

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
АЛМАТИНСКИЙ ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Кафедра «Электроснабжения промышленных предприятий»

Конспект лекций.

по дисциплине «Электроснабжение»
для студентов специальности 050718 - Электроэнергетика

Алматы, 2006

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
АЛМАТИНСКИЙ ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Кафедра электроснабжения промышленных предприятий

УТВЕРЖДАЮ
Проректор
по учебно-методической работе
_____ Э.А. Сериков
“ ___ ” _____ 2006 г.

Конспект лекций.

по дисциплине «Электроснабжение»
для студентов специальности 050718 - Электроэнергетика

СОГЛАСОВАНО
Начальник УМО
_____ О.З. Рутгайзер
“ ___ ” _____ 2006г.

Инженер по стандартизации

“ ___ ” _____ 2006г.

Редактор

“ ___ ” _____ 2006г.

Рассмотрено и одобрено на
заседании кафедры ЭПП
Протокол № _____
от “ ___ ” _____ 2006г.

Зав.кафедрой ЭПП, доцент
_____ М.В. Башкиров

Составители:
Старший преподаватель
кафедры ЭПП
_____ Р.Н. Бозжанова
Старший преподаватель
кафедры ЭПП
_____ О.П. Живаева

Алматы 2006

СОСТАВИТЕЛИ: Р.Н. Бозжанова, О.П. Живаева. Конспект лекций по дисциплине «Электроснабжение» для студентов специальности 050718 – Электроэнергетика – Алматы: АИЭС, 2006. – 75 с.

В данном курсе лекций освещены вопросы электроснабжения промышленных предприятий. Подробно рассмотрены расчеты электрических нагрузок, выбор электрооборудования, схемы и компоновки подстанций, способы канализации электроэнергии, обеспечения качества электроснабжения и компенсация реактивной мощности.

Ил. 32, библиогр. - 9 назв.

Рецензент: канд. техн. наук, доцент С.А. Бугубаев

Печатается по плану издания Алматинского института энергетики и связи на 2006 год.

© Алматинский институт энергетики и связи, 2006г.

Лекция № 1.
Введение. Графики электрических нагрузок.

Содержание лекции:

- электроснабжение потребителей как подсистема энергетической и технологической систем

Цели лекции:

- знакомство с основными определениями и отраслями промышленности.

Электроснабжение потребителей как подсистема энергетической и технологической систем.

Система электроснабжения промпредприятия является подсистемой энергосистемы, обеспечивающей комплексное электроснабжение промышленных, транспортных, коммунальных и сельскохозяйственных потребителей данного района. В то же время система электроснабжения промпредприятия является подсистемой технологической системы производства данного предприятия, которая предъявляет определенные требования к электроснабжению.

Системы электроснабжения (СЭС) промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных приемников электрической энергии, к которым относятся электродвигатели различных машин и механизмов, электрические печи, электролизные установки, аппараты и машины для электрической сварки, осветительные установки и другие промышленные приемники электроэнергии.

В настоящее время большинство потребителей получает электрическую энергию от энергосистем, которые объединяют с помощью линий электропередач источники электроэнергии – электрические станции.

Энергетической системой (энергосистемой) называется совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электроэнергии и теплоты при общем управлении этим режимом.

Электроэнергетической системой называется электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электроэнергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

Электроснабжение – обеспечение потребителей электроэнергией.

Система электроснабжения (СЭС) совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией.

Централизованное электроснабжение – электроснабжение потребителей электроэнергии (ЭП) от энергосистемы.

Электрическая сеть – совокупность электроустановок для передачи и распределения электроэнергии, состоящая из подстанций (п/ст), и

распределительных устройств (РУ), токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.

Приемник электроэнергии (электроприемник, ЭП) – аппарат, агрегат и др., предназначенный для преобразования электроэнергии в другой вид энергии.

Потребитель электроэнергии – ЭП или группа ЭП, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

Независимый источник питания – источник, на котором сохраняется напряжение в послеаварийном режиме в регламентированных пределах при исчезновении его на другом или других источниках питания.

В то же время на ряде предприятий продолжается сооружение собственных ТЭЦ, что обуславливается рядом причин:

а) потребностью в тепловой энергии для технологических целей и отопления и эффективностью попутного производства при этом электрической энергии;

б) необходимостью резервного питания для ответственных потребителей;

в) большой удаленностью некоторых предприятий от энергосистем.

Промышленные объекты относятся к отраслям промышленности, которые укрупненно можно разделить следующим образом:

1. Горнодобывающая промышленность (угольные шахты и рудники; карьеры открытой добычи угля, руды и нерудных ископаемых; нефтепромыслы; горно-обоганительные комбинаты и агломерационные фабрики).

2. Черная металлургия (коксохимические цеха; установки доменных цехов; установки мартеновских и конверторных цехов; установки прокатных цехов).

3. Машиностроение и металлообработка (металлорежущие станки; кузнечно-штамповочные машины и прессы; деревообрабатывающие станки; электроинструмент).

4. Химическая промышленность (азотная промышленность, производство соды, суперфосфата, серной кислоты, карбида кальция, хлора, металлического натрия, резиновых шин и технических изделий, синтетического каучука и т.д.).

5. Нефтеперерабатывающая промышленность.

6. Бумажно-целлюлозная промышленность.

7. Текстильная и легкая промышленность (прядельные и ткацкие фабрики хлопчатобумажных, суконных и искусственных тканей; обувные, галантерейные, меховые и другие фабрики).

8. Промышленность строительных материалов (цементные, стекольные, кирпичные заводы, заводы железобетонных изделий).

9. Пищевая промышленность (элеваторы, мельницы, крупяные и комбикормовые заводы, хлебозаводы, сахарные, молочные, спиртовые и другие заводы).

На промышленных предприятиях всех отраслей можно выделить большую группу общепромышленных установок, к которым относятся:

а) подъемно-транспортные машины (тельферы, кран-балки, мостовые, консольные и козловые краны, подъемники, лифты, манипуляторы и другие);

б) поточно-транспортные системы (конвейеры, перегрузочные механизмы, транспортеры, шнеки, нории);

в) компрессоры, насосы, вентиляторы.

Особо следует выделить такую отрасль промышленности как электротехнология, в которую входят: а) электротермические установки (ЭТУ); б) электросварочные установки; в) электролизные установки; г) электрические методы обработки металлов; д) установки электрического поля высокого напряжения.

Наиболее распространенным потребителем электроэнергии является электрическое освещение производственных помещений (лампы накаливания, галогенные лампы, люминесцентные лампы, ртутные кварцевые лампы, ксеноновые и натриевые лампы).

Графики электрических нагрузок.

Содержание лекции:

- изучение видов графиков нагрузок.

Цели лекции:

- методы построения графиков нагрузок, годовой график по продолжительности.

Электрическая нагрузка характеризует потребление электроэнергии отдельными приемниками, группой приемников в цехе, цехом и заводом в целом. При проектировании и эксплуатации систем электроснабжений промышленных предприятий основными являются три вида нагрузок: активная мощность P , реактивная мощность Q и ток I .

Электрическая мощность может наблюдаться визуально по измерительным приборам. Регистрировать изменение нагрузки во времени можно самопишущими приборами (рис. 1). В условиях эксплуатации изменения нагрузки по активной и реактивной мощности во времени записывают, как правило, в виде ступенчатой кривой по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии, снятым через одинаковые интервалы времени t_n (рис. 2).

Кривые изменения активной и реактивной мощностей и тока во времени называются графиками нагрузок соответственно по активной мощности, реактивной мощности и току.

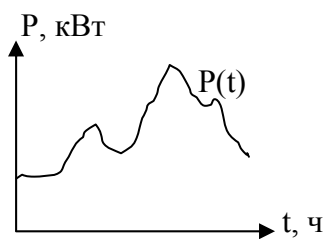


Рисунок 1 – График нагрузок по записи регистрирующим прибором.

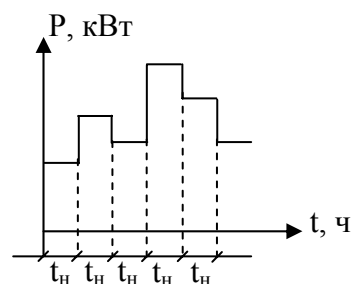


Рисунок 2 – График нагрузок по показаниям счетчика активной энергии. t_n - одинаковые интервалы

Графики нагрузок подразделяются на индивидуальные - для отдельных приемников электроэнергии и групповые – для группы приемников электроэнергии. Индивидуальные графики нагрузок обозначаются строчными буквами: $p(t)$; $q(t)$; $i(t)$; групповые графики нагрузок обозначаются прописными буквами: $P(t)$; $Q(t)$; $I(t)$.

$$\left. \begin{aligned} P(t) &= \sum_{i=1}^n p_i(t); \\ Q(t) &= \sum_{i=1}^n q_i(t); \\ I(t) &= \frac{\sqrt{P^2(t) + Q^2(t)}}{\sqrt{3}U_{ном}}. \end{aligned} \right\} \text{здесь } n \text{ – число приемников электроэнергии.}$$

Индивидуальные графики необходимы для определения нагрузок мощных приемников электроэнергии (электрических печей, преобразовательных агрегатов главных приводов прокатных станков и т.п.)

При проектировании электроснабжения промышленных предприятий, как правило, используются групповые графики нагрузок. Графики нагрузок всего промышленного предприятия дают возможность определить потребление активной и реактивной электроэнергии предприятием, правильно и рационально выбрать питающие предприятия источники тока, а также выполнить наиболее рациональную схему электроснабжения.

По продолжительности различают сменные, суточные и годовые графики нагрузок предприятия. Каждая отрасль промышленности имеет свой характерный график нагрузок, определяемый технологическим процессом.

С точки зрения регулярности режимов приемников их индивидуальные графики нагрузок могут быть подразделены на периодические, циклические и нециклические и нерегулярные.

Групповые графики подразделяются на периодические, почти периодические и нерегулярные.

Построение годового графика по продолжительности.

Наиболее загруженным днем в году принято считать 22.12, а наименее загруженным – 22.06. Имея суточные графики этих дней можно построить

годовой график по продолжительности. В зависимости от климатической зоны мы имеем N_z и N_l – количество зимних и летних дней в году.

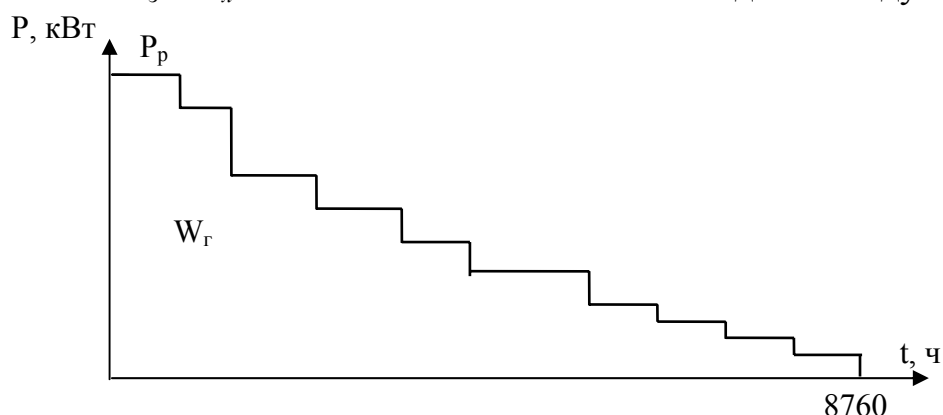


Рисунок 3 – Годовой график по продолжительности

На зимнем графике максимальная ордината продолжительностью более или равная 30 минутам принимается за расчетную. Для каждой ординаты зимнего и летнего графика подсчитывается продолжительность соответствующей нагрузки за год и строится падающий ступенчатый график по продолжительности за год. Площадь годового графика равна в определенном масштабе расходу электроэнергии за год. Такой график характеризует эффективность работы предприятия по расходу электроэнергии.

Лекция № 2.

Характеристики промышленных потребителей электроэнергии.

Содержание лекции:

- даются основные определения и обозначения по теме.

Цели лекции:

- изучить электрические нагрузки – средние, среднеквадратичные, максимальные, расчетные.

Потребители электроэнергии характеризуются по нескольким параметрам:

А. Приемники электроэнергии промпредприятий по роду тока делятся на следующие группы:

1. Приемники трехфазного тока напряжением до 1000 В, частотой 50 Гц.
2. Приемники трехфазного тока напряжением выше 1000 В, частотой 50 Гц.
3. Приемники однофазного тока напряжением до 1000 В, частотой 50 Гц.
4. Приемники, работающие с частотой, отличной от 50 Гц, питаемые от преобразовательных подстанций и установок.
5. Приемники постоянного тока, питаемые от преобразовательных подстанций и установок.

В настоящее время электроснабжение промпредприятий ведется на переменном трехфазном токе. Для питания групп приемников постоянного

тока сооружаются преобразовательные подстанции, на которых устанавливаются преобразовательные агрегаты: полупроводниковые выпрямители, ртутные выпрямители, двигатели-генераторы (ГД) и механические выпрямители.

Преобразовательные агрегаты питаются от сети трехфазного тока и являются, поэтому приемниками трехфазного тока.

Приемники постоянного тока, имеющие индивидуальные преобразовательные агрегаты: электропривод по системе ГД, ионный электропривод и т.п., являются с точки зрения электроснабжения приемниками трехфазного тока.

Часто встречающиеся приемники постоянного тока, требующие питания от преобразовательных подстанций: внутриводской электрифицированный транспорт, электролизные производства, некоторые электродвигатели подъемно-транспортных и вспомогательных механизмов.

Б. По напряжению – согласно ПУЭ электротехнические установки, производящие, преобразующие, распределяющие и потребляющие электроэнергию, подразделяющиеся на электроустановки напряжением до 1000 В и электроустановки напряжением выше 1000 В.

В. Режимы нейтралей:

1) Установки напряжением до 1000 В выполняются как с глухо заземленной, так и с изолированной нейтралью, а установки постоянного тока – с глухо заземленной и изолированной нулевой точкой.

Электрические установки до 1000 В с изолированной нейтралью следует применять при повышенных требованиях по безопасности (торфяные разработки, угольные шахты и т.п.) при условии, что в этом случае обеспечивается контроль изоляции сети и целостность пробивных предохранителей, быстрое обнаружение персоналом замыканий на землю и быстрая ликвидация их, либо автоматическое отключение участков с замыканием на землю.

В четырехпроводных сетях переменного тока и трехпроводных сетях постоянного тока без повышенной опасности глухое замыкание нейтралей обязательно.

2) Электроустановки напряжением выше 1000 В делятся на установки:

2.1. С изолированной нейтралью (напряжение до 35 кВ);

2.2. С нейтралью, включенной на землю через индуктивное сопротивление для компенсации емкостных токов (напряжение до 35 кВ и редко 110 кВ);

2.3. С глухо заземленной нейтралью (напряжение 110 кВ и выше).

Кроме того, все эти установки подразделяются на установки с малыми токами замыкания на землю (до 500 А) и установки с большими токами замыкания на землю (более 500 А).

Г. По частоте тока приемники электроэнергии делятся на приемники промышленной частоты (50 Гц) и приемники с высокой (выше 100 кГц), повышенной (до 10 кГц) и пониженной (ниже 50 Гц) частотами.

Большинство приемников используют электроэнергию нормальной промышленной частоты. Установки высокой и повышенной частоты применяются для нагрева под закалку, ковку и штамповку металлов, а также для плавки металлов. К приемникам с повышенной частотой относятся, например, электродвигатели в текстильной промышленности при производстве искусственного шелка (частота 133 Гц).

