + P_{p,o})^2 + (Q_{p2} + Q_{p,o} - Q_{к,y})^2}, \quad (2.24)$$

где P_{p2} , $P_{p,o}$ — соответственно расчетная активная мощность силовых потребителей и осветительных установок; Q_{p2} , $Q_{p,o}$ — расчетная реактивная мощность силовых потребителей и осветительных установок (последнее в случае применения газоразрядных источников света); $Q_{к,y}$ — установленная мощность компенсирующего устройства.

3. За расчетную нагрузку на шинах НН цеховой ТП принимают среднюю потребляемую мощность за наиболее загруженную смену $S_{ср,м}$, и только в исключительных случаях обоснованиях — за расчетную нагрузку можно принимать получасовой максимум S_p [6]. По этой нагрузке выбирают число и мощность цеховых трансформаторов, сечения шин цеховой ТП, коммутационно-защитную аппаратуру на стороне НН.

5. Расчетную нагрузку на стороне ВН цеховой ТП определяют по формуле

$$S_{p4} = \sqrt{(P_{ср,м3} + \Delta P_T)^2 + (Q_{ср,м3} + \Delta Q_T)^2}, \quad (2.25)$$

где $P_{ср,м3}$, $Q_{ср,м3}$ — средние активная и реактивная мощности за наиболее загруженную смену на стороне НН цеховой ТП; ΔP_T , ΔQ_T — потери активной и реактивной мощности в цеховом трансформаторе (при ориентировочных расчетах, когда неизвестен тип силового трансформатора, можно принимать $\Delta P_T = 0,02 S_{ср,м3}$; $\Delta Q_T = 0,1 S_{ср,м3}$; $S_{ср,м3} = \sqrt{P_{ср,м3}^2 + Q_{ср,м3}^2}$

По мощности S_{p4} выбирают сечения линий, питающих цеховые ТП, и коммутационно-защитную аппаратуру этих линий.

6. Для выбора сечения шин и питающих линий ГРП и коммутационно-защитной аппаратуры со стороны ГПП определяют нагрузку на каждой секции шин ГПП. Расчетную полную мощность определяют по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов, включая расчетную мощность силовых приемников напряжением выше 1 кВ, расчетную мощность, потребляемую на освещение территории завода, и установленную мощность КУ.

Расчетную активную мощность на шинах ГРП определяют по формуле

$$P_{p5} = (\sum P_{p1} + \sum P_{p,c5}) K_{p,m} + P_{p,o,t} + \Delta P_{к,y}, \quad (2.26)$$

где $\sum P_{p,c5}$ — суммарная расчетная мощность силовых приемников напряжением выше 1 кВ, получающих питание с шин ГРП; $P_{p,o,t}$ — расчетная мощность, потребляемая на освещение территории завода с шин ГРП; $\Delta P_{к,y} = \Delta P_{y0} Q_{к,y5}$; $\Delta P_{к,y}$ — потери активной мощности в компенсирующих устройствах (КУ) напряжением выше 1 кВ; $Q_{к,y5}$ — установленная мощность КУ на шинах ГРП; ΔP_{y0} — удельные потери активной мощности в КУ; $K_{p,m}$ — коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки.

Расчетную реактивную мощность на шинах ГРП определяют из выражения

$$Q_{p5} = (\sum Q_{p1} + \sum Q_{p,c5}) K_{p,m} + Q_{p,o,t} - Q_{к,y5}, \quad (2.27)$$

где $Q_{p,c5}$ — суммарная расчетная реактивная мощность силовых приемников, получающих питание с шин ГРП; $Q_{p,o,m}$ — расчетная реактивная мощность, потребляемая на освещение территории завода.

Полная расчетная мощность на шинах ГРП составит

$$S_{p5} = \sqrt{P_{p5}^2 + Q_{p5}^2}. \quad (2.28)$$

По расчетной мощности S_{p5} определяют сечение питающих ГРП линий, сечение сборных шин ГРП и выбирают коммутационно-защитную аппаратуру питающих линий.

7. Расчетную нагрузку на шинах ГПП определяют по значению расчетных нагрузок отходящих линий $\sum S'_{p6,i}$ с учетом коэффициента одновременности максимума нагрузок $K_{p,m}$

$$S_{p6} = \sum S'_{p6,i} K_{p,m}. \quad (2.29)$$

Знание этой нагрузки необходимо для выбора числа и мощности силовых трансформаторов ГПП и коммутационно-защитной аппаратуры ГПП.

8. Выбор сечения линий, питающих ГПП, осуществляется по расчетной мощности S_{p7} , определяемой на стороне ВН ГПП:

$$S_{p7} = \sqrt{(P_{p6} + \Delta P_T)^2 + (Q_{p6} + \Delta Q_T)^2}, \quad (2.30)$$

где ΔP_T , ΔQ_T — потери активной и реактивной мощности в силовом трансформаторе ГПП.

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 раздельную 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.

Таблица. Рекомендации по применению схем РУ напряжением до 220 кВ включительно

<i>Система сборных шин</i>	<i>Область применения</i>
Одиночная система шин	В РП, РУ 10(6) кВ при отсутствии присоединений с ЭП первой категории или при наличии резервирования их от других РП, РУ
Одна рабочая секционированная выключателем система шин	В РП, РУ 10(6) кВ В РП 35 кВ; в РУ ВН и СН 35 кВ. Допускается применять в РУ 110—220 кВ при 5 и более присоединениях, если РУ выполнено из герметизированных ячеек с элегазовой изоляцией, а также в РУ 110 кВ с выкатными выключателями.
Две одиночные секционированные выключателями системы шин	В РУ 10(6) кВ с двумя трансформаторами с расщепленной обмоткой или с двухобмоточными трансформаторами и двумя сдвоенными реакторами
Четыре одиночные секционированные системы шин	В РУ 10(6) кВ с двумя трансформаторами с расщепленной обмоткой и с двумя сдвоенными реакторами
Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	В РУ 110—220 кВ при 5 и более присоединениях
Две рабочие системы шин	Допускается применять при числе присоединений от 5 до 15 в РУ 110—220 кВ из герметизированных ячеек с элегазовой изоляцией, а также в РУ 110 кВ с выкатными выключателями.
Две рабочие и обходная системы шин	1. В РУ 10 кВ для энергоемких предприятий с ЭП I категории. 2. В РУ 110—220 кВ при числе присоединений от 5 до 15.
Две рабочие, секционированные выключателями системы шин	Допускается применять при числе присоединений более 15 в РУ 110—220 кВ из герметизированных ячеек с элегазовой изоляцией, а также в РУ 110 кВ с выкатными выключателями.
Две рабочие, секционированные выключателем и обходная системы шин с двумя ШСВ и двумя ОВ	1. В РУ 110—220 кВ при числе присоединений более 15. 2. В РУ 220 кВ при трех, четырех трансформаторах мощностью 125 МВА и более при общем числе присоединений от 12 и более.

Структурные схемы трансформаторных подстанций

Подстанция с двухобмоточными трансформаторами состоит из трех основных узлов: распределительного устройства высшего напряжения (РУВН); силового трансформатора или автотрансформатора (одного или нескольких), распределительного устройства низшего напряжения (РУНН) (рис. а, в), вспомогательных устройств (компрессорных, аккумуляторных и т. п.), устройств релейной защиты, автоматики, измерения.

В подстанциях с трехобмоточными трансформаторами добавляется четвертый узел — распределительное устройство среднего напряжения (РУСН) (рис. б). В схемах электроснабжения могут применяться трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения (рис. в, д), что приводит к увеличению секций сборных шин в РУНН.

Применение трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения позволяет уменьшить токи короткого замыкания за трансформаторами. С этой же целью на подстанциях могут устанавливаться сдвоенные реакторы (рис. з, д).

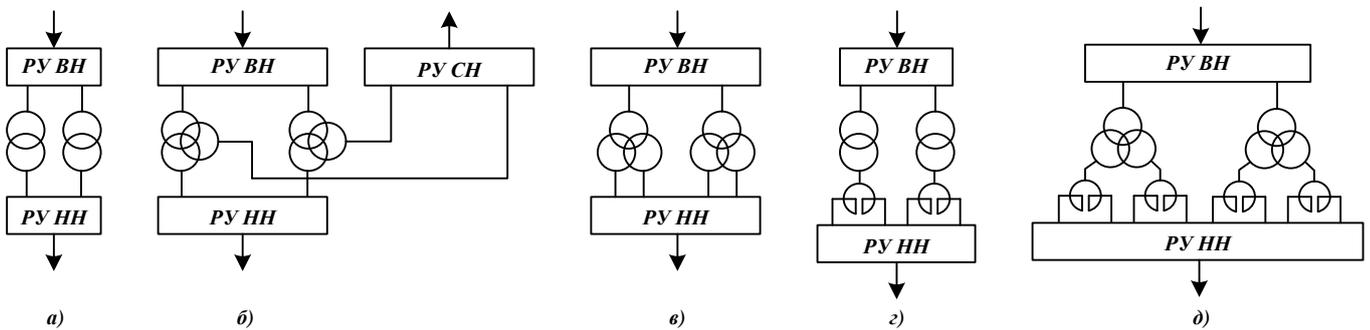


Рис.10. Структурные схемы трансформаторных подстанций

Распределительное устройство высокого напряжения подстанции чаще всего выполняет функции приема электрической энергии от линии электропередачи к трансформатору. В отдельных случаях РУВН может выполнять функции приема и распределения электроэнергии (по требованию энергоснабжающей организации или при целесообразности питания от главной понизительной подстанции нескольких подстанций глубокого ввода на напряжениях 110—330 кВ).

Распределительные устройства средних и низших напряжений всегда выполняют функции приема и распределения электроэнергии. Аналогичные функции выполняют и распределительные подстанции. Идентичность функций определяет идентичность схем и конструкций распределительных устройств и распределительных подстанций, поэтому в дальнейшем под термином «распределительное устройство» может подразумеваться и распределительная подстанция.

Распределительные устройства могут быть комплектными, сборными, открытыми и закрытыми. При стесненной городской и промышленной застройке в распределительных устройствах может быть применено электрооборудование с элегазовой изоляцией.

Мы рассмотрели схемы распределительных устройств 6-220 кВ со сборными шинами, работающими на прием и распределение ЭЭ.

Распределительные устройства ВН трансформаторных подстанций, ориентированных только на прием ЭЭ выполняются по блочным и мостиковым схемам.

Таблица. Рекомендации по применению схем распределительных устройств без сборных шин напряжением 35 кВ и выше трансформаторных подстанций

Схема	Область применения
Блочные схемы	
Блок линия - трансформатор без коммутационных аппаратов	При напряжениях 35—330 кВ и радиальной схеме питания подстанции в условиях сильного промышленного загрязнения окружающей среды
Блок линия - трансформатор с разъединителем	При напряжениях 35—330 кВ и радиальной схеме питания подстанции
Блок линия - трансформатор с отделителем	При напряжении 110 кВ и магистральной схеме питания подстанции (кроме проходных) с трансформаторами мощностью до 25 МВА
Два блока линия - трансформатор с отделителем и неавтоматизированной перемычкой	То же
Блок линия—трансформатор с выключателем	При напряжении 35—220, 500 кВ на тупиковых и ответвительных подстанциях
Два блока линия - трансформатор с выключателем и неавтоматизированной перемычкой со стороны линий	При напряжении 35—220 кВ на тупиковых и ответвительных подстанциях

Мостиковые схемы	
Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	При магистральной схеме питания и напряжении 110 кВ на подстанциях с трансформаторами мощностью до 25 МВА
Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	При напряжениях 35—220 кВ на тупиковых, ответвительных и проходных подстанциях при необходимости секционирования линий и мощности трансформаторов до 63 МВА включительно
Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях трансформаторов	При напряжении 35—220 кВ на тупиковых, ответвительных и проходных подстанциях при необходимости секционирования трансформаторов при мощности трансформаторов до 63 МВА включительно
Схемы «заход—выход» и четырехугольника	
Заход—выход	На проходных подстанциях при напряжении 110, 220 кВ
Четырехугольник	В РУ подстанций при четырех присоединениях и необходимости секционирования транзитных линий и мощности трансформаторов от 125 МВ-А при напряжении 110, 220 кВ и любой мощности при напряжении 330—750 кВ

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.

Выбор схем электрических сетей промышленных предприятий на напряжение 6-10 кВ

Система электроснабжения промышленного предприятия состоит из питающих распределительных, трансформаторных и преобразовательных подстанций и связывающих их кабельных и воздушных сетей, а также токопроводов.

Электроснабжение объекта может осуществляться от собственной электростанции (ТЭЦ), от энергетической системы, а также от энергетической системы при наличии собственной электростанции.

Требования, предъявляемые к надежности электроснабжения от источников питания, определяются потребляемой мощностью объекта и его видом.

Как мы знаем, существует три категории надежности электроснабжения:

первая – перерыв в электроснабжении может повлечь за собой опасность для жизни людей и т.д. (водонапорные станции, системы вентиляции в химически опасных цехах и т.д.), перерыв допускается не более 1 минуты; Обеспечивается питанием от двух независимых источников питания, при отключении одного (АВР) автоматическом вводом резерва подключается второй;

особая группа или нулевая категория - перерыва быть не должно вообще (операционные блоки в больницах, аварийное освещение и т.д.); Предусматривается к двум основным источникам питания дополнительный третий, мощность которого должна обеспечивать безаварийную остановку процесса (в качестве третьего ИП может служить дизельная станция);

вторая категория – допускает перерыв не более 30 минут; Питание осуществляется от двух независимых источников, при аварийных ситуациях оперативные переключения допускается проводить не автоматически, а при помощи ручного управления;

третья – питание осуществляется от одного источника питания и при ремонте или замене оборудования перерыв разрешается до 1 суток.

Схемы подключения источников питания.

Электроснабжение от собственной электростанции, расположенной вблизи объектов, при совпадении напряжений распределительной сети и генераторов электростанции осуществляется путем присоединения трансформаторов к шинам распределительных устройств (РУ) электростанции или непосредственно с помощью ЛЭП (рис.1).

Схема электроснабжения от энергетической системы при отсутствии собственной электростанции показана на рис. 2, 3.

В зависимости от напряжения источника питания электроснабжение осуществляется двумя способами: по схеме 2 при напряжении 6-20 кВ; по схеме 3 при напряжении 35-330 кВ.

Схемы 2 и 3 применимы, если предприятие находится на расстоянии 5-10 км от подстанции системы. (До 10 км применяют обе схемы – если больше 10, то только втора схема).

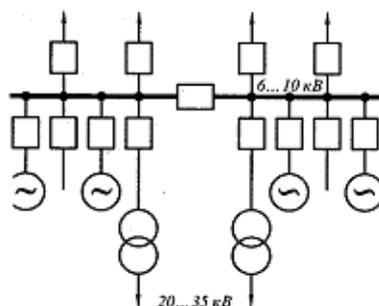


Рис. 1. Схема электроснабжения от собственной электростанции

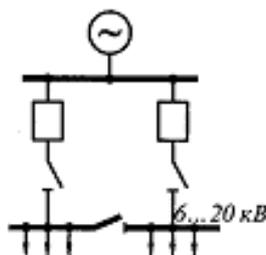


Рис. 2. Схема электроснабжения от энергетической системы при напряжении 6-20 кВ

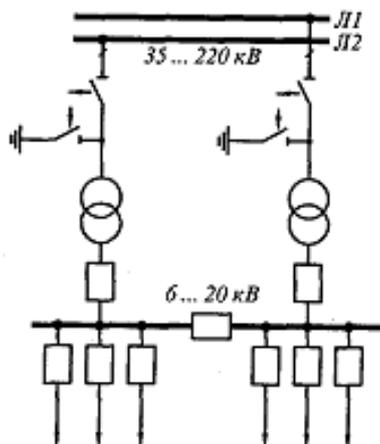


Рис. 3. Схема электроснабжения от энергетической системы при напряжении 35-110 кВ

Число и типы подстанций зависят от мощности, потребляемой объектом электроснабжения, и от характера размещения электропотребителей на территории объекта. При сравнительно компактном расположении потребителей и отсутствии особых требований к надежности электроснабжения вся электроэнергия от источника питания может быть подведена к одной трансформаторной или распределительной подстанции. (Трансформаторная – стоят трансформаторы понижающие напряжение 35/10, 110/10, 220/10. Распределительная – распределяет на том же напряжении, что и получает, т.е. без трансформации). При разбросанности потребителей и повышенных требованиях к бесперебойности электроснабжения питание следует подводить не менее чем к двум подстанциям.

При близости источника питания к объекту и потребляемой им мощности в пределах пропускной способности линий напряжением 6 и 10 кВ электроэнергия подводится к РП. От РП электроэнергия подводится к ТП и к электроприемникам напряжением выше 1 кВ, в этом случае напряжения питающей и распределительной сети совпадают.

Если же объекта потребляет значительно большую мощность (например, более 40 МВА), а источник питания уделен, то прием электроэнергии производится на узловых распределительных станциях (УРП) или ГПП.

УРП называется центральная подстанция объекта напряжением 35-220 кВ, получающая питание от энергосистемы и распределяющая ее по подстанциям глубоких вводов на территории объекта.

Выбор схемы распределения электроэнергии

Система электроснабжения может быть выполнена в нескольких вариантах, из которых уже будет выбираться оптимальный. При ее выборе учитываются степень надежности, обеспечение качества электроэнергии, удобство и безопасность эксплуатации, возможность применения прогрессивных методов электромонтажных работ.

Основные принципы построения схем объектов:

1. Максимальное приближение источников высокого напряжения 35-220 кВ к электроустановкам потребителей с ПГВ, размещаемыми рядом с энергоемкими производственными цехами;
2. Резервирование питания для отдельных категорий потребителей должно быть заложено в схеме и элементах системы электроснабжения. Для этого линии, трансформаторы и коммутационные устройства в нормальном режиме должны нести постоянную нагрузку, а в послеаварийном режиме после отключения поврежденным участком принимать на себя питание оставшихся в работе потребителей с учетом допустимых для этих элементов перегрузок;
3. Секционирование шин всех звеньев системы распределения электроэнергии, а при преобладании потребителей первой и второй категорий установка на них устройств АВР.

Схемы строятся по уровневому принципу. Обычно применяются 2-3 уровня.

Первым уровнем распределения электроэнергии является сеть между источником питания объекта и ПГВ. Если распределение производится на напряжении 110-220 кВ, или между ГПП и РП при напряжении 6-10 кВ.

Вторым уровнем распределения является сеть между РП и ТП(или отдельными электроприемниками высокого напряжения).

На небольших объектах применяется только один уровень распределения энергии.

Схемы электрических сетей промышленных предприятий на напряжении 6-10 кВ

Как мы уже знаем, электрические сети могут выполняться по магистральным или радиальным схемам. А также еще могут выполняться по смешанным схемам.

Радиальные схемы могут быть одно или двухступенчатыми. Одноступенчатые – только на небольших объектах, и могут также применяться для питания крупных потребителей, но сосредоточенных в одном месте (компактно).

Двухступенчатые радиальные схемы с промежуточными РП выполняются для средних и крупных объектов, расположенных на большой территории. При наличии потребителей I и II категории РП и ТП питаются не менее чем по двум раздельно работающим линиям. Допускается питание ЭП II категории по одной линии, но она должна состоять не менее чем из двух кабелей.

При двухтрансформаторных подстанциях каждый трансформатор питается отдельной линией по блочной схеме линия-трансформатор. Пропускная способность блока в послеаварийном режиме рассчитывается исходя из категорийности ЭП.

При однотрансформаторных подстанциях взаимное резервирование питания небольших групп приемников I категории осуществляется с помощью кабельных или шинных перемычек на вторичном напряжении между соседними подстанциями.

Вся коммутационная аппаратура устанавливается на РП или ГПП, а на питаемых от них ТП предусматривается преимущественно глухое присоединение трансформаторов. Иногда трансформаторы ТП присоединяются через выключатель нагрузки и разъединитель.

И как уже говорилось ранее, радиальная схема обладает большой гибкостью и удобством в эксплуатации при проведении ремонтов и замены оборудования. Пример такой схемы приведен на рисунке 4.

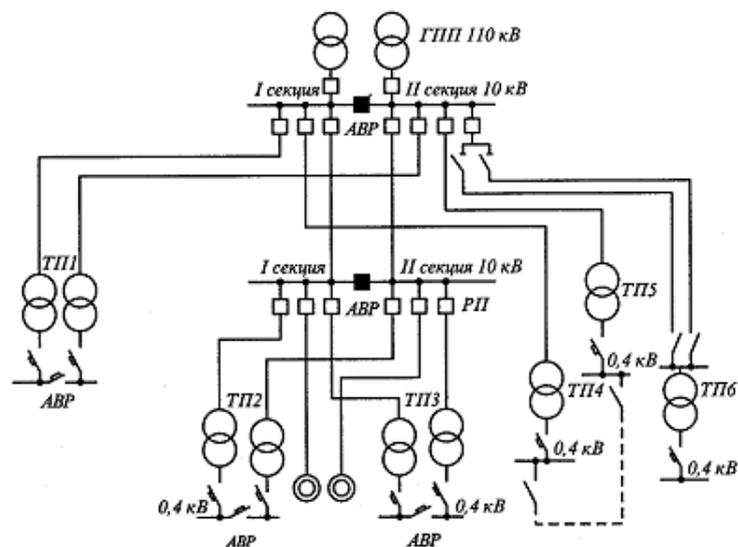


Рис. 4. Радиальная схема электроснабжения.

Магистральные схемы напряжением 6-10 кВ применяются при линейном (т.е. упорядоченном) размещении подстанции на территории предприятия, когда линии от центра питания до пунктов приема электроэнергии могут быть продолжены без значительных обратных направлений.

Магистральные схемы имеют следующие преимущества: лучшая загрузка кабелей при нормальном режиме, меньшее число камер на РП. Недостатки – это сложность схем коммутации при присоединении ТП и одновременное отключение нескольких потребителей, питающихся от магистрали, при ее повреждении.

Число трансформаторов, присоединяемых к одной магистрали обычно не превышает трех при мощности тр-ров 1000-2500 кВА и пяти тр-ров при мощности 250-630 кВА.

Магистральные схемы выполняются одиночными и двойными, с односторонним питанием и двусторонним.

Одиночные магистрали без резервирования применяются в тех случаях, когда отключение одного потребителя вызывает необходимость по условиям технологии производства отключение остальных потребителей (например, непрерывные технологические линии, поточное производство). При кабельных магистралях их трасса должна быть доступна для ремонта в любое время года, что возможно при прокладке в туннелях, кабельных каналах и т.д.

Надежность схемы с одиночными магистралями можно повысить, если питаемые или однотрансформаторные подстанции расположить таким образом, чтобы была возможность осуществить частичное резервирование по связям НН между ближайшими подстанциями.

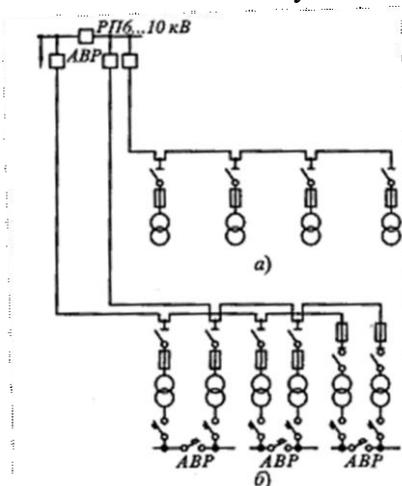


Рис. 5. Магистральные схемы с односторонним питанием: а) одиночные, б) двойные с резервированием на низком напряжении.

Схемы с двойными магистралями применяют для питания ответственных и технологически слабо связанных между собой потребителей одного объекта.

На крупных предприятиях применяются два или три магистральных токопровода, прокладываемых по разным трассам через зоны размещения основных электрических нагрузок.

Одиночные и двойные магистрали с двухсторонним питанием (встречные магистрали) применяются при питании двух независимых источников, требуемых по условиям обеспечения надежности электроснабжения для потребителей I и II категории. Смотрим рисунок 6.

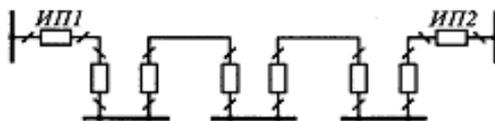


Рис. 6. Магистрали с двухсторонним питанием.

Смешанные схемы питания, сочетающие в себе принципы магистральных и радиальных систем распределения электроэнергии, имеют наибольшее распространение на крупных промышленных объектах. Например, на первом уровне обычно применяют радиальные схемы. Дальнейшее распределение энергии от РП к цеховым ТП и двигателям высокого напряжения проводится по магистральным.

Степени резервирования таких схем определяются категорией потребителей.

Схемы электроснабжения промышленных предприятий, питаемых от энергосистемы, подразделяются на схемы внешнего и на схемы внутреннего электроснабжения.

Схемы внутреннего электроснабжения

Схемы распределительных сетей напряжением 6–10 кВ для внутреннего электроснабжения промышленных предприятий проектируют, так же, как схемы городских сетей. Для крупных объектов, которые занимают обширные площади и обладают большими нагрузками или имеют на своей территории электростанцию или главную понизительную подстанцию, проектируют питающую сеть с РП и далее распределительную сеть, питающую цеховые подстанции.

Распределительную сеть промышленных предприятий с цеховыми подстанциями, допускающими перерывы в электроснабжении (II и III категории нагрузок), можно выполнять по радиальной или по радиально-петлевой схеме (см. рис. 7)

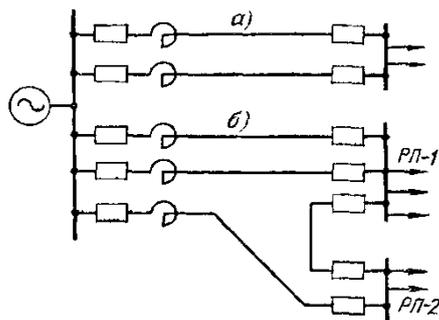


Рис. 7. Схемы питающих сетей: а) радиальная; б) петлевая.

Число РП, присоединенных к питающей сети, может быть и больше двух, причем питание их может осуществляться от разных источников.

В связи с этим появляется возможность построения схем по принципу глубокого секционирования, с применением секционных выключателей как на районной подстанции, так и на РП с АВР (автоматическим вводом резерва). Такая схема изображена на рис. 8. Надо, однако, учитывать, что эти схемы не лишены недостатка: в случае повреждения линии выходит из строя сразу целая группа цехов, что может привести к значительному расстройству работы предприятия. Это заставляет отдавать предпочтение радиальной схеме с выключателями, изображенной на рис. 9.

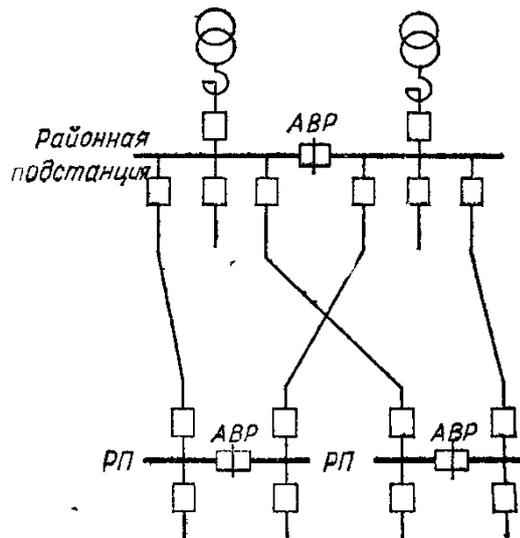


Рис. 8. Схема сети с глубоким секционированием.

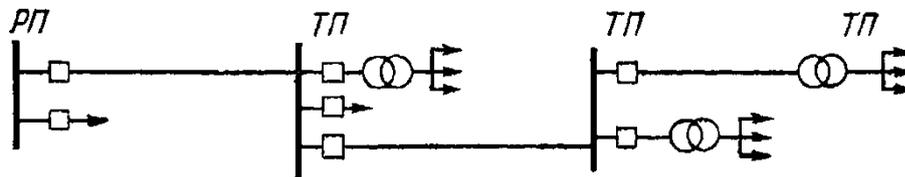


Рис. 9. Схема радиальной сети с выключателями (для промышленного предприятия).

Для предприятий с нагрузками *I и II категорий* применимы схемы с индивидуальным питанием цеховых подстанций от РП, как это изображено на рис. 10. В этом случае повреждение линии какой-либо цеховой подстанции не сказывается на работе остальных подстанций. Надежность схемы можно повысить, поставив резервирующую перемычку, изображенную на схеме штриховой линией. Но это делает недостаток схемы – повышенный расход кабелей – еще ощутимее.

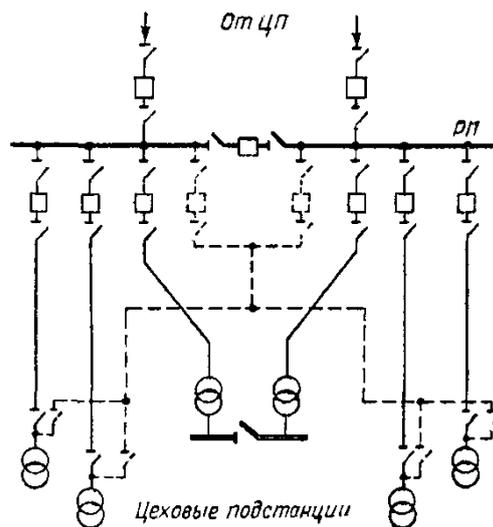


Рис. 10. Схема сети промышленного предприятия с индивидуальным питанием цеховых подстанций.

Более совершенна и, главное, более экономична по затратам кабеля схема со сквозными двойными магистралями, присоединенными к разным источникам питания или к разным секциям РП (рис. 11). В этом случае цеховые подстанции выполняются без сборных шин с двумя трансформаторами каждая, присоединенными к разным магистралям, что создает надежное резервирование.

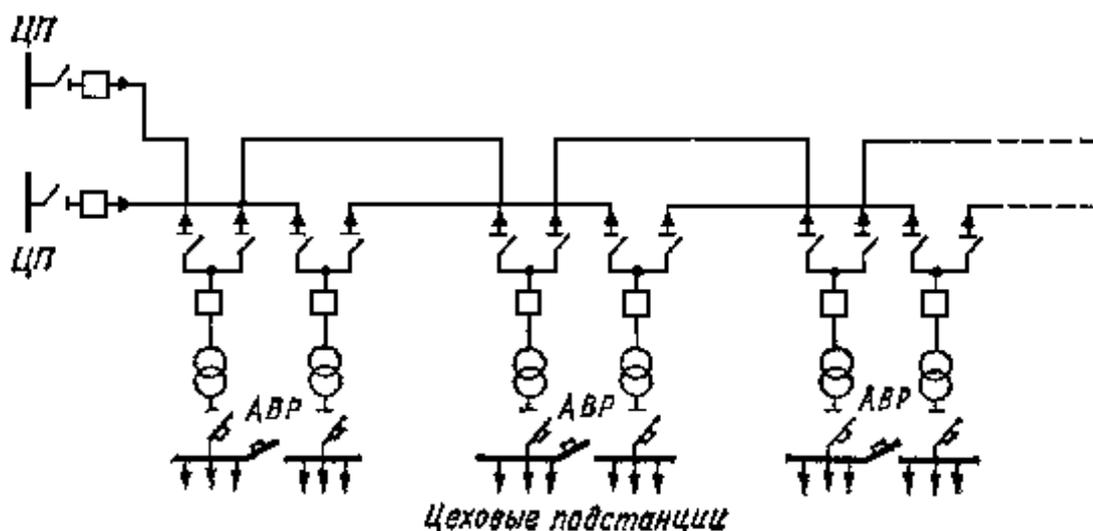


Рис.11. Схема подстанций со сквозными магистралями.