Д. Приемники электроэнергии могут быть подразделены на группы по сходству режимов, то есть по сходству графиков нагрузки. Деление потребителей на группы позволяет более точно находить суммарную электрическую нагрузку.

Различают три характерные группы приемников:

1. Приемники, работающие с продолжительной неизменной или мало меняющейся нагрузкой. В этом режиме электрическая машина или аппарат может работать продолжительное время без повышения температуры отдельных частей машины или аппарата свыше допустимой.

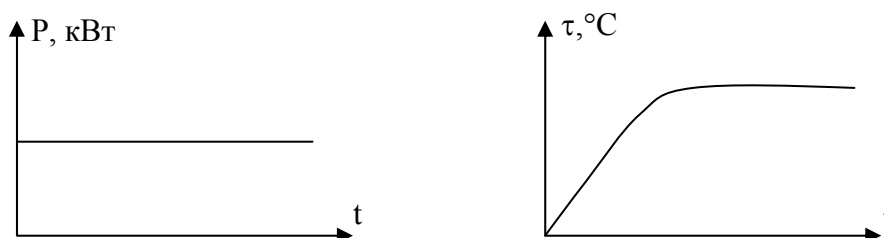


Рисунок 4 – Характеристики

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.

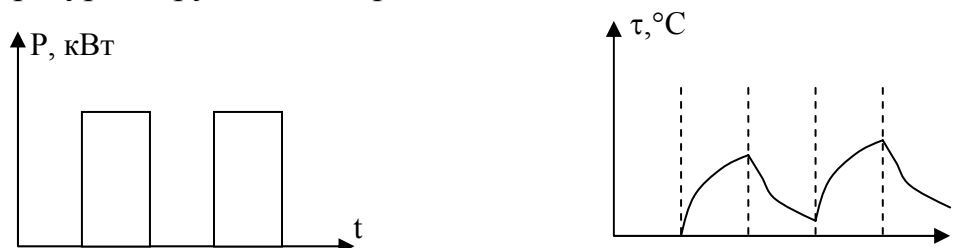


Рисунок 5 –

Примерами данной группы приемников являются электродвигатели электроприводов вспомогательных механизмов металлорежущих станков (механизмы подъема поперечины, зажимы колонн, двигатели быстрого перемещения суппортов и др.), задвижки, затворы и т.п.

3. Приемники, работающие в режиме повторно-кратковременной (ПКР) нагрузки. В этом режиме кратковременные рабочие периоды машины или аппарата чередуются с кратковременными периодами отключения.

Повторно-кратковременный режим работы характеризуется относительной продолжительностью включения (ПВ) 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.

Примером этой группы приемников являются электродвигатели кранов, сварочные аппараты, прокатные станы и др.

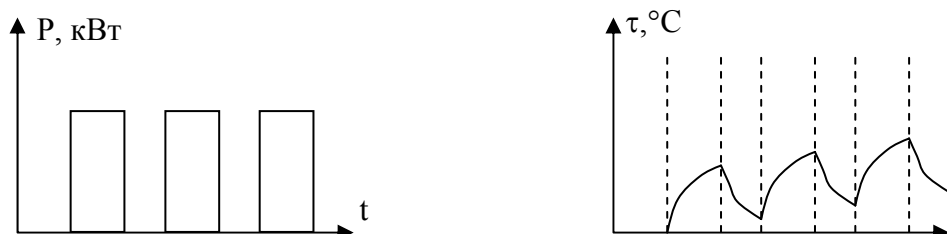


Рисунок 6 –

Для перечисленных режимов работы приемников в соответствии с ГОСТ 183-74 электропромышленность выпускает электродвигатели, рассчитанные на указанные условия работы.

Е. Несимметричность нагрузки или неравномерность загрузки фаз. К симметричным нагрузкам относятся электродвигатели трехфазных потребителей и трехфазные печи. К несимметричным нагрузкам (одно-двухфазным) следует отнести электрическое освещение, однофазные и двухфазные печи, однофазные сварочные аппараты и т.п. в том случае, когда распределить их симметрично по фазам не удастся.

Ж. Надежность (бесперебойность) питания. [ПУЭ 1998 г].

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие три категории:

Электроприемники I категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству; повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Из состава электроприемников I категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийной остановки производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования.

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

Электроприемники III категории – все остальные электроприемники, не подходящие под определения I и II категории.

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

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

В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников I категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем, специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т.п.

Для электроприемников II категории рекомендуется питание от двух независимых взаимно регулирующих источников. При нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток.

Лекция № 3.

Электрические нагрузки промышленных предприятий.

Содержание лекции:

- основные определения и обозначения нагрузки.

Цели лекции:

- изучение видов нагрузок: средних, среднеквадратичных, максимальных, расчетных.

Основой рационального решения всего сложного комплекса технико-экономических вопросов при проектировании электроснабжения современного промышленного предприятия является правильное определение ожидаемых электрических нагрузок. Определение электрических нагрузок является первым этапом проектирования любой системы электроснабжения. Значения электрических нагрузок определяют выбор всех элементов проектируемой системы электроснабжения. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты, расход цветного металла, потери электроэнергии и эксплуатационные расходы.

Основные определения и обозначения.

Номинальная мощность электроприемника – эта мощность, обозначенная на заводской табличке или в паспорте двигателя, силового или специального трансформатора, либо на цоколе или колбе источников света. Под номинальной мощностью электродвигателя понимается мощность $P_{н}$, развиваемая двигателем на валу при номинальном напряжении, а под номинальной мощностью других приемников энергии – потребляемая ими из сети мощность при номинальном напряжении, определенных условиях среды и том режиме работы, для которых они предназначены.

Номинальная мощность приемников всегда приводится к нагрузке длительного режима их работы.

Паспортная мощность приемников повторно-кратковременного режима приводится к номинальной длительной мощности при продолжительности включения ПВ=100% по следующим формулам:

для электродвигателей

$$P_{ном} = P_{насп.} \sqrt{ПВ_{насп.}} ;$$

для трансформаторов

$$S_{ном} = S_{насп.} \sqrt{ПВ_{насп.}} ,$$

где $P_{насп.}$ (кВт); $S_{насп.}$ (кВА); $ПВ_{насп.}$ – относительная продолжительность включения приемника;

для трансформаторов электрических печей

$$P_{ном} = S_{насп.} \cos \varphi_{насп.}$$

где $\cos \varphi_{насп.}$ – номинальный коэффициент мощности трансформатора электрических печей.

Для трансформаторов сварочных машин и трансформаторов ручной сварки номинальная активная мощность – эта некоторая условная мощность, приведенная к ПВ=100%.

$$P_{ном} = S_{насп.} \sqrt{ПВ} \cos \varphi_{насп.}$$

Применительно к агрегатам с многодвигательным приводом, кроме крановых установок, под термином «приемник электроэнергии» следует понимать весь агрегат в целом, а под его номинальной мощностью – сумму номинальных мощностей всех двигателей агрегата, приведенных к ПВ=100%.

Для крановых установок под термином «приемник электроэнергии» следует иметь в виду электропривод каждого механизма, включая приводимые двумя двигателями, мощности которых складываются.

Групповая номинальная активная мощность – это сумма номинальных (паспортных) активных мощностей отдельных рабочих приемников:

$$P_{ном} = \sum_{i=1}^n P_{ном i} ;$$

Под номинальной реактивной мощностью приемника понимается реактивная мощность, потребляемая из сети (знак плюс) или отдаваемая в сеть (знак минус) при номинальной активной мощности и номинальном

напряжении, а для синхронных двигателей – при номинальном токе возбуждения при номинальном коэффициенте мощности.

Групповая номинальная реактивная мощность – это алгебраическая сумма номинальных реактивных мощностей отдельных рабочих приемников:

$$Q_{ном} = \sum_{i=1}^n q_{ном i}$$

Средние нагрузки

Среднее значение изменяющейся величины является ее основной статистической характеристикой, следовательно, постоянные осредненные значения нагрузки характеризуют графики переменных нагрузок. Суммарная средняя нагрузка всех приемников электроэнергии группы дает возможность приближенно оценить нижний предел возможных значений расчетных нагрузок. Средние активная и реактивная мощности приемника за любой интервал времени в общем виде определяются из выражений:

$$P_c = \frac{\int_0^t p dt}{t}; \quad q_c = \frac{\int_0^t q dt}{t}.$$

Средняя активная (или реактивная) мощность группы приемников равна сумме средних активных (или реактивных) мощностей отдельных рабочих приемников, входящих в данную группу:

$$P_c = \sum_{i=1}^n p_{c,i}; \quad Q_c = \sum_{i=1}^n q_{c,i}.$$

Средние нагрузки за максимально загруженную смену обозначаются $P_{см}$ и $Q_{см}$; за год $P_{сг}$ и $Q_{сг}$, где $P_{см} = W_{см} / T_{см}$; $Q_{см} = V_{см} / T_{см}$; $P_{сг} = W_{г} / T_{г}$; $Q_{сг} = V_{г} / T_{г}$.

Величины $P_{см}$ и $Q_{см}$ являются основной величиной при расчете нагрузок групп приемников. Наиболее загруженной сменой является смена с наибольшим потреблением энергии данной группы приемников, цехом или предприятием в целом для характерных суток (22 июня и 22 декабря – сутки с наименьшим и наибольшим потреблением электроэнергии).

Среднеквадратичные нагрузки

Среднеквадратичные нагрузки $P_{ск}$, $Q_{ск}$, $I_{ск}$ за любой интервал времени в общем виде определяются из следующих выражений:

$$P_{ск} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2(t) dt}; \quad Q_{ск} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T Q^2(t) dt}; \quad I_{ск} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I^2(t) dt},$$

где T – рассматриваемый период времени.

Максимальные нагрузки

Максимальные значения активной мощности p_m , P_m , реактивной мощности q_m , Q_m , полной мощности s_m , S_m и тока i_m , I_m представляют собой наибольшие из соответствующих средних величин за некоторый промежуток

времени. Максимальные нагрузки характеризуются ожидаемой частотой появления за тот или иной период времени.

По продолжительности различают два вида максимальных нагрузок:

1) максимальные длительные нагрузки различной продолжительности (10, 15, 30, 60, 120 мин), определяемые для выбора элементов системы электроснабжения по нагреву и расчета максимальных потерь мощности в них;

2) максимальные кратковременные нагрузки (пиковые) длительностью 1-2 с, необходимые для проверки размаха изменений напряжения в сетях, определения потерь напряжения в контактных сетях, проверки сетей по условиям самозапуска электродвигателей, выбора плавких вставок предохранителей, расчета тока срабатывания максимальной токовой релейной защиты.

Расчетные нагрузки

Под расчетной нагрузкой по допустимому нагреву понимается такая длительная неизменная нагрузка элемента системы электроснабжения (трансформатора, линии и т.п.), которая эквивалентна ожидаемой изменяющейся нагрузке по наиболее тяжелому тепловому воздействию: максимальной температуре нагрева проводника или тепловому износу его изоляции.

Эффекты нагрева проводника обусловлены его токовой нагрузкой, но вследствие большей простоты получения из опыта и использования в расчетах графиков $P=f(t)$ по сравнению с графиками $I=f(t)$ в проектной практике широко применяется понятие расчетной нагрузки P_p по активной мощности.

Понятие о максимуме средней нагрузки.

Средняя мощность потерь в проводнике, а следовательно, и его средний перегрев определяется среднеквадратичным током $I_{ск}$; средний перегрев меньше максимального перегрева проводника, кроме случая неизменной во времени нагрузки, когда перегрев одинаков. В общем случае можно записать: $I_m \geq I_p \geq I_{ск} \geq I_c$,

где I_m – наибольшее значение тока на данном графике.

Аналогично для графика нагрузок по активной мощности имеет место неравенство:

$$P_m \geq P_p \geq P_{ск} \geq P_c.$$

Это неравенство дает достаточную, но обычно слишком грубую оценку расчетной нагрузки P_p . Более точная оценка величины P_p достигается с помощью использования понятия максимума средней нагрузки $P_{м-Т}$ за скользящий вдоль графика интервал времени T .

Существует оптимальная длительность интервала осреднения $T_{оср}$, при которой средняя нагрузка $P_{с,Т}$ будет достаточно характеризовать изменение нагрева проводника за время $T_{оср}$. Длительность интервала осреднения не должна быть очень мала, так как иначе не успеет установиться режим нагрева проводника. Но она не должна быть слишком велика, так как в этом

случае внутри некоторого интервала этой большой длительности даже при меньшей средней нагрузке возможен значительный пик графика, который успеет вызвать больший перегрев проводника, чем в другом таком же интервале с большей средней нагрузкой, но и более равномерным графиком.

Исходя из этих условий оптимальная длительность интервала осреднения $T_{\text{оср}}$ принята равной трем постоянным времени нагрева проводника T_0 , т.е. $T_{\text{оср}} = 3T_0$, так как за это время перегрев проводника при неизменной нагрузке достигает примерно 95% установившегося значения.

Таким образом, максимальная средняя нагрузка за интервал времени $T_{\text{оср}} = 3T_0$ принимается в качестве расчетной нагрузки, $P_p \approx P_m$,

Итак, в качестве расчетной нагрузки P_p по допустимому нагреву при переменном графике нагрузок принимаются максимальные нагрузки различной продолжительности (0,5; 0,75; 1; 1,5; 2; 2,5 ч), а при мало изменяющемся (постоянном) графике нагрузок – средняя нагрузка.

Лекция № 4.

Показатели, характеризующие приемники электроэнергии и графики их нагрузок.

Содержание лекции:

- изучение коэффициентов и характерных показателей электроприемников.

Цели лекции:

- уметь правильно использовать показатели в расчетах нагрузок.

При расчетах и исследовании нагрузок применяются некоторые безразмерные показатели (коэффициенты) графиков нагрузок, характеризующие режим работы приемников электроэнергии по мощности или во времени.

Коэффициент использования.

Коэффициент использования является основным показателем для расчета нагрузки.

Коэффициентом использования активной мощности приемника электроэнергии $K_{и.а.}$ или группы приемников $K_{и.а.}$ называется отношение средней активной мощности отдельного приемника (или группы их) к ее номинальному значению:

$$K_{и.а.} = \frac{P_c}{P_{ном}}; K_{и.а.} = \frac{P_c}{P_{ном}} = \frac{\sum_1^n K_{и.а.} \cdot P_{ном}}{\sum_1^n P_{ном}}$$

Этот коэффициент, как и средняя нагрузка p_c , P_c относится к смене с наибольшей загрузкой приемников.

Для графика нагрузок по активной мощности средний коэффициент использования активной мощности приемника за смену может быть определен из выражения:

$$\kappa_{и.а.} = \frac{p_1 t_1 + p_2 t_2 + p_3 t_3 + \dots + p_n t_n}{p_{ном} (t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_n + t_{пauз})} = \frac{W_a}{W_{a,возм}}, \text{ (см. рис. 3)}$$

где W_a – энергия, потребленная приемником за смену; $W_{a,возм}$ – энергия, которая могла бы быть потреблена (возможная) приемником за смену при номинальной нагрузке его в течение всей смены.

Коэффициент включения.

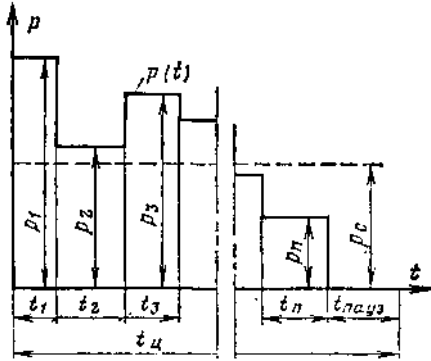


Рисунок 7 – Индивидуальный график нагрузок по активной мощности.