В некоторых случаях подстанции глубокого ввода не удастся разместить вблизи цехов. Тогда в целях экономии кабеля в распределительной сети, а также для упрощения и удешевления схем распределительных устройств РП на предприятиях с большими сосредоточенными нагрузками применяют в сетях напряжением 6–10 кВ шинопроводы, монтируемые по эстакадам и являющиеся как бы продолжением шин РП.

Наш обзор далеко не исчерпывает всех возможных вариантов схем внутреннего электроснабжения промышленных предприятий.

Эти схемы надо разрабатывать для каждого предприятия отдельно, учитывая особенности его технологического процесса, ответственность отдельных приемников и цехов, взаимное их расположение, а также характер источников питания и их расстановку.

Трансформаторные ПС 10 (6) кВ

В промышленных электрических сетях трансформаторные подстанции 10(6) кВ называются цеховыми. Подстанции могут быть отдельно стоящими, пристроенными, встроенными и внутрицеховыми.

Отдельно стоящие подстанции располагаются на территории предприятия на некотором расстоянии от цеха и предназначены для питания одного или нескольких цехов предприятия. Такие подстанции обычно применяются в тех случаях, когда по условиям среды или специфики технологического процесса подстанцию нельзя приблизить к цеху. Например, на некоторых взрывоопасных производствах и химических предприятиях, а также в случаях, когда подстанция применяется для питания нескольких цехов небольшой мощности.

Пристроенные подстанции применяются в тех случаях, когда по состоянию окружающей среды или специфики технологического процесса подстанцию нельзя расположить внутри цеха.

Пристроенные и внутрицеховые подстанции можно максимально приблизить к центру электрических нагрузок. Для таких подстанций обычно применяют комплектные трансформаторные подстанции промышленного типа внутренней установки, которые устанавливаются в цехах открыто с использованием простейших сетчатых ограждений.

Цеховые трансформаторные подстанции предназначены для питания силовых и осветительных электроприемников. Число трансформаторов цеховой ТП зависит от требований надежности питания потребителей. Питание электроприемников первой категории следует предусматривать от двух- и трехтрансформаторных подстанций. Трехтрансформаторные подстанции рекомендуется применять в случаях, когда возможно равномерное распределение подключаемой нагрузки по секциям РУНН подстанции.

Двух- и трехтрансформаторные подстанции рекомендуется также применять для питания электроприемников второй категории. При сосредоточенной нагрузке предпочтение следует отдавать трехтрансформаторным подстанциям. Однотрансформаторные подстанции могут быть

применены для питания электроприемников второй категории, если требуемая степень резервирования потребителей обеспечивается линиями низкого напряжения от другого трансформатора и время смены вышедшего из строя трансформатора не превышает сутки.

При сосредоточенной нагрузке электроприемников второй категории значительной мощности может оказаться целесообразным соорудить цеховую ТП, на которой устанавливается несколько полностью загруженных трансформаторов и один резервный трансформатор, способный заменить любой из трансформаторов группы с помощью трансферной (обходной) системы шин. Использование данной подстанции целесообразно, если число полностью загруженных трансформаторов 6 и более.

Питание отдельно стоящих объектов общезаводского назначения (компрессорных, насосных станций и т. п.) рекомендуется выполнять от двухтрансформаторных подстанций.

Для питания электроприемников третьей категории рекомендуется применять однотрансформаторные подстанции, если перерыв электроснабжения, необходимый для замены поврежденного трансформатора, не превышает сутки. При значительной сосредоточенной нагрузке электроприемников третьей категории вместо двух однотрансформаторных подстанций может быть установлена одна двухтрансформаторная подстанция без устройства АВР с полной загрузкой трансформатора.

Мощность трансформаторов двух- и трехтрансформаторных подстанций определяется таким образом, чтобы при отключении одного трансформатора было обеспечено питание требующих резервирования электроприемников в послеаварийном режиме с учетом перегрузочной способности трансформатора.

Если нагрузка равномерно распределена по площади цеха, то выбор единичной мощности трансформатора при напряжении питающей сети 0,4 кВ определяется следующим образом:

- при плотности нагрузки до $0,2 \text{ (кВА)/м}^2$ — 1000, 1600 кВА;
- при плотности нагрузки $0,2 — 0,5 \text{ (кВА)/м}^2$ — 1600 кВА;
- при плотности нагрузки более $0,5 \text{ (кВА)/м}^2$ — 2500, 1600 кВА.

Для энергоемких производств, при значительном количестве цеховых ТП рекомендуется унифицировать (чтобы мощности отдельных тр-ров были одинаковы) единичные мощности трансформаторов.

Схемы соединения обмоток трансформаторов. Трансформаторы цеховых ТП мощностью 400—2500 кВА выпускаются со схемами соединения обмоток «звезда—звезда» с допустимым током нулевого вывода, равным 25 % номинального тока трансформатора, или со схемой «треугольник—звезда» — 75 % номинального тока трансформатора. По условиям надежности действия защиты от однофазных коротких замыканий в сетях напряжением до 1 кВ и возможности подключения несимметричных нагрузок предпочтительным является трансформатор со схемой соединения обмоток «треугольник—звезда».

Выбор исполнения трансформатора по способу охлаждения обмоток (масляный, сухой, заполненный негорючим жидким диэлектриком) зависит от условий окружающей среды, противопожарных требований, объемно-планировочных решений производственного здания.

Распределительное устройство со стороны высокого напряжения подстанции для КТП промышленного типа выполняется обычно в виде высоковольтного шкафа без сборных шин со встроенными в шкаф коммутационными аппаратами или без них (глухой ввод). Высоковольтный шкаф называется устройством со стороны высшего напряжения подстанции (УВН).

Присоединение цеховых трансформаторных подстанций к линиям напряжением 6... 10 кВ

На цеховых трансформаторных подстанциях напряжением 6...10/0,4 кВ применяются схемы без сборных шин.

При радиальном питании по схеме блока линия - трансформатор обычно применяется глухое присоединение трансформаторов на стороне высшего напряжения.

При питании по магистрали на вводе к трансформатору в большинстве случаев устанавливаются выключатели нагрузки или разъединители.

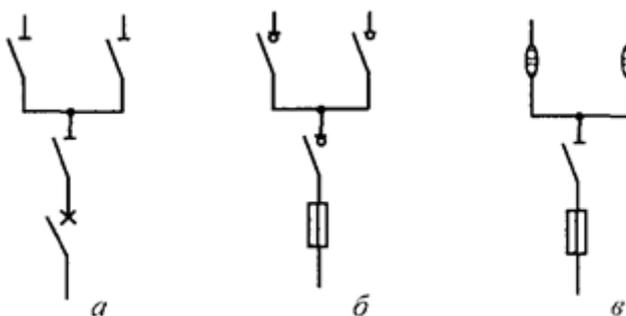


Рис. Схемы УВН цеховых подстанций при магистральной схеме питания ТП:

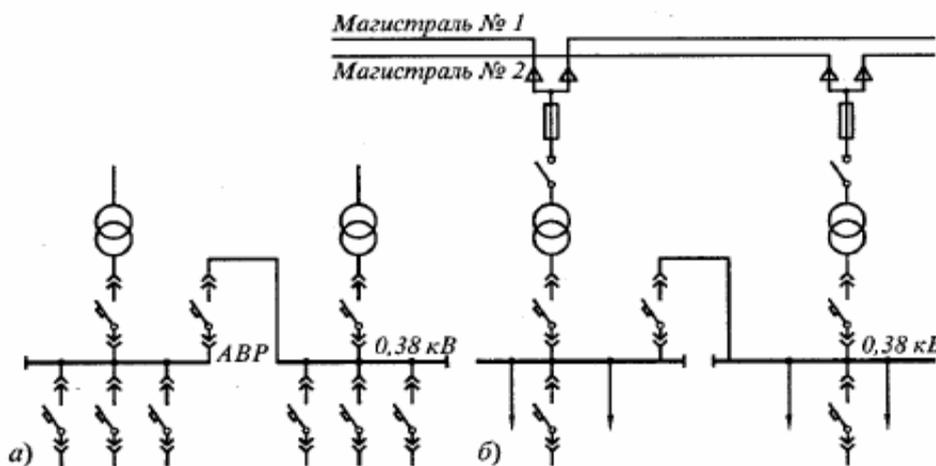
а — с разъединителями на вводе и выводе, разъединителем и выключателем в цепи трансформатора;

б — с выключателями нагрузки на вводе и выводе, выключателем нагрузки и предохранителями в цепи трансформатора;

в — с шинными накладками на вводе и выводе, разъединителем и предохранителями в цепи трансформатора.

Установка отключающего аппарата перед цеховым трансформатором при магистральной схеме питания обязательна. В качестве отключающих аппаратов могут применяться разъединители с предохранителями, выключатели нагрузки, выключатели нагрузки с предохранителями. В последнее время появились УВН с вакуумными выключателями.

Глухое присоединение цехового трансформатора может применяться при радиальной реме питания трансформатора кабельными линиями по схеме блока «линия—трансформатор», за исключением питания от пункта, находящегося в ведении другой эксплуатирующей организации, а также при необходимости установки отключающего аппарата по условиям защиты (см. рис. а). Если же необходимо обеспечить селективное отключение трансформатора при его повреждении или недопустимой перегрузке, то последовательно с выключателем нагрузки или разъединителем устанавливается предохранитель.



Схемы цеховой подстанции без сборных шин напряжением 6... 10 кВ:
а — при радиальном питании; б — при магистральном питании

При магистральном питании ТП на вводе к трансформатору с номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}$ устанавливаются аппараты в следующем порядке по направлению тока:

предохранитель и выключатель нагрузки (при $S_{\text{ном.т}} > 630$ кВА);

разъединитель и предохранитель (при $S_{\text{ном.т}} < 400$ кВА).

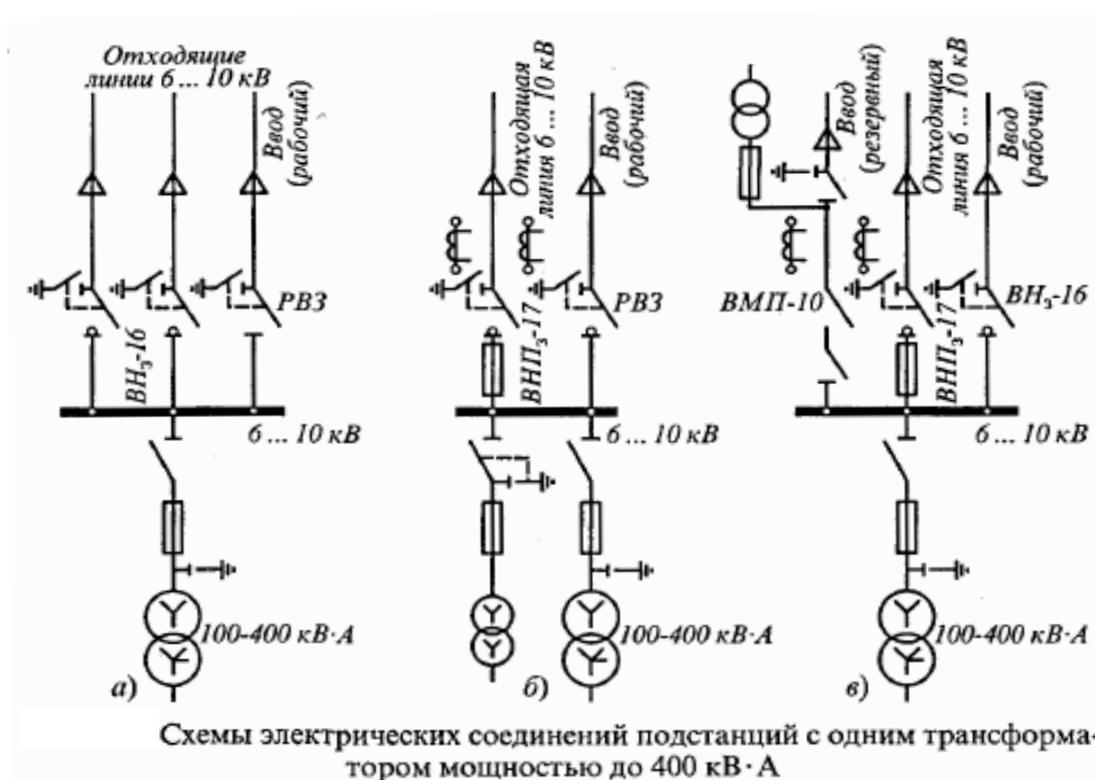
Присоединение трансформаторных подстанции к линиям напряжением 6... 10 кВ для питания городских потребителей

Схемы электрических соединений однотрансформаторных подстанций с трансформатором мощностью до 630 кВА являются наиболее простыми и содержат минимальное число несложных коммутирующих и защитных аппаратов.

На рис. приведены схемы электрических соединений трансформаторных подстанций с трансформаторами мощностью до 400 кВА с кабельным вводом. Выбор схемы подстанции определяется схемой построения распределительной сети напряжением 6...10 кВ. Подстанция, схема которой приведена на рисунке:

а - используется в петлевых схемах;

б, *в*, - при питании от одной радиальной линии, а отходящая радиальная линия питает отдельные потребители.



На следующем рисунке приведены схемы соединений двухтрансформаторных подстанций с трансформаторами мощностью до 630 кВА каждый с кабельными вводами. Подстанция имеет одинарную систему сборных шин, которые секционированы на дне секции с помощью разъединителей.

К каждой секции шин предусматривается присоединение одной-двух линий и по одному трансформатору. На каждой секции шин предусмотрены заземляющие разъединители.

В распределительном устройстве напряжением 6... 10 кВ устанавливаются выключатели нагрузки ВНЗ-16 и ВНПЗ-17 и масляный выключатель ВМП-10 только для резервного ввода.

В схеме а отсутствуют автоматика и измерение.

В схеме б, предусматривается коммерческий учет энергии с установкой измерительных трансформаторов (тока - ТПЛ и напряжения - НТМИ) и приборов учета: амперметра, счетчиков активной и реактивной энергии.

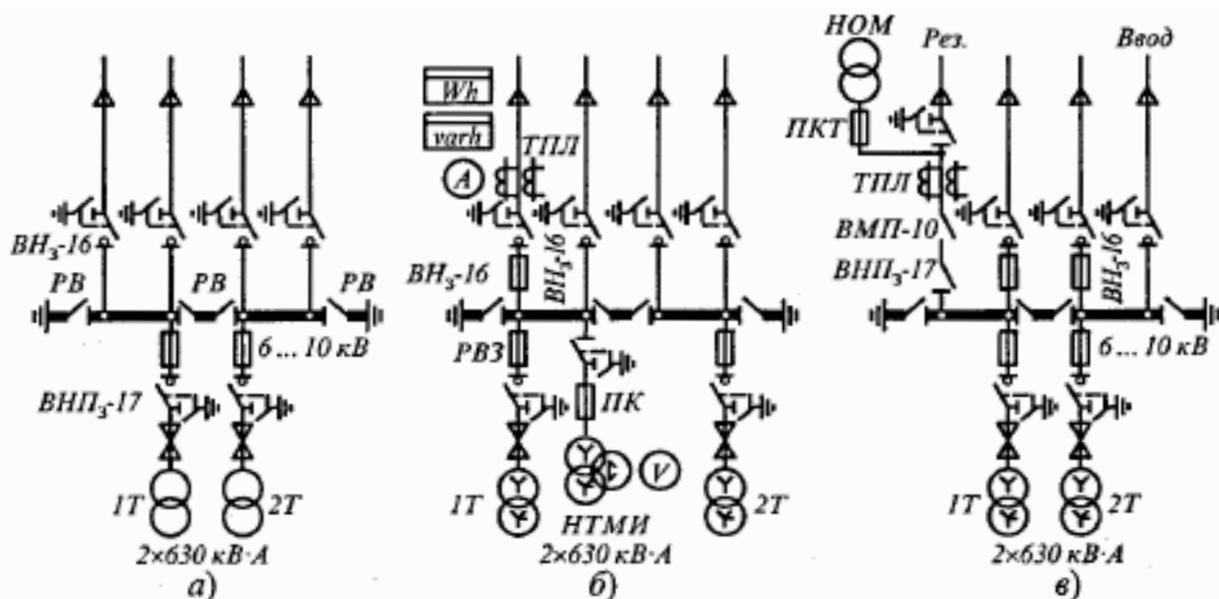
В схеме в, установлен АВР на резервном вводе с выключателем ВМП-10.

Распределительным устройством со стороны низшего напряжения подстанции называется устройство для распределения электроэнергии напряжением до 690 В, состоящее из одного или

нескольких шкафов со встроенными в них аппаратами для коммутации, управления, измерения и защиты.

РУНН двухтрансформаторной подстанции выполняется с одиночной секционированной системой шин с фиксированным подключением каждого трансформатора к своей секции шин через коммутационный аппарат.

В промышленных электрических сетях применяются комплектные трансформаторные подстанции: для внутренней установки — КТП промышленного типа; для наружной установки — КТП промышленного типа в модульном здании, КТП модульного типа; КТП в бетонной оболочке: КТП городского типа и др.



Схемы электрических соединений подстанций с двумя трансформаторами мощностью до 630 кВ·А каждый

Определение центра электрических нагрузок. Выбор места расположения подстанций.

Определение центра электрических нагрузок и обоснование места установки ГПП. При проектировании современных СЭС требуется решать задачи выбора рациональных схем электроснабжения, при этом конфигурация схемы во многом зависит от места расположения источника питания. Правильный выбор места расположения ГПП (ПГВ) обеспечит наилучшие технико-экономические показатели СЭС. Выбор места расположения центров питания для крупных предприятий представляет очень сложную техническую задачу, которую приходится решать с помощью сложных математических методов. Однако для не очень больших предприятий эта задача легко решается без использования сложных методик с помощью построения картограммы нагрузок, определения центра электрических нагрузок и определения эллипса рассеяния электрических нагрузок.

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.

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане площади, ограниченные кругами, которые в выбранном масштабе соответствуют активным расчетным нагрузкам цехов. Центр каждого круга должен совпадать с центром нагрузок цеха. ЦЭН предприятия (цеха) является символическим центром потребления электроэнергии предприятием (цехом). Радиус круга определяется по формуле:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}}$$

где P_i – полная расчетная мощность i -го цеха с учетом компенсации, r_i – радиус круга, m – масштаб для определения площади круга,

На достаточно больших предприятиях (цехах) расчет проводят не только по активной мощности, а еще и по реактивной. Так как питание активных нагрузок осуществляют от собственных электростанции или подстанций или от подстанций и станций энергосистемы. Тогда как центры питания реактивных нагрузок обычно представляет собой конденсаторные батареи (или СТК).

Если считать электрические нагрузки цеха равномерно распределенными по площади цеха (предприятия), то ЦЭН цеха будет совпадать с его геометрическим центром тяжести. Проведя аналогию между массами и электрическими нагрузками определяют координаты ЦЭН предприятия:

$$X = \frac{\sum P_i \cdot X_i}{\sum P_i}, \quad Y = \frac{\sum P_i \cdot Y_i}{\sum P_i},$$

где X_i и Y_i – соответственно абсцисса и ордината приложения отдельных нагрузок i -го цеха в осях координат X и Y .

Пример расчета центра электрических нагрузок для промышленного предприятия. Исходные данные приведены в табл.21.

Так как цех имеет правильную прямоугольную форму, то упрощенно центр энергетических нагрузок определяется путем проведения диагоналей. В том месте, где пересекутся диагонали, там и будет центр электрических нагрузок цеха. Координаты центра энергетических нагрузок цехов занесем в табл.21

Выбираем масштаб $m=300$ кВт/см.

$$\text{Например для 1-го цеха } r_i = \sqrt{\frac{4178.5}{3,14 \cdot 300}} = 2,1 \text{ см.}$$

Таблица 21 Картограмма нагрузок

Номер цеха	Координата X, м	Координата Y, м	P, кВт	r _i , см
1	760	635	4178,5	2,1
2	220	640	2246,25	1,5
3	1170	620	791,87	0,9
4	400	215	4114,69	2,1
5	1240	195	2862,27	1,7
6	1490	490	1123,12	1,1
7	1370	765	245,9	0,5
8	910	200	3417,61	1,9
9	1610	745	312,25	0,6
10	1565	215	33,06	0,2

Строим окружности на картограмме

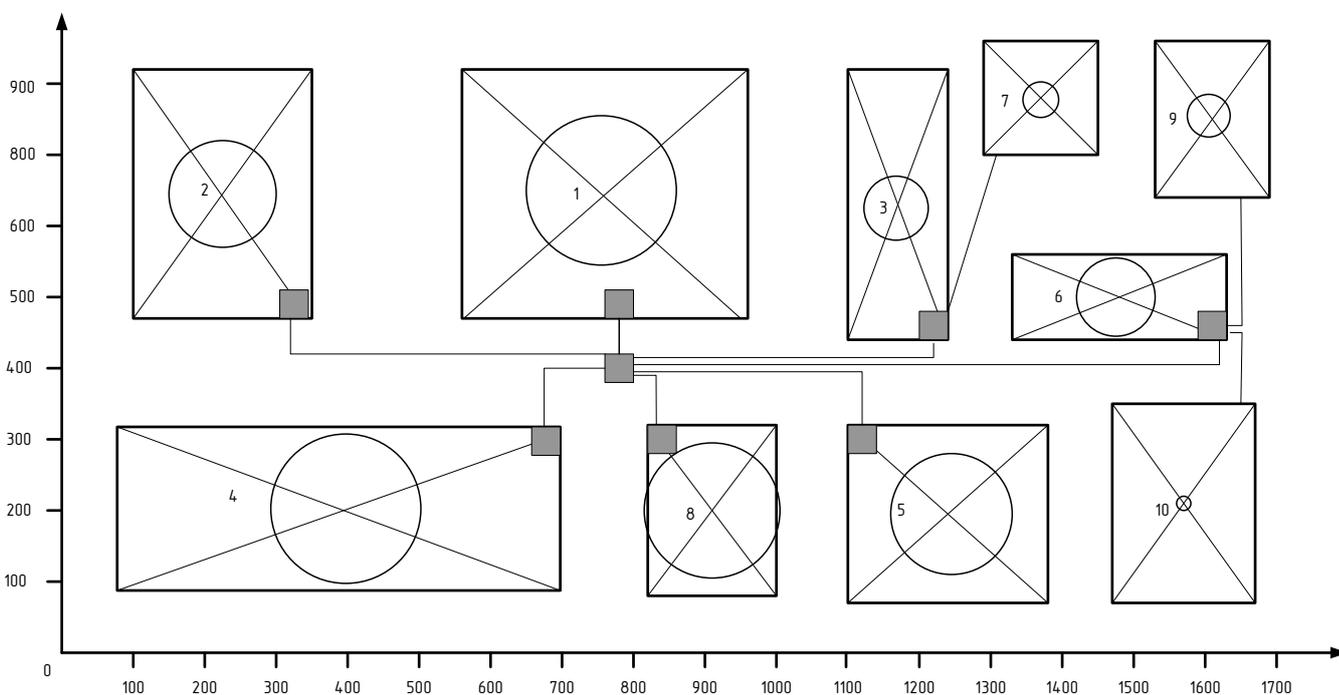


Рис. 29. Расчет нагрузок ГПП

Таблица 22 Находим место расположения ИП

Номер цеха	Координата X, м	Координата Y, м	P, кВт	X _i ·P _i	Y _i ·P _i
1	760	635	4178,5	3175660	2653348
2	220	640	2246,25	494175	1437600
3	1170	620	791,87	926487,9	490959,4
4	400	215	4114,69	1645876	884658,4
5	1240	195	2862,27	3549215	558142,7
6	1490	490	1123,12	1673449	550328,8
7	1370	765	245,9	336883	188113,5
8	910	200	3417,61	3110025	683522
9	1610	745	312,25	502722,5	232626,3
10	1565	215	33,06	51738,9	7107,9
Итого			19325,52	15466232	7686406,35

После расчетов установили, что место расположения ГПП должно быть в точке

$$X = \frac{1546232}{19325.52} = 800 \text{ м}, Y = \frac{7686406.35}{19325.52} = 398 \text{ м.}$$

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.

Выбор трансформаторов главной понижающей подстанции

Главная понижающая подстанция объекта - ГПП выполняется двухтрансформаторной. Мощность трансформаторов определяется активной нагрузкой объекта (предприятия) и реактивной мощностью, передаваемой от системы в период максимума нагрузок. Мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них второй воспринял основную нагрузку подстанции с учетом допускаемой перегрузки в послеаварийном режиме и возможного временного отключения потребителей третьей категории. В соответствии с существующей практикой проектирования мощность трансформаторов на понижающих подстанциях рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах 70% на время максимума. Однако, на время максимума нагрузки в нормальном режиме допускается также перегружать трансформатор в течении 6 часов, но не более 5 суток в год.

Таким образом, выбор трансформаторов ГПП (ПГВ) допускается производить по двум методикам:

- по аварийной перегрузке в послеаварийном режиме;
- по допустимой систематической перегрузке в нормальном режиме, с последующей проверкой трансформаторов в послеаварийном режиме.

Выбор трансформаторов ГПП (ПГВ) при отсутствии графика нагрузки подстанции проводится по формуле:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{p\Sigma}}{N \cdot K_3} \quad (10.2)$$

где N - количество трансформаторов;

K_3 - номинальный коэффициент загрузки трансформатора (для двухтрансформаторных подстанций $K_3 = 0,7$, для однострансформаторных $K_3 = 0,8 - 0,85$).

Полная расчетная мощность определяется по формуле:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{нк}^2} \quad (10.3)$$

где $P_{p\Sigma}$ - суммарная расчетная активная мощность ГПП (ПГВ);

Для снижения потерь мощности в энергосистеме рекомендуется оптимизировать величину передаваемой мощности в энергосистему, величина этой мощности может быть определена по формуле:

$$Q_{omm} = P_{p\Sigma} \cdot tg\varphi \quad (10.4)$$

где $tg\varphi$ - экономический коэффициент реактивной мощности (определяется по приказу №49).

Определяется необходимая мощность компенсирующих устройств

$$Q_{KV} = Q_{p\Sigma} - Q_{omm}$$

Далее выбирается фактическая мощность компенсирующих устройств по справочнику, причем эта мощность должна быть кратной 2, т.к. компенсирующие устройства для исключения несимметрии располагаются на обеих секциях шин. Т.к. точно подобрать фактическую мощность КУ не всегда удается, поэтому определяем некомпенсированную реактивную мощность

$$Q_{нк} = Q_{p\Sigma} - Q_{KVфакт}$$

Выбор трансформатора по систематической перегрузке проводится в следующем порядке:

а) определяется средняя нагрузка по наибольшему зимнему суточному графику нагрузки подстанции:

$$S_c = \frac{\sum \Delta t_i \cdot S_i}{T_n} \quad (10.5)$$

где Δt_i - продолжительность ступени графика нагрузки;

S_i - величина полной нагрузки ступени графика;

n - число ступеней графика нагрузки.

$$T_n = 24 \text{ ч}$$

б) вычисляется величина загрузки эквивалентного графика:

$$K_{31} = \frac{1}{S_c} \sqrt{\frac{\sum \Delta t_j \cdot S_j}{\sum \Delta t_j}} \quad (10.6)$$

где Δt_j - продолжительность ступени графика нагрузки, при $S_j \leq S_c$;

m - количество ступеней графика при котором $S_j \leq S_c$;

в) определяем величину предварительной перегрузки по графику:

$$K_{n1} = \frac{1}{S_c} \sqrt{\frac{\sum_v \Delta t_k \cdot S_k}{\sum_v \Delta t_k}} \quad (10.7)$$

где Δt_k - продолжительность ступени графика нагрузки, при $S_k > S_c$;

v – количество ступеней графика при котором $S_k > S_c$.

г) определяем величину максимума:

$$K_{\max} = \frac{S_{\max}}{S_c} \quad (10.8)$$

где S_{\max} - максимальная нагрузка по графику.

д) определяем продолжительность перегрузки по графику (H') и корректируем эту величину:

$$H = \frac{(K_{n1})^2 \cdot H'}{(0.9 \cdot K_{\max})} \quad (10.9)$$

Если полученная величина меньше 6 часов, то трансформатор может быть выбран по систематической перегрузки.

Для этого по справочным данным определяется допустимая величина перегрузки трансформатора, как функция $K_n = f(K_{s1}, H, t)$, где t – температура окружающего воздуха во время перегрузки.

Мощность трансформатора определяется по формуле:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{с,н}}{N \cdot K_n} \quad (10.10)$$

где $S_{с,н}$ - средняя полная мощность, определенная за интервал времени перегрузки по графику.

После выбора трансформатора по любому из методов, осуществляют проверку трансформатора по условию послеавиной перегрузки:

$$1,4 \cdot S_{ном.т} \geq S_{p\Sigma}$$

Окончательный выбор поводят после технико-экономического сравнения нескольких вариантов.

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:

$$N_{T \min} = \frac{P}{K_3 S_T},$$

где P - среднестатистическая расчетная активная нагрузка цеха;

K_3 - 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.

$$Q_T = \sqrt{(N_{TЭ} K_3 S_T)^2 - P^2}$$

Суммарная мощность БК для данной группы трансформаторов

$$Q_I = Q_H - Q_T,$$

где Q_H - среднестатистическая реактивная нагрузка цеха. Если $Q_I < 0$, 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:

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

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

$K_з$ с учетом компенсации.

Суммарная реактивная нагрузка для всего предприятия определяется из условия баланса реактивной мощности. $Q_{АГК} = \sum_{i=1}^n Q_{pn_j} - Q_{,1}$,

где Q_{pn_j} - реактивная нагрузка на шинах 10 кВ i -того РП; n - количество РП на предприятии; $Q_{,1}$ - 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.

Кабельный туннель — закрытое сооружение (коридор) с расположенными в нем опорными конструкциями для размещения на них кабелей и кабельных муфт, со свободным проходом по всей длине, позволяющим производить прокладку кабелей, ремонты и осмотры кабельных линий.