Коэффициентом включения приемника $\kappa_в$ называется отношение продолжительности включения в цикле $t_в$ ко всей продолжительности цикла $t_ц$:

Время включения приемника за цикл складывается из времени работы t_p и времени холостого хода t_x :

$$\kappa_в = \frac{t_в}{t_ц} = \frac{t_p + t_x}{t_ц}$$

Коэффициентом включения группы приемников или групповым коэффициентом включения $K_в$ называется средневзвешенное (по номинальной активной мощности) значение коэффициентов включения всех приемников, входящих в группу, определяемое по формуле

$$K_в = \frac{\sum_1^n \kappa_в \cdot P_{ном}}{\sum_1^n P_{ном}}$$

Для графика нагрузок по активной мощности коэффициент включения определяется из выражения:

$$\kappa_в = \frac{t_p}{t_ц} = \frac{t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_n}{t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_n + t_{пauз}}$$

Коэффициент загрузки.

Коэффициентом загрузки приемника по активной мощности $\kappa_{з,а}$ называется отношение фактической потребляемой им средней активной мощности $p_{с,в}$ за время включения $t_в$ в течение времени цикла $t_ц$ к его номинальной мощности

$$\kappa_{з,а} = \frac{p_{с,в}}{p_{ном}} = \frac{1}{p_{ном}} \cdot \frac{1}{t_в} \int_0^{t_в} p(t) dt = \frac{p_{с,в}}{p_{ном}} \cdot \frac{t_в}{t_в} = \frac{\kappa_{и,а}}{\kappa_в}$$

Групповым коэффициентом загрузки по активной мощности называется отношение группового коэффициента использования $\kappa_{и,а}$ к групповому коэффициенту включения $K_в$:

$$K_{з,а} = \frac{K_{u,а}}{K_6}$$

Коэффициент загрузки, как и коэффициент включения, связан непосредственно с технологическим процессом и изменяется с изменением режима работы приемника.

Коэффициент загрузки для графика нагрузки (рисунок 3) определяется из выражения

$$K_{з,а} = \frac{p_1 \cdot t_1 + p_2 \cdot t_2 + p_3 \cdot t_3 + \dots + p_n \cdot t_n}{p_{ном} (t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_n)},$$

и показывает степень использования мощности приемника за рабочее время, т.е. за время включения.

Можно получить следующее соотношение:

$$K_{u,а} = K_6 \cdot K_{з,а}$$

Коэффициент формы графика нагрузок

Коэффициентом формы графика нагрузок $k_{ф, I}$, $K_{ф, I}$ называется отношение среднеквадратичного тока (или среднеквадратичной полной мощности) приемника или группы приемников за определенный период времени к среднему значению его за тот же период времени

$$k_{ф, I} = \frac{i_{ск}}{i_c} = \frac{S_{ск}}{S_c}; \quad K_{ф, I} = \frac{I_{ск}}{I_c} = \frac{S_{ск}}{S_c},$$

или по активной и реактивной мощности:

$$k_{ф, а} = \frac{P_{ск}}{P_c}; \quad K_{ф, а} = \frac{P_{ск}}{P_c};$$

$$k_{ф, р} = \frac{Q_{ск}}{Q_c}; \quad K_{ф, р} = \frac{Q_{ск}}{Q_c}.$$

Коэффициент формы характеризует неравномерность графика во времени; свое наименьшее значение, равное единице, он принимает при нагрузке, неизменной во времени.

$K_{ф, а}$ для большинства предприятий с ритмичным процессом производства изменяется в пределах от 1,05 до 1,15.

Коэффициент максимума

Коэффициентом максимума активной мощности $k_{м, а}$, $K_{м, а}$ называется отношение расчетной активной мощности p_p , P_p к средней нагрузке p_c , P_c за исследуемый период времени:

$$k_{м, а} = \frac{p_p}{p_c}; \quad K_{м, а} = \frac{P_p}{P_c}.$$

Исследуемый период времени принимается равным продолжительности наиболее загруженной смены.

Коэффициент максимума активной мощности $K_{м, а}$ приближенно можно представить функцией n_3 и $K_{и, а}$:

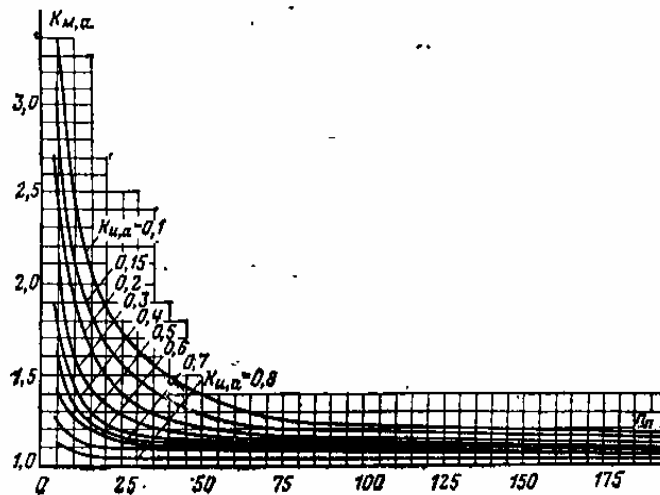


Рисунок 8 – Кривые для определения $K_M = f(K_u \text{ и } n_3)$.

Кривые построены для $T_0=10$ минут, т.е. при длительности интервала осреднения $T_{оср}=3T_0=30$ минут (получасовой максимум). Для проводников больших сечений этот интервал не соответствует.

Поэтому при $T_0 \gg 10$ минут определенный по этим кривым K_M должен быть пересчитан на другую продолжительность по формуле

$$K_{M,a,T} = 1 + \frac{K_{M,a} - 1}{\sqrt{2T}}$$

где $K_{M,a}$ принят при $T_{оср}=30$ минут.

Коэффициент спроса

Коэффициентом спроса по активной мощности $K_{с,а}$ называется отношение расчетной P_p мощности к номинальной (установленной) мощности группы приемников

$$K_{с,а} = \frac{P_p}{P_{ном}}$$

Значения K_c для различных групп приемников в различных отраслях промышленности принимаются при проектировании по справочным данным.

Можно установить следующие зависимости:

$$K_{с,а} = \frac{P_p}{P_{ном}} \cdot \frac{P_c}{P_c} = K_{u,а} \cdot K_{M,а}$$

В справочных материалах величины $K_{с,а}$ постоянны и не зависят от числа приемников группы, т.е. в них дается лишь грубая оценка величины $K_{с,а}$, которая может быть постоянной только при высоких $K_{u,а}$ и большом n .

Коэффициент заполнения графика нагрузок (коэффициент нагрузки)

Коэффициентом заполнения графика нагрузок по активной мощности $K_{з,г,а}$ называется отношение средней активной мощности к максимальной за исследуемый период времени

$$K_n = K_{з,г,а} = \frac{P_c}{P_m} = \frac{1}{K_{M,а}}$$

Исследуемый период времени принимается равным продолжительности наиболее загруженной смены.

Числовые значения $K_{з.г.а}$ при проектировании принимаются по справочным материалам.

Коэффициент разновременности максимумов нагрузок

Коэффициентом разновременности максимумов нагрузок по активной мощности называется отношение суммарного расчетного максимума активной мощности узла системы электроснабжения к сумме расчетных максимумов активной мощности отдельных групп приемников, входящих в данный узел системы электроснабжения:

$$K_{р.м.а.} = \frac{P_p}{\sum_1^n P_{p,i}}$$

Этот коэффициент характеризует смещение максимумов нагрузок отдельных групп приемников во времени, что вызывает снижение суммарного максимума нагрузок узла по сравнению с суммой максимумов отдельных групп. Коэффициент $K_{р.м.а.} \leq 1$ и применяется при ориентировочных расчетах. Значение его определяется отраслевыми инструкциями в зависимости от местных условий. Приближенно можно принять $K_{р.м.а.} = 0,85 \div 1,0$, для линий напряжением выше 1кВ системы внутреннего электроснабжения предприятия и $K_{р.м.а.} = 0,95 \div 1,0$ для шин электростанций предприятия, шин ГПП и питающих ЛЭП (внешнее электроснабжение).

Коэффициент сменности по энергоиспользованию за год

$$\alpha = \frac{W_\Gamma}{P_{см} \cdot T_\Gamma} = \frac{W_\Gamma}{P_p \cdot K_n}, \quad \alpha < 1$$

W_Γ – расход электроэнергии за год; $W_\Gamma = P_{сг} \cdot T_\Gamma$;

T_Γ – годовой фонд рабочего времени.

$$\alpha = \frac{P_{сг} \cdot T_\Gamma}{P_{см} \cdot T_\Gamma} = \frac{P_{сг}}{P_{см}};$$

Определение приведенного (эффективного) числа приемников.

Под эффективным (приведенным) числом приемников группы различных по номинальной мощности и режиму работы понимается такое число однородных по режиму работы приемников одинаковой мощности, которое обуславливает ту же расчетную нагрузку, что и данная рассматриваемая группа различных по номинальной мощности и режиму работы приемников.

Приведенное число приемников группы определяется по формуле

$$n_э = \frac{(\sum_1^n P_{ном,i})^2}{\sum_1^n P_{ном,i}^2} = \frac{P_{ном}^2}{\sum_1^n P_{ном,i}^2},$$

где в числителе стоит квадрат суммы номинальных активных мощностей всех приемников (т.е. квадрат групповой мощности) данной группы, а в знаменателе – сумма квадратов номинальных активных мощностей отдельных приемников группы. Подробно способы определения n_3 приведены ниже.

Лекция № 5.

Определение электрических нагрузок различными методами.

Содержание лекции:

- определение средних и расчетных нагрузок.

Цели лекции:

- методы (вспомогательные и основные) расчета нагрузок.

Определение средних нагрузок.

Средняя активная мощность за наиболее загруженную смену какой-либо группы силовых приемников с одинаковым режимом работы определяется путем умножения суммарной номинальной мощности группы рабочих приемников $P_{ном}$, приведенной для приемников ПКР к ПВ=100%, на их групповой коэффициент использования $K_{и,а}$:

$$P_{см} = K_{и,а} \cdot P_{ном}$$

Средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену $Q_{см}$ для какой-либо группы силовых приемников (с отстающим током) одинакового режима работы определяется следующим образом:

$$1) Q_{см} = K_{и,р} \cdot Q_{ном}$$

$$2) Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg}\varphi$$

Реактивные нагрузки приемников с опережающим током (СД, БК) принимаются со знаком минус.

Средняя активная мощность за наиболее загруженную смену $P_{см}$ узла системы электроснабжения, включающего какое-либо количество групп приемников с разными режимами работы:

$$P_{см} = \sum_{i=1}^n P_{см,i}$$

Средняя реактивная мощность узла нагрузки:

$$Q_{см} = \sum_{i=1}^n Q_{см,i} - \left(\sum_{i=1}^n Q_{см,сд,i} + Q_{см,бк} \right), \text{ где } Q_{см,i} \text{ – средняя реактивная мощность за}$$

наиболее загруженную смену i -й группы приемников с отстающим током; n – число групп приемников с отстающим током с разными режимами работы, входящих в данный узел; $Q_{см,сд,i}$ – средняя реактивная мощность синхронных двигателей за наиболее загруженную смену; $Q_{см,бк}$ – то же, для конденсаторов.

Среднегодовая мощность, потребляемая цехом, находится из соотношений:

$$P_{\text{cr}} = \frac{W_{a.z.}}{T_r}; \quad Q_{\text{cr}} = \frac{W_{p.z.}}{T_r}.$$

Определение расчетных нагрузок

В системе электроснабжения промышленного предприятия существует несколько характерных мест определения электронагрузок (см. рисунок на странице 22)

1. Определение расчетной нагрузки, создаваемой одним приемником до 1000 В (нагрузка 1); необходимо для выбора сечения провода или кабеля, отходящего к данному приемнику, и аппарата, при помощи которого производится присоединение приемника к силовому распределительному шкафу или распределительной линии.

2. Определение расчетной нагрузки, создаваемой группой приемников до 1000 В (нагрузка 2). Определение данной нагрузки необходимо для выбора сечений радиальных линий или распределительной магистрали, питающих данную группу приемников и аппарата присоединения данной группы приемников к главному силовому распределительному шкафу или питающей магистрали в схеме блока трансформатор – магистраль.

3. Определение расчетной нагрузки, создаваемой на шинах напряжения 0,69-0,4/0,23 кВ цеховой п/ст (ТП) отдельными крупными приемниками или силовыми распределительными шкафами, питающими отдельные приемники или группы приемников (нагрузка 3). Определение данной нагрузки необходимо для выбора сечения линий, отходящих от шин 0,69 или 0,4/0,23 кВ цеховой ТП и питающих указанные выше приемники, и аппаратов присоединения отходящих линий к шинам низшего напряжения цеховой ТП.

4. Определение расчетной нагрузки, создаваемой на шинах 6-20 кВ распределительных пунктов (РП) отдельными приемниками или отдельными цеховыми трансформаторами с учетом потерь в трансформаторах (нагрузка 4), необходимо для выбора сечения проводов линий, отходящих от шин РП и питающих цеховые трансформаторы и приемники высокого напряжения, и отключающих аппаратов, устанавливаемых на этих линиях.

5. Определение общей расчетной нагрузки на шинах каждой секции РП (нагрузка 5), необходимо для выбора сечения и материала шин 6-20 кВ РП, сечения линий, питающих каждую секцию шин РП, и отключающей аппаратуры со стороны шин ГПП. Если от шин 6-20 кВ ГПП непосредственно питаются цеховые трансформаторы или приемники, нагрузка 5 означает то же самое, что и нагрузка 4, только относительно шин 6-20 кВ ГПП.

6. Определение общей расчетной нагрузки на шинах 6-20 кВ каждой секции ГПП (нагрузка 6), необходимо для выбора числа и мощности понизительных трансформаторов, установленных на ГПП, выбора сечения и материала шин ГПП и отключающих аппаратов, устанавливаемых на стороне низкого напряжения 6-20 кВ трансформаторов ГПП.

7. Определение расчетной нагрузки на стороне высшего напряжения 35-220 кВ трансформатора ГПП с учетом потерь в трансформаторе,

необходимо для выбора сечений линий, питающих трансформаторы ГПП, и аппаратов присоединения трансформаторов и питающих их линий.

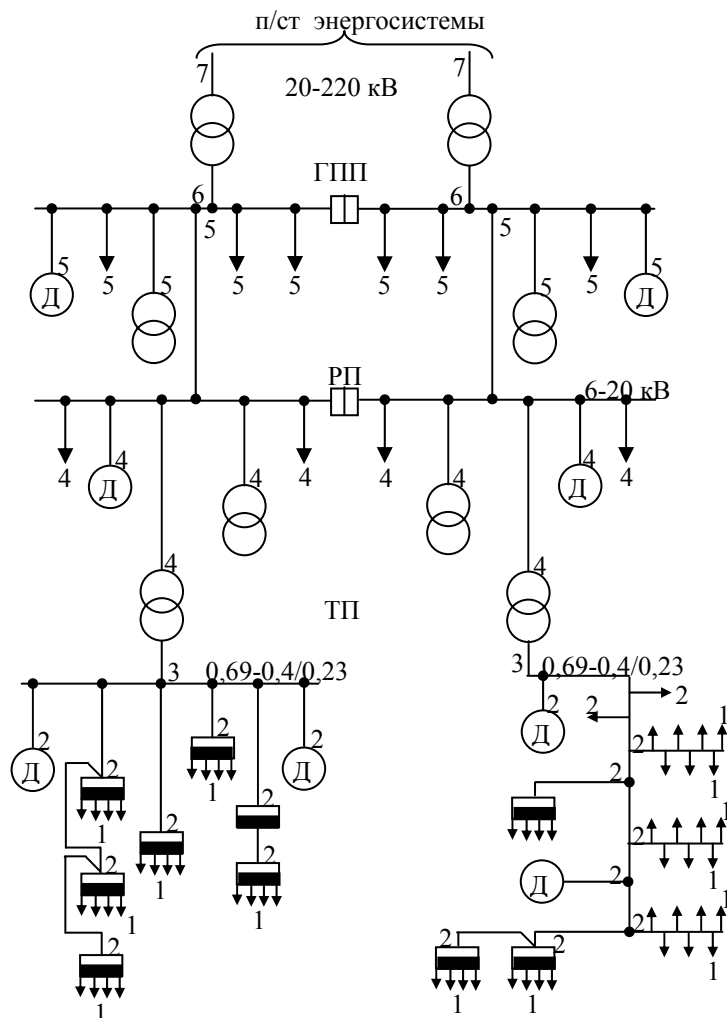


Рисунок 9 – Схема характерных мест определения расчетных нагрузок в системе электроснабжения

Определение расчетных нагрузок

Существуют несколько методов определения расчетных нагрузок.

К основным следует отнести методы определения электронагрузок по:

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

К вспомогательным можно отнести методы определения расчетных нагрузок по:

1. удельному расходу электроэнергии на единицу продукции при заданном объеме выпуска продукции за определенный период;
2. удельной нагрузке на единицу производственной площади.

Определение расчетной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса

Расчетная нагрузка для группы однородных по режиму работы приемников определяется из следующих выражений:

$$P_p = K_{к.с} \cdot P_{ном};$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi;$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \frac{P_p}{\cos \varphi}$$

где $K_{с.а}$ – коэффициент спроса данной характерной группы, принимаемый по справочным материалам;

$\operatorname{tg} \varphi$ соответствует характерному для данной группы приемников $\cos \varphi$, определяемому по справочным материалам.

Расчетная нагрузка узла СЭС (цеха, корпуса, предприятия) определяется суммированием расчетных нагрузок отдельных групп приемников:

$$S_p = \sqrt{\left(\sum_1^n P_p\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_p\right)^2} \cdot K_{р.м},$$

где $\sum_1^n P_p$ – сумма расчетных активных нагрузок отдельных групп приемников; $\sum_1^n Q_p$ – то же, реактивных.

$K_{р.м}$ – коэффициент одновременности максимумов нагрузок, принимаемый $0,85 \div 1,0$ в зависимости от места нахождения данного узла в СЭС.

Определение расчетной нагрузки по методу «Упорядоченных диаграмм нагрузок».

$$\left\{ \begin{array}{l} P_p = P_{см} \cdot K_m; \quad P_{см} = P_{ном} \cdot K_n; \\ Q_p = 1,1 \cdot Q_{см} - \text{при } n_3 = n_n < 10; \\ Q_p = Q_{см} - \text{при } n_3 = n_n \geq 10. \end{array} \right\} \quad Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg} \varphi$$

K_m определяется по графикам или таблицам зависимости $K_m = f(n_3; K_n)$.

Имеются методы упрощенного нахождения K_m и n_3 :

1. Если $n_3 \geq 200$, то при любых значениях K_n

$$P_p = P_{см}.$$

2. Если $K_n \geq 0,9$, то при любых значениях n_3

$$P_p = P_{см}.$$

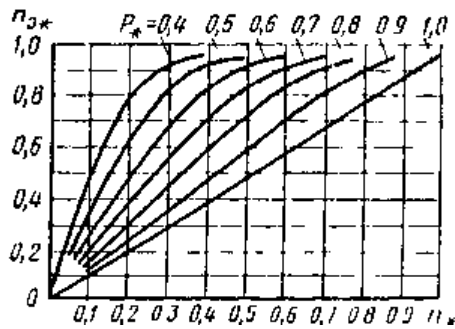
3. Если $n \geq 4$, то при $m = \frac{P_{н.макс}}{P_{н.мин}} \leq 3$

$n_3 = n$ (n – фактическое число ЭП)

4. Если $n \geq 4$, то при $m > 3$ и $K_n \geq 0,2$

$$n_3 = \frac{2 \sum_1^n P_n}{P_{н.макс}}, \text{ если окажется, что } n_3 > n, \text{ то принимаем } n_3 = n$$

5. Если $n \geq 4$, то при $m > 3$ и $K_n < 0,2$, n_3 определяется по вспомогательным кривым:



Вводим следующие обозначения:

n – фактическое число ЭП в группе;

n_1 – число наибольших ЭП в группе, подключенных к узлу, мощность каждого из которых не менее половины мощности наибольшего электроприемника.

$n_* = \frac{n_1}{n}$ – относительное число наибольших ЭП;

P_{n1} – суммарная мощность n_1 ЭП;

P_n – суммарная номинальная мощность n ЭП узла;

$P_* = \frac{P_{n1}}{P_n}$ – относительная мощность наибольших ЭП.

зная n_* и P_* определяем по кривым n_{3*}

$$n_{3*} = \frac{n_3}{n} \Rightarrow n_3 = n_{3*} \cdot n.$$

6. Если $n \leq 3$, то $P_p = \Sigma P_n$

при ПКР: $Q_p = 0,87P_p$; для ЭП длительного режима $Q_p = 0,75P_p$

7. Если $n > 3$, но $n_3 < 4$, то $P_p = \Sigma (P_n \cdot K_3)$

8. Для ЭП длительного режима при $K_n \geq 0,6$, $K_n \geq 0,9$

$$K_M = 1; P_p = P_{см.}$$

Определение расчетной нагрузки по средней мощности и коэффициенту формы

$$P_p = K_{ф.а} \cdot P_{см}$$

$$Q_p = K_{ф.р} \cdot Q_{см} \text{ или } Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi$$

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

В этом методе $P_{см}$ можно определить:

$$P_{см} = P_n \cdot K_n \text{ или}$$

$$P_{см} = \frac{M_{см} \cdot \omega_a}{T_{см}}, \text{ где } M_{см} \text{ – производительность за максимально}$$

загруженную смену; ω_a – удельный расход электроэнергии на единицу продукции.

Определение расчетной нагрузки по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции.

$$W_{г} = M_{г} \cdot \omega_{уд}$$

M_r – годовой выпуск продукции, шт, м, т, м²...

$\omega_{уд}$ – удельный расход электроэнергии, $\frac{кВт.ч}{ед.прод}$;

$D_{на} = \frac{W_{а}}{O_{а}}$, кВт, где $P_{ср}$ – среднегодовая мощность нагрузки; T_r – годовой

фонд рабочего времени, ч.

$P_p = \frac{P_{ср}}{\alpha}$, кВт; α - коэффициент сменности по энергоиспользованию,

$\alpha \cong 0,5 \div 0,9$.

Определение расчетной нагрузки по удельной нагрузке на единицу производственной площади.

$P_p = \rho_o \cdot F$, где F – площадь размещения приемников группы, м²; ρ_o – удельная расчетная мощность на 1 м² производственной площади, кВт/м².

Метод применим для сетей цехов, в которых приемники имеют малую мощность и они равномерно распределены на производственной площади.

Удельная расчетная мощность для силовых электроприемников определяется по справочным материалам и лежит в пределах 0,15÷1,5 А/м² или 0,1÷1,0 кВт/м².

Для осветительной нагрузки $\rho_{осв} = 0,01 \div 0,02$ кВт/м² при освещении лампами накаливания; 0,009÷0,018 кВт/м² при освещении люминесцентными лампами, 0,005÷0,01 кВт/м² при освещении газоразрядными лампами без компенсации реактивной мощности и 0,009÷0,018 кВт/м² при освещении газоразрядными лампами с компенсацией реактивной мощности.

$$Q_{p,o} = P_{p,o} \cdot \operatorname{tg} \varphi_o.$$

Лекция № 6.

Компенсация реактивной мощности.

Содержание лекции:

- физическая сущность реактивной мощности.

Цели лекции:

- понятие о генерации, потреблении и балансе реактивной мощности.

Компенсация реактивной мощности.

Реактивная мощность в электрических сетях.

Пусть приемник электроэнергии присоединен к источнику синусоидального напряжения $u = \sqrt{2}U \cdot \sin \omega t$ и потребляет синусоидальный ток $i = \sqrt{2}I \sin(\omega t - \varphi)$, сдвинутый по фазе относительно напряжения на угол φ .

Значение мгновенной мощности на зажимах приемника определяется выражением

$$p = u \cdot i = 2U \cdot I \cdot \sin(\omega t) \cdot \sin(\omega t - \varphi) = U \cdot I \cdot \cos \varphi + U \cdot I \cdot \cos(2\omega t - \varphi) [1]$$

и является суммой двух величин, одна из которых постоянна во времени, а другая пульсирует с двойной частотой.

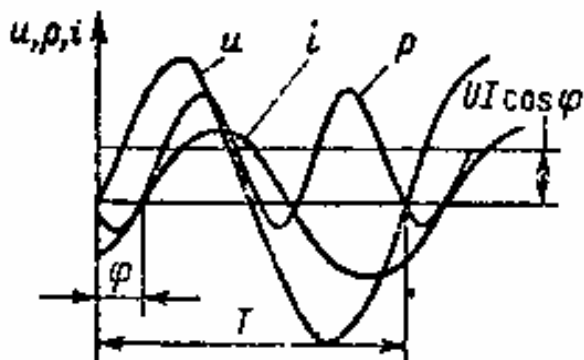


Рисунок 10 – Кривые мгновенных значений тока, напряжения и мощности.

Среднее значение мгновенной мощности p за период питающего напряжения T полностью определяется первым слагаемым:

$$p = \frac{1}{T} \int_0^T [U \cdot I \cos \varphi + UI \cos(2\omega t - \varphi)] dt = U \cdot I \cos \varphi + 0$$

Эта величина, именуемая активной мощностью, характеризует энергию, выделяемую в единицу времени на производство полезной работы, например в виде тепла в приемнике с активным сопротивлением R :

$$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi = I^2 R.$$

Среднее значение от второго слагаемого мгновенной мощности [1] за время T равно нулю, т.е. на ее создание не требуется каких-либо материальных затрат и поэтому она не может совершать полезной работы. Ее присутствие указывает, что между источником и приемником происходит обмен энергией, а это возможно лишь в том случае, если имеются особые реактивные элементы, способные накапливать и отдавать электромагнитную энергию – емкость и индуктивность.

Таким образом, полную мощность на зажимах приемника в комплексной форме можно представить следующим образом:

$$S = U \cdot I \cos \varphi + j U I \sin \varphi = P + jQ$$

где Q – реактивная мощность.

Физическая сущность реактивной мощности

$$Q = 3I^2 \cdot X \cdot 10^{-3} = \text{const} \Phi_m^2 \cdot f \cdot R_\mu = \text{const} B_m^2 \cdot f \cdot V = \text{const} \frac{U^2}{\mu} \cdot V \cdot f, \text{ квар.}$$

Q – реактивная мощность, квар

I – фазный ток, А

X – фазное индуктивное сопротивление, Ом

Φ_m – амплитуда переменного магнитного потока, Вб;

B_m – амплитуда магнитной индукции

μ – магнитная проницаемость магнитной цепи, Гн/м;

V – объем магнитной цепи, см³

U – напряжение, В

Потребление реактивной мощности:

Как известно реактивная мощность может иметь индуктивный или емкостный характер нагрузки. Считается, что если ток отстает по фазе от напряжения, то нагрузка имеет индуктивный характер, а реактивная мощность потребляется и имеет положительный знак (+). В элементах сети имеют место потери реактивной мощности, которые могут быть соизмеримы с реактивной мощностью, потребляемой приемниками электроэнергии. Основными потребителями реактивной мощности на промышленных предприятиях являются АД (60-65% от общего потребления), трансформаторы (20-25%), вентильные преобразователи, реакторы, воздушные и кабельные электросети и прочие приемники (10%).

Для сравнения: активная мощность P так же, как и реактивная потребляется приемниками и теряется в элементах сети и электрооборудования.

Генерация реактивной мощности

Если ток опережает напряжение, то нагрузка имеет емкостный характер, а реактивная мощность генерируется и имеет отрицательное значение (-). Реактивная мощность генерируется генераторами электростанций, синхронными двигателями, батареями силовых конденсаторов, тиристорными источниками реактивной мощности и линиями.

Для сравнения: активная мощность генерируется генераторами электростанций.

Баланс реактивной мощности

$$\sum Q_i = 0; \quad \sum Q_{\text{потр}} = \sum Q_{\text{ист}};$$

$$\sum Q_{\text{потр}} = Q_{\text{нагр}} + \Delta Q_{\text{(потери)}}.$$

$$\sum Q_{\text{ист}} = Q_{\text{ген}} + Q_{\text{сд}} + Q_{\text{бк}} + Q_{\text{лэп}} + Q_{\text{тирист ист р.м.}} + \dots;$$

Для сравнения:

$$\sum P_i = 0; \quad P_{\text{ген}} = P_{\text{нагр}} + \Delta P_{\text{(потери)}}.$$

Коэффициенты мощности.

До недавнего времени основным нормативным показателем, характеризующим реактивную мощность, был коэффициент активной мощности $\cos \varphi = \frac{P}{S}$. На вводах, питающих промышленное предприятие, средневзвешенное значение этого коэффициента должно было находиться в пределах 0,92-0,95. Однако соотношение P/S в качестве нормативного не дает четкого представления о динамике изменения реального значения реактивной мощности. Например, при изменении этого коэффициента от 0,95 до 0,94 реактивная мощность изменяется на 10%, а при изменении от 0,99 до 0,98 приращение реактивной мощности составляет уже 42%.

При расчетах удобнее оперировать соотношением $\operatorname{tg}\varphi=Q/P$, которое называют коэффициентом реактивной мощности.

Компенсация реактивной мощности – это установка компенсирующих устройств, благодаря которым увеличивается пропускная способность сети, уменьшаются потери мощности и электроэнергии в сети и улучшается режим напряжения сети.

Технико-экономические условия компенсации реактивной мощности – это условия, при которых обеспечиваются наилучшие показатели работы СЭС. Эти условия определяющие:

1. За счет компенсации происходит снижение полной мощности и тока; увеличивается пропускная способность линий и трансформаторов; при проектировании можно снизить сечение проводов и мощности трансформаторов:

$$S = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{P_\delta^2 + (Q_p - Q_{\dot{e}\dot{o}})^2}$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U} = \frac{\sqrt{P_\delta^2 + (Q_p - Q_{\dot{e}\dot{o}})^2}}{\sqrt{3}U}.$$

2. За счет установки КУ происходит снижение потерь активной и реактивной мощностей:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R; \quad \Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X$$

$$\Delta P = \frac{P^2 + (Q - Q_{\text{кв}})^2}{U^2} \cdot R; \quad \Delta Q = \frac{P^2 + (Q - Q_{\text{кв}})^2}{U^2} \cdot X.$$

3. Снижаются потери электроэнергии:

$$\Delta W = \sum_1^n \Delta P \cdot \tau - \text{уменьшается расход электроэнергии.}$$

4. Снижаются потери напряжения:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_i}; \quad \Delta U = \frac{PR + (Q - Q_{\dot{e}\dot{o}})X}{U_i}.$$

Энергосистемы имеют ограниченные возможности снабжения предприятия реактивной мощностью, определяемые располагаемой реактивной мощностью генераторов. Соблюдение баланса реактивных мощностей достигается за счет мероприятий, снижающих потребление реактивной мощности предприятиями от энергосистемы. Эти мероприятия разбиваются на: I – мероприятия, не требующие специальных компенсирующих устройств и целесообразные во всех случаях, и II – требующие установки специальных компенсирующих устройств для выработки реактивной мощности.