Кабельный канал — закрытое и заглубленное (частично или полностью) в грунт (пол, перекрытие) непроходное сооружение, предназначенное для размещения в нем кабелей. Укладку, осмотр и ремонт кабелей, возможно, производить лишь при снятом перекрытии.

Кабельный блок — кабельное сооружение с трубами (каналами) для прокладки в них кабелей с относящимися к нему колодцами.

Кабельная камера — подземное сооружение, закрываемое глухой съемной бетонной плитой и предназначенное для укладки кабельных муфт или для протяжки кабелей в блоки. Камера, имеющая люк для входа в нее, называется кабельным колодцем.

Подпитывающий пункт — надземное, наземное или подземное сооружение с подпитывающими аппаратами и оборудованием (баки питания, баки давления, подпитывающие агрегаты и др.).

Подпитывающий агрегат — автоматически действующее устройство, состоящее из баков, насосов, труб, перепускных клапанов, вентилях, щита автоматики и другого оборудования, предназначенного для обеспечения подпитки маслом кабельной линии высокого давления.

КЛ состоит из следующих элементов:

- силового кабеля или кабелей,

- оборудования для соединения и секционирования участков кабеля к шинам распределительных устройств - кабельная арматура,
- аппаратура подпитки маслом или газом (для масло- и газонаполненных КЛ),
- системы охлаждения маслом или водой (в КЛ с принудительным охлаждением).
- оборудования очистки и осушки газа (в линиях с изоляцией сжатым газом).

Конструкции кабелей, используемых в системах электроснабжения городов, отличаются большим разнообразием.

По величине номинального напряжения кабели делятся на кабели низкого напряжения (до 1 кВ), кабели среднего напряжения (6...35 кВ), кабели высокого напряжения (110 кВ и выше).

По роду тока различают кабели переменного и постоянного тока.

Кабели выполняются одножильными, двухжильными, трехжильными, четырехжильными и пятижильными, четырехжильными и пятижильными.

Одножильными выполняются кабели высокого напряжения; двухжильными - кабели постоянного тока; трехжильными – кабели среднего напряжения.

Кабели низкого напряжения выполняются с количеством жил до пяти. Они могут иметь одну, две или три фазных жилы, а также нулевую рабочую жилу и нулевую защитную жилу.

По материалу токопроводящих жил различают кабели с алюминиевыми и медными жилами. В силу дефицита и дороговизны меди наибольшее распространение получили кабели с алюминиевыми жилами. В качестве изоляционного материала используется кабельная бумага, пропитанная маслосиликоновым составом, пластмасса и резина.

Кабели высокого напряжения выполняются маслосиликоновыми или газонаполненными. В этих кабелях бумажная изоляция заполняется маслом или газом под давлением. Защита изоляции от высыхания и попадания воздуха и влаги обеспечивается наложением на изоляцию герметичной оболочки.

Защита кабеля от возможных механических повреждений обеспечивается броней. Для защиты от агрессивности внешней среды служит наружный защитный покров.

Наибольшее распространение имеют кабели напряжением 0,38—220 кВ при их прокладке в земляных траншеях. Как правило, применяются кабели с алюминиевыми жилами, с бумажной пропитанной изоляцией, в свинцовой или алюминиевой оболочке.

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, и Токопроводы напряжением 6...35 кВ применяются для внутривозовского электроснабжения промышленных предприятий с мощными концентрированными нагрузками, например предприятий черной и цветной металлургии и химической промышленности.

Токопроводы применяются также на электростанциях для связи генераторов с трансформаторами и распределительными устройствами. Основным элементом токопровода является жесткая или гибкая шина из алюминия или его сплава.

Конструктивно токопроводы выполняются:

- закрытыми;
- открытыми;
- с жесткими несимметрично расположенными шинами;
- с жесткими симметрично расположенными шинами;
- с гибкими шинами.

В закрытых токопроводах все три фазы или каждая фаза в отдельности помещены в закрытый кожух из алюминия или его сплавов. Закрытые токопроводы применяются, главным образом, на электростанциях в блочной схеме генератор-трансформатор.

Открытые токопроводы применяются в электрических сетях внутривозовского электроснабжения. В открытых токопроводах с жесткой ошиновкой при токах до 2000 А используются плоские шины, при токах более 2000 А - шины швеллерного или другого профиля. В открытых токопроводах с гибкой ошиновкой используется алюминиевый провод большого сечения.

По сравнению с кабелями, прокладываемыми в тоннелях или по эстакадам и галереям, токопроводы имеют ряд преимуществ:

- меньший расход цветного металла (свинца и алюминия, идущего на герметичные оболочки кабеля);
- изоляцией токопроводов является воздух (в кабелях – дорогая бумажно-масляная изоляция);
- перегрузочная способность токопроводов значительно выше, чем кабелей;
- надежность токопроводов выше, чем кабелей.

Диапазоны мощностей и расстояний, при которых экономически целесообразно применение токопроводов, приведены в таблице. При меньших значениях мощностей и расстояний токопроводы не имеют явных преимуществ перед кабельной канализацией.

Таблица

Диапазоны мощностей и расстояний, при которых экономически целесообразно применение токопроводов

Номинальное напряжение, кВ	Мощность, МВА	Расстояние, км
6	15...20	5
10	25...35	5
35	более 35	10

Токопроводы напряжением до 1 кВ называются **шинопроводами** и применяются для внутреннего электроснабжения мощных потребителей, в частности для схем внутрицехового электроснабжения промышленных предприятий. Основным элементом шинопровода является жесткая алюминиевая или медная шина прямоугольного сечения.

По назначению и передаваемой мощности шинопроводы делятся на магистральные ШМА (шинопровод магистральный с алюминиевыми шинами) и распределительные ШРА (шинопровод распределительный с алюминиевыми шинами).

Магистральные шинопроводы выполняются на токи:

1600, 2500 и 4000 А,

Распределительные шинопроводы выполняются на токи:

100, 250, 400 и 630 А.

Шинопроводы на токи до 1000А выполняются из однополосных шин, для больших токов – из двух и более взаимно изолированных прямоугольных шин в одной фазе.

Магистральный шинопровод прокладывается от цеховой подстанции вдоль цеха.

Распределительные шинопроводы подключаются к магистральному по мере необходимости.

Шинопроводы выполняются открытыми и закрытыми. Открытые шинопроводы прокладываются, как правило, по стенам зданий на кронштейнах. Шины крепятся к опорным изоляторам болтовыми соединениями.

Магистральные и распределительные закрытые шинопроводы изготавливаются на заводах в виде комплектных секций: прямых, угловых и ответвительных.

Ответвительные секции комплектуются плавкими предохранителями или автоматическими выключателями. Изготавливаются специальные секции для компенсации температурных напряжений в шинах. Готовые секции поставляются на место сборки. Прокладка шинопроводов выполняется на кронштейнах по стенам, вертикальных стойках, подвесках к потолкам.

Для освещения больших помещений производственных зданий и цехов промышленных предприятий часто применяют осветительные шинопроводы (ШОС)..

Троллейные шинопроводы ШТМ (с медными шинами) предназначены для питания подъемно-транспортных механизмов и переносных инструментов, и имеют особый подвижный контакт.

Электропроводки

С помощью электропроводок осуществляется питание освещения и силовых потребителей небольшой мощности на напряжение до 1 кВ. Электропроводки располагаются внутри жилых, общественных, производственных зданий и сооружений, на наружных их стенах, по территории строительных площадок, сельскохозяйственных строений и других объектов.

Электропроводки выполняются изолированными проводами всех сечений и небронированными кабелями с резиновой и пластмассовой изоляцией с сечением фазных жил до 16 мм².

Изолированные провода и кабели для электропроводок выпускаются с алюминиевыми и медными жилами и выполняются с количеством жил до пяти. Количество жил зависит от типа системы заземления, в которой будут использоваться провода и кабели.

Электропроводки делятся на внутренние и наружные.

Внутренние электропроводки прокладываются внутри зданий и сооружений. Наружной электропроводкой называется электропроводка, проложенная по наружным стенам зданий, сооружений, под навесами и т.п.

Внутренние электропроводки делятся на открытые и скрытые. Открытая электропроводка прокладывается по поверхностям стен и потолков, по различным строительным конструкциям. Для открытых электропроводок используются также специальные лотки, короба и трубы. Скрытая электропроводка выполняется в трубах, заложенных в строительные конструкции, а также непосредственно заделывается в стены и потолки зданий, в частности под штукатурку.

Скрытая проводка может проходить по междуэтажным перекрытиям и в специальных каналах, выполненных в бетонных и кирпичных стенах.

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.

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

$$p(p_i) = p_n^m = c_n^m \kappa_B^m \kappa_0^{n-m};$$

$$p(0) = c_4^0 \kappa_B^0 \kappa_0^4 = (1 - 0,3)^4 = 0,7^4 = 0,2401;$$

$$p(10) = c_4^1 \kappa_B^1 \kappa_0^{4-1} = 4 \kappa_B \kappa_0^3 = 4 \cdot 0,3 (1 - 0,3)^3 = 0,4116;$$

$$p(20) = c_4^2 \kappa_B^2 \kappa_0^{4-2} = 4 \kappa_B^2 \kappa_0^2 = 6 \cdot 0,3^2 (1 - 0,3)^2 = 0,2646;$$

$$p(30) = c_4^3 \kappa_B^3 \kappa_0^{4-3} = 4 \cdot 0,3^3 (1 - 0,3)^1 = 0,0756;$$

$$p(40) = c_4^4 \kappa_B^4 \kappa_0^{4-4} = \kappa_B^4 = 0,3^4 = 0,0081.$$

Проверка:

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

1. Определяем продолжительность каждой возможной нагрузки:

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

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

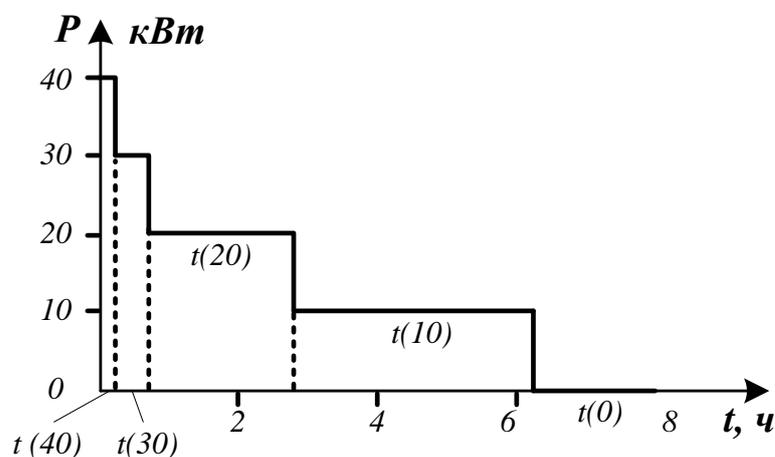
$$t(10) = p(10) T_H = 0,4116 \cdot 8 = 3,293 \text{ ч};$$

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

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

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

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

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

Максимальная мощность

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

6. Определим показатели ГЭН.

Коэффициент использования $K_u = \frac{P_{cp}}{P_{ном}} = \frac{12}{40} = 0,3.$

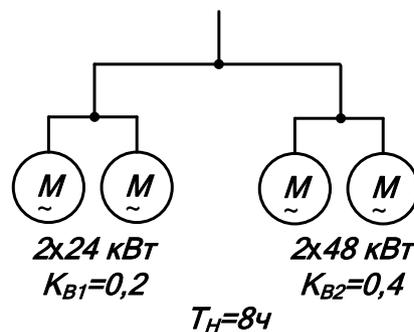
Коэффициент формы $K_\phi = \frac{P_{эф}}{P_{cp}} = \frac{15,1}{12} = 1,26.$

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:

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

$$\begin{aligned}
p(0) &= c_2^0 \kappa_{B1}^0 \kappa_{01}^2 c_2^0 \kappa_{B2}^0 \kappa_{02}^2 = 1 \cdot 0,2^0 \cdot 0,8^2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,6^2 = 0,2304; \\
p(24) &= c_2^1 \kappa_{B1}^1 \kappa_{01}^1 c_2^0 \kappa_{B2}^0 \kappa_{02}^2 = 2 \cdot 0,2 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 0,4^0 \cdot 0,6^2 = 0,1152; \\
p(48) &= c_2^2 \kappa_{B1}^2 \kappa_{01}^0 c_2^0 \kappa_{B2}^0 \kappa_{02}^2 + c_2^0 \kappa_{B1}^0 \kappa_{01}^2 c_2^1 \kappa_{B2}^1 \kappa_{02}^1 = \\
&= 1 \cdot 0,2^2 \cdot 0,8^0 \cdot 1 \cdot 0,4^0 \cdot 0,6^2 + 0,2^0 \cdot 0,8^2 \cdot 2 \cdot 0,4 \cdot 0,6 = 0,3216; \\
p(72) &= c_2^1 \kappa_{B1}^1 \kappa_{01}^1 c_2^1 \kappa_{B2}^1 \kappa_{02}^1 = 2 \cdot 0,2 \cdot 0,8 \cdot 2 \cdot 0,4 \cdot 0,6 = 0,1536; \\
p(96) &= c_2^0 \kappa_{B1}^0 \kappa_{01}^2 c_2^2 \kappa_{B2}^2 \kappa_{02}^0 + c_2^2 \kappa_{B1}^2 \kappa_{01}^0 c_2^1 \kappa_{B2}^1 \kappa_{02}^1 = \\
&= 1 \cdot 0,2^0 \cdot 0,8^2 \cdot 1 \cdot 0,4^2 \cdot 0,6^0 + 1 \cdot 0,2^2 \cdot 0,8^0 \cdot 2 \cdot 0,4 \cdot 0,6 = 0,1216; \\
p(120) &= c_2^1 \kappa_{B1}^1 \kappa_{01}^1 c_2^2 \kappa_{B2}^2 \kappa_{02}^0 = 2 \cdot 0,2 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 0,4^2 \cdot 0,6^0 = 0,0512; \\
p(144) &= c_2^2 \kappa_{B1}^2 \kappa_{01}^0 c_2^2 \kappa_{B2}^2 \kappa_{02}^2 = 1 \cdot 0,2^2 \cdot 0,8^0 \cdot 1 \cdot 0,4^2 \cdot 0,6^0 = 0,0064.
\end{aligned}$$

4. Рассчитаем продолжительность протекания возможной нагрузки узла:

$$\begin{aligned}
t(P_i) &= p(P_i) T_H; \\
t(0) &= 0,2304 \cdot 8 = 1,8432 \text{ ч}; \\
t(24) &= 0,1152 \cdot 8 = 0,9216 \text{ ч}; \\
t(48) &= 0,3216 \cdot 8 = 2,5728 \text{ ч}; \\
t(72) &= 0,1536 \cdot 8 = 1,2288 \text{ ч}; \\
t(96) &= 0,1216 \cdot 8 = 0,9728 \text{ ч}; \\
t(120) &= 0,0512 \cdot 8 = 0,4096 \text{ ч}; \\
t(144) &= 0,0064 \cdot 8 = 0,0512 \text{ ч}.
\end{aligned}$$

5. Строим упорядоченную диаграмму

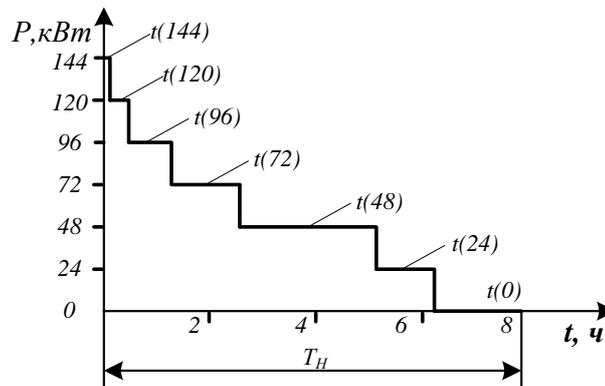


Рис. 36

6. Определяем среднюю и максимальную мощности.

$$\begin{aligned}
P_{cp} &= \frac{1}{T} \sum P_i t_i = \frac{1}{8} (144 \cdot 0,0512 + 120 \cdot 0,4096 + 96 \cdot 0,9728 + \\
&+ 72 \cdot 1,2288 + 48 \cdot 2,5728 + 24 \cdot 0,9216 + 0 \cdot 1,8432) = 48 \text{ кВт};
\end{aligned}$$

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

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.

В настоящее время существует несколько методов расчета трехфазных электрических нагрузок. Рассмотрим их достоинства и недостатки.

1) Метод коэффициента спроса.

Для определения расчетных нагрузок по этому методу необходимо знать установленную мощность группы приемников и коэффициенты мощности и спроса для группы электроприемников, определяемые по справочным материалам.

Расчетную нагрузку узла системы электроснабжения, содержащего группы приемников электроэнергии с различными режимами работы, определяют с учетом разновременности максимумов нагрузки отдельных групп электроснабжения не должна быть меньше его средней нагрузки.

Определение расчетной силовой нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса является приближенным методом расчета, поэтому его применение рекомендуют для предварительных расчетов и определения общецеховых нагрузок.

Ввиду того, что погрешность расчета в некоторых случаях достигает 50% в настоящее время эту методику применять не рекомендуется.

2) Статистический метод расчета нагрузок.

По этому методу расчетную нагрузку группы приемников определяют двумя интегральными показателями: средней нагрузкой и среднеквадратическим отклонением.

Статистический метод позволяет определять расчетную нагрузку с любой принятой вероятностью ее появления. Применение этого метода целесообразно для определения нагрузок по отдельным группам и узлам приемников электроэнергии напряжением до 1 кВ. Его реализация возможна на основе реальных графиков.

К недостаткам метода следует отнести необходимость иметь актуальную для данного производства базу данных описывающую нагрузки за длительный период времени.

3) Метод упорядоченных диаграмм.

По этому методу расчетную активную нагрузку приемников электроэнергии на всех ступенях питающих и распределительных сетей (включая трансформаторы и преобразователи) определяют по средней мощности и коэффициенту максимума из выражения.

Расчет ведется в два этапа. Первый этап – для выбора цеховых ТП и шин магистральных шинопроводов. Второй этап – для выбора элементов низковольтной распределительной сети.

В методе упорядоченных диаграмм принята допустимая для инженерных расчетов погрешность, равная 10%. Однако на практике применение этого метода обуславливает погрешность 20-40 %, и поэтому применение его требует тщательного анализа исходных данных и результатов расчета.

Подробно рассматривается метод коэффициента расчетной нагрузки.

4) 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%).

Как можно видеть все методы обладают своими достоинствами и недостатками поэтому, обратившись к "Указаниям по определению электрических нагрузок в промышленных установках" обратим внимание на то, что основным методом определения расчетной нагрузки является метод, использующий коэффициент расчетной нагрузки.

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.

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

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

$K_{и}$ - 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

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

Или точной формуле:

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

Если $N_{э}$ больше фактического кол-ва эл. приемников, то $N_{э}$ равно фактическому кол-ву электроприемников.

5) Средневзвешенный коэффициент использования характерной категории.

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

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

В тех случаях, когда значение $K_{и}$ находится между двумя значениями таблицы, то производим выбор, интерполируя $K_{и}$ и $N_{э}$.

Для высоковольтных ЭП и проводников с напряжением больше 1кВ и для шин 6-10кВ $K_p = 1$.

7) Расчетная активная нагрузка характерной категории.

$$P_p = K_p \cdot P_{ср}; \quad (7)$$

Где K_p - определен в шаге 6 алгоритма.

8) Расчетная реактивная мощность характерной категории.

Для низковольтной сети

$$Q_p = K_p \cdot Q_{ср}; \quad (8)$$

Для выбора магистральных шинопроводов и на шинах цеховых трансформаторных подстанций

$$Q_p = 1.1 \cdot Q_{ср}; \quad \text{при } N_{э} \leq 10 \quad (9)$$

$$Q_p = Q_{ср}; \quad \text{при } N_{э} > 10 \quad (10)$$

9) Полная расчетная мощность силовой нагрузки

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

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					
		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 удается 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.

Алгоритм расчета 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.

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:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$P_{cp.c} = \sum Ku \cdot P_{ca} \cdot p(ca)_a + \sum Ku \cdot P_{bc} \cdot p(bc)_c + \sum Ku \cdot P_{co} \quad (27)$$

$$Q_{cp.a} = \sum Ku \cdot P_{ab} \cdot q(ab)_a + \sum Ku \cdot P_{ca} \cdot q(ca)_a + \sum Ku \cdot P_{ao} \quad (28)$$

$$Q_{cp.b} = \sum Ku \cdot P_{ab} \cdot q(ab)_b + \sum Ku \cdot P_{bc} \cdot q(bc)_b + \sum Ku \cdot P_{bo} \quad (29)$$

$$Q_{cp.c} = \sum Ku \cdot P_{ca} \cdot q(ca)_a + \sum Ku \cdot P_{bc} \cdot q(bc)_c + \sum Ku \cdot P_{co} \quad (30)$$

Где $p(ab)_a$, $q(ab)_a$, и.т.д. являются коэффициентами приведения которые берем из таблицы 2.21 в зависимости от $\cos \varphi$. В тех случаях, когда $\cos \varphi$ лежит между значениями указанными в таблице, находим его интерполяцией.

$$5) \text{ Находим полную среднюю мощность } S_{cp,max} = \sqrt{P_{cp,i}^2 + Q_{cp,i}^2} \quad (31)$$

Где i – фаза (a,b или c).

По полной мощности находим наиболее загруженную фазу

$$6) \text{ Находим средневзвешенный коэффициент использования } Ku.a = P_{cp.a}/Pa.nom \sum = P_{cp.a}/(P_{ab} + P_{ca})/2 + P_{ao} \quad (32)$$

$$Ku.b = P_{cp.b}/Pb.nom \sum = P_{cp.b}/(P_{ba} + P_{bc})/2 + P_{bo} \quad (33)$$

$$Ku.c = P_{cp.c}/Pc.nom \sum = P_{cp.c}/(P_{ca} + P_{bc})/2 + P_{co} \quad (34)$$

$$7) \text{ Находим эффективное число электроприемников } N_9 = \frac{2 \sum P_{ном}}{3 \cdot P_{ном,max}} \quad (35)$$

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_r 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_r и P_r .

Если неравномерность нагрузки $H \leq 15\%$

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

Если $N_9 \leq 10$

$$Q_r = K_r \cdot Q_{cp,max} \quad (38)$$

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

Если $N_9 > 10$

$$Q_r = 1,1 \cdot K_r \cdot Q_{cp,max} \quad (39)$$

Если неравномерность нагрузки $H > 15\%$

$$P_r = 3 \cdot K_r \cdot P_{cp,max} \quad (40)$$

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

Если $N_9 \leq 10$

$$Q_r = K_r \cdot Q_{cp,max} \quad (41)$$

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

Если $N_9 > 10$

$$P_r = 3 \cdot K_r \cdot P_{cp,max} \quad (42)$$

$$12) \text{ Полная мощность } S_p = \sqrt{P_r^2 + Q_r^2} \quad (43)$$

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.

Алгоритм расчета сварочных электрических нагрузок.

Исходными данными для расчета являются: являются номинальная мощность установки, количество установок, коэффициент использования, продолжительность включения, разбивка по парам фаз. Алгоритм разработан в соответствии с методиками изложенными в следующих источниках: /13, с.64/ и /7/.

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:

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

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

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

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 $N < 15\%$

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

При $N > 15\%$

Для каждой из фаз:

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

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

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

Алгоритм расчета осветительной нагрузки.

Алгоритмы расчета строим на основании методик изложенных в /8, с. 260–268/.

Расчет осветительной нагрузки по первому этапу (выбор КТП и магистрального шинопровода) осуществляется следующим образом:

1) Находим номинальную активную мощность нагрузки исходя их удельной плотности нагрузки (редактируемый справочник) и площади цеха.

$$P_{ном} = \alpha \cdot F \quad (57)$$

Где α - удельная плотность нагрузки, Вт/м

F - площадь цеха, M^2 .

2) Находим среднюю активную и реактивную мощности исходя из коэффициентов использования и мощности.

$$P_{cp} = P_p = K_u \cdot P_{ном} \quad (58)$$

$$Q_{cp} = Q_p = P_{cp} \cdot tg\phi \quad (59)$$

Расчет осветительной нагрузки по второму этапу осуществляется следующим образом:

1) Пользователь самостоятельно находит число и мощность светильников в цехе, а так же их справочные данные и вносит эти данные в САПР.

2) Находится установленная мощность ламп.

$$P_{уст} = N \cdot P_{ном.л} \quad (60) \quad \text{Где } N$$

- количество ламп.

$P_{ном.л}$ - номинальная мощность одной лампы.

3) рассчитываются осветительные нагрузки цеха

$$P_{po} = P_{уст} \cdot K_u \cdot K_{пра} \quad (61)$$

$$Q_{po} = P_{cp} \cdot tg\phi \quad (62)$$

Где $P_{уст}$ - установленная мощность ламп;

K_u - коэффициент использования;

$K_{пра}$ - коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре.

Пример 1

По условиям задачи заданы следующие данные:

Электроприемники включенные на фазное напряжение:

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

Электроприемники включенные на линейное напряжение:

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

Расчеты ведем в соответствии с алгоритмом, приведенным выше.

Решение:

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

Для электроприемников, включенных на фазное напряжение,

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

Для электроприемников, включенных на линейное напряжение

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

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

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

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

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

- 2) Распределяем нагрузку по фазам или парам фаз

По фазам

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

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

По парам фаз

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

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

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

- 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:

$$S_{cpA} = 52,55 \text{ кВА}$$

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

$$S_{cpC} = 56,39 \text{ кВА}$$

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:

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

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

$$S_p = 83,3 \text{ кВА}$$

Пример 2

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:

$$S_{cp} = K_3 \cdot ПВ \cdot S_{ном}$$

$$S_{cp1} = 1 \cdot 0,02 \cdot 100 = 3 \text{ кВА}$$

$$S_{cp2} = 1 \cdot 0,05 \cdot 100 = 5 \text{ кВА}$$

$$S_{cp3} = 1 \cdot 0,05 \cdot 100 = 3,75 \text{ кВА}$$

$$S_{cp4} = 1 \cdot 0,03 \cdot 100 = 1,2 \text{ кВА}$$

3) Определяем среднюю мощность по парам фаз:

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

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

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

4) Определяем неравномерность загрузки

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

5) Определяем среднюю мощность, приведенную к трехфазному эквиваленту:

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

6) Находим среднеквадратичную мощность каждой машины:

$$S_{sk.1} = 1 \cdot \sqrt{0,02 \cdot 150} = 21,21 \text{ кВА}$$

$$S_{sk.2} = 1 \cdot \sqrt{0,05 \cdot 100} = 22,36 \text{ кВА}$$

$$S_{sk.3} = 1 \cdot \sqrt{0,05 \cdot 75} = 16,77 \text{ кВА}$$

$$S_{sk.4} = 1 \cdot \sqrt{0,03 \cdot 40} = 6,92 \text{ кВА}$$

7) Определяем среднеквадратичную мощность наиболее загруженной пары фаз:

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

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

$$S_{p\Sigma} = 3 \cdot 54,3 = 162,9 \text{ кВА}$$

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/м².

Площадь цеха равна 3837 м².

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

$$Q_{po} = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_0 = 39,5 \cdot 0,33 = 13,0 \text{ квар.}$$

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;

$h_{п} = H - h_c$ – высотой светильника над полом;

h_p – высотой расчетной поверхности над полом;

$h = h_{п} - h_p$ – 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/ГО3. 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:

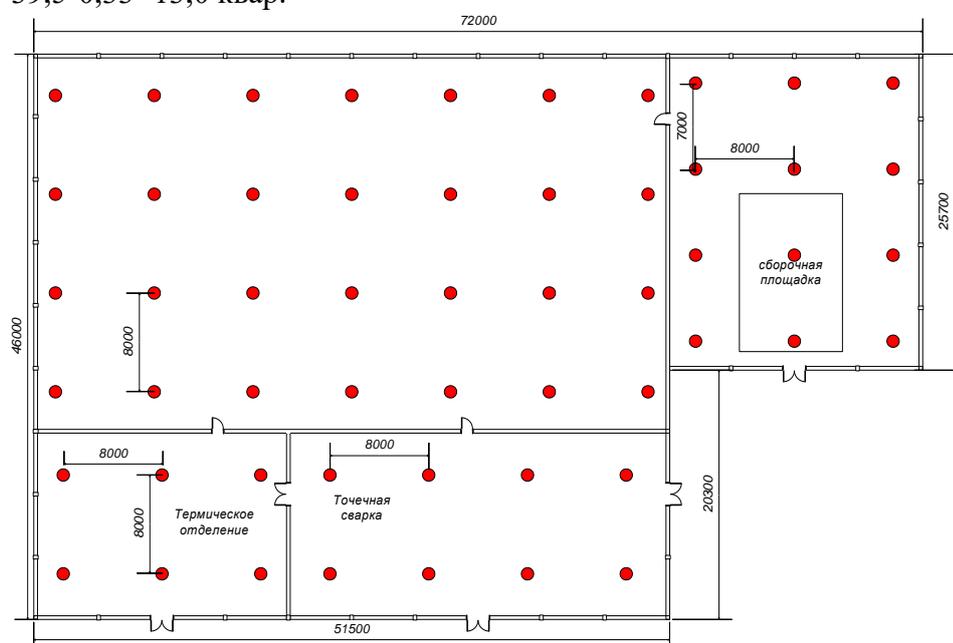
$$P_{\text{уст}} = N \cdot P_{\text{ном л}},$$

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

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

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

$$Q_{\text{ро}} = P_{\text{ро}} \cdot \text{tg}\varphi_0 = 39,5 \cdot 0,33 = 13,0 \text{ квар.}$$



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:

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

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:

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

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:

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

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

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

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:

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

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.

$$\text{Для одного двигателя: } Q_{СД\text{I}} = \alpha \sqrt{P_{СД\ном}^2 + Q_{СД\ном}^2},$$

где $\alpha=0,5$ по номограмме [9], тогда $Q_{СД\text{I}} = 0,5 \sqrt{5^2 + 2,5^2} = 2,795 \text{ Мвар}$.

$$\text{Для первой группы СД: } Q_{СД\text{I}} = 5 \cdot 2,795 = 13,975 \text{ Мвар}$$

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:

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

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

$$Q_{СД,\Sigma} = Q_{СД\text{I}} + Q_{СД\text{II}} = 13,975 + 1,05 = 15,025 \text{ Мвар}$$

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 балансовый 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

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

РП-3

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

РП-4

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

КТП

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

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 балансового расчета

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

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

$$Q_{неск \Sigma} = Q_{ГПП} - Q_{РП-1} + \Delta Q_{Т ГПП} = 30,445 + 813,075 = 51,52 \text{ Мвар}$$

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:

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

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

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

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

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 простым 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:

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

$$G_y = \sqrt{\sum_{k=1}^{24} (Q_y - Y_k) / 24} = \sqrt{38262 / 24} = 9.50$$

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

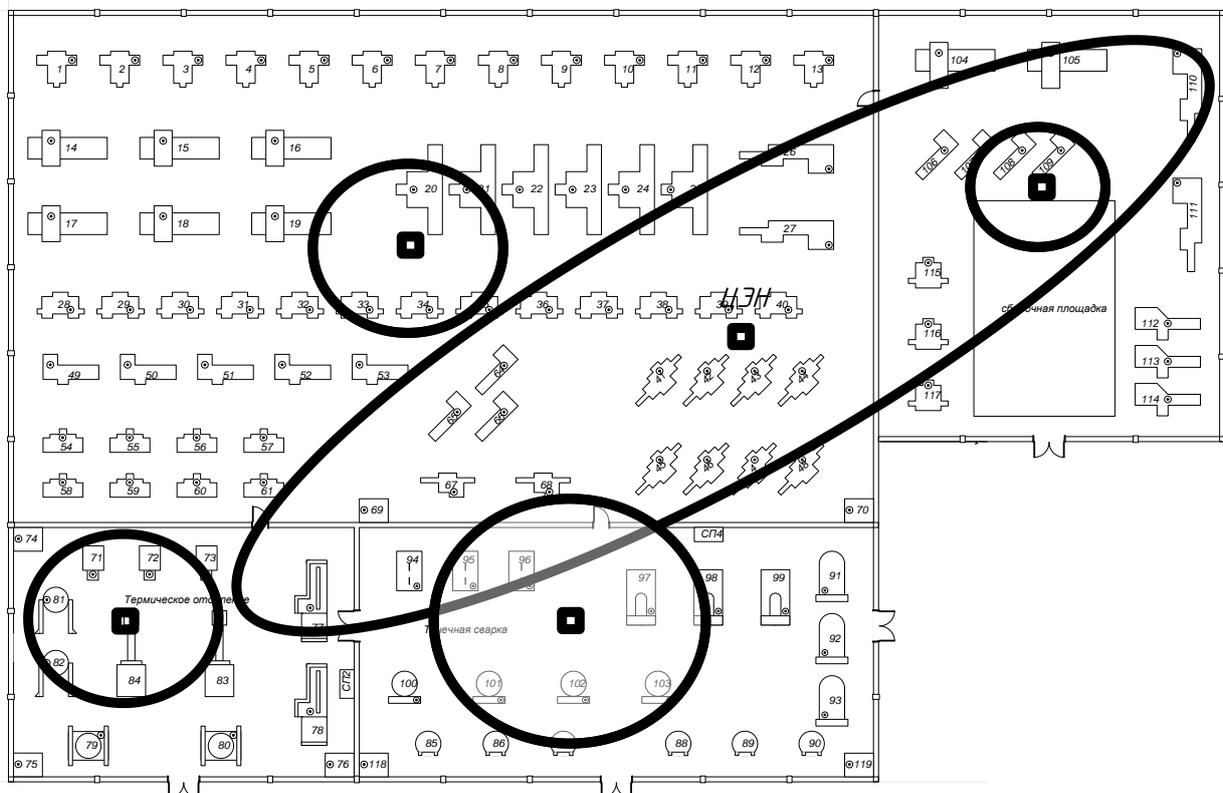


Рис. Картограмма нагрузок и эллипс зоны рассеяния ЦЭН

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 $S_{ц} = 3000 \text{ м}^2$.