I. Мероприятия по уменьшению потребления реактивных мощностей.

Снижение потребления реактивной мощности самими электроприемниками и повышение естественного коэффициента мощности может быть достигнуто следующими мероприятиями:

а) повышением загрузки технологических агрегатов, упорядочением технологического процесса, повышением загрузки и коэффициента загрузки электродвигателей;

б) снижением напряжения питания асинхронных двигателей, загруженных не выше, чем на 45%, путем переключения схемы обмоток с Δ на Y . При этом вращающий момент и активная мощность электродвигателя уменьшаются в 3 раза, нагрузка двигателя и его коэффициент мощности повышаются, а потребление реактивной мощности снижается. Такое переключение возможно при напряжении обмотки двигателя 660/380 В и напряжении сети 380 В.

в) установкой ограничителей холостого хода асинхронных электродвигателей и сварочных трансформаторов;

г) отключением цеховых трансформаторов, загруженных менее 30%, с переводом нагрузки на другие трансформаторы;

д) заменой систематически недогруженных асинхронных двигателей со средним $K_3 < 45\%$ на двигатели меньшей мощности;

е) заменой изношенных асинхронных двигателей синхронными (вместо Q_{AD} появляется $-Q_{CD}$). Для вновь устанавливаемых механизмов, не требующих регулирования скорости и работающих в продолжительном режиме (насосы, компрессоры, вентиляторы), рекомендуется применять синхронные двигатели.

II Компенсирующие устройства для реактивных нагрузок Синхронные генераторы электростанций

Источниками реактивной мощности могут быть генераторы станций при малой их удаленности от потребителей (например, станции типа ТЭЦ), что особенно важно в послеаварийных режимах, когда генерация реактивной мощности другими источниками ограничивается.

Генераторы являются постоянным источником реактивной мощности, выдаваемой в зависимости от возможностей электростанций или энергосистемы. При этом энергосистема дает значение $\text{tg}\varphi_3$, по которому рассчитывается Q_3 по формуле:

$$Q_3 = \text{tg}\varphi_3 \cdot \Sigma P_{p.\text{нагр}}, \text{ где}$$

Q_3 – реактивная мощность, выдаваемая энергосистемой;

ΣP_p – суммарная реактивная мощность предприятия.

При выборе компенсирующих устройств необходимо определять целесообразную степень использования реактивной мощности работающих генераторов ближайших электростанций. Критерием такой целесообразности являются приведенные затраты на генерацию и передачу реактивной мощности от электростанций. Затраты на генерацию при этом будут определяться только стоимостью дополнительных потерь в генераторе. В большинстве случаев передача реактивной мощности от генераторов станций является экономически целесообразной, если это не вызывает увеличения

числа или сечения питающих линий, числа трансформаторов и других затрат по усилению сети.

Лекция № 7.

Компенсация реактивной мощности (продолжение темы).

Содержание лекции:

- изучение способов компенсации реактивной мощности.

Цели:

- изучить источники реактивной мощности: синхронные двигатели (СД) и компенсаторы, статические конденсаторы.

А. Синхронные двигатели.

Главное преимущество СД перед АД заключается в том, что путем изменения тока возбуждения СД можно изменять величину реактивной мощности. В зависимости от величины тока возбуждения реактивная мощность может выдаваться в сеть (при перевозбуждении) и потребляться от сети (при невозбуждении).

СД, применяемые для электропривода, в основном изготавливают с $\cos\varphi=0,9$ при опережающем токе. СД – эффективное средство компенсации реактивной мощности. Наибольший верхний предел возбуждения СД определяется допустимой температурой обмотки ротора с выдержкой времени, достаточной для форсировки возбуждения при кратковременных снижениях напряжения. Максимальное значение реактивной мощности зависит от загрузки двигателя активной мощностью K_3 , подводимого напряжения и технических данных двигателя:

$$Q_{\text{сдмакс.}} = K_{\text{п.р.м.}} \cdot \frac{P_{\text{ном}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ном}}}{K_{\text{п.д.}}}, \text{ где}$$

$P_{\text{ном}}$ – номинальная активная мощность двигателя;

$K_{\text{п.р.м.}}$ – коэффициент перегрузки по реактивной мощности (определяется по справочным данным);

$K_{\text{п.д.}}$ – коэффициент полезного действия.

Основным критерием для выбора рационального режима возбуждения СД являются дополнительные потери активной мощности на генерацию реактивной мощности:

$$\Delta P_{\text{доп}} = D_1 \frac{Q_{\text{сд}}}{Q_{\text{ном}}} + D_2 \frac{Q_{\text{сд}}^2}{Q_{\text{ном}}^2} = \frac{D_1}{Q_{\text{ном}}} \cdot Q_{\text{сд}} + \frac{D_2}{Q_{\text{ном}}^2} \cdot Q_{\text{сд}}^2, \text{ где}$$

D_1 и D_2 – расчетные коэффициенты, зависящие от параметров двигателя (приводятся в таблицах), кВт

$Q_{\text{сд}}$ – реактивная мощность, выдаваемая СД;

$Q_{\text{ном}}$ – номинальная мощность СД;

$$\frac{D_1}{Q_{\text{ном}}} \text{ и } \frac{D_2}{Q_{\text{ном}}^2} \text{ – удельные потери мощности, } \frac{\text{кВт}}{\text{мвар}}; \frac{\text{кВт}}{\text{мвар}^2}.$$

Достоинства СД:

- 1) они отдают реактивную мощность в сеть на месте установки, имея полезную нагрузку на валу;
- 2) допускают форсировку возбуждения и широкие пределы регулирования отдаваемой реактивной мощности;
- 3) меньше зависят от колебаний напряжения, чем конденсаторы ($M_{вр}=U$);
- 4) повышают устойчивость системы;
- 5) стоимость СД не входит в формулу затрат на генерацию ими реактивной мощности.

Недостатки СД:

- 1) относительно высокие удельные потери активной мощности $0,009 \div 0,054 \frac{\text{кВт}}{\text{квар}}$ [$9 \div 54 \frac{\text{кВт}}{\text{мвар}}$]

Б. Синхронные компенсаторы (СК).

СК представляют собой СД облегченной конструкции без нагрузки на валу. Они могут работать как в режиме генерирования реактивной мощности (при перевозбуждении СК), так и в режиме ее потребления (при недовозбуждении).

В настоящее время промышленность СНГ изготавливает СК мощностью 5000-160000 кВА.

СК на промышленных предприятиях применяют очень редко: на ГПП, имеющих районное значение или на крупных электропечных установках. Этот способ целесообразен при больших мощностях компенсирующих устройств.

К достоинствам СК как источников реактивной мощности относятся:

- а) положительный регулирующий эффект, заключающийся в том, что при уменьшении напряжения в сети генерируемая мощность СК увеличивается;
- б) возможность плавного и автоматического регулирования генерируемой реактивной мощности, что повышает устойчивость режимов работы системы и улучшает режимные параметры сети;
- в) достаточная термическая и электродинамическая стойкость обмоток СК во время КЗ.

К недостаткам СК относятся:

- а) более высокая стоимость;
- б) сложный пуск и усложнение эксплуатации;
- в) значительный шум во время работы;
- г) относительно высокие удельные потери активной мощности ($11-30 \frac{\text{кВт}}{\text{мвар}}$)

Потери активной мощности на генерацию реактивной мощности определяются по тем же формулам, что и для СД:

$$\Delta P = \frac{D_1}{Q_{ном}} Q_{ск} + \frac{D_2}{Q_{ном}^2} \cdot Q_{ск}^2.$$

В. Статические конденсаторы.

Основным средством компенсации реактивной мощности на промышленных предприятиях являются батареи силовых конденсаторов (БК). Статические конденсаторные установки изготовляют из определенного числа конденсаторов, которые в зависимости от рабочего напряжения и расчетной реактивной мощности соединяют между собой параллельно, последовательно или параллельно-последовательно.

Компенсация реактивной мощности электроустановок промышленных предприятий осуществляется с помощью статических конденсаторов, включаемых обычно параллельно ЭП (поперечная компенсация). В отдельных случаях при резкопеременной нагрузке сетей, например при питании дуговых печей, сварочных установок и др., может оказаться целесообразным последовательное включение конденсаторов (продольная компенсация).

Размещение БК в сетях до 1000 В и выше должно удовлетворять условию наибольшего снижения потерь активной мощности от реактивных нагрузок. При этом возможна компенсация:

1) индивидуальная – с размещением БК непосредственно у ЭП. В этом случае от реактивных токов разгружается вся сеть СЭС.

2) групповая – с размещением БК у силовых шкафов и шинопроводов в цехах. В этом случае сеть до ЭП не разгружается от реактивных токов.

3) централизованная – с подключением БК на шины 0,38; 6; 10 кВ п/ст, при этом:

а) $U=0,38$ кВ – от реактивных токов разгружаются трансформаторы п/ст, но не питающая и распределительная сеть низшего напряжения;

б) $U=6-10$ кВ – от реактивных токов разгружаются только сети энергосистемы, а трансформаторы п/ст не разгружаются.

Достоинства БК:

1. простота конструкции;
2. относительно невысокая стоимость;
3. недефицитность материалов;
4. малые собственные удельные потери активной мощности ($\Delta P_{БК}=2\div4,5$ кВт/Мвар).

Недостатки БК:

1. отсутствие плавного автоматического регулирования отдаваемой в сеть реактивной мощности (применяется только ступенчатое регулирование);
2. пожароопасность;
3. наличие остаточного заряда;
4. опасность перегрузки токами высших гармоник;
5. выдаваемая реактивная мощность зависит от квадрата напряжения: $Q=U^2$.

В схемах БК предусматриваются специальные активные или индуктивные сопротивления, которые подключают параллельно конденсаторам. Эти сопротивления необходимы для разряда конденсаторов после их отключения, так как естественный саморазряд происходит медленно (3-5 мин).

Разрядное сопротивление должно отключаться после каждого отключения БК от сети. Поэтому к БК должно быть постоянно и непосредственно (без промежуточных разъединителей, рубильников и предохранителей) подключено разрядное сопротивление:

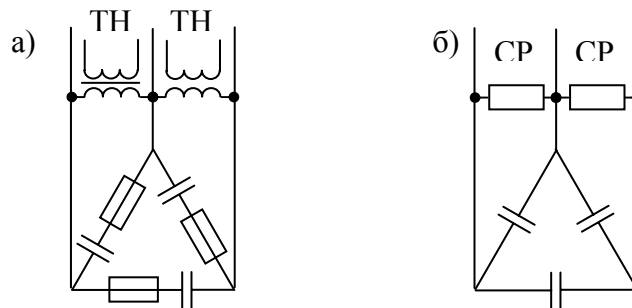


Рисунок 11 – Схемы включения разрядных сопротивлений
 а) разрядное сопротивление в виде двух ТН при $U > 1000$ В (2 НОМ)
 б) разрядное сопротивление в виде омического сопротивления СР при $U < 1000$ В (лампы накаливания)

Разрядное сопротивление можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{раз}} = 15(U_{\phi}^2/Q) \cdot 10^6, \text{ Ом, где}$$

U_{ϕ} – фазное напряжение, кВ, Q – мощность батареи, квар,
 пример: при $U_{\phi} = 0,4$ кВ и $Q = 300$ квар, $r_{\text{раз}} = 8$ Ом.

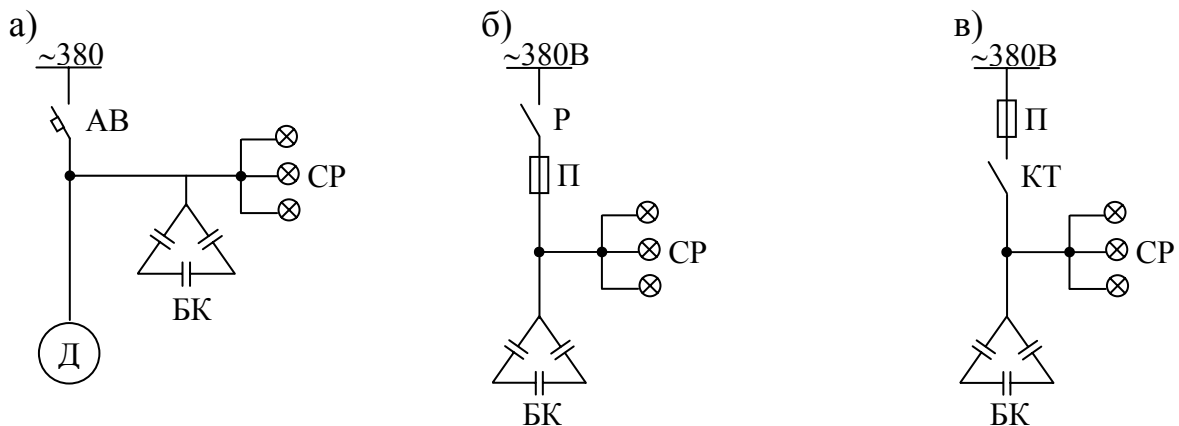


Рисунок 12 – Схемы присоединения БК к шинам 380 В.

Защитная и коммутационная аппаратура:

а) автоматический выключатель А; (применяется как при автоматическом регулировании, так и при его отсутствии)

б) рубильник Р с предохранителем П; (применяется при отсутствии автоматического регулирования)

в) предохранитель П с контактором КТ или магнитным пускателем (применяется при автоматическом регулировании)

Схема а) применяется при индивидуальной компенсации;

Схема б), в) применяется при групповой и централизованной компенсации.

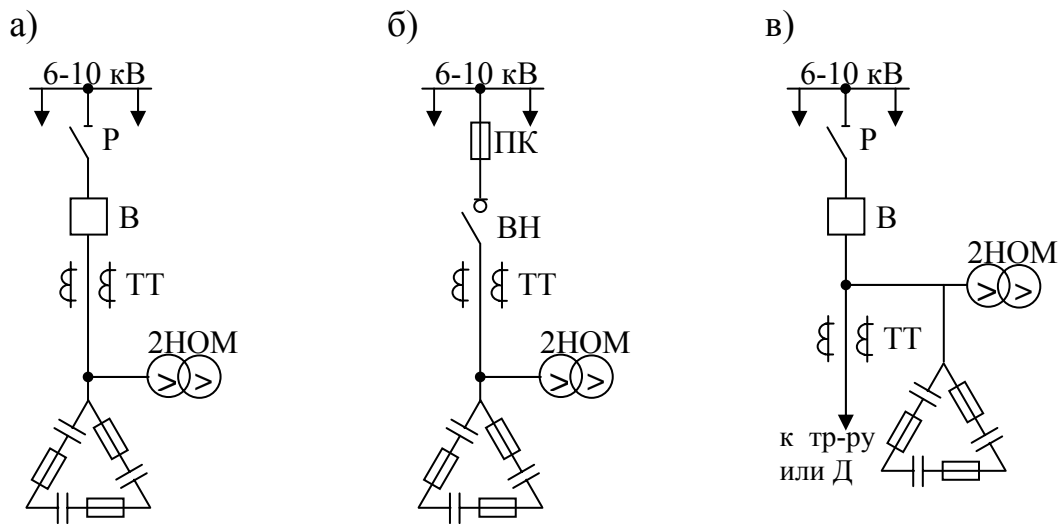


Рисунок 13 – Схемы присоединения БК к шинам 6-10 кВ.

а) присоединение БК через отдельный выключатель, применяется для БК мощностью > 400 квар;

б) присоединение БК через ВН-17, применяется при мощности БК ≤ 400 квар

в) схема индивидуальной компенсации реактивной мощности трансформатора или двигателя. Неудобство – общий выключатель.

Регулирование мощности конденсаторных установок можно вести тремя способами: вручную, автоматически и с диспетчерского пункта.

Регулирование ступенчатое (1-2-3 ступени).

Автоматическое регулирование мощности БК производится по разным принципам: а) по времени суток; б) по величине напряжения; в) по току нагрузки; г) по направлению реактивной мощности д) по времени суток с коррекцией по напряжению.

В странах СНГ на $U=6-10$ кВ применяется схема разряда БК с двумя трансформаторами напряжения типа НОМ, соединенными в открытый треугольник во избежание образования колебательного контура, увеличивающего перенапряжение при включении БК. Для контроля целостности цепи разряда применяются неоновые лампы.

Лекция № 8.

Компенсация реактивной мощности (продолжение темы).

Содержание лекции:

- изучение методики проектирования компенсации реактивной мощности.

Цели лекции:

- получение навыков проектирования компенсации в сетях до и выше 1 кВ.

Г. Воздушные и кабельные линии.

Генерируемая воздушными и кабельными линиями реактивная мощность пропорциональна квадрату U сети и длине линии:

$$Q_{лн} = l \cdot U^2 \cdot Q_0, \text{ квар}$$

где l – длина в км; U – напряжение сети, кВ; Q_0 – среднее значение генерируемой линиями реактивной мощности, $\frac{\text{квар}}{\text{км}}$, $U = \frac{U}{U_n}$ – относительное напряжение сети.

Необходимо учитывать реактивную мощность, генерируемую воздушными линиями, токопроводами и кабельными линиями с $U_{\text{ном}} > 20$ кВ, а для кабельных сетей значительной протяженности – также и 6-20 кВ.

При $S=150 \text{ мм}^2$ 1 км кабеля генерирует при U :

U, кВ	6	10	20	35	110	220
$Q_0, \frac{\text{квар}}{\text{км}}$	10,4	18,3	47	112	1180	3600

Д. Статические ИРМ.

Принцип работы ИРМ состоит в том, что выпрямленным током преобразователя индуктивность (реактор или дроссель) заряжается магнитной энергией, которая инвертируется в сеть переменного тока с опережающим $\cos \varphi$. Регулирование выдаваемой реактивной мощности производится в пределах 30:1. Регулирование весьма быстродействующее (1 период переходного процесса). К недостаткам ИРМ относится искажение кривой тока.

Указания по проектированию компенсации реактивной мощности в электросетях промышленных предприятий.

Требования настоящих Указаний распространяются на всех промышленных и приравненным к ним потребителей электроэнергии, которые получают питание от энергоснабжающей организации (энергосистемы).

Указания охватывают вопросы выбора типа, мощности, места присоединения и режима работы компенсирующих устройств (КУ) в электросетях промышленных предприятий напряжением до и выше 1000 В.

На начальной стадии проектирования определяются максимальные суммарные расчетные активные и реактивные электронагрузки предприятия P_{max} и Q_{max} при естественном $\cos \varphi$ в соответствии с «Указаниями по определению электронагрузок в промышленных установках».

Максимальная суммарная реактивная нагрузка предприятия, принимаемая для определения мощности КУ:

$$Q_{\text{max1}} = KQ_{\text{max}},$$

где K – коэффициент, учитывающий несовпадение по времени максимальных активной нагрузки энергосистемы и реактивной мощности промышленного предприятия.

Значения K принимаются в зависимости от отрасли промышленности:
– нефтеперерабатывающая, текстильная – 0,85;

- черная и цветная металлургия, химическая, нефтедобывающая, пищевая, стройматериалов, бумажная – 0,9;
- угольная, газовая, машиностроительная, металлообрабатывающая – 0,85;
- прочие – 0,75.

Предприятие сообщает в энергосистему значения P_{\max} и Q_{\max} для определения экономически оптимальной реактивной мощности, которая может быть передана предприятию в режимах максимальной и минимальной годовых активных нагрузок энергосистемы $Q_{\varepsilon 1}$ и $Q_{\varepsilon 2}$.

По $Q_{\varepsilon 1}$ определяется суммарная мощность КУ предприятия, а по $Q_{\varepsilon 2}$ – регулируемая часть КУ.

Суммарная мощность КУ $Q_{к1}$ определяется необходимым балансом реактивной мощности на границе раздела сетей предприятия и энергосистемы в период ее максимальной активной нагрузки: $Q_{к1} = Q_{\max 1} - Q_{\varepsilon 1}$.

Электросети предприятий условно подразделены на а) сети общего назначения и б) сети со специфическими (нелинейными, несимметричными и резкопеременными) нагрузками.

В качестве средств компенсации реактивной мощности (КРМ) следует принимать: в сетях общего назначения – батареи конденсаторов (БК) и синхронные двигатели (СД).

Компенсация реактивной мощности в электросетях напряжением до 1000 В.

Суммарная расчетная мощность БК напряжением до 1000 В (НБК) определяется двумя последовательными расчетными этапами по минимуму приведенных затрат:

- 1) выбор экономически оптимального числа трансформаторов цеховых ТП;
- 2) определение дополнительной мощности НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и сети $U=6-10$ кВ предприятия, питающей эти трансформаторы.

Суммарная расчетная мощность НБК:

$Q_{\text{нбк}} = Q_{\text{нбк1}} + Q_{\text{нбк2}}$, где $Q_{\text{нбк1}}$ и $Q_{\text{нбк2}}$ – суммарные мощности батарей, определенные на двух этапах расчета.

Суммарная мощность $Q_{\text{нбк}}$ распределяется между отдельными трансформаторами пропорционально их реактивным нагрузкам.

1 этап: Определение мощности НБК по условию выбора оптимального числа цеховых трансформаторов.

Для каждой технологически концентрированной группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности минимальное их число, необходимое для питания максимальной активной нагрузки:

$$N_{\min T} = \frac{P_{\max T}}{\beta_T \cdot S_T} + \Delta N,$$

где $P_{\max T}$ – максимальная суммарная расчетная нагрузка для данной группы трансформаторов;

β_T – коэффициент загрузки (K_3) трансформаторов;

S_T – принятая номинальная мощность одного трансформатора;

ΔN – добавка до ближайшего большего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов:

$N_{Т.э.} = N_{минт} + m$, где m дополнительное число трансформаторов.

Число $N_{Т.э.}$ определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности с учетом постоянных составляющих капитальных затрат. Для расчетов по удельным затратам необходимо знать достоверные стоимостные показатели НБК, ВБК и ТП.

При отсутствии достоверных стоимостных показателей для практических расчетов допускается принимать затраты на п/ст – $З_{п/ст}^* = 0,5$ и $N_{Т.э.}$ определять упрощенным методом по кривым в зависимости от m : $m = f(N_{минт}; \Delta N)$.

По выбранному числу трансформаторов $N_{Т.э.}$ определяют максимальную реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1000 В.

$$Q_1 = \sqrt{(N_{Т.э.} \cdot \beta_T \cdot S_T)^2 - P_{макт}^2} .$$

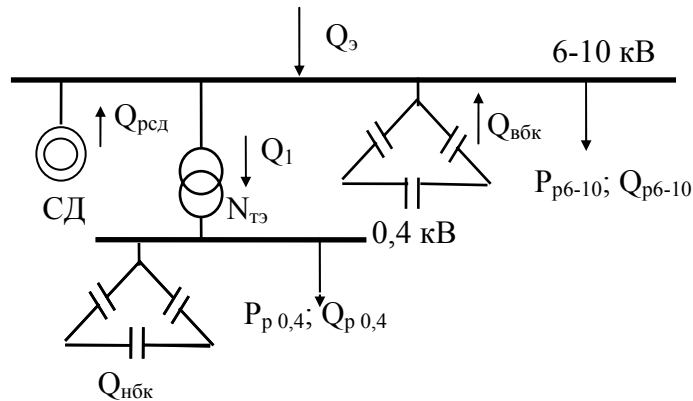


Рисунок 14 – Схема, поясняющая баланс реактивной мощности.

Суммарная мощность НБК для данной группы трансформаторов: (из условия баланса реактивной мощности на шинах 0,4 кВ)

$$Q_{нбк1} = Q_{р0,4} - Q_1, \text{ где}$$

$Q_{р0,4}$ – суммарная максимальная расчетная нагрузка.

Если окажется, что $Q_{нбк1} < 0$, то $Q_{нбк1} = 0$.

2 этап: Определение мощности НБК в целях оптимального снижения потерь.

Дополнительная суммарная мощность НБК для данной группы трансформаторов

$$Q_{нбк2} = Q_{р0,4} - Q_{нбк1} - \gamma N_{Т.э.} \cdot S_T,$$

где γ – расчетный коэффициент, принимаемый по кривым в зависимости от схемы питания ТП (радиальная, магистральная), и от коэффициентов K_1 и K_2 , которые рассчитываются по формулам:

$$K_1 = (З_{нбк} - З_{вбк}) \cdot C_0 \cdot 10^3; K_2 = l S_T / F, \text{ где}$$

C_0 – расчетная стоимость потерь (по таблице),

F – общее сечение линии;

l – длина линии.

При отсутствии достоверных данных для расчета K_1 и K_2 по формулам их значения рекомендуется принимать по таблицам в зависимости от энергосистемы, количества рабочих смен, мощности трансформатора, и длины питающей линии (км) – длина участка до первого трансформатора магистрали.

Если окажется, что $Q_{\text{нбк}2} < 0$, то для данной группы трансформаторов $Q_{\text{нбк}2} = 0$.

После выбора мощности $Q_{\text{нбк}}$ необходимо распределить эту мощность пропорционально реактивной нагрузке подстанций.

Если распределительная сеть п/ст выполнена только кабельными линиями, НБК рекомендуется присоединять непосредственно к шинам ТП.

При питании нагрузки от шинопроводов НБК присоединяется к шинопроводам в цехе.

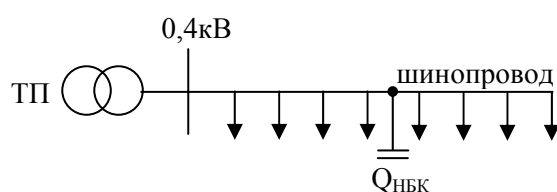


Рисунок 15 – схема присоединения $Q_{\text{нбк}}$ к шинопроводу

Компенсация реактивной мощности в сетях напряжением 6-10 кВ.

Определяется реактивная нагрузка на шинах $U=6-10$ кВ. В качестве потребителей электроэнергии $Q_{\text{р6-10}}$ могут быть АД большой мощности, ДСП, СД в режиме недо возбуждения (если их $K_3 \leq 1$). Затем определяется суммарная реактивная мощность $Q_{\text{вбк}}$ для всего предприятия из условия баланса реактивной мощности на шинах 6-10 кВ:

$$Q_{\text{вбк}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{р6-10}} - \sum_{i=1}^m Q_{\text{ист}}$$

Мощность ВБК распределяется между отдельными РП пропорционально их реактивной нагрузке на шинах 6-10 кВ и округляется до ближайшей стандартной мощности комплектных конденсаторных установок (ККУ). К каждой секции РП рекомендуется подключать ККУ одинаковой мощности, но не менее 1000 квар. При меньшей мощности БК ее следует устанавливать на шинах питающей п/ст (ГПП или ЦРП).

Лекция № 9.

Распределение электроэнергии при напряжении до 1 кВ.

Содержание лекции:

- изучение способов прокладки проводов и кабелей.

Цели лекции:

- изучение схем выполнения цеховых сетей.

Распределение электроэнергии при напряжении до 1 кВ.

Способы прокладки проводов и кабелей.

Передачу и распределение электроэнергии потребителям промышленных предприятий осуществляют электрическими сетями. ЭП присоединяют к внутрицеховым п/ст и распределительным устройствам при помощи защитных и пусковых аппаратов.

Электросети промышленных предприятий выполняют внутренними (цеховыми) и наружными. Внутренние сети могут быть открытые, проложенные по поверхностям стен, потолков и другим элементам зданий и сооружений: на изоляторах, в трубах, коробах, лотках, на тросах и т.д. и скрытые, проложенные в конструктивных элементах зданий и сооружений: в стенах, полах, фундаментах, перекрытиях и др. Наружные сети прокладывают по наружным стенам зданий и сооружений, между зданиями, а также на опорах.

Прокладка электросетей производится изолированными и неизолированными проводниками. Изолированные проводники выполняют защищенными и незащищенными. Защищенные проводники поверх электроизоляции имеют металлическую или другую оболочку, предохраняющую от механических повреждений. Незащищенные проводники таких оболочек не имеют.

Выбор типа проводки, способа ее выполнения, а также марок провода и кабеля определяется характером окружающей среды, размещением технологического оборудования и ИП в цехе и другими показателями.

В электросетях промышленных предприятий широко применяют шинопроводы. По конструкции они могут быть открытыми и закрытыми, по назначению – магистральными и распределительными (ШМА и ШРА).

ШМА переменного тока и ШМАД постоянного тока выполняют из алюминиевых шин, ШРА – из алюминиевых и медных шин.

В электросетях до 1000 В и выше применяют силовые кабели.

Для защиты от механических повреждений кабели внутри зданий прокладывают в каналах, закрытых несгораемыми плитами.

Кабельные линии больших сечений предназначаются для питания крупных ЭП, установленных в среде с особыми условиями, где ограничена прокладка проводов в трубах.

Прокладка проводов в защитных трубах.

Это защита от механических повреждений, но связана она с дополнительным расходом труб (тонкостенных стальных, пластмассовых и др.). Недостатки: эта прокладка, особенно в стальных трубах, связана с возможностью повреждения изоляции и с неудобствами в эксплуатации при необходимости замены поврежденных проводов. Такая прокладка, согласно ПУЭ, обязательна для взрывоопасных помещений, для чего предназначены специальные типы кабелей ВБВ и АВБВ.

Открытая прокладка проводов.

Эта прокладка с креплением на роликах, изоляторах, тросах и других конструкциях является наиболее простой и дешевой, но не обеспечивает достаточной надежности и защиты проводов от механических повреждений.

Более совершенной является прокладка проводов в лотках и коробах, особенно удобен этот вид прокладки при большом количестве проводов и кабелей для сложных многодвигательных агрегатов и автоматических линий.

Для осветительных сетей наиболее современной проводкой являются осветительные шинопроводы типа ШОС, выполняемые четырьмя медными или алюминиевыми проводами. Светильники подключают через штепсельные окна, в которые вставляют штепсельные вилки с фазным, нулевым рабочим и нулевым защитным проводами.

Прокладка троллейных сетей (токопроводов).

Такую прокладку применяют для питания перемещающихся приемников (мостовых кранов, тельферов, тележек и др.). Троллейные сети выполняют специальными троллейными шинопроводами ШТМ ($I_n=100; 200; 400$ А) из профильной стали (обычно уголковой) и имеют различные способы крепления в зависимости от расположения и конструкции токоъемника.

В соответствии с ПУЭ производственные помещения в зависимости от характера окружающей среды делят на сухие, влажные, сырые, особо сырые, жаркие, пыльные, с химически активной средой, пожароопасные и взрывоопасные. Поэтому род прокладки сети и марки проводов и кабелей выбирают в зависимости от характеристики окружающей среды производственных помещений.