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 $U_{н10} = 700 \text{ руб}; U_{н0,38} = 250 \text{ руб}$.

$P_p = 509 \text{ кВт}$.

$Q_p = 344,5 \text{ квар}$.

$S_p = 621,3 \text{ кВА}$.

Потребители II и III категорий.

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

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

Расчетная мощность цеха с учетом осветительной нагрузки

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

где $P_{р0} = P_0 \cdot S_{ц} = 0,02 \cdot 3000 = 60 \text{ кВт}$

Рассмотрим варианты установки одного и двух трансформаторов на ПС

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

где $K_3 = 0,75$.

Выбираем трансформатор $S_{ном} = 1000 \text{ кВА}$

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

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).

$$Q_{нк\sum} = Q_{нк1} + Q_{нк2}$$

$$Q_{нк1} = Q_{рц} - Q_T$$

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

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от параметров

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

K_{p1} -Таб.4.6 /2/; $K_{p1} = 9$

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

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

$Q_{нк1}$ - 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./8/
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

$$Q_{неск} = Q_{Т1} - Q_{нк\phi} + \Delta Q_{Т},$$

где $\Delta Q_{Т}$ - потери в трансформаторе с учетом загрузки = 41 квар

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

$$Q_{вбк} = Q_{неск} - Q_{\text{э}}$$

где $Q_{\text{э}} = P_{рц} \cdot \text{tg}\phi = 569 \cdot 0,3 = 170,7$

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

Выбираем КС2-10,5-50 по /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

$$З_{бк} = K_{у10} \cdot Q_{вбк} + K_{у0,38} \cdot Q_{нбк} = 6 \cdot 50 + 12 \cdot 300 = 3900 \text{ руб}$$

для двух трансформаторов

$$З_{бк} = K_{у10} \cdot Q_{вбк} + K_{у0,38} \cdot Q_{нбк} = 6 \cdot 0 + 12 \cdot 300 = 3600 \text{ руб.}$$

Определим суммарные приведенные затраты по выражению

$$З = E \cdot (K_{тр} + K_{бк}) + C = E \cdot K_{ТП} + K_{ву_{нбк}} + E \cdot K_{у0,38} \cdot Q_{нбк} + K_{ву_{вбк}} + \\ + E \cdot K_{у10} \cdot Q_{вбк} + C_0 \cdot \Delta R_{тр} + P_{у_{нбк}} \cdot C_0 \cdot Q_{нбк} + P_{у_{вбк}} \cdot C_0 \cdot Q_{вбк}$$

где: E – норма дисконтирования

$K_{ТП}$ – стоимость трансформаторной подстанции

C – стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах и БК

$$\Delta R_{тр} = \Delta R_x + K_z^2 \cdot \Delta R_k$$

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 (комплексное задание)

1. Определение расчетной нагрузки

Расчётная нагрузка на шинах низшего напряжения ТП-1 равна:

активная $P_p = 851$ кВт;

реактивная $Q_p = 722$ квар;

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

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

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;

$Q_p = 722$ квар.

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

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

где $tg\phi = \frac{Q_p}{P_p} = \frac{722}{851} = 0,85$ – 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: $Q = Q_p - Q'_{кв} = 722 - 450 = 272$ квар.

Потери активной мощности в компенсирующих устройствах:

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

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

Таким образом, величину $\Delta P_{кв}$ 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. 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 отдельной 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. нагр. 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:

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

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

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 $Q_{\text{кв}}=230$ 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:

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

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

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

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

Потери активной мощности в конденсаторах ввиду их малости не учитываем.

Некомпенсированная реактивная мощность на шинах РУ-1 составит:

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

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 электроэнергии, № цеха	Длина линии, км	Расчётная мощность		$\cos\varphi/\text{tg}\varphi$	Потребл. мощн. комп. устр., $Q_{\text{кв}}$, 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	0,89 0,49	230	-	695	1588	145
	Л-2	РУ-1 ГПП	5,6,9,14,15	0,23	2893	2047	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	0,91 0,45	113	-	425	1035	99,5
	Л-4	РУ-2 ГПП	10,11,21,22,13	0,08	5623	3059	0,88 0,54	1181	2x500	2059	5988	576
	Л-5	ТП-6 РУ-3	16, 20	0,02	2217	989	0,91 0,45	266	-	989	2333	215
	Л-6	РУ-3 ГПП	16, 20	0,35	6156	3234	0,87 0,52	1170	2x500	2234	6550	630
	Л-7	ТП-1 ТП-2	1, 2, 3, 4	0,29	162	379	0,92 0,44	95	-	379	942	91
	Л-8	ТП-2 ГПП	1, 2, 3, 4, 7, 8	0,27	2713	1249	0,91 0,46	352	1x500	749	2814	270
	Л-9	РУ-2 ТП-5	17, 24, 25, осв.	0,28	2759	1194	0,92 0,43	246	-	1194	3006	288
	Л-10	ТП-5 ТП-8	24, 25, освещ.	0,29	1492	632	0,92 0,42	134	-	632	1621	156
	Л-11	РУ-3 ТП-7	19, 23, 26	0,38	2364	1064	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:

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

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:

$$I_p \leq I'_{\text{доп}}; \quad I_{\text{max}p} \leq 1,3 I'_{\text{доп}}; \quad I'_{\text{доп}} = k \cdot I_{\text{доп}} = 0,8 \cdot 600 = 480 \text{ А}$$

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:

$$I_p \leq I'_{дон} 288 \leq 480A;$$

$$1,3I'_{дон} \geq I_{мапраа} 576 \leq 624A;$$

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

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. ($\Delta U_{доп}=5\%$) и аварийном ($\Delta U_{доп}=10\%$) режимах работы проверяется сечение $S_H=2 \times 150 \text{ мм}^2$.

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

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

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

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

Выбор сечения кабеля по условиям экономической целесообразности

Для нахождения $S_{эц}$ намечается несколько стандартных сечений кабеля: 2×150 ; 2×185 ; $2 \times 240 \text{ мм}^2$ и т.д. сводим в табл. 5.

Таблица 5.

№ п/п	$S_T, \text{мм}^2$	Кз	$Kз^2$	$\Delta P_{п}, \text{кВт/км}$	q, т/км	C, т.руб/км	$\varphi_{л}, \text{км}$	L, км	$C_0, \text{р/кВтч}$	T, 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	$S_T, \text{мм}^2$	$\Delta P_q, \text{кВт}$	$\Delta \partial_a, \text{тыс.кВтч/год}$	Сп, тыс.руб/год	Са, тыс.руб/год	Сэ, тыс.руб/год	Кл, тыс.руб	0,125Кл, тыс.руб	Зл, тыс.руб	Ср 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:

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

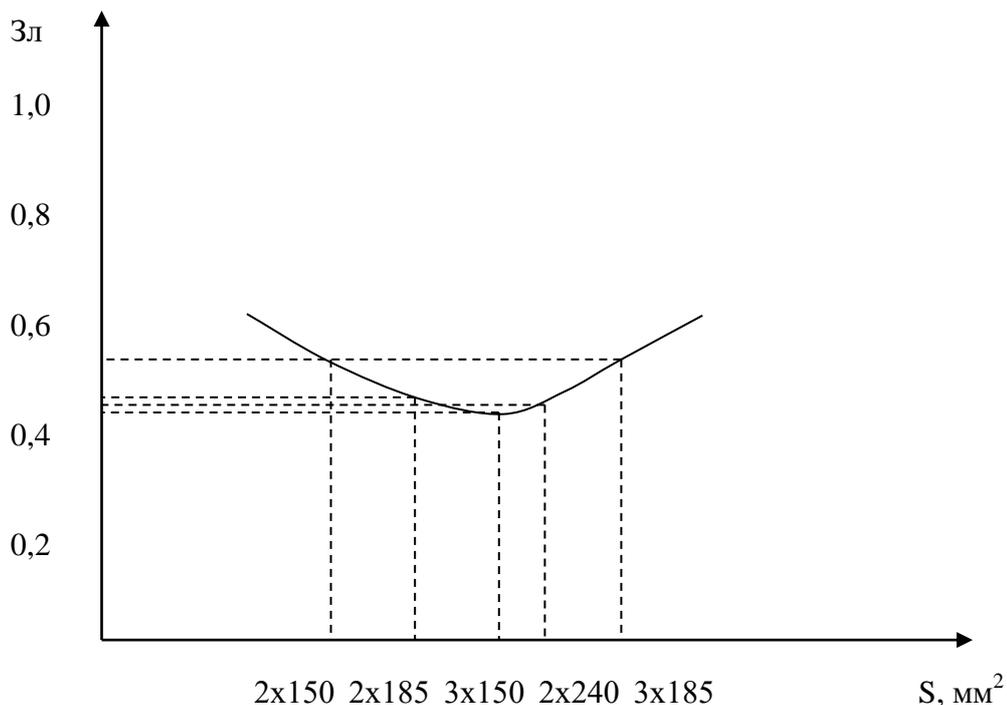
$$S_1=2 \times 185 \text{ мм}^2; \quad 3_1=0,53 \text{ т.руб./год}; \quad \Delta 3_1=-0,03; \quad \Delta S_1=80;$$

$$S_2=3 \times 150 \text{ мм}^2; \quad 3_2=0,50 \text{ т.руб./год}; \quad \Delta 3_2=0,01; \quad \Delta S_2=30;$$

$$S_3=2 \times 240 \text{ мм}^2; \quad 3_3=0,51 \text{ т.руб./год}; \quad \Delta 3'_1=110.$$

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

Принимаем ближайшее меньшее $S_{эц}=2 \times 185 \text{ мм}^2$.



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 , А	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 кааб. выбр. по усл. доп. нагрева, мм ²	Сечение выбр. по мех. проч., мм ²	Сеч. выбр. по потр. нагр., мм ²	Эконом. цел. сечения, мм ²	Марка и сечение окон. выбр. кабеля, мм ²
			в норм. р. $I'_{доп}$, А	в авар. р. $1,3I'_{доп}$, А					
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:

$$K_{звн} = \frac{S_{pвн.}}{S_{HT}} = \frac{9320}{16000} = 0,58; K_{зсн} = \frac{S_{pсн.}}{S_{HT}} = \frac{5592}{16000} = 0,35; K_{знн} = \frac{S_{pнн.}}{S_{HT}} = \frac{3728}{16000} = 0,23$$

Потребление мощности охлад. установки принимаем = 12 кВт.

Приведенные потери холостого хода:

$$\Delta P_{xx} = \Delta P_{xx} + \kappa_{ин} \cdot \frac{I_{xx} \% \cdot S_{HT}}{100}; \quad \Delta P'_{xx} = 32 + 0,08 \cdot \frac{1,05 \cdot 16000}{100} = 45 \text{ кВт}$$

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

$$U_{квн} = \frac{U_{кзвнсн} + U_{кзвннн} - U_{кзсннн}}{2}; \quad U_{квн} = \frac{10,5 + 17 - 6}{2} = 10,75\%;$$

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

Приведенные потери к.з. определяются:

$$\Delta P'_{кзвн} = \Delta P_{кзвн} + \kappa_{ин} \cdot \frac{U_{квн} \% \cdot S_{HT}}{100}; \quad \Delta P'_{кзвн} = 42 + 0,08 \cdot \frac{1,75 \cdot 16000}{100} = 180 \text{ кВт}$$

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

Приведенные потери мощности в одном трехобмоточном трансформаторе:

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

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

Потери мощности в двух трансформаторах ГПП:

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

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

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

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

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

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

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

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

ТП-4 (цех №18); Pp=1920 кВт; Qp=1440 квар; Sp=2400 кВА. Намечаем к установке 2 тр-ра по 1600 кВА каждый с коэффициентом загрузки: $K_3 = \frac{2400}{2 \cdot 16000} = 0,75$; $K_{зав} = \frac{2400}{16000} = 1,5$.

ТП-6; Pp=1575 кВт; Qp=1181 квар; Sp=1968 кВА. Намечаем к установке 2 трансформатора по 1600 кВА каждый с коэффициентом загрузки: $K_3 = \frac{1968}{2 \cdot 16000} = 0,62$; $K_{зав} = \frac{1968}{16000} = 1,24$.

Таблица 7.

Наименование	Напряжение, кВ	Кап. затраты, к, тыс.руб.	Годовые эксплуат. расходы			Год.расч.загр., тыс.руб/год	Потери эл.энергии ΔЭэ, т.кВт/год	Выход цв.металл., 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 одианарная 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.

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:

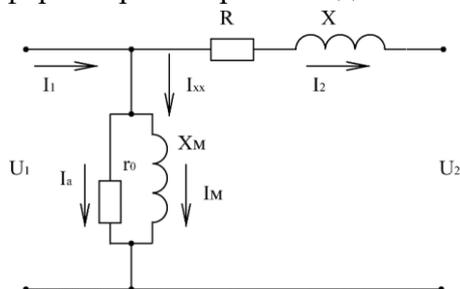


Рисунок 3 – Г-образная эквивалентная схема замещения трехфазного трансформатора

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;

$$X = \frac{\sqrt{\left(\frac{u_k - U_n}{100}\right)^2 - (I_n R)^2}}{I_n}$$

- 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

$$I_{cp} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I_i; \sigma_i^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (I_i - I_{cp})^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I_i^2 - I_{cp}^2 = I_3^2 - I_{cp}^2$$

где n - число интервалов Θ в суточном графике тока; I_3 - 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 Т2 (Т4).

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 Т2, Т4 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

$$\Delta P(t) = 2\Delta P_{xx} + 2\Delta P_{кз} K_3^2(t),$$

$$K_3(t) = \frac{S(t)}{2S_{HT}}$$

где $K_3(t)$ - 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 $S(t)$

$$\Delta P(t) = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} K_3^2(t),$$

$$K_3(t) = \frac{S(t)}{S_{HT}}$$

где $\frac{S(t)}{S_{HT}}$ - 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.

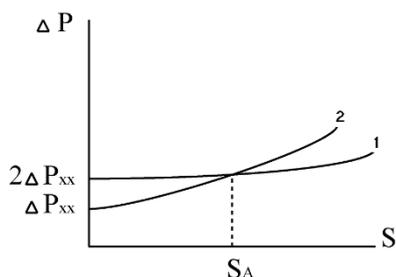


Рисунок 4 – Зависимость потерь мощности в трансформаторах от их нагрузки: 1 – включены два трансформатора, 2 – включен один трансформатор.

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 ТЗ.

3.3. Включить установку. Реализовать намеченный режим работы цеховой ТП, вручную включая и отключая трансформатор ТЗ в соответствующие моменты времени.

3.4. По данным амперметров построить графики нагрузки по току для трансформаторов ТЗ и Т4.

3.5. Рассчитать потери электроэнергии в трансформаторах ТЗ 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 $V \neq 1$. 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.

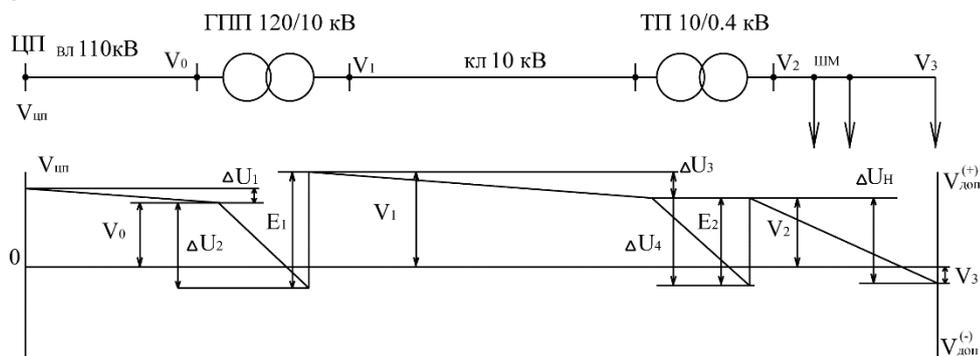


Рисунок 5 – Расчетная схема и диаграмма отклонений напряжения

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 удаленного 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 . 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: $V_{2доп}^{(+)} = 5\%$, $V_{2доп}^{(-)} = 0$, 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_{s1} и Q_{s2} определяются в результате расчетов оптимальных режимов работы энергосистемы в периоды ее максимальных (Q_{s1}) и минимальных (Q_{s2}) нагрузок.

В работе исследуется узел нагрузки, схема замещения которого показана на рисунке 6.

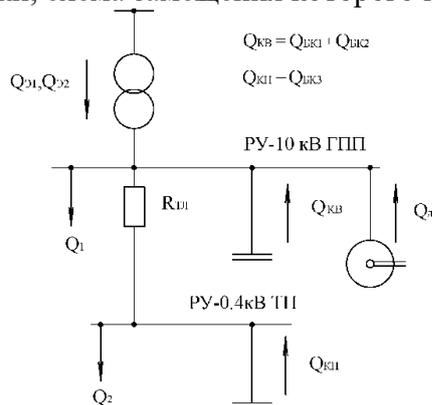


Рисунок 6 – Схема замещения узла нагрузки

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 $Q_{кн}$.

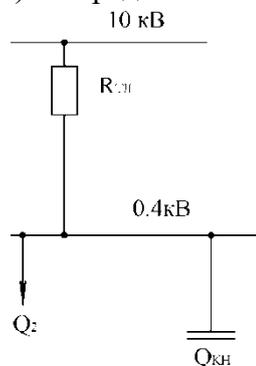


Рисунок 7 – Расчетная схема замещения для первого этапа расчета.

Для определения $Q_{кн}$ записывается функция годовых расчетных затрат

$$z(Q_{кн}) = E \Delta K_{н} Q_{кн} + C_0 \left[\Delta P_{н} Q_{кн} + \frac{R_{ТЛ}}{10^3 \cdot U^2} (Q_2^m - Q_{кн})^2 \right]$$

где E - коэффициент отчислений от капиталовложений (нормативные отчисления, отчисления на эксплуатацию и восстановление оборудования). Численное значение E следует принять равным 0,223 о.е.; $\Delta K_{н}$ - 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

$$Q_{кн} = Q_2^m - \frac{E \cdot \Delta K_{н} + C_0 \cdot \Delta P_{н}}{2 \cdot C_0 \cdot R_{ТЛ}} U^2 \cdot 10^3, \text{квар.}$$

Этап второй. На этом этапе рассматривается задача нахождения оптимальных значений $Q_{кв}$ и $Q_{д}$ (рис.8). Величина нескомпенсированной мощности, передаваемой через трансформатор Т4, показана на схеме как $Q_{Т}$.

Функция годовых расчетных затрат для этого этапа расчетов имеет вид

$$z(Q_{кв}, Q_{д}) = E \cdot \Delta K_{в} \cdot Q_{кв} + C_0 (\Delta P_{кв} \cdot Q_{кв} + K1 \cdot Q_{д} + K2 \cdot Q_{д}^2),$$

где E, C_0 - см. Выражение ранее; $\Delta K_{в}$ - 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).

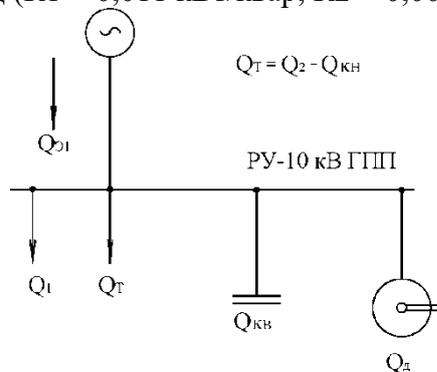


Рисунок 8 – Расчетная схема замещения для второго этапа расчетов.

Функция Лагранжа $L(Q_{кв}, Q_{д}, \lambda) = z(Q_{кв}, Q_{д}) + \lambda(Q_1^m + Q_{Т} - Q_{Э1} - Q_{кв} - Q_{д}),$

где Q_1^m - реактивная мощность нагрузки на шинах 10 кВ ГПП в период максимальной активной мощности нагрузки ЭЭС. Мощности $Q_{кв}$ и Q_d определяются решением системы уравнений $\frac{\partial L}{\partial Q_{кв}} = 0, \frac{\partial L}{\partial Q_d} = 0, \frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0$.

Из (2.7) можно получить выражение для расчета $Q_{кв}$ и Q_d в общем виде

$$Q_d = \frac{1}{K2} \left(\frac{E \cdot \Delta K_g}{C_0} + \Delta P_{кв} - K1 \right), \text{ квар}$$

$$Q_{кв} = Q_1^m + Q_T - Q_{э1} - Q_d, \text{ квар}$$

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_d 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 Q_d и конденсаторных батарей. Графики регулирования КУ строятся на основании оптимизационных расчетов с учетом требования ЭЭС ($Q_{э1}$ и $Q_{э2}$). 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 $Q_{э1}$.
- 2) в период минимальной нагрузки потребляемая реактивная мощность должна быть не меньшей, чем $Q_{э2}$.

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) $Q_{э1}, Q_{э2}$; 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 ($Q_{кн}, Q_{кв}$) и синхронного двигателя (Q_d). 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 Т2 и Т4 с учетом расчетных мощностей КУ и их регулирования;
- 4.8. Построить графики нагрузки (Р 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 Т2, Т4 и в кабельной линии, вычисленных в работе №1 по графикам нагрузки, не учитывая 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 Т2 и Т4 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?

Лабораторная работа №5

Тема: Исследование работы автоматического выключателя серии.

Цель: Изучение конструкции и принципа действия автоматического выключателя серии АЗ700.

1. Назначение автоматических выключателей типа АЗ700 и предъявляемые к ним требования.

Автоматический воздушный выключатель (автомат) типа АЗ700 служит для проведения тока в нормальном режиме и автоматического отключения электрической цепи при перегрузках, КЗ, чрезмерном понижении напряжения питания, для нечастых (до 6 в час) оперативных включений и отключений электрических цепей на напряжение до 440 В постоянного тока и до 660 и 1140 В переменного тока частоты 50 и 60 Гц.

К автоматам предъявляются следующие требования:

1. Токоведущая цепь автомата должна пропускать номинальный ток в течение сколь угодно длительного времени. Режим продолжительного включения для автомата является нормальным. Токоведущая система автомата может подвергаться воздействию больших токов КЗ как при замкнутых контактах, так и при включении на существующее КЗ.

2. Автомат должен обеспечивать многократные отключения предельных токов КЗ, которые могут достигать сотен кА. После отключения этих токов автомат должен быть пригоден для длительного пропускания номинального тока.

3. Для обеспечения электродинамической и термической стойкости энергоустановок, уменьшения разрушений и других последствий, вызываемых токами КЗ, автоматы должны иметь

малое время отключения. С целью уменьшения габаритных размеров распределительного устройства и повышения безопасности обслуживания необходимо минимальная зона выхлопа нагретых и ионизированных газов в процессе гашения дуги.

4. Элементы защиты автомата должны обеспечивать селективность и необходимые токи и времена срабатывания.

В зависимости от вида воздействующей величины автоматы делятся на максимальные автоматы по току, минимальные автоматы по току, минимальные автоматы по напряжению, автоматы обратного тока, максимальные автоматы, работающие по производной тока, поляризованные максимальные автоматы (отключают цепь при нарастании тока в одном – прямом направлении) и неполяризованные, реагирующие на возрастание тока в любом направлении. Для построения селективно действующей защиты автоматы должны иметь регулировку тока и времени срабатывания. В некоторых случаях требуется комбинированная защита – максимальная по току и минимальная по напряжению.

Автоматические выключатели снабжают специальным устройством релейной защиты, которое в зависимости от типа выключателя выполняют в виде токовой отсечки, максимальной токовой защиты или двухступенчатой токовой защиты. Для этого используют электромагнитные и тепловые реле. Эти реле называют расцепителями.

Номинальным током автоматического выключателя $I_{ном,а}$ называют наибольший ток, при протекании которого выключатель может длительно работать без повреждений.

Номинальным напряжением автоматического выключателя $U_{ном,а}$ называют указанное в паспорте напряжение, равное напряжению электрической сети, для работы которой этот выключатель предназначен.

Номинальным током расцепителя $I_{ном,рас}$ называют указанный в паспорте ток, длительное протекание которого не вызывает срабатывание расцепителя.

Током уставки расцепителя называют наименьший ток при протекании которого расцепитель срабатывает.

2. Классификация

Выключатели различаются: по роду тока, числу полюсов, номинальному напряжению главной цепи, уставкам по току электромагнитного расцепителя.

3. Конструкция и принцип действия

Основные узлы автомата: токоведущая цепь, дугогасительная система, перевод автомата, механизм автомата механизм свободного расцепления и элементы защиты – расцепители.

Автоматический выключатель серии АЗ700 (слайд): а – общий вид; б – принципиальная схема; 1 – разрывной контакт, 2,7,13 – пружины, 3,4 – главные контакты, 5 – несущая деталь, 8,9 – катушки максимального и минимального расцепителей, 10 - электромагнит, 11 – рукоятка, 12 – рычаги.

Автомат находится в состоянии отключения, так как главные контакты 3 и 4 разомкнуты и ток коммутации проходит через параллельную цепь разрывных контактов 1. Благодаря такой конструкции дуга в главных контактах не образуется, и они не подгорают.

Разрывные (дугогасительные) контакты 1 размыкаются, когда главные контакты расходятся на достаточное расстояние. Дуга, образовавшаяся в результате коммутации тока, гасится в дугогасительной камере. Для получения надежного контакта разрывные и главные контакты имеют контактные пружины 2.

Для включения автомата необходимо нажать на рукоятку 11 (ручной привод) или подать напряжение на электромагнит 10 (дистанционное включение), который рычагами 12 поворачивают основную несущую деталь 5 в рабочее положение. При этом отключающая пружина 13 растягивается, и вся система встает на защелку 6.

Автомат обеспечивает защиту электрооборудования от КЗ и минимального напряжения. При прохождении тока КЗ катушка 8 максимального расцепителя воздействует на катушку с подвижным сердечником и выбивает защелку 6. Под действием отключающей пружины 13 автомат разрывает коммутируемую цепь.

Минимальный расцепитель имеет катушку 9, на которую подается напряжение сети, и пружину.

При номинальном напряжении сети их усилия уравниваются, и шток соленоида не воздействует на отключение автомата.

При снижении напряжения сети сила, разрываемая подвижным сердечником, недостаточно, и его шток под действием пружины выбивает защелку 6.

В автомате предусмотрена возможность дистанционного отключения оборудования с помощью кнопки SQ.

Автоматы могут содержать электромагнитный или тепловой расцепитель, а также комбинированный расцепитель с тепловым и электромагнитным элементами.

4. Технические данные автоматического выключателя.

Типы и основные параметры приведены в табл. 1. Номинальные уставки тока электромагнитных расцепителей в спокойном состоянии выключателя при протекании тока по его полюсам соответствуют табл.1. Уставки тока в условиях эксплуатации не регулируются. Предельная коммутационная способность выключателей переменного тока в цикле О-ВО-ВО и О при коэффициенте мощности 0,25 и выключатели постоянного тока при постоянной времени цепи (8-12) мс соответствует указанной в табл.1. Выключатели срабатывают при токах КЗ без предварительно вводимой выдержки времени. Полное время срабатывания не превышает 0,04 с при кратности тока КЗ к току уставки электромагнитного расцепителя 1,25. Выключатели допускают работу при любом напряжении до 1,1 номинального, указанного в табл.1.

Параметры	Автомат серии А3700
Номинальное напряжение, В	660-1140*
Частота, Гц	50, 60
Род тока	переменный
Номинальный ток, А	630
Уставка по току срабатывания электромагнитного расцепителя, А	2500 ± 370;
Предельная коммутационная способность кА (уд), при рабочем напряжении	4000 ± 600
≈ 1140 В	25
≈ 660 В	42
- 440 В	50
Износостойкость, циклов ВО: общая,	16000
в том числе коммутационная при рабочем напряжении	
≈ 1140 В	6000
≈ 660 В	10000
- 440	10000
Потребляемая мощность, Вт, не более	200
Устойчивость при сквозных токах, кА:	40
в цепи переменного тока (амплитудное значение)	35
в цепи постоянного тока (наибольшее значение ожидаемого тока)	130 × 10 ⁶
Термическая стойкость А ² с	18,3

5. Порядок проведения лабораторной работы:

- осмотреть автоматического выключателя (АВ) серии А3700;
- изучить принципиальную схему автомата;
- изучить конструкцию АВ и его технические данные;
- ознакомиться с время - токовыми характеристиками АВ;
- разобрать электрические схемы дополнительных сборочных единиц АВ.

6. План составления отчета:

- титульный лист;
- цель работы;
- описание АВ, принципиальная электрическая схема, назначение;
- время - токовые характеристики АВ, электрические схемы дополнительных сборочных единиц (по указанию преподавателя);

Лабораторная работа №6

Тема: Исследование работы предохранителей.

Цель: изучение конструкции и принципа действия предохранителей.

1. Назначение автоматических предохранителей и предъявляемые к ним требования.

Предохранители – это электрические аппараты, предназначены для защиты электрических цепей от токовых перегрузок и токов КЗ. Основными элементами предохранителя являются плавкая вставка включаемая последовательно с защищаемой цепью, и дугогасительное устройство.

К предохранителям предъявляются следующие требования:

1. Времятоковая характеристика предохранителя должна проходить ниже, но возможно ближе к времятоковой характеристике защищаемого объекта.
2. Время срабатывания предохранителя при КЗ должно быть минимально возможным, особенно при защите полупроводниковых приборов. Предохранители должны работать с токоограничением.
3. При КЗ защищаемой цепи предохранители должны обеспечивать селективность защиты.
4. Характеристики предохранителя должны быть стабильными, а технологический разброс их параметров не должен нарушать надежность защиты.
5. В связи с возросшей мощностью установок предохранители должны иметь высокую отключающую способность.
6. Конструкция предохранителя должна обеспечивать возможность быстрой и удобной замены плавкой вставки при ее перегорании.

2. Характеристики предохранителей.

Основной характеристикой предохранителя является времятоковая характеристика, представляющая собой зависимость времени плавления вставки от протекающего тока. Для совершенной защиты желательно, чтобы времятоковая характеристика предохранителя (кривая 1 на рис.1) во всех точках шла немного ниже характеристики защищаемой цепи или объекта (кривая 2 на рис.1). Однако реальная характеристика предохранителя (кривая 3 на рис.1) пересекает кривую 2. Если характеристика предохранителя соответствует кривой 1, то он будет перегорать из-за старения или при пуске двигателя. Цепь будет отключаться при отсутствии недопустимых перегрузок. Поэтому ток плавления вставки выбирается больше номинального тока нагрузки. При этом кривая 2 и 3 пересекаются. В области больших перегрузок (область Б) предохранитель защищает объект. В области А предохранитель объект не защищает.

При небольших перегрузках $(1,5 \div 2)I_{ном}$ нагрев предохранителя протекает медленно. Большая часть тепла отдается окружающей среде. Сложные условия теплоотдачи затрудняют расчет плавкой вставки.

Ток, при котором плавкая вставка сгорает при достижении ею установившейся температуры, называется *пограничным током* $I_{погр}$.

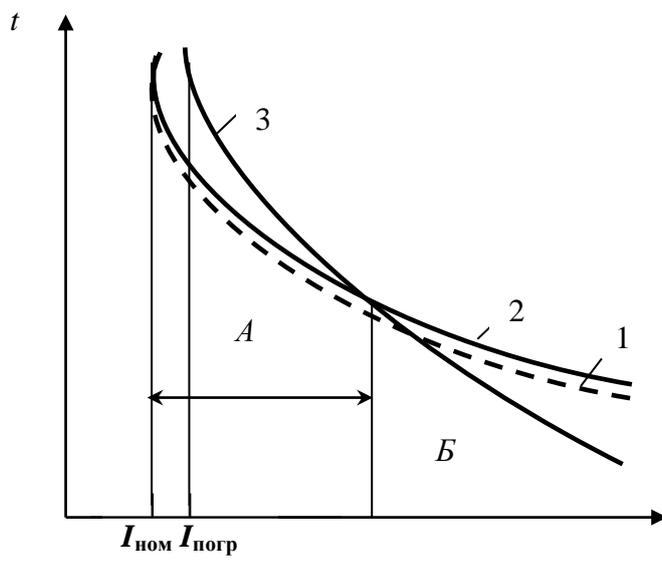


Рис. 1. Согласование характеристик предохранителя и защищаемого объекта

Для того чтобы предохранитель не срабатывал при номинальном токе необходимо $I_{\text{погр}} > I_{\text{ном}}$. С другой стороны для лучшей защиты значение $I_{\text{погр}}$ должно быть возможно ближе к номинальному. При токах, близких к $I_{\text{погр}}$, температура плавкой вставки должна приближаться к температуре плавления.

В связи с тем, что время плавления вставки при пограничном токе велико (более 1 ч) и температура плавления ее материала составляет много сотен градусов Цельсия, все детали предохранителя старения плавкой вставки.

Для снижения температуры плавления вставки при ее изготовлении применяются легкоплавкие металлы и сплавы.

Таблица 1. Материалы плавких вставок и их свойства

Металл вставки	Удельное сопротивление ρ_0 , мкОм*м	Температура, °С		A' , А ² с/мм ⁴	A'' , А ² с/мм ⁴	$A' + A''$
		$\theta_{\text{доп}}$	$\theta_{\text{пл}}$			
Медь	0,0153	250	1083	80000	11600	91600
Серебро	0,01147	-	961	62000	8000	70000
Цинк	0,06	200	419	9000	3000	12000
Свинец	0,21	150	327	1200	400	1600

Примечание. $\theta_{\text{доп}}$ – допустимая температура плавкой вставки при длительном протекании тока; $\theta_{\text{пл}}$ – температура плавления вставки; A' и A'' – коэффициенты, определяющие время плавления при КЗ. Время нагрева плавкой вставки от начальной температуры до полного ее разрушения определяется суммой коэффициентов $A' + A''$.

3. Виды предохранителей

1. Предохранители с гашением дуги в закрытом объеме (типа ПР-2);
2. Предохранители с мелкозернистым наполнителем (типов ПН-2, ПРС);
3. Предохранители с жидкометаллическим контактам;
4. Быстродействующие предохранители для защиты полупроводниковых приборов (типов ПП-57, ПП-59);
5. Блоки предохранитель-выключатель (типа БПВ)

Конструктивное выполнение предохранителя ПР-2 и принцип действия.

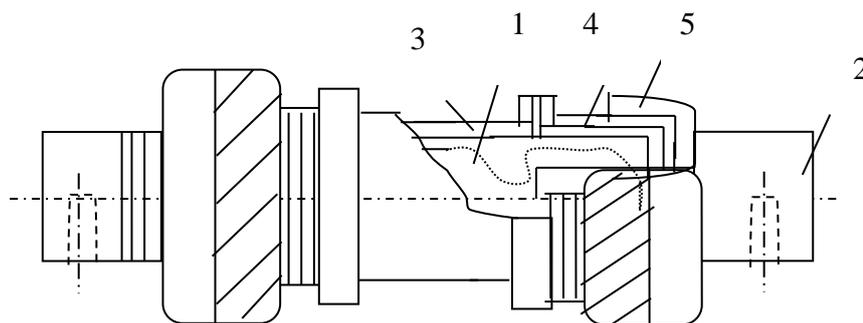


Рис.2. Предохранитель типа ПР-2: 1 – плавкая вставка, 2 – контактные ножи, фибровый цилиндр (3), латунная обойма (4), латунный колпачок (5) герметичного трубчатого патрона.

При отключении сгорают суженные перешейки плавкой вставки, после чего возникает дуга. Под действием температуры дуги фибровые стенки патрона выделяют газ, давление в патроне увеличивается, что способствует быстрому гашению дуги.

Предохранители с мелкозернистым наполнителем более совершенны. Корпус квадратного сечения изготавливается из прочного фарфора или стеатита. Внутри корпуса расположены ленточные плавкие вставки и наполнитель – кварцевый песок (с содержанием SiO₂ не менее 98 %, с зернами размером (0,2

$\div 0,4)10^{-3}$ и влажностью не выше 3%). Плавкая вставка выполняется из медной ленты толщиной 0,1-0,2 мм. Для получения токоограничения вставка имеет суженные сечения. При КЗ плавкая вставка сгорает и дуга горит в канале, образованном зернами наполнителя. Градиент напряжения на дуге очень высок и достигает $(2-6)10^{-4}$ В/м. Этим обеспечивается гашение дуги.

Предохранители с жидкометаллическим контактам. В таком предохранителе электроизоляционная трубка имеет капилляр, заполненный жидким металлом. При протекании большого тока жидкий металл в нем испаряется, образуется поровая и электрическая цепь размыкается. После определенного времени пары металла конденсируются и контакт восстанавливается. Предельный отключаемый ток таких предохранителей достигает 250 кА при напряжении 450 В переменного тока. Предохранители работают многократно с большим токоограничением.

Быстродействующие предохранители для защиты полупроводниковых приборов представляет собой корпус из прочного фарфора, внутри которого расположены плавкие вставки и кварцевый песок. Предназначены они только для защиты от КЗ. В современных преобразовательных установках каждый полупроводниковый прибор имеет предохранитель. Токи протекающие через предохранитель могут достигать 100 –200 кА. При разрушении предохранителя может произойти авария преобразовательной установки. В связи с этим быстродействующие предохранители должны иметь большую механическую прочность и обладать высокой надежностью.

Для уменьшения габаритных размеров распреедустройства выпускаются блоки предохранитель – выключатель, обеспечивающие отключение номинальных токов и защиту цепей от токовых перегрузок и КЗ.

Таблица 2. Технические данные предохранителей типа ПН-2 и НПН

Тип	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А		Номинальный ток отключения, кА (п напряжении 380 В)
		предохранитель	Плавкой вставки	
НПН-60	500	60	6,10,15,20,	10
ПН2-100	380, 220	100	25,30,40,60	50
ПН2-250	380, 220	250	30,40,50,60,	40
ПН2- 400	380, 220	400	80,100	25
ПН2- 600	380, 220	600	80,100,120, 150,200,250 200,250,300,400 300,400,500,600	25

Высоковольтные предохранители

При напряжении выше 3 кВ и частоте 50 Гц применяются высоковольтные предохранители. Процесс нагрева плавкой вставки в них протекает также как и в предохранителях низкого напряжения.

В отношении времени плавления к высоковольтным предохранителям предъявляются следующие требования: длительность плавления вставки должна быть менее 2 ч при токе перегрузки, равном $2I_{ном}$, и более 1 ч при токе перегрузки, равном $3I_{ном}$. Высоковольтные предохранители часто применяют для защиты трансформаторов напряжения от КЗ. Время плавления вставки равно 1 мин при токе 1,25-2,5 А.

4. Порядок проведения лабораторной работы:

- осмотреть предохранители, ознакомиться с их видами;
- изучить классификацию предохранителей и конструктивные особенности;
- изучить технические данные предохранителей;
- ознакомиться с время - токовыми характеристиками предохранителей;

Лабораторная работа №7

Тема: Исследование работы комплектной трансформаторной подстанции (КТП-2х250 кВА 10/0,4 кВ).

Цель: Знакомство с конструкцией и принципом действия КТП- 2х250 кВА 10/0,4

Введение.

Настоящее “Техническое описание и инструкция по эксплуатации” (в дальнейшем именуемое ТО) распространяется на подстанции трансформаторные тупиковые внутренней установки мощностью 250 кВА напряжением 10 кВ с выключателем нагрузки переменного тока серии ВН – 10, автоматическими выключателями серии А3710, А3720, А3790.

ТО предназначено для ознакомления обслуживающего персонала с техническими характеристиками, устройством, принципом работы, правилами монтажа и эксплуатации подстанции.

При монтаже и эксплуатации КТП следует дополнительно руководствоваться техническим описанием и инструкцией по эксплуатации на:

1. силовой трансформатор типа ТМЗ – 250/10
2. выключатель нагрузки ВН – 10
3. выключатели автоматические серии А3710
4. выключатели автоматические серии А3720
5. выключатели автоматические серии А3790
6. другую комплектацию аппаратуры и измерительные приборы.

1. Основные технические данные и характеристики.

Номинальная мощность, кВА	250
Частота, Гц	50
Род тока	~ трёхфазный
Номинальное напряжение на стороне высшего напряжения (стороне ВН), кВ	10
Номинальное напряжение на стороне низшего напряжения (стороне НН), кВ	0,4
Габаритные размеры КТП с воздушным вводом, мм	4700x4430x1720
Габаритные размеры КТП с кабельным вводом, мм	2615x4430x1720
Степень защиты	IP23
Установленная безотказная наработка, ч	26000
Содержание драгоценных материалов в выключателях, переключателях, пускателях, фото-реле, датчиках-реле температуры, защитных приставках, вольтметрах, г	серебро, m=178,35

2. Назначение

Подстанция трансформаторная комплектная тупиковая в дальнейшем именуемая КТП, мощностью 250 кВА внутренней установки служит для приёма, преобразования и распределения электрической энергии. КТП предназначена для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей и небольших промышленных объектов в схемах электроснабжения радиального типа с питанием со стороны 10 кВ. КТП выполнена в климатическом исполнении У категории 1, степень защиты подстанции IP23. Нормальная работа подстанции обеспечивается в следующих условиях:

1. температура окружающего воздуха от - 40°С до + 40°С;
2. высота над уровнем моря не более 1000 м.;
3. скорость ветра до 15 м/с при толщине гололёда до 20 мм и 36 м/с при отсутствии гололёда,

КТП не предназначены для работы в условиях тряски, вибрации, ударов. Не допускается осуществлять подвод питания КТП со стороны 0,4 кВ. Напряжение от внешней сети 10 кВ подаётся через выключатель нагрузки и предохранители на выводы силового трансформатора. Пониженное до 0,4 кВ напряжение через выключатель автоматический подаётся на сборные шины, к которым присоединены отходящие силовые линии.

Шкаф РУНН представляет собой металлоконструкцию, имеющую с лицевой и задней стороны двери, крышу и встроенный внутри сварочный каркас. Каркас разделён на ячейки, которые разделены между собой перегородками, каждая ячейка снаружи закрывается дверью. На дверях расположены рукоятки управления аппаратурой, световая сигнализация, измерительные приборы. Каждая из них закрывается и открывается съёмным ключом-рукояткой, замки на этих дверях имеют одинаковый секрет. На дверях крепятся таблички с надписью о назначении каждого отсека РУНН.

Автоматические выключатели в отсеках линий могут быть установлены в двух положениях: в рабочем, при котором их стычные контакты соединены с неподвижными контактами и в положении разъединителя, когда между контактами имеется воздушный зазор.

Выключатели вкатываются и выкатываются вручную в отключенном состоянии. Как в положении разъединителя, так и в положении рабочего выключатели закрепляются фиксаторами.

Включение выключателя с ручным приводом осуществляется поворотом рукоятки против часовой стрелки до взведения механизма свободного расцепления (метка 0), затем поворотом по часовой стрелки до упора (метка 1).

Положение вводного выключателя НН контролируется сигнальными лампами, а линейных выключателей положением ручного привода.

3. Указание мер безопасности

КТП относится к электроустановкам напряжения свыше 1000 В. При их обслуживании необходимо соблюдать и выполнять меры безопасности, предусмотренные “Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей”. Обслуживающий персонал должен иметь квалификационную группу допуска к работе в электроустановках.

4. Техническое обслуживание

Эксплуатация и обслуживание КТП должны проводиться в соответствии с “Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей”. При осмотре КТП особое внимание следует обращать на состояние контактных соединений, исправность заземления, состояние изоляции (загрязненность, наличие трещин, следов разрядов и пр.). Контроль уровня масла в силовом трансформаторе производить через смотровые окна, имеющиеся на дверях шкафа трансформатора.

Лабораторная работа №8

Тема: Изучение принципа работы, назначения и комплектации панелей распределительных щитов серии ЩО – 70.

Цель: Изучить принцип работы, назначение и комплектацию распределительных щитов серии ЩО – 70, схемы ячеек ЩО – 70.

1. Назначение

Панели РЩ ЩО70-1УЗ, ЩО70-2УЗ напряжением 380/220 В ~ тока, частотой 50 Гц предназначены для приёма электроэнергии и защиты от перегрузок и токов КЗ отходящих линий.

2. Структура условного обозначения:

ЩО70-Х-ХХУЗ; ЩО70 – щит распределительный, одностороннего обслуживания, индекс разработки; Х – электрическая стойкость сборных шин (1-30 кА, 2-50 кА); ХХ – номер (01...96 по табл. 1); УЗ – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543-70.

3. Условия эксплуатации:

Высота над уровнем моря не более 1000 м;
температура окружающего воздуха от -10 до +35°С;
относительная влажность воздуха не более 80% при температуре +20°С;
окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров, а также производственной пыли в количествах, разрушающих или нарушающих работу панелей;
степень защиты панелей IP00 (с фасада IP20) по ГОСТ 14254-80;
рабочее положение вертикальное, допускается отклонение от рабочего положения на 5° в любую сторону.

Конструкция, монтаж и эксплуатация панелей должны соответствовать требованиям безопасности по ГОСТ 12.2.007.0-75 и ГОСТ 12.2.007.7-75. Панели изготавливаются по ТУ34-1372-79.

4. Технические данные

Номинальное напряжение, кВ.....	0,4
Род тока.....	переменный
Частота, Гц.....	50
Число отходящих линий.....	1, 2, 4, 6
Номинальный ток отходящих линий, А.....	100, 250, 400, 630, 1000
Номинальный ток вводных панелей, А.....	400, 630, 1000, 1500, 2000

Электродинамическая стойкость сборных шин и отпаяк от них, кА:

для вводных и секционных панелей

до 1000 А..... 30

на 1500 А..... 30 и 50

для вводных панелей на 2000 А..... 50

для линейных..... 30 и 50

Габаритные размеры, мм:

высота..... 2200

длина..... 300, 800, и 1000

глубина..... 600

Масса панелей, кг:

секционной с рубильником на 600 А..... 60

линейной с автоматическими

выключателями на 6 отходящих

линий 100 А..... 150

линейной с рубильниками и

предохранителями на 4 отходящие линии

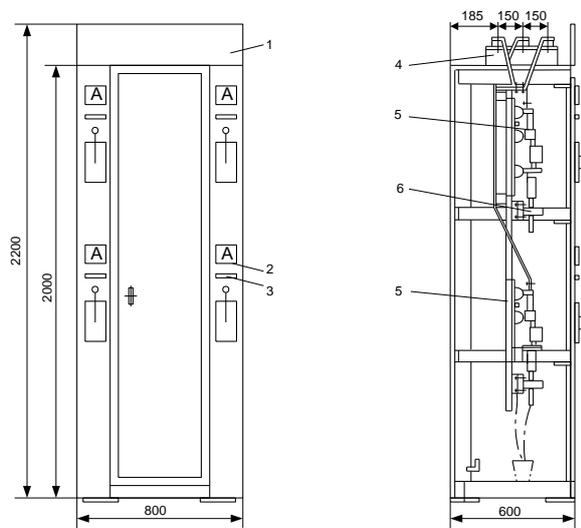
2x250+2x400 А..... 150

вводной с автоматическими

выключателями воздушными на 2000 А.... 320

Гарантийный срок устанавливается на 2 года со дня ввода панели в эксплуатацию и не более 2,5 лет со дня отгрузки потребителю.

5. Конструкция



1 – съёмный карниз; 2 – амперметр; 3 – рамка для надписи; 4 – траверса с изоляторами; 5 – рубильник с предохранителями; 6 – трансформатор тока.

Рис. Комплексное распределительное устройство ЩО – 70:

Для комплектации типовых подстанций промышленность выпускает для распределительного устройства 0,4 кВ унифицированные щиты серии ЩО (щиты одностороннего обслуживания). Щиты серии ЩО – 70 имеют несколько модификаций: вводные, секционные, распределительные, наружного освещения. Панели шкафов комплектуют рубильниками и предохранителями или автоматами. Шины 0,4 кВ секционируются воздушным автоматом или рубильником. Кабельные заделки 0,4 кВ располагаются внутри щитов. Для присоединения сети наружного освещения имеется специальная панель щита с установкой на ней трансформатора тока и электросчётчика.

Комплектные распределительные устройства напряжением 6 – 10 кВ изготавливают двух типов, стационарного и выкатного.

Панели представляют собой сварную конструкцию из листогнутых профилей с установленными в них коммутационно-защитными аппаратами и электроизмерительными приборами.

Панели подразделяются на вводные, линейные, секционные, вводно-линейные, вводно-секционные, для приводов к разъединителям, уличного освещения, с аппаратурой АВР, торцовые.

Панели вводные. На панелях установлена коммутационная и защитная аппаратура ввода с тремя трансформаторами тока, тремя амперметрами и одним вольтметром, а также может быть установлен трансформатор тока на нулевом выводе от силового трансформатора для защиты от замыканий на землю. Вводы осуществляются рубильниками, автоматическими выключателями.

Для панелей с автоматическими выключателями используются выключатели типа АЗ790, ВА52-41, ВА53-41, ВА55-41.

Между автоматическими выключателями и сборными шинами установлены однополюсные разъединители, управляемые штангой. Трансформаторы тока в этих панелях для удобства обслуживания расположены между выключателем и разъединителем. Между вводом и автоматическим выключателем разъединителей нет, так как при ремонте выключателя силовой трансформатор может быть отключен со стороны высшего напряжения. Панели с рубильниками комплектуются рубильниками на 600 А с предохранителями и на 1000 А – без предохранителей.

Панели предусматривают кабельные и шинные вводы. Вводные панели могут комплектоваться щитком учёта со счётчиками активной и реактивной энергии при указании в опросном листе.

Панели линейные комплектуются рубильниками с предохранителями, автоматическими выключателями АЗ100, АЗ700, АЕ2050, ВА. В панелях с рубильниками применяются рубильники на токи 100, 250, 400, 600 А

с предохранителями.

В панелях с автоматическими выключателями ВА-57, АЗ100, АЗ700 применяются выключатели на токи 100(160), 200(250), 600 А, с выключателями ВА – на токи 400, 1000 А. Аппараты, применяемые в панелях, переднего присоединения. Благодаря наличию между выключателем и сборными шинами разъединителей с полюсным отключением штангой возможны безопасный осмотр панели, ревизия, ремонт и защита выключателей. Панели с выключателями АЗ100, АЗ700, ВА-57, АЕ2050 могут быть изготовлены также без разъединителей.

Панели секционные предназначены для секционирования вводов в тех случаях, когда каждая из секций нормально получает питание от отдельного трансформатора или ввода.

С помощью этих панелей комплектуются распределительные устройства двухтрансформаторных подстанций.

Секционные панели могут быть выполнены на рубильниках, автоматических выключателях ВА, АЗ790. На рубильниках выполняются панели на токи 600 и 1000 А. Управление рубильниками секционных панелей осуществляется центральным рычажным приводом с фасадной стороны панели.

Панели вводно-линейные. На панелях установлена аппаратура ввода, распределения электроэнергии, аппаратура защиты, измерительные приборы.

На вводе установлены рубильники на 600 А с предохранителями или на 1000 А без предохранителей. На отходящих линиях установлены рубильники с предохранителями на токи 100, 250, 400 А.

Панели вводно-секционные. На панелях установлена аппаратура вводов и их секционирования. В качестве вводных аппаратов используются рубильники на 600 А с предохранителями или на 1000 А без предохранителей, в качестве секционного аппарата – рубильник на токи 400 и 600 А.

Панели с аппаратурой АВР предназначены для двухтрансформаторных подстанций, в которых необходимо предусмотреть автоматическое включение резерва. Устанавливать их рекомендуется между вводной и секционной панелями распределительного устройства.

Панели диспетчерского управления уличным освещением укомплектованы аппаратурой управления и защиты линий уличного освещения. Устанавливать их рекомендуется крайними в ряд распределительного устройства, и подавать на них питание от ближайшей панели.

Т а б л и ц а 1

Тип панели	Исполнен	Вид с фаса	Схема электричес принципиальная первичн соединений	Обозначе	Наименование элементов схемы	Количес элементо

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.

Для подготовки к практическим занятиям используйте конспекты лекций, учебники и учебные пособия, указанные в списке рекомендуемой основной и дополнительной литературы. Просмотрите те вопросы теории, освещающие разбираемую тему. На практических занятиях целесообразно иметь при себе конспекты лекций, учебники и учебные пособия. При выполнении домашних задач внимательно просмотрите решение аналогичных задач, рассматриваемых на учебных занятиях, осмыслите методы и методические приемы, используемые при их решении. 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.

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.

Контрольные задания по отдельным темам дисциплины

Целью выполнения контрольных заданий является изучение, закрепление и систематизация учебного материала по курсу: выработка навыков самостоятельного решения инженерных задач по специальности.

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 2,2 11	16 2,2 11	7,5 2,2 11	16 2,2 11	7,5 2,2 11	16 2,2 11	3	2	2	1	1	3
	2. вентиляторы $U_H=380$	4	7,5	40	22	13	10	3	4	2	5	2	4
IV	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 раздельно. 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_{CM} , Q_{CM}), 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 Р _М , МВт	24	40	58	74	81	96
	Средневзвешенное значение коэффициента мощности cosφ _{св}	0,9	0,93	0,94	0,95	0,92	0,96
2	Протяженность воздушной линии электропередач от районной подстанции до ГНП (ПГВ) предприятия L, км	5	12	20	25	37	50
3	Число часов использования максимума нагрузки Т _М	3500	4000	25000	45000	55000	6000
4	Состав нагрузки по категориям надежности эл. снабжения % от Р _Н						
	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 С₀ (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 _{СР.р} , км	0,3	0,4	0,7	0,8	0,5	0,9
3	Средняя протяженность кабеля распределительной сети при схеме двойной магистрали L _{СР.М} , км	0,4	0,5	0,7	0,8	0,9	1,0
4	Отношение числа часов работы предприятия в год (Т _р) к числу часов использования максимума нагрузки (Т _М)	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 $P_p, Q_r = P_p * tg\phi$.

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	$P_{ном}$, 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 $K_{и}$ 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:

$$P_{\text{ср } i} = P_{\text{ном } i} \cdot K_{и}; \quad Q_{\text{ср } i} = P_{\text{ср } i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i; \quad P_{\text{ср } \Sigma} = \Sigma P_{\text{ср } i}; \quad Q_{\text{ср } \Sigma} = \Sigma Q_{\text{ср } i}.$$

Определяем средневзвешенные $K_{и}$ и $\operatorname{tg} \varphi$ по характерным категориям и записываем их значения в графы 5 и 6 в итоговых строках: $K_{и \text{ ср}} = P_{\text{ср } \Sigma} / P_{\text{ном } \Sigma}$; $\operatorname{tg} \varphi_{\text{ср}} = Q_{\text{ср } \Sigma} / P_{\text{ср } \Sigma}$.

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 $K_p = f(K_{и \text{ ср}}, n_3)$. 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_3	K_p	Расчетная мощность			
По заданию			Справочные данным		$P_{\text{ср}}$, кВт			$Q_{\text{ср}}$, квар	P_p , кВт	Q_p , квар	
Характерные категории ЭП, подключаемых к узлу питания	Кол-во ЭП, $n_{\text{ф}}$	Номинальная мощность, кВт		$K_{и}$		$\cos \varphi / \operatorname{tg} \varphi$					
		Одного ЭП	общая								
Токарно-винторезный	9	12	108	0,14	0,5/1,73	15,12	26,19				
Токарно-винторезный	6	16	96								
Горизонтально-фрезерный	5	26	130								
Бесцентрово-шлифовальный	9	10	90								
Точильно-шлифовальный	6	14	84								
Вертикально-фрезерный	4	15	60								
Токарный полуавтомат	1	21,5	21,5								
Шлифовальный	1	11,5	11,5								
Вертикально-сверлильный	2	18	36								
Плоскошлифовальный	1	17,5	17,5								
Резьбонакатный	2	16,5	33								
Токарно-винторезный	2	12	24								
Круглошлифовальный	3	22,4	67,2								
Токарно-револьверный	10	18	180								
Горизонтально-расточный	5	42	210	0,2	0,65/1,17	36	42,08				
Горизонтально-проточный	5	38	190								
Токарный с ЧПУ	8	44	352	0,6	0,7/1,02	211,2	215,42				
Итого	79	10–44	1710,7	0,25	1,24	436,22	539,84	78	0,7	294,4	364,4
Нагревательная электропечь	3	25	75	0,8	0,98/0,2	60	12,18				
Электропечь	2	80	160								
Шахтная электропечь	2	60	120								
Электротермическая печь	1	30	30								
Итого	8	25–80	385	0,8	0,203	308	62,52	8	0,9	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_e определять по точной формуле и по указаниям.

Расчитать 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 $U_n = 380 \text{ В}$	19	21
2	Печи электронагревательные Однофазные, $U_n = 220 \text{ В}$	34	3
3	Прессы, $U_n = 380 \text{ В}$	17	15
4	Ковочные машины, $U_n = 380 \text{ В}$	23	7
5	Краны, ПВ = 25%, $U_n = 380 \text{ В}$	16+2,2+11	2
6	Вентиляторы, $U_n = 380 \text{ В}$	7,5	4
7	Транспортеры, $U_n = 380 \text{ В}$	12	2
8	Насосы, $U_n = 380 \text{ В}$	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 ПВ=100%.

Приведем однофазную нагрузку к трехфазной.

Распределим однофазную нагрузку ($U_n = 220 \text{ В}$) по фазам.

A: $1 \times 34 \text{ кВт}$

B: $1 \times 34 \text{ кВт}$

C: $1 \times 34 \text{ кВт}$

Ввиду того, что в нашем случае задан идеальный случай распределения нагрузки, не необходимости определения неравномерности распределения мощностей ЭП по фазам.

Приведем крановую нагрузку к ПВ = 100%. Согласно ПУЭ не допускается работа более двух двигателей. Суммарная номинальная мощность крана при фактическом ПВ = 25 %

$$P_{\text{ном}\Sigma} = 16 + 11 = 27 \text{ кВт}$$

Суммарная приведенная к ПВ = 100 % $P_{\text{номПВ=100\%}} = P_{\text{ном}\Sigma} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 27 \cdot \sqrt{0,25} = 13,5 \text{ кВт}$

Определим средние мощности и занесем в таблицу 1

$$P_{\text{ср}} = \sum_1^n K_{у_i} \cdot P_{\text{ном}i} \quad Q_{\text{ср}} = \sum_1^n K_{у_i} \cdot P_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i$$

Определим эффективное число электроприемников $n_e = \frac{2 \cdot \sum_1^n P_{\text{ном}i}}{P_{\text{ном max}}}$

где $P_{\text{номmax}}$ – номинальная мощность наиболее мощного ЭП группы. Если $n_3 > n$, то принимаем $n_3 = n$, где n – фактическое число ЭП.