Для электросетей следует применять проводники с алюминиевыми жилами. Проводники с медными жилами из-за дефицита меди допускается использовать только в особых случаях, установленных ПУЭ, например, для ответвлений к зданиям от действующих воздушных линий с медными проводами, для питания электроприводов в механизмах передвижных крановых установок и др. Во взрывоопасных помещениях классов В-I и В-Ia применение алюминиевых проводников не допускается.

Схемы и конструктивное выполнение силовых и осветительных сетей.

Схемы должны обеспечивать надежность питания потребителей электроэнергии, быть удобными в эксплуатации. При этом затраты на сооружение линий, расходы проводникового материала и потери электроэнергии должны быть минимальными.

Цеховые сети делят на питающие, которые отходят от ИП (подстанции), и на распределительные, к которым присоединяются ЭП. Схемы электросетей могут выполняться радиальными и магистральными.

Радиальные схемы.

Эти схемы характеризуются тем, что от ИП, например от распределительного щита п/ст ТП, отходят линии, питающие крупные ЭП (двигатели Д) или групповые распределительные пункты, от которых в свою очередь отходят самостоятельные линии, питающие прочие мелкие ЭП.

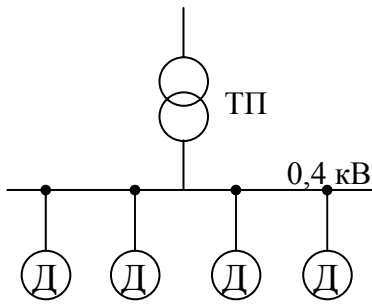
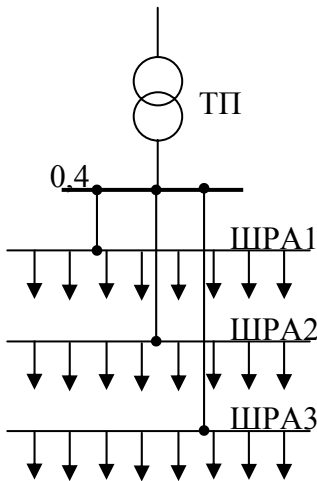


Рисунок 16 – Радиальная схема питания ЭП до 1000 В.

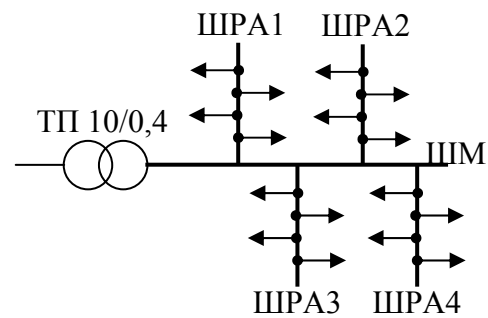
Радиальные схемы обеспечивают высокую надежность питания; в них легко могут быть применены элементы автоматики.

Однако радиальные схемы требуют больших затрат на установку распределительных щитов, прокладки кабелей и проводов.

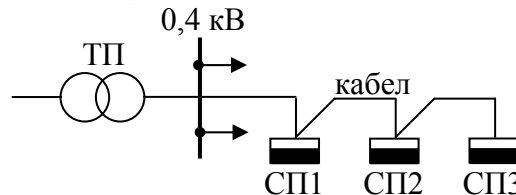
Примерами радиальных схем являются сети насосных, компрессорных станций, а также сети взрывоопасных, пожароопасных и пыльных производств. Распределение энергии в них производится радиальными линиями от распределительных пунктов, вынесенных в отдельные помещения.



а) Схема магистрального питания ЭП до 1000 В.



б) Схема блока «трансформатор-магистраль» для питания ЭП до 1000



в) Схема магистрального питания силовых пунктов СП

Рисунок 17 – Магистральные схемы

Схемы (а) и (б) в основном применяются при равномерном распределении нагрузки по площади цеха. Схема (б) не требует установки распределительного щита на п/ст, и энергия распределяется по совершенной схеме блока «трансформатор – магистраль», что упрощает и удешевляет сооружение цеховой п/ст. При магистральном питании, выполненном шинопроводами ШМА и ШРА, перемещение технологического оборудования не вызывает переделок сети. Наличие перемычек между магистралями отдельных п/ст обеспечивает надежность электроснабжения при минимальных затратах на устройство резервирования (для 2 и 3 категорий ЭП).

К недостаткам магистральных сетей следует отнести недостаточную надежность электроснабжения, так как повреждение магистрали ведет к отключению всех потребителей питаемых от данной магистрали.

Учитывая особенности радиальных и магистральных сетей, обычно применяют смешанные схемы электросетей в зависимости от характера производства, условий окружающей среды и т.д.

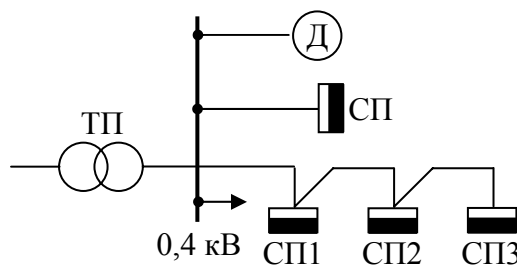


Рисунок 18 – Схема смешанного питания СП

Шинопроводы серии ШМА закрытого типа служат для передачи электроэнергии 3-х фазного тока промышленной частоты при U до 660 В в цехах и установках, не содержащих токопроводящей пыли, химически активных газов и испарений. Их комплектуют из прямых, угловых и концевых секций, и крепят или на нижнем поясе металлических ферм перекрытия, либо на кронштейнах или на специальных стойках.

Распределительный шинопровод серии ШРА предназначен для распределения энергии 3-х фазного тока промышленной частоты при напряжении 380 или 660 В в цехах с нормальной окружающей средой.

Быстрое подключение ЭП без снятия напряжения с шинопровода выполняют через ответвительные коробки штепсельного выполнения, которые выпускаются с предохранителями и установочными автоматами.

Подключение ШМА к КТП производится через присоединительные секции ШМА, эти секции соединяются с коммутационно-защитной аппаратурой, установленной в шкафах КТП.

Присоединенные ШРА к шинам п/ст производится кабелем или проводом, который подводится к вводной коробке.

Присоединение ШРА к ШМА производится обычно через вводную коробку, установленную на ШРА, которая соединяется с ответвительной секцией ШМА кабельной перемычкой.

Осветительные нагрузки цехов при радиальных схемах силовой сети питаются отдельными линиями от щитов п/ст; при магистральных схемах – от головных участков магистралей.

Лекция № 10.

Защитная аппаратура для сетей до 1000 В.

Содержание лекции:

- изучение конструкций предохранителей и автоматических воздушных выключателей.

Цели лекции:

- методика выбора защитных аппаратов в сетях до 1000 В.

Защитная аппаратура для сетей до 1000 В.

Предохранители. Их применяют для защиты электроустановок от токов к.з. Наиболее распространенными предохранителями до 1000 В являются: ПР2 – предохранитель разборный; НПН – насыпной предохранитель неразборный; ПН-2 – предохранитель насыпной разборный.

Основные типы предохранителей имеют $I_{ном}$ от 15 до 1000 А.

По конструктивному выполнению предохранители можно разделить на 2 группы: а) с наполнителем из кварцевого песка (ПН2; НПН; ПП17; ПП18); б) без наполнителей (ПР2).

Плавкие предохранители делят на: 1) инерционные – с большой тепловой инерцией, т.е. они выдерживают значительные кратковременные токовые нагрузки; 2) безинерционные – с малой тепловой инерцией, т.е. с ограниченной способностью к перегрузкам.

Условия выбора предохранителей

$$I_{ном.пред.} \geq I_{дл.} \quad (1)$$

$$I_{ном.вст} \geq I_{дл.}, \text{ где} \quad (2)$$

$I_{дл.}$ – длительный расчетный ток, определяется по формуле: $I_{дл.} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}$.

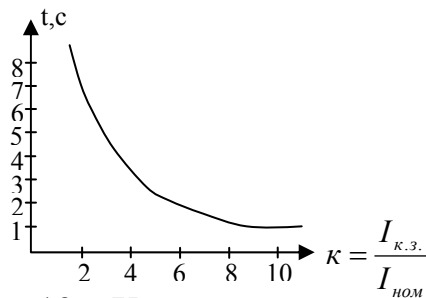
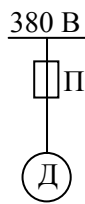


Рисунок 19 – Характеристика предохранителя

При защите ответвления, идущего к одиночному двигателю при легких пусках (станки, вентиляторы, насосы и т.п.):



$$I_{вст} \geq \frac{I_{пуск}}{2,5}; \quad I_{пуск} = K_{пуск} \cdot I_{номд} \quad (3)$$

При защите ответвления, идущего к одиночному двигателю с частыми пусками или большой длительностью пускового времени (краны, центрифуги, дробилки и т.п.):

$$I_{вст} \geq \frac{I_{пуск}}{1,6 \div 2}; \quad (4)$$

При защите магистрали, питающей силовую или смешанную нагрузку:

$$I_{вст} \geq \frac{I_{кр}}{2,5}, \text{ где} \quad (5)$$

$I_{кр}$ – максимальный кратковременный ток линии.

$$I_{кр} = I'_{пуск} + I'_{дл.}, \quad [I_{кр} = I_{пуск.наиб.эп} + \sum_1^{n-1} I_{дл.}] \quad (6)$$

где $I'_{\text{пуск}}$ – пусковой ток электродвигателей, включаемых одновременно, при пуске которых кратковременный ток линии достигает наибольшей величины; $I'_{\text{дл}}$ – длительный расчетный ток линии до момента пуска одного или группы ЭД, определяемый без учета $I_{\text{раб}}$ пускаемых ЭД, А.

$I_{\text{НОМ.ПЛ.ВСТ}}$ для защиты ответвления, идущего к сварочному аппарату, выбирают из соотношения:

$$I_{\text{ВСТ}} \geq 1,2 \cdot I_{\text{СВ}} \cdot \sqrt{ПВ},$$

где $I_{\text{СВ}}$ – номинальный ток сварочного аппарата при номинальной продолжительности включения ПВ, А.

$I_{\text{НОМ.ПЛ.ВСТ}}$ для защиты ответвления, идущего к сварочному аппарату, можно принимать равным $I_{\text{доп}}$ провода, идущего к сварочному аппарату.

Селективность (избирательность) защиты плавкими предохранителями магистральной линии с ответвлениями достигается последовательным возрастанием $I_{\text{НОМ.ПЛ.ВСТ}}$ на отдельных участках по мере приближения к пункту питания. Селективность обеспечивается, если ток предохранителя на следующей ступени больше на две ступени тока предохранителя предыдущей ступени.

Автоматические воздушные выключатели.

Они предназначены для включения и отключения низковольтных цепей в нормальном режиме, а также для защиты от токов к.з.

Автоматы могут иметь три исполнения расцепителей:

1) Тепловой расцепитель, представляющий собой биметаллическую пластинку, имеющую обратно зависимую от тока выдержку времени (характеристику), с его помощью осуществляется защита от перегрузки (рис. а).

2) Максимально-токовый расцепитель (электромагнитный расцепитель), представляющий собой электромагнит, срабатывающий мгновенно и осуществляющий защиту при к.з. или при значительных сверхтоках (рис. б).

3) Комбинированный расцепитель, осуществляющий защиту, как от перегрузок, так и от токов к.з. (рис. в)

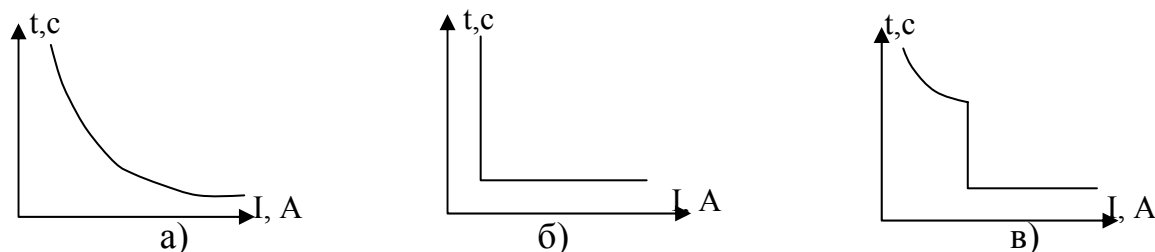


Рисунок 20 – Характеристики расцепителей автоматических выключателей

Автоматические выключатели серии ВА.

Выключатели новых серий ВА50 заменяют выключатели устаревших серий АЕ3700, АЕ20 и другие, а также серий АВМ и «Электрон», на токи до 1600 А.

Выключатели ВА75 полностью заменяют выключатели серии АВМ и «Электрон» до 4000 А.

Новые серии выключателей ВА решают многие проблемы защиты электросетей, возникающие в связи с ростом мощности источников электроэнергии и увеличением токов к.з. Уменьшенные при этом габариты выключателей позволяют значительно сократить размеры комплектующих устройств (КТП, НКУ и т.п.).

Выключатели предназначены для работы в сетях переменного и постоянного тока. ВА75 допускают включение в сеть по два на параллельную работу, тогда суммарный ток будет 5000 А (2×2500 А) и 6300 (2×4000 А). При этом обеспечивается нормальная защита при любом токораспределении между ними.

Выключатели допускают перегрузку в аварийных режимах в течение 3ч при условии, что перед этим они были нагружены не более чем на $0,7 I_{ном}$.

Выключатели до 100 А имеют только стационарное исполнение.

Выключатели на 160 А имеют стационарное и втычное исполнение.

Выключатели на 250 А и выше имеют как стационарное, так и выдвижное исполнение.

ВА75 (4000 А) – только стационарное исполнение.

ВА75 (2500 А) – только выдвижное исполнение.

Приводы выключателей ручные или дистанционно управляемые.

ВА50 имеет электромагнитный привод.

ВА75 имеет электродвигательный привод (с переходом при ремонте и наладке на ручное оперирование).

Выбор автоматических выключателей.

Тепловой расцепитель (тепловое реле магнитного пускателя):

$$I_{\text{тепл.р.}} \geq I_{\text{дл.}}$$

Электромагнитный или комбинированный расцепитель:

$$I_{\text{эл.}} \geq I_{\text{дл.}}$$

Ток срабатывания электромагнитного или комбинированного расцепителя:

$$I_{\text{ср.эл.}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{кр.}}$$

Для ответвления к одиночному ЭД $I_{\text{кр.}} = I_{\text{пуск}}$.

Ток срабатывания расцепителя автомата с регулируемой обратной зависимостью от тока характеристикой:

$$I_{\text{ср.р.}} \leq 1,25 I_{\text{дл.}}$$

Для взрывоопасных помещений $I_{\text{длит}} = 1,25 \cdot I_{\text{длит.дв.}}$

Во всех случаях должно быть обеспечено надежное отключение к.з. защитными аппаратами, для этого $I_{\text{одноф.к.з.}}$ в сетях с глухо заземленной нейтралью и $I_{\text{двухф.к.з.}}$ в сетях с изолированной нейтралью должны в 3 раза и более превышать $I_{\text{ном.расц.}}$, имеющего обратную зависимость от тока характеристики; в 1,1 раза и более – ток срабатывания автомата, имеющего только электромагнитный расцепитель.

Лекция № 11.

Выбор сечений и защиты проводов и кабелей до 1000 В.

Содержание лекции:

- определение сечения проводников.

Цели лекций:

- изучение расчета сечений проводников силовых электроприемников в промышленных сетях.