Определим средневзвешенный коэффициент использования $K_{и\text{cp}} = \frac{\sum P_{\text{cp}}}{\sum P_{\text{ном}}}$

Определим коэффициент расчетной нагрузки в зависимости от $K_{и\text{cp}}$ и n_3 . Для распределительных сетей до 1 кВ K_p принимается по таблице «Указаний по расчету электрических нагрузок 1990»

Определим расчетную активную и реактивную мощность: $P_p = K_p \cdot P_{\text{cp}}$

при $n_3 \leq 10$ и $K_p \geq 1$ $Q_p = 1,1 \cdot Q_{\text{cp}}$

при $n_3 > 10$ и $K_p \geq 1$ $Q_p = Q_{\text{cp}}$

Полная мощность $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$

Таблица. Расчет электрических нагрузок

Группа	Электроприемники	$P_{\text{уст}}$ кВт	n шт	P_{Σ} кВт	$K_{и}$	$\cos\phi / \text{tg}\phi$	P_{cp} кВт	Q_{cp} кВт	n_3 шт	K_p	P_p кВт	Q_p кВт	S_p 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 $P_p = K_c \cdot P_{\text{ном}\Sigma}$ $Q_p = P_p \cdot \text{tg}\phi$

Таблица 2. Расчет методом коэффициента спроса

№№	Электроприемники	$P_{\text{ном}\Sigma}$ 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.

$$K_u = K_z K_\kappa$$

$$\text{Точечные} - K_u = 0,03 \cdot 0,5 = 0,02$$

$$\text{Рельефные} - K_u = 0,7 \cdot 0,07 = 0,05$$

$$\text{Шовные} - K_u = 0,7 \cdot 0,5 = 0,35$$

$$\text{Стыковые} - K_u = 0,3 \cdot 0,3 = 0,09$$

$$P_{ср.м(с)} = 5,6_{BC(с)} \cdot 0,35 \cdot 11 + 0,09 \cdot 6 \cdot 7,6_{BC(с)} + \\ + 2 \cdot 0,05 \cdot 40_{CA(с)} + 0,02 \cdot 24,6_{CA(с)} + 5,6_{CA(с)} \cdot 0,35 = 32 \text{ кВт}$$

$$Q_{ср.м(с)} = 5,6_{BC(с)} \cdot 0,35 \cdot 11 \cdot 0,65 + 0,09 \cdot 6 \cdot 7,6_{BC(с)} \cdot 0,6 + \\ + 2 \cdot 0,05 \cdot 0,7 \cdot 40_{CA(с)} + 0,02 \cdot 0,8 \cdot 24,6_{CA(с)} + 5,6_{CA(с)} \cdot 0,35 \cdot 0,65 = 20,9 \text{ квар}$$

$$P_{ср.м.г} = P_{ср.м} \cdot 3 = 32 \cdot 3 = 96 \text{ кВт}$$

$$Q_{cp.m_y} = Q_{cp.m} \cdot 3 = 20,9 \cdot 3 = 62,7 \text{ кВт}$$

$$n_s = \frac{2 \sum P_{ном}}{P_{ном, max}} = \frac{24,6 \cdot 5 + 40 \cdot 2 + 5,6 \cdot 14 + 7,6 \cdot 6}{40} = 8,2 \approx 8$$

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: $P_{cp} = K_n \cdot P_{уст}$; $Q_{cp} = P_{cp} \cdot \text{tg}\phi$;

$$P_{cp1} = 0,6 \cdot 1450 = 870 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp1} = 870 \cdot 1 = 870 \text{ квар};$$

$$P_{cp2} = 0,06 \cdot 1300 = 78 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp2} = 78 \cdot 1,98 = 154,4 \text{ квар};$$

$$P_{cp3} = 0,35 \cdot 800 = 280 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp3} = 280 \cdot 1,17 = 327,6 \text{ квар}.$$

Определяем суммарные средние мощности:

$$P_{cp\Sigma} = 870 + 78 + 280 = 1228 \text{ кВт}; \quad Q_{cp\Sigma} = 870 + 154,4 + 327,6 = 1352 \text{ квар}.$$

Расчётная нагрузка предприятия с учётом коэффициента одновременности нагрузок:

$$P_p = K_o \cdot K_p \cdot P_{cp\Sigma} = 1 \cdot 1 \cdot 1228 = 1228 \text{ кВт}; \quad Q_p = 1 \cdot 1 \cdot 1352 = 1352 \text{ квар}.$$

$$\text{Выбираем силовые трансформаторы ГПП: } S_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{N_T \cdot K_{загр.опт}};$$

$$Q_3 = P_p \cdot \text{tg}\phi_3 = 1228 \cdot 0,25 = 307 \text{ квар};$$

$$S_p = \frac{\sqrt{1228^2 + 307^2}}{2 \cdot 0,7} = 904 \text{ кВА}; \quad \text{выбираем трансформаторы ТМН–1000/35.}$$

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: $Q_{\text{НКУ1}} = 113,4$ квар, принимаем две ККУ: УК2–0,38–50 У3 и УК3–0,38–75 У3;

3 цех: $Q_{\text{НКУ1}} = 117,6$ 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.

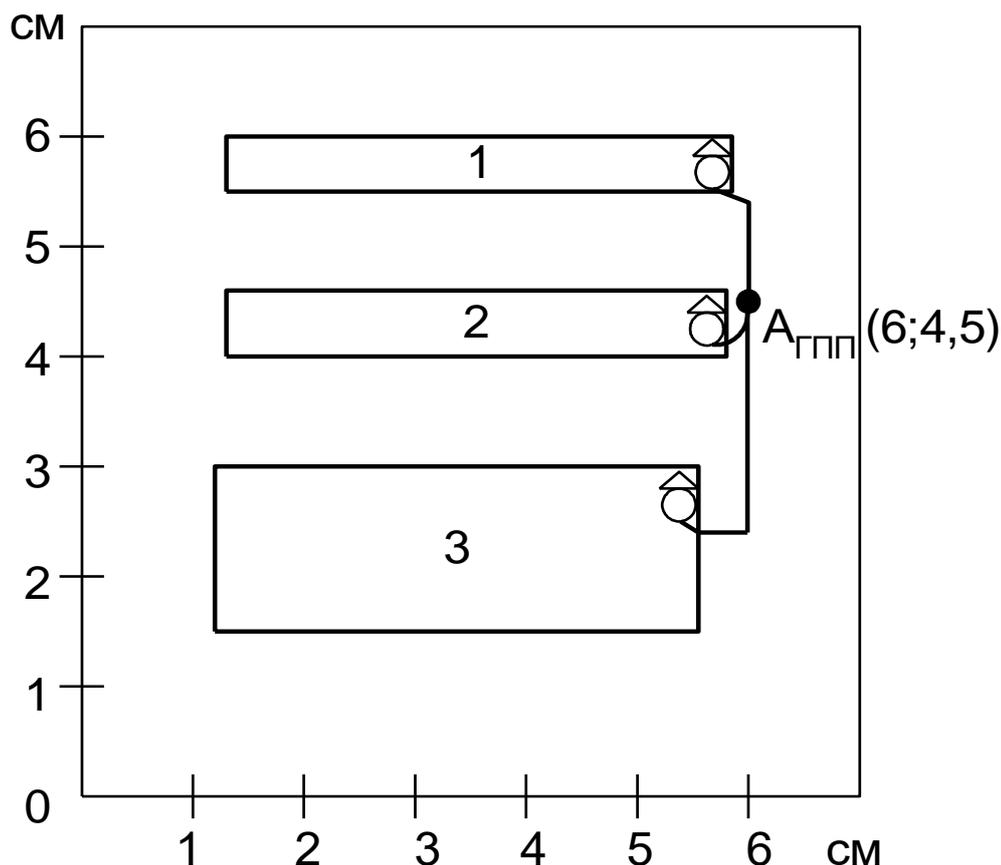


Рисунок 1 – Расположение цехов (масштаб: 1 см=36,4 м)

$$X_{ц} = \frac{870 \cdot 5,7 + 78 \cdot 5,7 + 280 \cdot 5,4}{870 + 78 + 280} = 5,6 \text{ см}; \quad Y_{ц} = \frac{870 \cdot 5,5 + 78 \cdot 4 + 280 \cdot 2,5}{870 + 78 + 280} = 4,7 \text{ см}.$$

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.

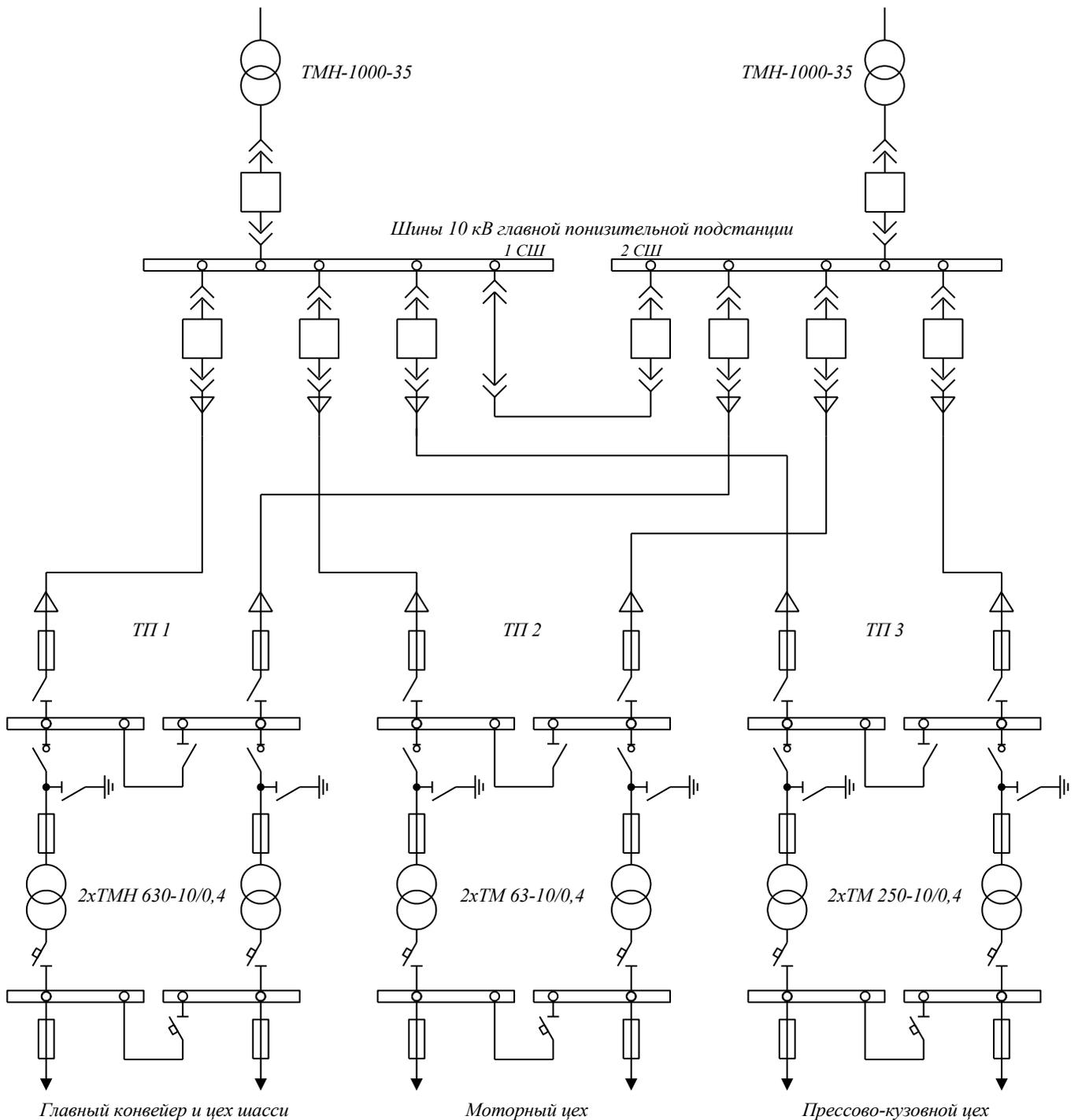


Рисунок – Схема внутреннего электроснабжения

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
$$U = 4.34 \sqrt{l + \frac{16P}{n}} = 4.34 \sqrt{5 + \frac{16 \cdot 24}{2}} = 61 \text{ кВ}$$

Примем ближайшее к расчетному стандартное напряжение $U = 110 \text{ кВ}$.

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

$$I_p = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{24000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 63 \text{ А}; \quad I_{\text{PМАХ}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{24000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 126 \text{ А}$$

Сечение проводов воздушных ЛЭП рассчитываются в соответствии с требованиями ПУЭ/5/

стр 39, $S = \frac{I_{\text{PМАХ}}}{J_{\text{ЭК}}}$; мм² где: $I_{\text{PМАХ}}$ – расчетный максимальный ток, А; J – нормированное

значение экономической плотности тока, А/мм², для заданных условий работы $S = \frac{126}{1,1} = 115$

мм²

По справочным данным /2/ стр338, выбираем провод АС120. Выбранное сечение провода должно быть проверено по допустимой токовой нагрузке по нагреву $I_{\text{PМАХ}} \leq I_{\text{ДОП}}$; $126 \text{ А} \leq 390 \text{ А}$, где $I_{\text{ДОП}}$ – 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.

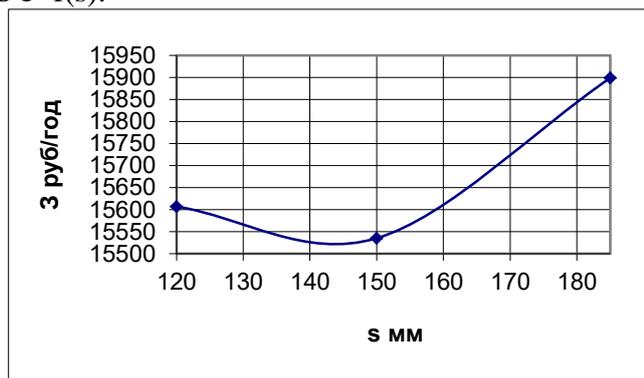
где K_3 – коэффициент загрузки $K_3 = I_p(A) / I_{\text{дл}}(A)$, $\Delta P_{\text{д}}$ – потери при действительной нагрузке,

$$\Delta P_{\text{д}} = \Delta P \cdot K_3^2$$

$\Delta Э_{\text{а2}}$ – потери энергии в линии, $\Delta Э_{\text{а2}} = \Delta P_{\text{д}} \cdot T_{\text{м}}$; $С_{\text{п2}}$ – стоимость потерь в линии, $С_{\text{п2}} = \Delta Э_{\text{а2}} \cdot C_0$; K – капитальные вложения на сооружение линий, $С_{\text{а2}}$ – ежегодные амортизационные отчисления, $С_{\text{а2}} = K \cdot K_{\text{а}}$; $K_{\text{а}}$ – коэффициент амортизационных отчислений; $С_{\text{э2}}$ – годовые эксплуатационные расходы, $С_{\text{э2}} = С_{\text{п2}} + С_{\text{а2}}$; $З$ – приведенные затраты на линию, $З = 0,125 \cdot K + С_{\text{э2}}$

s, мм ²	ΔP, кВт	I _{дл} , А	K ₃	ΔP _д , кВт	K, т.руб	С _{п2} Руб/г	С _{а2} Руб/г	С _{э2} Руб/г	З 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 целесообразное нестандартное сечение определим по трем точкам в соответствии с формулой

$$S_{\text{эц}} = \frac{s_1 + s_2}{2} - \frac{\Delta' s_1}{2\delta}$$

где s_2 – стандартное сечение линии, имеющей минимальные приведенные затраты; s_1, s_3 – стандартные ближайшие сечения линий

$$\Delta s_1 = s_2 - s_1; \quad \Delta s_2 = s_3 - s_2; \quad \Delta' s_1 = s_3 - s_1; \quad \Delta Z_1 = Z_2 - Z_1; \quad \Delta Z_2 = Z_3 - Z_2;$$

$$\delta = \frac{\Delta Z_2 \cdot \Delta s_1}{\Delta Z_1 \cdot \Delta s_2} - 1; \quad S_{\text{эц}} = \frac{120 + 150}{2} - \frac{65}{2 \cdot (-5,33)} = 141 \text{ мм}^2$$

По $S_{\text{эц}}$ принимаем ближайшее стандартное сечение $S_{\text{эц}}=150 \text{ мм}^2$, которое не превышает сечение выбранное по техническим условиям.

Задача

Выбрать экономически целесообразное напряжение и схему распределительной сети

- Суммарная расчетная мощность электродвигателей напряжением 6 кВ $S_{\Sigma \text{ДВ}}$ МВА
1
- Средняя протяженность кабельной распределительной сети при радиальной схеме $l_{\text{СР,Р}}$, км
0,3
- Средняя протяженность кабельной распределительной сети при схеме двойной магистрали $l_{\text{СР,М}}$, 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 $X_i = \frac{X_i - X_{\text{би}}}{\Delta X_i}$ 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

$$U_{РАЦ} = 8,07 + 0,92 \cdot x_1 + 1,45 \cdot x_2 + 0,37 \cdot x_3 - 1,33 \cdot x_4 - 0,14 \cdot x_5 + 0,67 \cdot x_1 \cdot x_2 + 0,20 \cdot x_1 \cdot x_3 + 0,24 \cdot x_2 \cdot x_3 + 0,29 \cdot x_2 \cdot x_4 = 8,07 + 0,92 \cdot (-0,3) + 1,45 \cdot 0,25 + 0,37 \cdot 0 - 1,33 \cdot (-0,5) - 0,14 \cdot 1 + 0,67 \cdot (-0,3) \cdot 0,25 + 0,20 \cdot (-0,3) \cdot 0 + 0,24 \cdot 0,25 \cdot 0 + 0,29 \cdot 0,25 \cdot (-0,5) = 8,6 \text{ кВ}$$

$$Z_{\Sigma 6} = 87,33 + 42,43 \cdot x_1 + 10,93 \cdot x_2 + 12,37 \cdot x_3 - 2,13 \cdot x_4 + 5,99 \cdot x_1 \cdot x_2 + 7,71 \cdot x_1 \cdot x_3 = 87,33 + 42,43 \cdot (-0,3) + 10,93 \cdot 0,25 + 12,37 \cdot 0 - 2,13 \cdot (-0,5) + 5,99 \cdot (-0,3) \cdot 0,25 + 7,71 \cdot (-0,3) \cdot 0 = 78 \text{ т.руб/год}$$

$$Z_{\Sigma 10} = 87,15 + 41,20 \cdot x_1 + 8,27 \cdot x_2 + 11,95 \cdot x_3 + 3,88 \cdot x_1 \cdot x_2 + 7,43 \cdot x_1 \cdot x_3 = 87,15 + 41,20 \cdot (-0,3) + 8,27 \cdot 0,25 + 11,95 \cdot 0 + 3,88 \cdot (-0,3) \cdot 0,25 + 7,43 \cdot (-0,3) \cdot 0 = 76,5 \text{ т.руб/год}$$

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. $P_{CM} = \frac{P}{K_M} = \frac{24}{1,2} = 20$ МВт; $Q_{CM} = P_{CM} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{CB} = 20 \cdot 0,48 = 9,6$ 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 $S_{М.Т.} = 1,5 \cdot 2 \cdot S_{НОМ.Т} = 1,5 \cdot 2 \cdot 10 = 30$ МВА

Проверим возможность перегрузки при отключении одного из трансформаторов.

Вариант 1 $1,4 \cdot S_{НОМ.Т} = 1,4 \cdot 16 = 22,4$ МВА т.е. 90% всей потребляемой мощности, что приемлемо.

Вариант 2 $1,4 \cdot S_{НОМ.Т} = 1,4 \cdot 10 = 14$ 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 %	К 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.

$$\text{вариант 1} \quad \Delta Q_X = S_{НОМ.Т} \cdot \frac{I_X}{100} = 16000 \cdot \frac{0,85}{100} = 136 \text{ кВар}$$

$$\Delta Q_K = S_{НОМ.Т} \cdot \frac{U_K}{100} = 16000 \cdot \frac{10,5}{100} = 1680 \text{ кВар}$$

$$\Delta P'_X = \Delta P_X + k_{и,п} \cdot \Delta Q_X = 26 + 0,05 \cdot 136 = 32,8 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_K = \Delta P_K + k_{и,п} \cdot \Delta Q_K = 85 + 0,05 \cdot 1680 = 169 \text{ кВт}$$

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

$$\Delta P'_{16 \cdot 2} = 2 \Delta P'_X + k_3^2 \cdot \Delta P'_K = 2 \cdot 26 + 0,75^2 \cdot 169 = 242 \text{ кВт}$$

$$\text{время наибольших потерь электроэнергии } T_{II} = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4924 \text{ ч}$$

$$\text{потери электроэнергии } \Delta \mathcal{E}_{a.T_1} = n \cdot \Delta P'_X \cdot T_{II} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P'_K \cdot \frac{S_{MAX}^2}{S_{НОМ.Т}^2} \cdot T_{II} = 495790 \text{ кВт/ч}$$

$$\text{вариант 2 } \Delta Q_X = S_{\text{НОМ.Т}} \cdot \frac{I_X}{100} = 10000 \cdot \frac{0,9}{100} = 90 \text{ кВар}$$

$$\Delta Q_K = S_{\text{НОМ.Т}} \cdot \frac{U_K}{100} = 10000 \cdot \frac{10,5}{100} = 1050 \text{ кВар}$$

$$\Delta P'_X = \Delta P_X + k_{\text{и,п}} \cdot \Delta Q_X = 8 + 0,05 \cdot 90 = 12,5 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_K = \Delta P_K + k_{\text{и,п}} \cdot \Delta Q_K = 60 + 0,05 \cdot 1050 = 112,5 \text{ кВт}$$

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

$$\Delta P'_{10,2} = 2\Delta P'_X + k_3^2 \cdot \Delta P'_K = 2 \cdot 8 + 1,2^2 \cdot 112,5 = 178 \text{ кВт}$$

$$\text{потери электроэнергии } \Delta \text{Эа.Т}_2 = n \cdot \Delta P'_X \cdot T_{\Gamma} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P'_K \cdot \frac{S_{\text{МАХ}}^2}{S_{\text{НОМ.Т}}^2} \cdot T_{\Pi} = 664790 \text{ кВт/ч}$$

найдем нагрузку, при которой необходимо переходить на работу с двумя трансформаторами:

$$\text{вариант 1 } S_A = S_{\text{НОМ.Т}} \sqrt{n(n-1) \frac{P'_X}{P'_K}} = 16 \sqrt{2 \frac{32,8}{169}} = 10 \text{ МВА}$$

$$\text{вариант 2 } S_A = S_{\text{НОМ.Т}} \sqrt{n(n-1) \frac{P'_X}{P'_K}} = 10 \sqrt{2 \frac{12,5}{112,5}} = 4,7 \text{ МВА}$$

Определим наиболее целесообразный вариант установки трансформаторов. Капитальные затраты составят

$$\text{вариант 1 } K_1 = 2 \cdot K_{16} = 2 \cdot 52 = 104 \text{ т.руб} \quad \text{вариант 2 } K_2 = 2 \cdot K_{10} = 2 \cdot 49,2 = 98,4 \text{ т.руб}$$

амортизационные отчисления

$$\text{вариант 1 } Ca_1 = Ka_{\Gamma} \cdot K_1 = 0,1 \cdot 104 = 10,4 \text{ т.руб/год}$$

$$\text{вариант 2 } Ca_2 = Ka_{\Gamma} \cdot K_2 = 0,1 \cdot 98,4 = 9,8 \text{ т.руб/год}$$

стоимость потерь при $C_0 = 0,008 \text{ руб/кВт.ч}$

$$\text{вариант 1 } C_{\Pi 1} = C_0 \cdot \Delta \text{Эа.Т}_1 = 0,008 \cdot 495790 = 3,966 \text{ т.руб/год}$$

$$\text{вариант 2 } C_{\Pi 2} = C_0 \cdot \Delta \text{Эа.Т}_2 = 0,008 \cdot 664790 = 5,318 \text{ т.руб/год}$$

годовые эксплуатационные расходы

$$\text{вариант 1 } C_{\Sigma 1} = Ca_1 + C_{\Pi 1} = 10,4 + 3,966 = 14,4 \text{ т.руб/год}$$

$$\text{вариант 2 } C_{\Sigma 2} = Ca_2 + C_{\Pi 2} = 9,8 + 5,318 = 15,2 \text{ т.руб/год}$$

$$\text{определим срок окупаемости } T_{\text{ок}} = \frac{K_1 - K_2}{C_{\Sigma 2} - C_{\Sigma 1}} = \frac{104 - 98,4}{15,2 - 14,4} = 7 \text{ лет}$$

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.

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.

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.

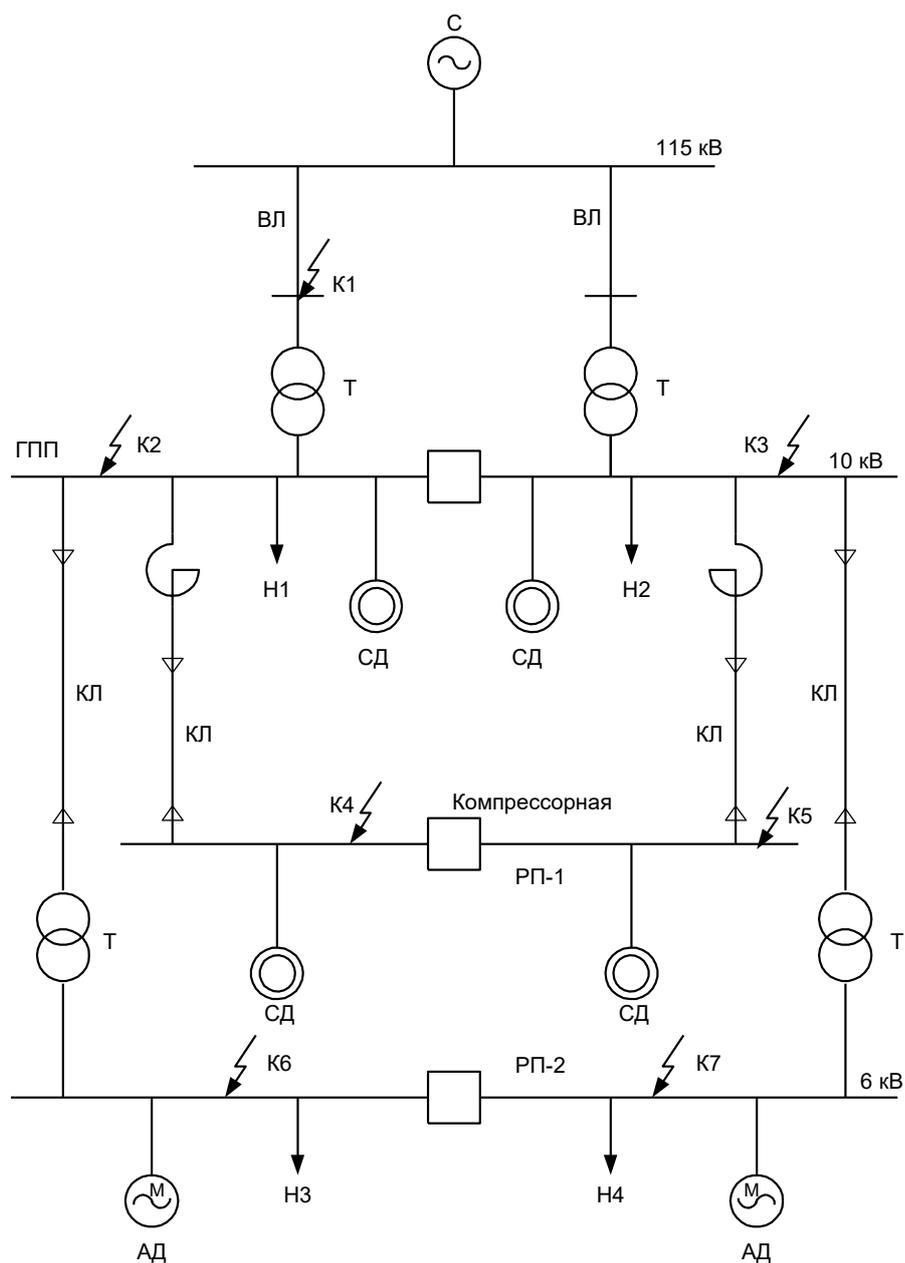
Полный комплект заданий находится у лектора.

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	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7	К8	К4	К3
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										
Н1	10	8	11	2	4	8	14	6	5	2
Н2	8	7	12	1	5	7	12	5	7	1
Н3	0,8	1	3	1	2	1	2	1,26	1,6	1
Н4	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 разновременности 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 $U_{Н10} - 700$ руб; $U_{Н0,38} - 250$ руб.

$P_p - 509$ кВт. $Q_p - 344,5$ кВт. $S_p - 621,3$ кВт.

Потребители III категории.

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

Рассмотрим варианты установки одного и двух трансформаторов на ПС

$$\text{Для одного тр-ра } S_T \geq \frac{P_{рц}}{K_3 \cdot N_T} \geq \frac{569}{0,75 \cdot 1} \geq 758,7 \text{ кВт}$$

Где $K_3 = 0,75$.

Выбираем трансформатор $S_{ном} = 1000$ кВа

$$\text{Для двух тр-ров } S_T \geq \frac{P_{рц}}{K_3 \cdot N_T} \geq \frac{569}{0,75 \cdot 2} \geq 379 \text{ кВт}$$

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

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

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

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

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

Определяем мощность низковольтных батарей конденсаторов (НБК).

$$Q_{нк\sum} = Q_{нк1} + Q_{нк2} \quad Q_{нк1} = Q_{рц} - Q_T$$

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

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от параметров

K_{p1} , и K_{p2} , определяется из графиков /2/стр.107

K_{p1} -Таб.4.6 /2/стр.108; $K_{p1} = 9$

K_{p2} -Таб.4.7 /2/стр.109 $K_{p2} = 27(1), =17(2)$

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

$Q_{нк1}$ - 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./2/стр.220, таб.9.2

для двух трансформаторов $Q_{нк1} = 569 - 190,4 = 378,6$ квар

$$Q_{нк2} = 569 - 378,6 - 0,26 \cdot 2 \cdot 400 < 0(-17,6) \text{ квар}$$

$$Q_{нк\sum} = 378,6 + 0 = 378,6 \text{ квар}$$

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

$$Q_{\text{неск}} = Q_{T_1} - Q_{\text{нк}_\phi} + \Delta Q_T$$

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

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

$$Q_{\text{вбк}} = Q_{\text{неск}} - Q_{\text{э}}$$

где $Q_{\text{э}} = P_{\text{рц}} \cdot \text{tg}\phi = 569 \cdot 0,3 = 170,7$

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

Выбираем КС2-10,5-50 по /3/ стр231

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

$$Q_{\text{вбк}} < 0 \text{ квар}$$

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

$$З = E \cdot (K_{\text{тр}} + K_{\text{бк}}) + C = E \cdot K_{\text{тп}} + K_{\text{ву}}_{\text{нбк}} + E \cdot K_{y_{0,38}} \cdot Q_{\text{нбк}} + K_{\text{ву}}_{\text{вбк}} +$$

$$+ E \cdot K_{y_{10}} \cdot Q_{\text{вбк}} + C_0 \cdot \Delta R_{\text{тр}} + P_{y_{\text{нбк}}} \cdot C_0 \cdot Q_{\text{нбк}} + P_{y_{\text{вбк}}} \cdot C_0 \cdot Q_{\text{вбк}}$$

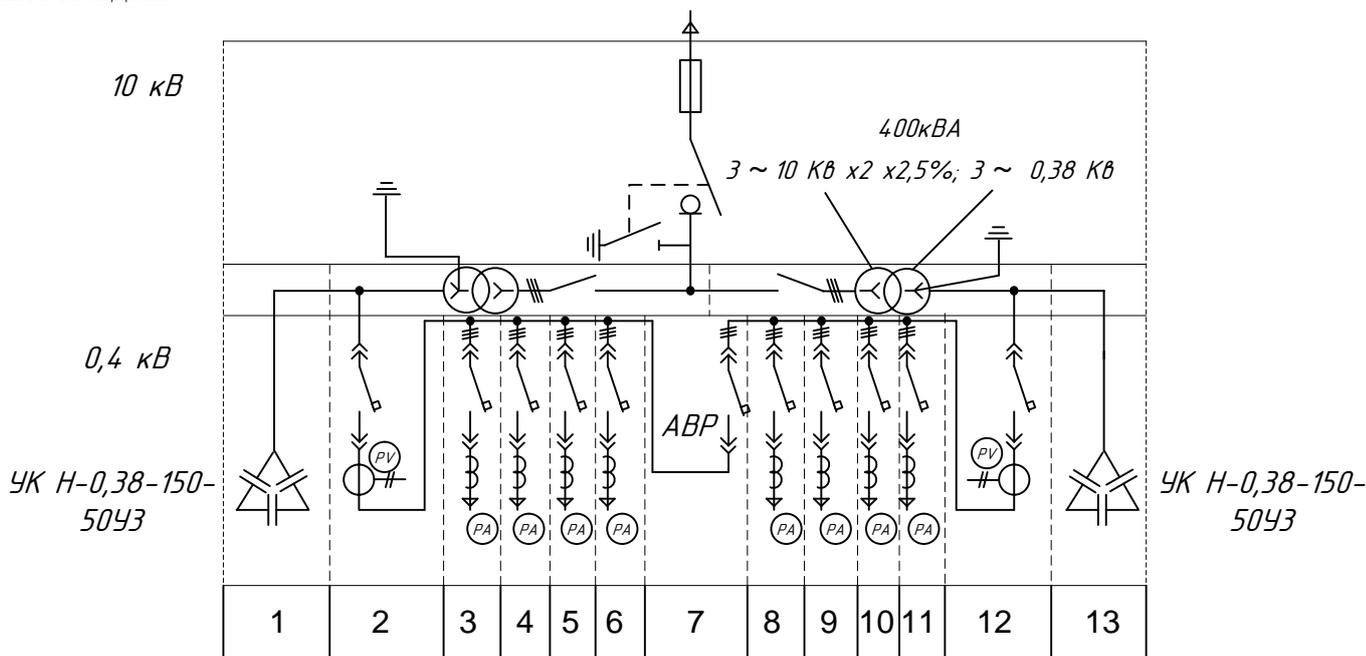
где: E – коэффициент ежегодных отчислений на капитальные вложения

$K_{\text{тп}}$ – стоимость трансформаторной подстанции

C – стоимость потерь эл.энергии в тр-рах и БК

$$\Delta R_{\text{тр}} = \Delta R_x + K_z^2 \cdot \Delta R_k \quad /2/\text{стр}86$$

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.



Квалификационное задание для студентов

Вариант № 1

При реконструкции одного из цехов, питаемого от шин существующей КТП с трансформаторами 2x1600 кВА, возникла необходимость в подключении 5 двигателей с техническими характеристиками, приведенными в таблице 1. Помещение, где устанавливаются двигатели, не взрыво- и не пожароопасно; температура воздуха 26° С. Режим работы двигателей исключает возможность длительных перегрузок, условия пуска - легкие. Возможность одновременного пуска более одного двигателя исключается. Двигатели подключаются к шинам распределительного пункта, расстояние до которого от двигателей указано в табл.1.

Таблица 1. Технические данные АД.

Тип Двигателя	Uном, В	Номинал. мощн., кВт	Кратность пускового тока	кпд, %	cosφ	Кол-во	Расстояние от АД до распред. пункта, м
A03-355S-12У3	380	75	6	91,5	0,77	2	25
A2-81-4	380	40	5,9	90,5	0,83	2	18
A2-72-6	380	22	5,6	88	0,8	1	10

Распределительный пункт можно запитать от существующей КТП, расположенной на расстоянии 270 м, с расчетной нагрузкой $P_p = 1200$ кВт, $Q_p = 750$ квар, либо от проектируемой КТП с трансформатором 1000 кВА, расположенной на расстоянии 540 м с расчетной нагрузкой $P_p = 500$ кВт, $Q_p = 230$ квар.

Разработать схему электроснабжения вновь подключаемых двигателей, решив при этом следующие вопросы:

- 1) Разработать схему электроснабжения двигателей и определить возможность их подключения к трансформаторным подстанциям. Свое решение обосновать технически и экономически. При этом оценить надежность предлагаемого варианта схемы электроснабжения;
- 2) Выбрать распределительный пункт и питающий его проводник, а также защитный аппарат на вводе РП, согласовав его уставки с уставками вводного защитного аппарата на шинах КТП, приняв в расчетах величину минимального тока однофазного к.з. на шинах КТП 1,8 кА;
- 3) При условии, что существующая КТП подключена к шинам ПГВ 10 кВ, расположенной на расстоянии 4 км, выбрать сечение питающих ее линий и проверить их по допустимой потере напряжения и по термической стойкости к токам К.З. Рассмотреть условия прокладки питающих КТП линий. На ПГВ установлены 2 силовых трансформатора мощностью 40 МВА. Ток К.З. на стороне 110 кВ ПГВ принять равным 11 кА;
- 4) Рассчитать уставки релейной защиты линии, питающей существующую КТП. Какие виды основных защит установлены на силовых трансформаторах ПГВ и от каких повреждений;
- 5) Описать конструкцию изоляции принятой линии, питающей существующую КТП. Каким образом осуществляется монтаж заданной линии?
- 6) Проверить соответствие отклонений напряжения ГОСТ 13109-97 на зажимах первого АД.
- 7) Какие правила техники безопасности необходимо соблюдать при обслуживании данных двигателей?

В процессе изучения дисциплины используются следующие виды контроля знаний студентов:

- входной контроль;
- текущий контроль;
- рубежный контроль;
- экзаменационный (итоговый) контроль;
- самоконтроль знаний.

Виды и цели контроля

Входной контроль зависит от цели обучающего курса и его специфики. Он определяет готовность студента к работе по курсу (роль допуска к обучению), выполняет диагностические функции, выявляет пробелы в знаниях, компенсируемые процессом дополнительного обучения. Обучающий курс становится адаптивным (каждый учащийся идет своим путем в зависимости от его начального уровня). Работа по тестовым заданиям настраивает студента на предметную область, вводит в терминологию, способствует актуализации знаний, становится стартовой площадкой для новой темы. Обычно входной контроль редок (вступительные экзамены, допуск к лабораторной работе), но при компьютеризации обучения его частота повышается.

Текущий контроль – диагностика знаний, умений и навыков (ЗУН) и коррекция обучения в процессе усвоения темы, позволяющая исправлять недостатки обучения и достигать необходимого уровня его усвоения.

Рубежный контроль – это проверка уровня усвоения очередного раздела курса. Студенту предлагается творческая задача, задача повышенной сложности или задача, предусматривающая перенос усвоенных знаний на другой материал. Успешное решение задачи показывает, что учащийся овладел всей системой знаний и действий, предусмотренных целями обучения по данной теме. Рубежная проверка позволяет обучаемому запрашивать необходимый справочный или информационный материал, советы, разъяснения ошибок, наводящие вопросы. Задания должны быть адекватны этапу познавательной деятельности, элементу которого соответствует серия нескольких заданий. Рубежный контроль может быть входным для изучения последующего материала и поддержки уровня знаний при перерывах в обучении, что характерно для студентов заочной и сокращенной заочной форм. Итогом рубежного контроля являются результаты контрольных точек.

Экзаменационный (итоговый) контроль. Если проверка исходного уровня – «входной» контроль, то заключительный контроль показывает полученные результаты «на выходе». Он представляет собой серию заданий по всему материалу, которую обучаемый должен решить самостоятельно. По результатам экзаменационного контроля учащийся получает отметку.

Самоконтроль знаний – наиболее простой вид. Обычно это вопросы и задачи, на которые учащийся пытается ответить самостоятельно. При затруднении он может обратиться к учебнику и найти в нем ответы. Основная цель самоконтроля – самоутверждение, достижение уверенности в усвоении учебного материала, хотя это может и не соответствовать действительности.

Таким образом, основные цели разных видов контроля следующие: самоутверждение; готовность к изучению нового материала; проверка уровня усвоения; поддержка адаптивного обучения и уровня знаний; формирование базы оценок для определения рейтинга обучаемых. Программные средства контроля знаний должны обеспечивать все стадии его проведения: от идентификации до выдачи результатов.

Контроль (диагностика) знаний, умений, навыков (ЗУН) включает в себя выполнение некоторого множества заданий, характеризующихся трудностью и сложностью. Трудность задания определяется уровнем усвоения, на диагностику которого оно направлено. Сложность характеризуется числом существенных операций в нем, в т.ч. и свернутых.

Педагогически корректное задание для контроля знаний студентов должно быть: содержательно валидным (построенным на содержании предшествующего обучения); функционально валидным (проверка того, для чего его используют); объективным; однозначным;

специфичным (требующим конкретных ЗУН, а не общей эрудиции); способным разделить учащихся на знающих и незнающих.

Подбор заданий в группу основан на репрезентативности (полноте охвата дисциплины или ее раздела ограниченной выборкой); однородности (равноценности содержания и трудности наборов заданий); рандомизации (гарантии не предъявления одного и того же набор заданий).

Входной контроль выполняется в виде тестовых заданий. Формами текущего контроля являются блиц-опрос студентов на каждой лекции по пройденному материалу (5-7 минут), опрос на практических занятиях, защита индивидуальных домашних заданий, рефераты.

Рубежный контроль предусматривает выполнение контрольных работ, комплексных заданий, направленных на проверку эвристических способностей студентов, углубленного изучения материала, коллоквиум.

Итоговый контроль – это экзамен по дисциплине. Экзаменационный билет должен включать два теоретических вопроса и задачу. Предусмотрено три типа сложности задач: простой, средней и повышенной сложности. Студенту предлагается выбор задачи по сложности в зависимости от того, на какую оценку он претендует. Если студент не справляется с задачей средней или повышенной сложности, то предлагается простая задача, отсутствие решения которой приводит к неудовлетворительной оценке на экзамене.

Рекомендуется при оценке знаний студентов на экзамене учитывать его работу в семестре.

Вопросы к экзамену

1. Характеристика производственных помещений по условиям окружающей среды, их классификация.
2. Выбор напряжения в цеховой электрической сети.
3. Схемы цеховых электрических сетей.
4. Общие принципы построения цеховых сетей. классификация цеховых сетей по конструктивному исполнению.
5. Шинопроводы (типы и конструкции).
6. Прокладка шинопроводов.
7. Электропроводка.
8. Кабели напряжением до 1 кВ (марки, конструктивное исполнение, область применения).
9. Провода напряжением до 1 кВ.
10. Способы прокладки проводов, кабелей.
11. Распределительные силовые шкафы, пункты, щиты, ящики и щитки.
12. Комплектные распределительные устройства напряжением до 1 кВ.
13. Крановые троллеи.
14. Автоматические выключатели (типы, конструкция, характеристики, принцип работы).
15. Предохранители.
16. Магнитные пускатели.
17. КТП (компоновка, конструкция).
18. Схемы цеховых подстанций.
19. Размещение и компоновка цеховых подстанций.
20. Цеховые сети в нормальных помещениях.
21. Цеховые сети в пожаро- и взрывоопасных помещениях.
22. Выбор сечений проводников.
23. Выбор предохранителей.
24. Выбор автоматических выключателей.
25. Расчет трехфазных токов КЗ в сети до 1 кВ.
26. Расчет токов однофазного КЗ в сети до 1 кВ.
27. Распределение низковольтных компенсирующих устройств в цеховой сети.
28. Избирательность действия предохранителя и автоматического выключателя. Карта селективности.
29. АВР в низковольтной сети.

30. Определение и нормирование тока замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью.
31. Расчет параметров ДГР и выбор силовых трансформаторов для их подключения к сети.
32. Принципы работы ДГР и их конструктивное исполнение. Выбор места установки ДГР.
33. Длительность пуска и самозапуска ЭД.
34. Способы и схемы пуска высоковольтных ЭД.
35. Способы и схемы пуска низковольтных ЭД.
36. Прямой пуск высоковольтных ЭД.
37. Реакторный пуск ЭД.
38. Пуск низковольтных электродвигателей.
39. Трансформаторный пуск ЭД.
40. Самозапуск АД.
41. Самозапуск СД.
42. Определение допустимости несинхронного включения ЭД.
43. Определение неотключаемой мощности самозапускающихся ЭД.
44. Режим нейтрали в установках до 1000 В.
45. Сети для передвижных ЭП.
46. Механические характеристики ЭД при различных уровнях напряжения.
47. Изменение сопротивления и пускового тока при скольжении.
48. Нагрев ЭД.
49. Пуск ЭД от источника соизмеримой мощности.
50. Технологическая и аварийная броня электроснабжения потребителей электроэнергии.
51. Допустимые перегрузки ВЛ.
52. Допустимые перегрузки КЛ.
53. Допустимые перегрузки электрических аппаратов и силовых трансформаторов.
54. Режимы работы нейтрали электроустановок.
55. Особенности схем электроснабжения специфичных ЭП.

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.

Тестовые задания по дисциплине

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:
 - а) $\pm U\% = [(U_{\text{фак}} - U_{\text{ном}})]/U_{\text{ном}} \cdot 100\%$
 - б) $\pm U\% = [(U_{\text{ном}} - U_{\text{мин}})]/U_{\text{ном}} \cdot 100\%$
 - б) $\pm U\% = [(U_{\text{мах}} - U_{\text{ном}})]/U_{\text{ном}} \cdot 100\%$
6. 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
7. Режим настройки дугогасящих катушек в нейтрали характеризуется:
 - а) степенью расстройки, степенью настройки
 - б) коэффициентом успокоения резонансно-заземленной сети
 - в) напряжением смещения нейтрали.
8. Условием несинхронного включения СД является:
 - а) $I_{\text{нс}}X''d \leq 1,5 k$
 - б) $I_{\text{нс}}X''d \leq 1,05 k$
 - в) $I_{\text{нс}}X'd \leq 1,5 k$
9. Номинальный ток плавкой вставки предохранителя определяется как:
 - а) для одиночного ЭП $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_p$
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 $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_{\text{пуск.}}/\alpha$
10. 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.
11. 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
12. Процесс самозапуска делится на следующие этапы:
- а) выбег и восстановление рабочего режима
б) разгон и восстановление рабочего режима
в) выбег, разгон и восстановление рабочего режима.
13. 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
14. 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.
15. Режимы настройки дугогасящих катушек в сети с резонансно-заземленными
нейтралями являются:
- а) резонансный б) недокомпенсации, резонансный
в) резонансный, недокомпенсации, перекомпенсации.
16. Расчетная нагрузка эмпирическим методом определяется как:
- а) $P_p = K_c \cdot P_{уст.}$ б) $P_p = P_{срт} + bdc_{срт}$ в) $P_p = K_p \cdot P_{ср}$
17. Номинальный ток плавкой вставки предохранителя определяется как:
- а) для одиночного ЭП $I_{ном.вст.} \geq I_p$
для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{пуск.}/\alpha$
б) для одиночного ЭП $I_{ном.вст.} \geq I_{ном.эп}$
для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{лик.}/\alpha$
в) 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:
- 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) $Q\beta = Q_{р.в.} + Q_{мах.т} - \Delta Q_t$
19. 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.
20. 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.

Вариант № 2

1. Электроснабжением называют:

- а) обеспечение потребителей электроэнергией
- б) совокупность ЭУ, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией
- в) совокупность взаимосвязанных ЭУ предприятия, города.

2. 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.

3. 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.

4. 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.

5. Потеря напряжения между напряжением ист. питания U1 и напряжением в месте подключения ЭП к сети U2 определяется:

- а) $\Delta U\% = [(U_{ном} - U_2)]/U_1 \cdot 100\%$
- б) $\Delta U\% = [(U_1 - U_2)]/U_{ном} \cdot 100\%$
- в) $\Delta U\% = [(U_1 - U_{ном})]/U_2 \cdot 100\%$

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:

$$C_A + a^2 C_B + a C_C$$

- а) $d = - \frac{C_A + C_B + C_C}{W(C_A + C_B + C_C) - 1/WL_H}$
- б) $d = \frac{W(C_A + C_B + C_C)}{3G + 1/R_H} \cdot 100$

- в) $d = \frac{W(C_A + C_B + C_C)}{3G + 1/R_H} \cdot 100$

8. Ток несинхронного выключения при самозапуске 1 ЭД определяется:

$$E + U$$

- 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:
- 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.
10. В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты:
- большой (75-100 МВт и >), средней (от 5 до 75 МВт) и малой (<5 МВт) мощности
 - большой (>100 МВт), средней (<100 МВт)
 - большой (>75 МВт), малой (<75 МВт)
11. Расстояние между двумя параллельно идущими траншеями с кабелями 35 кВ:
- 1,5 м
 - 1 м
 - 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 тпуска = до 2,5с
 $\alpha = 1,6$ для тяжелых пусков с тпуска = > 2,5с
 - $\alpha = 3,5$ для легких пусков с тпуска до 3,5с
 $\alpha = 2,5$ для тяжелых пусков с тпуска > 3,5с
 - $\alpha = 1,6$ для легких пусков с тпуска до 1,6с
 $\alpha = 2,5$ для тяжелых пусков с тпуска > 1,6с
13. Баланс реактивной мощности в узле 6-10 кВ промышленного предприятия имеет вид:
- $Q_v - Q_{нк} - Q_{ск} - Q_t - Q_{сд} - Q_{э1} = 0$
 - $Q_v - Q_{сд} - Q_{ск} - Q_{тэц} - Q_{вк} - Q_{э1} = 0$
 - $Q_v - Q_{сд} - Q_{вк} - Q_{мах.т} - Q_{э1} - Q_{тэц} = 0$
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:
- $I_{см} = U_l / \alpha$
 - $I_{см} = U_l$
 - $I_{сф} = \sqrt{3} U_{ф} W C_{oi} l_i$
16. Напряжение фаз относительно земли при однофазных КЗ в эффективно-заземленных сетях не превышают:
- 1,4 $U_{ф}$
 - 1,73 $U_{ф}$
 - 1,9 $U_{ф}$
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:

- а) $\frac{P_{\text{ср.м.}}}{P_{\text{ном.}}}$ б) $\frac{P_p}{P_{\text{ном}}}$ в) $\frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ном}}}$

20. Предельно допустимым током по нагреву называют:

- а) длительно протекающий по проводнику ток, при котором устанавливается наибольшая длительно допустимая температура нагрева проводника
б) минимальный ток в нормальном режиме длительно протекающий по проводнику
в) 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 $I_{\text{ном.выкл.}}$ 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.

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) $Q\beta = Q_{p.v.} + Q_{\text{мах.т}} - \Delta Q_T$
б) $Q\beta = Q_{p.v.} - Q_{\text{мах.т}} + \Delta Q_T$
в) $Q\beta = Q_{p.v.} + Q_{\text{мах.т}} - \Delta Q_T$

6. Коэффициентом эффективности заземления нейтрали КЗ называют:

- а) $k_3 = U_{\text{ном}} / U_{\text{min}}$ б) $k_3 = U_{\text{фз}} / U_{\text{ф}}$
в) $k_3 = U_{\text{мах}} U_{\text{min}} / U_{\text{ном}}$

7. Напряжение фаз относительно земли при однофазных КЗ в эффективно-заземленных сетях не превышают:

- а) $1,4 U_{\text{ф}}$ б) $1,73 U_{\text{ф}}$ в) $1,9 U_{\text{ф}}$

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:
- а) не более 6 силовых кабелей
 - б) не более 10 силовых кабелей
 - в) не более 12 силовых кабелей
13. Плавкие предохранители служат для:
- а) защиты внутрицеховых сетей от токов КЗ
 - б) дистанционного управления АД
 - в) коммутации силовой цепи.
14. Предельно допустимым током по нагреву называют:
- а) длительно протекающий по проводнику ток, при котором устанавливается наибольшая длительно допустимая температура нагрева проводника
 - б) минимальный ток в нормальном режиме длительно протекающий по проводнику
 - в) ток, протекающий в проводнике в послеаварийном режиме.
15. Реактивная мощность, генерируемая СД определяется как:
- а) $Q_{сд} = P_{ном.сд} \cdot \tan \varphi_{ном}$
 - б) $Q_{сд} + \alpha_m \sqrt{P_{ном.сд}^2 + Q_{ном.сд}^2}$
 - в) $Q = \frac{P_{ном.сд} \cdot \tan \varphi_{ном}}{\eta_{ном}}$
16. 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.
17. Режимы настройки дугогасящих катушек в сети с резонансно-заземленными нейтралью являются:
- а) резонансный
 - б) недокомпенсации, резонансный
 - в) резонансный, недокомпенсации, перекомпенсации.
18. Процесс самозапуска делится на следующие этапы:
- а) выбег и восстановление рабочего режима
 - б) разгон и восстановление рабочего режима
 - в) выбег, разгон и восстановление рабочего режима.
19. Условием несинхронного включения СД является:
- а) $I_{нсX}''d \leq 1,5 k$
 - б) $I_{нсX}''d \leq 1,05 k$
 - в) $I_{нсX}'d \leq 1,5 k$
20. Коэффициент использования активной мощности одиночного ЭП это отношение:
- а) $\frac{P_{ср.м.}}{P_{ном.}}$
 - б) $\frac{P_{ср.кВ}}{P_{ном.}}$
 - в) $\frac{P_p}{P_{ном.}}$

Вариант № 4

1. 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.
2. Коэффициент использования активной мощности одиночного ЭП это отношение:

Р _{ср.м.}	Р _{ср.кВ}	Р _р
а) $\frac{\quad}{P_{ном.}}$	б) $\frac{\quad}{P_{ном.}}$	в) $\frac{\quad}{P_{ном.}}$
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 $i_{уд\ кз} \geq 50$ 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) $Q_v - Q_{нк} - Q_{ск} - Q_t - Q_{сд} - Q_{э1} = 0$
 - в) $Q_v - Q_{сд} - Q_{ск} - Q_{тэц} - Q_{вк} - Q_{э1} = 0$
 - в) $Q_v - Q_{сд} - Q_{вк} - Q_{мах.т} - Q_{э1} - Q_{тэц} = 0$
6. Если коэффициент эффективности заземления нейтрали $k_z \leq 1,4$, 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 $I_{ном.выкл.}$ до 100 А
 - б) защищенные плавкими предохранителями со вставками на $I_{ном}$ до 60 А - по эл.динамической стойкости, независимо от номинального тока вставок по термической
 - в) защищенные плавкими предохранителями с $I_{вст} < 60$ 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 $I_{ном.вст.} \geq I_p$
для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{пуск./\alpha}$
- б) для одиночного ЭП $I_{ном.вст.} \geq I_{ном.эп}$
для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{лик./\alpha}$
- в) для одиночного ЭП $I_{ном.вст.} \geq I_{ном.эн}$
для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{пуск./\alpha}$

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) $I_{нсX}''d \leq 1,5 k$ б) $I_{нсX}''d \leq 1,05 k$
 - в) $I_{нсX}'d \leq 1,5 k$
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.

Вариант № 5

1. 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.
2. Коэффициентом спроса активной мощности называется 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) _____
3. 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
4. Предельно допустимым током по нагреву называют:
 - а) длительно протекающий по проводнику ток, при котором устанавливается наибольшая длительно допустимая температура нагрева проводника
 - б) минимальный ток в нормальном режиме длительно протекающий по проводнику
 - в) ток, протекающий в проводнике в послеаварийном режиме.
5. Реактивная мощность, генерируемая СД определяется как:
 - а) $Q_{\text{сд}} = P_{\text{ном.сд}} \cdot \text{tg } \varphi_{\text{ном}}$
 - б) $Q_{\text{сд}} + \alpha_m \sqrt{P_{\text{ном.сд}}^2 + Q_{\text{ном.сд}}^2}$
 - в) $Q = \frac{P_{\text{ном.сд}} \cdot \text{tg } \varphi_{\text{ном}}}{\eta_{\text{ном}}}$
6. Емкостной ток замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью определяется как:
 - а) $I_{\text{см}} = U / \alpha$
 - б) $I_{\text{см}} = U I$
 - в) $I_{\text{сф}} = \sqrt{3} U_{\text{ф}} W \text{ Coi } l_i$
7. Процесс самозапуска делится на следующие этапы:
 - а) выбег и восстановление рабочего режима
 - б) разгон и восстановление рабочего режима
 - в) выбег, разгон и восстановление рабочего режима.
8. В сетях 6-10 кВ промышленных предприятий экономически целесообразно применять токопроводы при передаваемой мощности:
 - а) 5-10МВА на U=6кВ, >10МВА на U=10кВ
 - б) 15-40МВА на U=6кВ 20-70МВА на U =10 кВ
 - в) <15 МВА на U=6кВ, >15 МВА на U=10 кВ.
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. При расчете токов КЗ до 1 кВ в отличие от токов Кз > 1 кВ должны учитываться:
 - а) сопротивление дуги в месте КЗ
 - б) сопротивление дуги в месте КЗ, активные сопротивления элементов цепи, включая сопротивление переходных контактов
 - в) активные сопротивления элементов цепи.
11. 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.
12. Потеря напряжения между напряжением ист. питания U1 и напряжением в месте подключения ЭП к сети U2 определяется:

а) $\Delta U\% = [(U_{ном} - U_2)/U_1] \cdot 100\%$ б) $\Delta U\% = [(U_1 - U_2)/U_{ном}] \cdot 100\%$

б) $\Delta U\% = [(U_1 - U_{ном})/U_2] \cdot 100\%$

13. Коэффициентом эффективности заземления нейтрали k_3 называют:

а) $k_3 = U_{ном} / U_{мин}$ б) $k_3 = U_{фз} / U_{ф}$ в) $k_3 = U_{мах} U_{мин} / U_{ном}$

14. Режимы настройки дугогасящих катушек в сети с резонансно-заземленными нейтралью являются:

а) резонансный б) недокомпенсации, резонансный

в) резонансный, недокомпенсации, перекомпенсации.

15. При выборе защитных аппаратов для защиты ЭД до 1 кВ учитывается коэффициент α , зависящий от условий и длительности пуска ЭД и равный:

а) $\alpha = 2,5$ для легких пусков с $t_{пуска} = \text{до } 2,5с$

$\alpha = 1,6$ для тяжелых пусков с $t_{пуска} = > 2,5с$

б) $\alpha = 3,5$ для легких пусков с $t_{пуска} \text{ до } 3,5с$

$\alpha = 2,5$ для тяжелых пусков с $t_{пуска} > 3,5с$

в) $\alpha = 1,6$ для легких пусков с $t_{пуска} \text{ до } 1,6с$

$\alpha = 2,5$ для тяжелых пусков с $t_{пуска} > 1,6с$

16. Расчетная мощность ВБК для предприятия определяется: n

а) $Q_{вк} = \sum_{i=1}^n Q_{рт} - Q_{нкф} + \Delta Q_T - Q_{э1}$

б) $Q_{вк} = \sum_{i=1}^n Q_{рвi} - Q_{сд.р.} - Q_{мах.т.}$

в) $Q_{вк} = \sum_{i=1}^n Q_{рвi} - Q_{сд.р.} - Q_{э1}$

17. Промышленные механизмы, участвующие в самозапуске делятся на:

а) механизмы с постоянным моментом сопротивления, механизмы с вентиляторным моментом сопротивления

б) механизмы с максимальным моментом сопротивления, механизмы с номинальным моментом сопротивления

в) механизмы с минимальным моментом сопротивления, механизмы с максимальным моментом сопротивления

18. 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) $I_{нс} = \frac{E + U}{X_d + X_c}$

19. 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

20. Коэффициент использования активной мощности одиночного ЭП это отношение:

а) $\frac{P_{ср.м.}}{P_{ном.}}$ б) $\frac{P_{ср.кВ}}{P_{ном.}}$ в) $\frac{P_p}{P_{ном.}}$

Вариант № 6

1. Основным показателем, по которому следует классифицировать приемники эл. энергии являются:
 - а) температура отдельных частей приемника электроэнергии
 - б) технологический режим
 - в) график электрической нагрузки.
2. Расчетная нагрузка эмпирическим методом определяется как:
 - а) $P_p = K_c \cdot P_{уст}$.
 - б) $P_p = P_{срт} \pm \beta \delta_{срт}$
 - в) $P_p = K_p \cdot P_{ср}$
3. Расстояние между двумя параллельно идущими траншеями с кабелями 35 кВ:
 - а) 1,5 м
 - б) 1 м
 - в) 0,5 м
4. Номинальный ток плавкой вставки предохранителя определяется как:
 - а) для одиночного ЭП $I_{ном.вст.} \geq I_p$
для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{пуск.}/\alpha$
 - б) для одиночного ЭП $I_{ном.вст.} \geq I_{ном.эп}$
для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{лик.}/\alpha$
 - в) для одиночного ЭП $I_{ном.вст.} \geq I_{ном.эн}$
для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{пуск.}/\alpha$
5. Расчетная мощность ВБК для предприятия определяется:
 - а) $Q_{вк} = \sum_{i=1}^n Q_{рт} - Q_{нкф} + \Delta Q_t - Q_{э1}$
 - б) $Q_{вк} = \sum_{i=1}^n Q_{рвi} - Q_{сд.р.} - Q_{мах.т.}$
 - в) $Q_{вк} = \sum_{i=1}^n Q_{рвi} - Q_{сд.р} - Q_{э1}$
6. Длительно допускаемым 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.
7. 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
8. По режиму КЗ при напряжении >1 кВ не проверяются элементы канализации электроэнергии:
 - а) защищенные автоматическими выключателями и $I_{ном.выкл.}$ до 100 А
 - б) защищенные плавкими предохранителями со вставками на $I_{ном}$ до 60 А - по эл.динамической стойкости, независимо от номинального тока вставок по термической
 - в) защищенные плавкими предохранителями с $I_{вст} < 60$ А.
9. Режим работы ЭП характеризуется:
 - а) технологическим процессом
 - б) температурой отдельных частей машины

- в) временем работы ЭП.
10. 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.
11. По режиму КЗ в ЭУ выше 1 кв должны проверяться:
- кабели и др. проводники
 - ВЛ и токопроводы
 - кабели, токопроводы, опорные и несущие конструкции на них, ВЛ при $i_{уд\ кз} \geq 50$ кА.
12. Плавкие предохранители служат для:
- защиты внутрицеховых сетей от токов КЗ
 - дистанционного управления АД
 - коммутации силовой цепи.
13. 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.
14. Потеря напряжения между напряжением ист. питания U_1 и напряжением в месте подключения ЭП к сети U_2 определяется:
- $\Delta U\% = [(U_{ном} - U_2)]/U_1 \bullet 100\%$
 - $\Delta U\% = [(U_1 - U_2)]/U_{ном} \bullet 100\%$
 - $\Delta U\% = [(U_1 - U_{ном})]/U_2 \bullet 100\%$
15. Баланс реактивной мощности в узле 6-10 кВ пром.предприятия имеет вид:
- $Q_v - Q_{нк} - Q_{ск} - Q_t - Q_{сд} - Q_{э1} = 0$
 - $Q_v - Q_{сд} - Q_{ск} - Q_{тэц} - Q_{вк} - Q_{э1} = 0$
 - $Q_v - Q_{сд} - Q_{вк} - Q_{мах.т} - Q_{э1} - Q_{тэц} = 0$
16. Если коэффициент эффективности заземления нейтрали $k_z \leq 1,4$, то такое заземление нейтрали называют:
- изолированным
 - эффективным
 - компенсированным
17. Процесс самозапуска делится на следующие этапы:
- выбег и восстановление рабочего режима
 - разгон и восстановление рабочего режима
 - выбег, разгон и восстановление рабочего режима.
18. 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
19. Условием несинхронного включения СД является:
- $I_{нсX}''d \leq 1,5 k$
 - $I_{нсX}''d \leq 1,05 k$
 - $I_{нсX}'d \leq 1,5 k$
20. Приемником электроэнергии называют:
- преобразовательное устройство
 - устройство, в котором происходит преобразование электроэнергии в др.вид энергии для ее использования
- в) совокупность машин для преобразования эл.энергии.

Вариант № 7

1. 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.
2. 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)
3. При расчете токов КЗ до 1 кВ в отличие от токов КЗ > 1 кВ должны учитываться:
 - а) сопротивление дуги в месте КЗ
 - б) сопротивление дуги в месте КЗ, активные сопротивления элементов цепи, включая сопротивление переходных контактов
 - в) активные сопротивления элементов цепи.
4. При выборе защитных аппаратов для защиты ЭД до 1 кВ учитывается коэффициент α , зависящий от условий и длительности пуска ЭД и равный:
 - а) $\alpha = 2,5$ для легких пусков с $t_{\text{пуска}} = \text{до } 2,5\text{с}$
 $\alpha = 1,6$ для тяжелых пусков с $t_{\text{пуска}} = > 2,5\text{с}$
 - б) $\alpha = 3,5$ для легких пусков с $t_{\text{пуска}} \text{ до } 3,5\text{с}$
 $\alpha = 2,5$ для тяжелых пусков с $t_{\text{пуска}} > 3,5\text{с}$
 - в) $\alpha = 1,6$ для легких пусков с $t_{\text{пуска}} \text{ до } 1,6\text{с}$
 $\alpha = 2,5$ для тяжелых пусков с $t_{\text{пуска}} > 1,6$
5. Провести соответствие:
 - а) повторно-кратковременный режим работы ЭП
 - б) продолжительный (длительный) режим работы ЭП
 - в) кратковременный режим работы ЭП
6. Режимы настройки дугогасящих катушек в сети с резонансно-заземленными нейтралями являются:
 - а) резонансный
 - б) недокомпенсации, резонансный
 - в) резонансный, недокомпенсации, перекомпенсации.
7. Промышленные механизмы, участвующие в самозапуске делятся на:
 - а) механизмы с постоянным моментом сопротивления, механизмы с вентиляторным моментом сопротивления
 - б) механизмы с максимальным моментом сопротивления, механизмы с номинальным моментом сопротивления
 - в) механизмы с минимальным моментом сопротивления, механизмы с максимальным моментом сопротивления
8. 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 $i_{\text{уд кз}} \geq 50 \text{ кА}$.
9. 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.

10. Коэффициент использования активной мощности одиночного ЭП это отношение:
- $\frac{P_{\text{ср.м.}}}{P_{\text{ном.}}}$ $\frac{P_{\text{ср.кВ}}}{P_{\text{ном.}}}$ $\frac{P_{\text{р}}}{P_{\text{ном.}}}$
- а) _____ б) _____ в) _____
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. 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.
13. Потеря напряжения между напряжением ист. питания U_1 и напряжением в месте подключения ЭП к сети U_2 определяется:
- $\Delta U\% = [(U_{\text{ном}} - U_2)]/U_1 \cdot 100\%$
 - $\Delta U\% = [(U_1 - U_2)]/U_{\text{ном}} \cdot 100\%$
 - $\Delta U\% = [(U_1 - U_{\text{ном}})]/U_2 \cdot 100\%$
14. Реактивная мощность, генерируемая СД определяется как:
- $Q_{\text{сд}} = P_{\text{ном.сд}} \cdot \text{tg } \varphi_{\text{ном}}$
 - $Q_{\text{сд}} + \alpha_m \sqrt{P_{\text{ном.сд}}^2 + Q_{\text{ном.сд}}^2}$
 - $Q = \frac{P_{\text{ном.сд}} \cdot \text{tg } \varphi_{\text{ном}}}{\eta_{\text{ном}}}$
15. Если коэффициент эффективности заземления нейтрали $k_z \leq 1,4$, то такое заземление нейтрали называют:
- изолированным
 - эффективным
 - компенсированным
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. Для увеличения критического скольжения во время самозапуска необходимо:
- проводить ресинхронизацию СД
 - максимально использовать форсировку возбуждения
 - чтобы входной момент был меньше момента сопротивления СД
18. Преднамеренное соединение с заземляющим устройством какой либо точки токоведущих частей ЭУ, необходимое для обеспечения ее работы, называют:
- рабочим заземлением
 - защитным заземлением
 - заземлением нейтрали.
19. Процесс самозапуска делится на следующие этапы:
- выбег и восстановление рабочего режима
 - разгон и восстановление рабочего режима
 - выбег, разгон и восстановление рабочего режима.
20. Электротехнические установки, производящие, преобразующие, распределяющие и потребляющие электроэнергию подразделяются на ЭУ напряжением:
- выше 1 кВ и ниже 1 кВ
 - 1 кВ, 10 кВ, 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ
 - до 220 кВ и свыше 220 кВ.

Вопросы «Блиц-опроса» по темам дисциплины

Раздел 1. Внутреннее электроснабжение предприятий напряжением до 1 кВ

Тема 1. Особенности расчета нагрузок в цеховых сетях

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Структура и параметры низковольтного электроснабжения.
2. Основные понятия и определения.
3. Особенности расчета нагрузок в цеховых сетях.
4. Характеристики производственных помещений по условиям окружающей среды, их классификация.

Тема 2. Внутреннее электроснабжение предприятий напряжением до 1 кВ

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Общие принципы построения цеховых сетей.
2. Классификация цеховых сетей по конструктивному исполнению.
3. Схемы цеховых сетей.
4. Выбор напряжения в цеховой сети.

Тема 3. Назначение проводов. Маркировка, способы прокладки. Конструкция и способы прокладки кабельных линий. Токопроводы, шинопроводы, электропроводки, троллеи. Предохранители и автоматические выключатели

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Изоляция жил кабеля: кабельная бумага, пропитанная маслоканифольным составом; резина; поливинилхлорида и полиэтилен.
2. Маркировка кабеля.
3. Способы прокладки вне помещений: в траншеях, каналах, туннелях, блоках, эстакадах.
4. Способы прокладки внутри сооружений и производственных помещений: на настенных конструкциях, лотках, в коробах, укрепленных на стенах.

Тема 4. Назначение токопровода. Диапазон мощностей и длин, при которых выгодно применение токопроводов. Исполнение токопроводов: открытые, защищенные и закрытые. Типы токопроводов: жесткие и гибкие.

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Магистральные (ШРМ) и распределительные шинопроводы (ШРА).
2. Шинопроводы различающиеся по типу нагрузки: осветительные и силовые.
3. Крановые и троллейные шинопроводы.
4. Ряд номинальных токов и напряжения шинопроводов.

Раздел 2. Выбор элементов низковольтной сети и конструктивное исполнение трансформаторных и распределительных подстанций.

Тема 5. Конструктивное исполнение трансформаторных и распределительных подстанций, шкафов, силовых пунктов.

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Принципы компоновки трансформаторных подстанций до 1 кВ
2. Цеховые подстанции: отдельно стоящие на расстоянии от зданий; пристроенные; встроенные; внутрицеховые.
3. Комплектные распределительные устройства напряжением до 1 кВ.
4. Размещение и компоновка цеховых подстанций.

Тема 6. Выбор элементов низковольтной сети.

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Выбор сечений проводов и кабелей до 1 кВ с учетом выбора защиты.

2. Выбор шинпроводов: по номинальному напряжению и максимальному рабочему току.
3. Выбор автоматических выключателей: по номинальному напряжению, номинальному току, пиковому току и рабочему максимальному току, проверка по току срабатывания на ток однофазного короткого замыкания.
4. Ток срабатывания электромагнитного и теплового расцепителя.

Тема 7. Электрические расчеты сетей.

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Периодическая и аperiodическая составляющая тока КЗ.
2. Ударный ток и действующее значения тока КЗ. Ударный коэффициент. Установившееся и сверхпереходное значение тока КЗ.
3. Особенности расчета токов КЗ от двигателей на напряжение до 1 кВ.
4. Расчет трехфазных и однофазных токов короткого замыкания в разных точках сети.

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.

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.

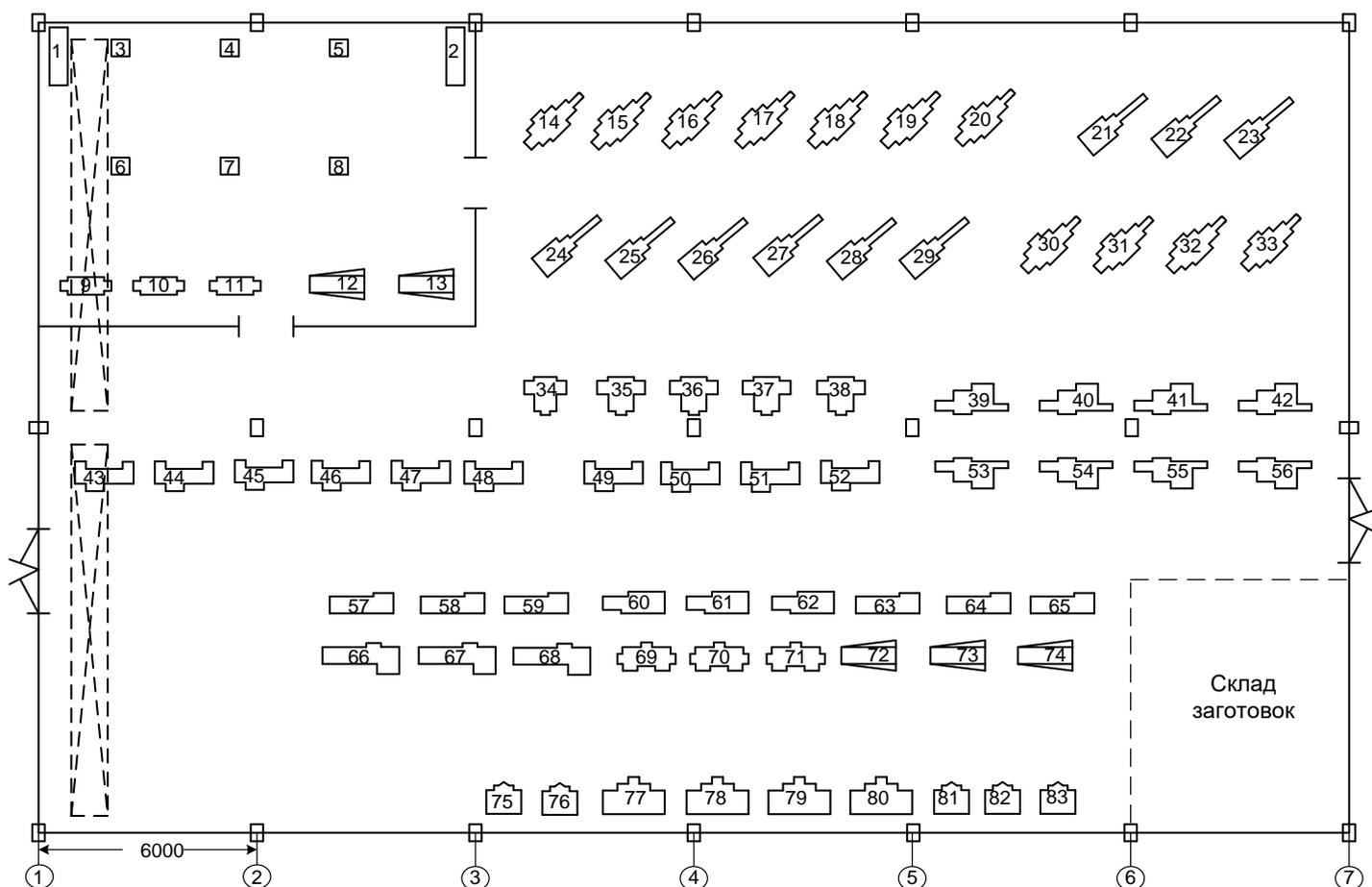
Оценка, полученная студентом по итогам защиты курсового проекта, является окончательной оценкой за КП.

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 вентиустановок.

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

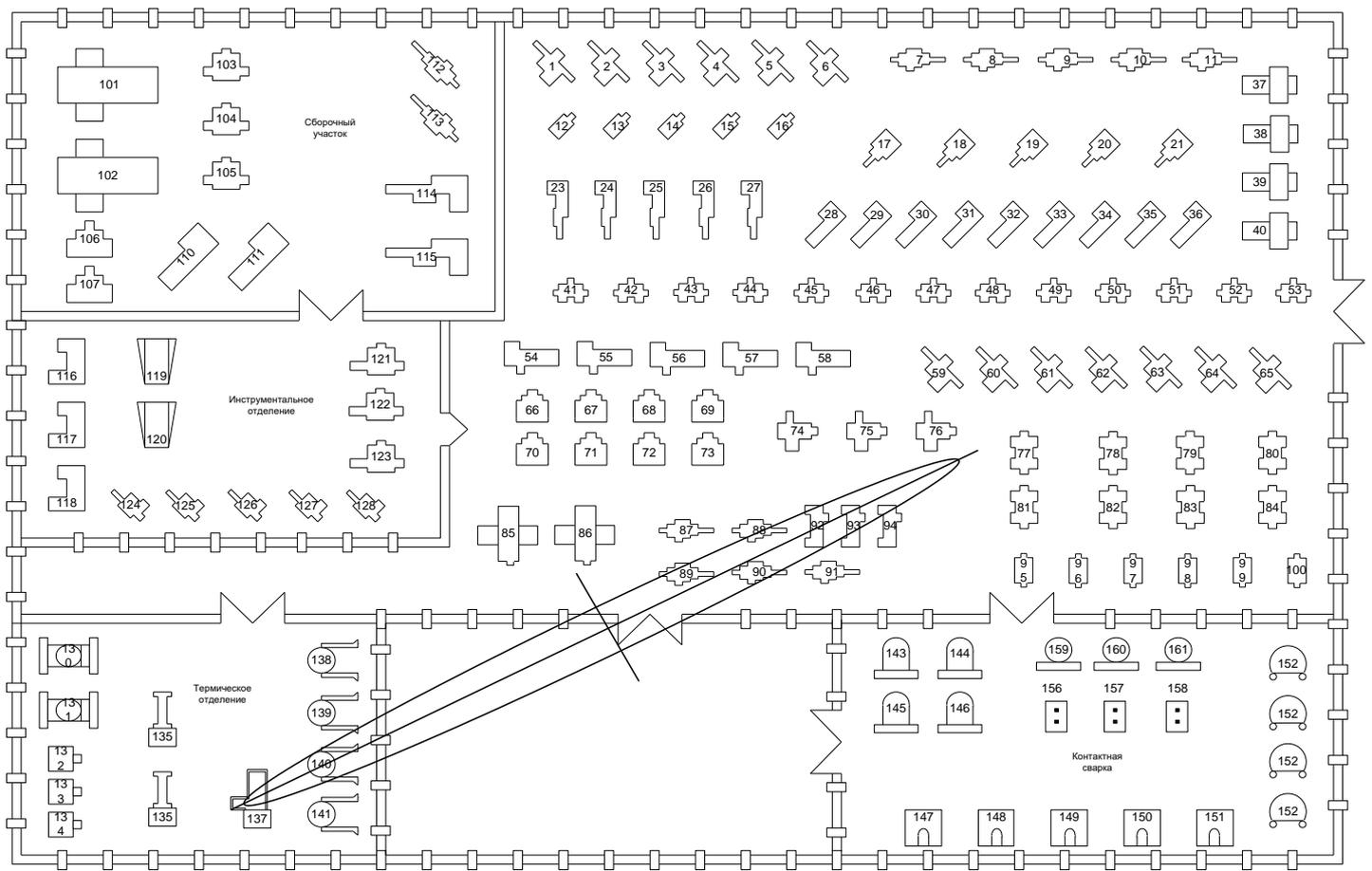


Рисунок 1. Зона рассеяния центров электрических нагрузок.

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) $I_p = 269 \text{ А}$.

Для установки принимается кабель АВВГ 2(3х70) с длительно-допустимым током $I_{доп} = 155 \text{ А}$. С учетом условий прокладки (средняя температура окружающей среды $t_{окр.ср} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$) допустимый ток кабеля

$$I_{доп} \cdot K_{сн} = 2 \cdot 155 \cdot 1 \text{ А} = 310 \text{ А} > I_p = 269 \text{ А}$$

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) $I_p = 292 \text{ А}$. Выбираем для установки комплектный шинопровод типа ШРА73У3 с $I_{ном} = 400 \text{ А}$.

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

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 _д		
				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:

$$\Delta U\% = \frac{10^5}{U_{НОМ}^2} \sum_1^n P \cdot L \cdot (r_0 + x_0 \cdot \operatorname{tg} \varphi), \quad (29)$$

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;

$\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки.

Найдём наибольшую потерю напряжения в распределительной сети и результаты сведём в таблицы 1 - 4 приложения 4.

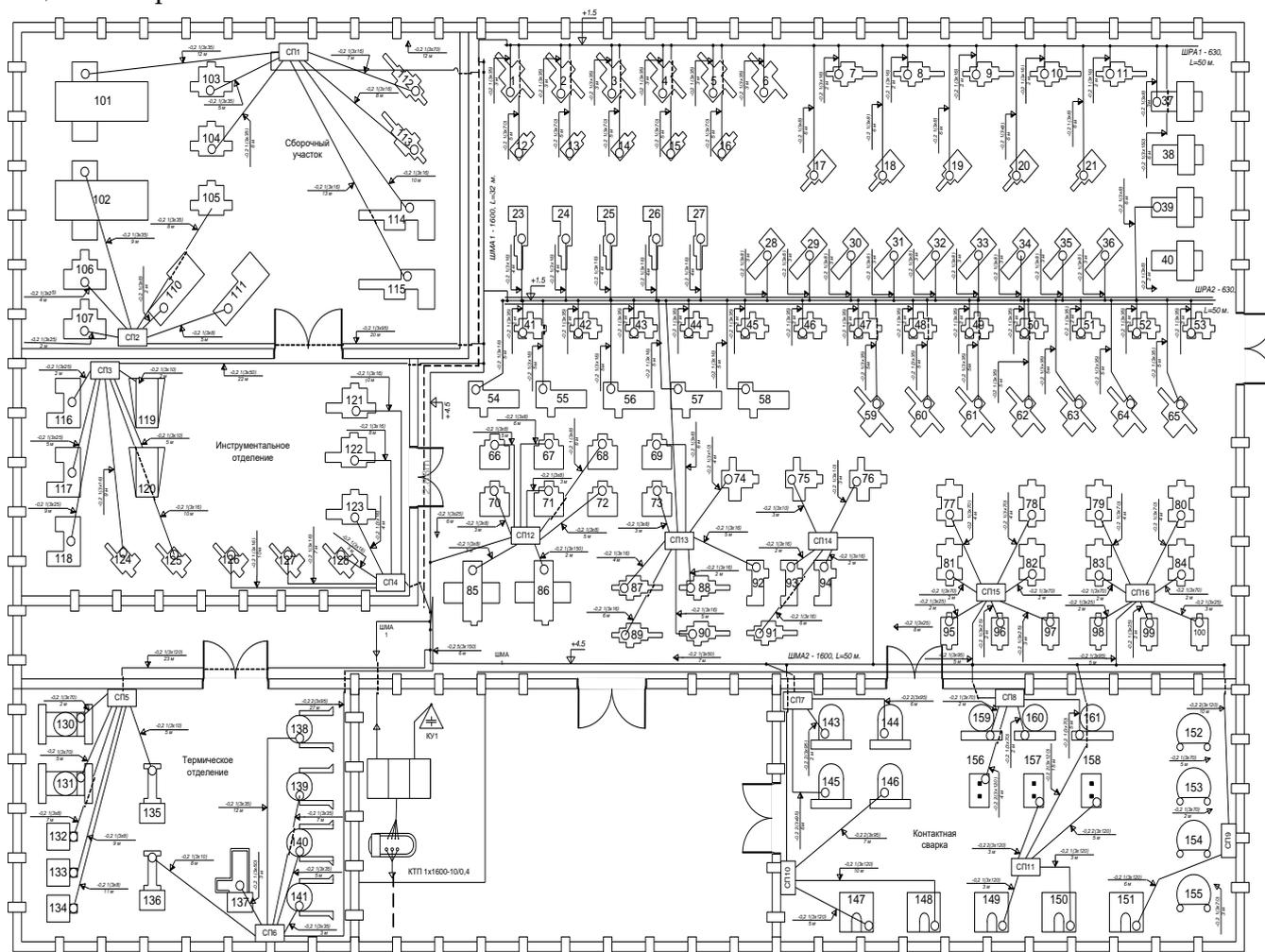


Рисунок 2.1. Электрическая схема сети 0,4 кВ (вариант 1)

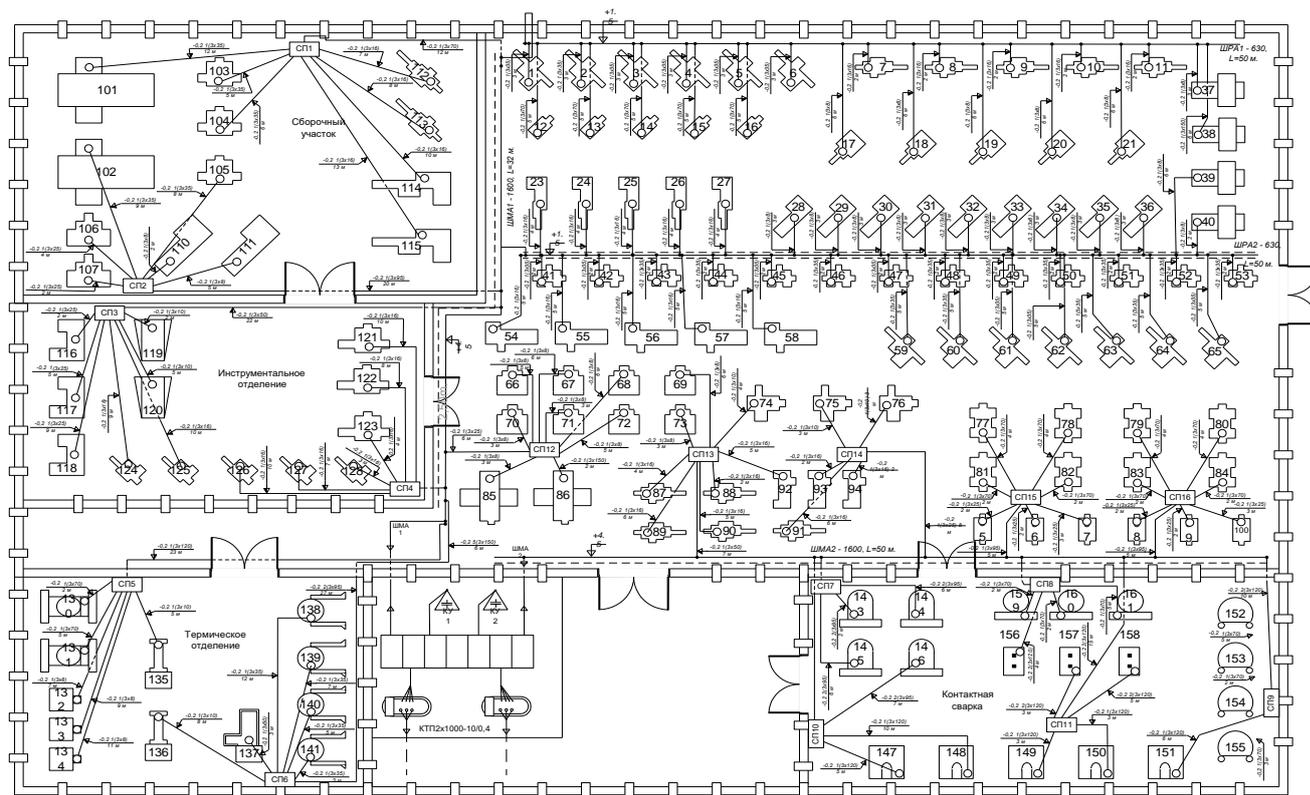


Рисунок 2.2. Электрическая схема сети 0,4 кВ ремонтно-механического цеха (вариант 2)

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.

$$x_C = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 5000} \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 1,76 \text{ мОм.}$$

Сопротивления 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: $\Delta P_{\dot{O}} = 4,5$ кВт, $\Delta P_{\dot{E}} = 16,5$ кВт и $U_{K, \%} = 5,5$ %.

$$r_{цт} = \frac{16,5}{1600} \cdot \frac{0,4^2}{1600} = 1,03 \text{ мОм,}$$

$$x_{цт} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100} \right)^2 - \left(\frac{16,5}{1600} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{1600} \cdot 10^6 = 5,4 \text{ мОм.}$$

Сопротивления шинопроводов и кабелей определяются по формуле:

$$\begin{aligned} r &= r_0 \cdot l \\ x &= x_0 \cdot l \end{aligned} \quad (33)$$

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;

$$r_{\Sigma} = r_T + r_{QF1} + r_{QF2} + r_{кл} + r_{перех} = 1,03 + 0,13 + 0,13 + 0,13 + 15 = 16,29 \text{ мОм,}$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2} = \sqrt{16,29^2 + 7,27^2} = 17,8 \text{ мОм,}$$

$$I_{ПК0} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 17,8} = 12,9 \text{ кА.}$$

Аналогично рассчитываем токи для остальных точек. Результаты сведены в таблицы 1 - 4 приложения 4. Токи короткого замыкания на шинопроводах представлены в таблице 6.

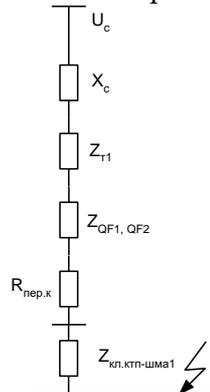


Рисунок 2. Схема замещения для расчета токов короткого замыкания на ШМА1

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

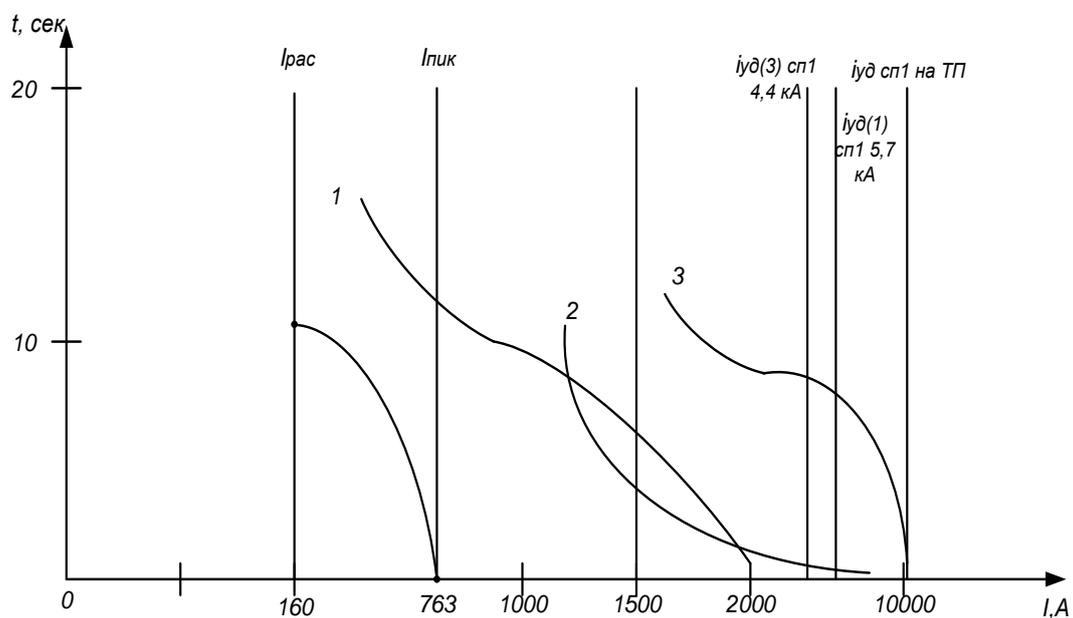
Таблица 8 – Выключатели (вариант 2)

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. Картавцев, 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 No 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