Сечение проводов и кабелей $U < 1000$ В по условию нагрева определяют из таблиц в зависимости от расчетного значения длительно допустимой токовой нагрузки при нормальных условиях прокладки из двух соотношений:

а) по условию нагрева длительным расчетным током:

$$I_{\text{норм. доп. пров.}} \geq \frac{I_{\text{дл}}}{K_{\text{попр}}}$$

б) по условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты:

$$I_{\text{норм. доп. пров.}} \geq \frac{\hat{E}_c \cdot I_{\text{сдл}}}{\hat{E}_{\text{тд}}}$$

где $K_{\text{попр}}$ – поправочный коэффициент на условия прокладки проводников;

K_3 – коэффициент защиты или кратность защиты, то есть соотношение $I_{\text{норм. доп. пров.}}/I_{\text{н. апп.}}$ или $I_{\text{сраб. апп.}}$.

1) Для плавких вставок:

$k_3=1,25$ – взрыво- и пожароопасные помещения, торговые помещения.

$k_3=1$ – невзрыво- и непожароопасные помещения промышленных предприятий.

$k_3=0,33$ – не требующие защиты от перегрузки.

Для автоматических выключателей:

2) $I_{\text{у авт}}$ только с мгновенным расцепителем: $K_3=1,25; 1; 0,22$

3) $I_{\text{у авт}}$ с нерегулируемой обратно зависимой характеристикой, $K_3=1,0; 1,0; 1,0$.

4) $I_{\text{тр. авт}}$ с регулируемой характеристикой, $K_3=1,0; 1,0; 0,66$.

При нормальных условиях $K_{\text{попр}}=1$. Тогда

$$I_{\text{норм. доп.}} \geq I_{\text{дл}};$$

$$I_{\text{норм. доп.}} \geq K_3 \cdot I_{\text{зашц}}$$

Расчет электросетей по потере напряжения.

$$\Delta U_{\phi} = I r \cos\phi + I x \sin\phi = I (r \cos\phi + x \sin\phi).$$

$$\Delta U_{\text{л}} = \sqrt{3} \Delta U_{\phi} = \sqrt{3} (I r \cos\phi + I x \sin\phi) \text{ или}$$

$$\Delta U_{\text{л}} = \sqrt{3} \left(\frac{Pr}{\sqrt{3}U} + \frac{Qx}{\sqrt{3}U} \right) = \frac{Pr + Qx}{U}$$

Выбор электросети по экономической плотности тока.

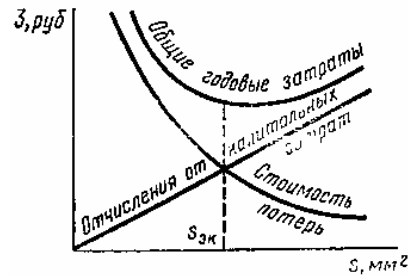


Рисунок 21 – График зависимости годовых затрат от сечения провода

ПУЭ установлены величины экономических плотностей тока $j_{эк}$, зависящие от материала, конструкции провода и T_m .

$$S_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}}.$$

В сетях до 1000 В на $j_{эк}$ не проверяются сети, если $T_m < 4000-5000$ ч, а также все ответвления к отдельным ЭП, осветительные сети и сети временных сооружений, а также шины РУ и п/ст.

Расчет шинопроводов и троллейных линий.

Расчет стальных шинопроводов.

В электросетях наряду с медными и алюминиевыми проводами применяют также стальные провода и шины. Так, например, они применяются в воздушных линиях с малыми нагрузками (например, в сетях наружного освещения), а также в высоковольтных линиях, выполненных в виде шинопроводов. Применение стальных проводов и шинопроводов дает значительную экономию цветного металла, однако приводит к значительным потерям U в сети, что обусловливается относительно небольшой проводимостью стали. При прохождении переменного тока по стальным проводам создаются дополнительные индуктивные сопротивления: внешнее x_o' и внутреннее x_o'' . Величина внутреннего индуктивного сопротивления $x_o''=0,016 \mu$, Ом/км.

Магнитная проницаемость μ является функцией напряженности магнитного поля. Следовательно, величина x_o'' зависит от тока, протекающего по проводу.

Выбор и расчет стальных шинопроводов производится следующим образом.

Потеря U в сети 3-х фазного тока, выполненной стальными проводами,

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 [R_m \cos \varphi + (x_o' + x_o'') \sin \varphi] \cdot \sum IL}{U_{ном}},$$

где R_m – активное сопротивление токопровода или шинопровода, Ом/км.

Если обозначить

$$K = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 [R_m \cos \varphi + (x_o' + x_o'') \sin \varphi]}{U_{ном}}, \text{ то}$$

$$\Delta U\% = KIL,$$

где I – расчетный ток, L – расчетная длина шинопровода.

Следовательно, если задана величина допустимой потери напряжения $\Delta U\%$ и определены моменты токовых нагрузок IL (А·км), то

$$K = \frac{\Delta U\%}{IL}$$

Потери U в стальных проводах определить затруднительно из-за сложной зависимости внутреннего индуктивного сопротивления от протекающего по проводу тока.

Поэтому сечения стальных проводов и шинпроводов определяют на основании расчетных коэффициентов K , приведенных в таблице, вычисленных при различных $\cos\phi$ для $U=380$ В и различных сечений шинпроводов. Найдя значение K определяют: $\Delta U\% = K \cdot I \cdot L$.

Расчет троллейных линий.

В крановых установках применяются троллейные провода для двигателей подъема груза, тележки и моста. Эти двигатели работают в ПКР с низким K_n .

Троллейные линии, где в качестве материала применена угловая сталь, можно рассчитать методом, который сводится: 1) к выбору размеров угловой стали, удовлетворяющих условиям нагрева и 2) допустимой потере напряжения.

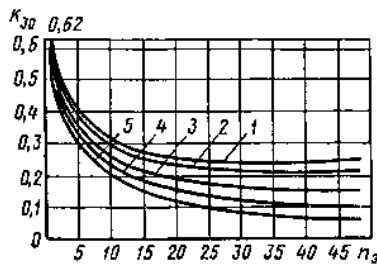


Рисунок 22 – Коэффициент спроса крановых установок при режимах работы:

- 1 – весьма тяжелый;
- 2 – тяжелый; 3 – средний;
- 4 – легкий; 5 – особо легкий.

1) Первое условие проверяют сравнением токов I_{30} – активной 30 минутной нагрузки с $I_{доп}$ для данного профиля уголка (табличным):

$$I_{макс} = I_{30} = \frac{\sqrt{(P_{потр} \cdot k_{30})^2 + (P_{30} \cdot tg\phi)^2}}{\sqrt{3} \cdot U},$$

где $P_{потр}$ – потребляемая мощность, определяемая по $P_{ном}$ и η : $P_{потр} = \frac{P_{ном}}{\eta}$;

k_{30} – коэффициент спроса, определяемый из графика $k_{30} = f(n_3, \text{режим работы})$

2) Выбранный размер угловой стали проверяют на допустимую потерю напряжения:

$$\Delta U = m \cdot I_{пик} \cdot l,$$

где m – удельная потеря напряжения U , %/м (по табл. 5.19 Липкин);

$I_{пик} = I_{кр}$ – пиковый ток группы приемников, А;

l – расстояние от точки присоединения питающей линии до наиболее удаленного конца троллеев, м.

Пиковый (кратковременный) ток:

$$I_{пик} = I_{пуск.макс.} + (I_{макс.} - I_{ном.}),$$

где $I_{\text{пуск.макс.}}$ – наибольший из пусковых токов двигателей в группе; $I_{\text{макс.}} = I_{30}$; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток наибольшего двигателя.

При расчете троллеев следует учитывать, что величина $\cos \varphi = 0,45 \div 0,5$ для кранов малой грузоподъемности с короткозамкнутым ротором двигателей и $\cos \varphi = 0,6$ для кранов большой грузоподъемности с фазным ротором двигателей.

Сети электрического освещения.

Согласно ГОСТ 13109-67, 87 отклонение U в сети рабочего освещения допускается в пределах от $-2,5$ до $+5\%$ от $U_{\text{ном}}$. При использовании в сетях $U=380/220$ В совместного питания осветительной и силовой нагрузок следует учитывать колебания напряжения при пуске двигателей, сопровождающиеся миганием ламп. Если такие колебания напряжения повторяются более 10 раз в час, то они не должны превышать 4% от $U_{\text{ном}}$ ламп. Поэтому сеть электроосвещения, выбранная по условиям нагрева, проверяется на допустимую потерю напряжения.

При активной нагрузке освещения и равномерном ее распределении пользуются формулами, применяемыми для любого участка сети ($\cos \varphi = 1$):

$$\Delta U\% = \Sigma M / CS \quad \text{или} \quad S = \Sigma M / C \Delta U\%,$$

где $\Sigma M = \Sigma rL$ – сумма моментов нагрузок;

$$C = \frac{U^2}{\gamma \cdot 10^5} \quad \text{– коэффициент, зависящий от } U_{\text{сети}}, \text{ системы распределения}$$

электроэнергии, материала провода (C – из таблиц).

Полная потеря U в осветительной электросети от ИП до последней лампы

$$\Delta U = \frac{(U_o - U_{\text{л}})}{U_{\text{номл}}},$$

где U_o – вторичное $U_{\text{хх}}$ трансформатора; $U_{\text{л}}$ – напряжение последней лампы, принимаемое по нормам и равное $97,5\%$ от $U_{\text{нл}}$; $U_{\text{нл}}$ – номинальное напряжение лампы, соответствующее $U_{\text{н}}$ сети.

Полная потеря U распределяется между потерей U в трансформаторе $\Delta U_{\text{т}}$ и потерей U в сети $\Delta U_{\text{с}}$:

$$\Delta U = \Delta U_{\text{т}} + \Delta U_{\text{с}}.$$

Потеря U в трансформаторе:

$$\Delta U_{\text{т}} = \alpha \cdot \beta (U_{\text{а}} \cos \varphi + U_{\text{р}} \sin \varphi),$$

где $\alpha = \frac{U_o}{U_{\text{ном}}}$ – коэффициент, равный отношению вторичного напряжения

трансформатора при х.х. к $U_{\text{ном}}$ сети; $\beta = \frac{S}{S_{\text{ном}}}$ – коэффициент загрузки

трансформатора; $U_{\text{а}}$; $U_{\text{р}}$ – активная и реактивная составляющие $U_{\text{к.з.}}$. Значения их определяются по формулам:

$$U_{\text{а}} = \frac{\Delta P_{\text{м}}}{10S_{\text{ном}}}; \quad U_{\text{р}} = \sqrt{U_{\text{кз}}^2 - U_{\text{а}}^2},$$

где $\Delta P_{\text{м}}$ – потери в меди трансформатора, Вт.

Потери напряжения в сети:

$$\Delta U_c = \Delta U - \Delta U_T = \frac{(U_o - U_l)}{U_{ном.л}} - \alpha \beta (U_a \cos \varphi + U_p \sin \varphi).$$

Следовательно, ΔU_c в основном определяется мощностью трансформатора, его загрузкой и $\cos \varphi$. (данные – в таблицах)

Сечение проводов осветительной сети на минимум проводникового материала определяется по формуле:

$$S = (\Sigma M + \Sigma \alpha m) / C \Delta U,$$

где ΣM – сумма моментов данного и всех последующих по направлению энергии участков с тем же числом проводов в линии, что и данный участок; кВт·м; $\Sigma \alpha m$ – сумма моментов всех ответвлений, которые питаются от данного участка, но имеющих другое с ним число проводов; α – коэффициент приведения моментов, зависящий от числа проводов на участке и в ответвлении (по таблице); ΔU – расчетная потеря напряжения, допускаемая от начала рассчитываемого участка до наиболее удаленного светильника, %.

Расчетная формула для S применяется последовательно ко всем участкам сети, начиная от питательной магистрали, идущей от шин п/ст, до последней лампы. По выбранному расчетному сечению провода подбирается ближайшее большее стандартное сечение провода. Далее по выбранному сечению данного участка и его фактическому моменту определяются потери напряжения.

Лекция № 12.

Электрические сети напряжением выше 1 кВ.

Содержание лекции:

- понятие о сетях внешнего и внутреннего электроснабжения.

Цели лекции:

- изучение схем внутризаводского электроснабжения при напряжении выше 1 кВ.

Существуют следующие классификации сетей электроснабжения:

А) сети внешнего электроснабжения – от места присоединения к энергосистеме (районная п/ст) до приемных пунктов на предприятии (ГПП, ЦРП, РП);

Б) сети внутреннего электроснабжения – внутризаводские, межцеховые и внутрицеховые.

Электрические сети выше 1000 В могут быть выполнены воздушными и кабельными линиями или шинопроводами (токопроводами).

Воздушные линии (ВЛ).

Воздушной линией называется устройство для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам.

Для ВЛ применяются сталеалюминевые, алюминиевые, медные, стальные, бронзовые, сталебронзовые провода и провода из алюминиевых сплавов.

Явления «короны» обусловлены ионизацией воздуха около проводов, если напряженность электрического поля у поверхности провода превышает электрическую прочность воздуха. По мере повышения напряжения линии местная корона, вызванная неровностями поверхности провода, загрязнениями и заусенцами, переходит в общую корону по всей длине провода.

Наибольшая напряженность у поверхности проводов, соответствующая появлению общей короны:

$$E_0 = 30,3m\delta\left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{r_0 \cdot \delta}}\right), \text{ кВ/см,}$$

где m – коэффициент негладкости многопроволочных проводов линии, равный 0,82;

r_0 – радиус проводов, см;

δ - относительная плотность воздуха $\approx 1,04 \div 1,05$.

Согласно ПУЭ $E_0=28$ кВ/см.

В линиях 330÷500 кВ для уменьшения индуктивного сопротивления и потерь на корону применяются расщепленные провода.

Кабельные линии (КЛ).

Они, как правило, прокладываются в местах, где затруднено строительство ВЛ (городах, населенных пунктах, на территории промышленных предприятий). Они имеют следующие преимущества перед ВЛ: скрытость прокладки, обеспечивающую неподверженность атмосферным воздействиям, большую надежность и безопасность в эксплуатации. КЛ широко применяются в электрических сетях внешнего и внутреннего электроснабжения.

Кабель состоит из токоведущих жил (медные или алюминиевые), изоляции (резина до 1000 В, а свыше 1000 В – многослойная пропитанная бумага и различные пластикаты), а также из защитных оболочек (свинца, алюминия и хлорвинила). Для механической защиты накладывается стальная ленточная и проволочная броня. Для защиты от влаги накладывается джутовый покров из пропитанной пряжи.

Прокладка кабелей производится в земляных траншеях, туннелях, каналах, блоках, по стенам зданий, на эстакадах и других сооружениях.

Токопроводы напряжением 6÷35 кВ.

Они применяются при больших токах (1,5÷6 кА). Конструктивно токопроводы делятся на жесткие (ЖТ) и гибкие (ГТ); открытые и закрытые.

6.2 Схемы внутризаводского электроснабжения при напряжении выше 1 кВ.

К ним относятся сети распределения электроэнергии напряжением 6-35 кВ. Внутризаводское распределение электроэнергии выполняется по магистральной, радиальной или смешанной схеме в зависимости от

территориального размещения нагрузок, их величины, требуемой степени надежности питания. При прочих равных условиях применяются магистральные или смешанные схемы как наиболее экономичные.

Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются главным образом в тех случаях, когда нагрузки расположены в различных направлениях от центра питания. Они могут быть 2-х ступенчатыми или 1-ступенчатыми. 1-ступенчатые схемы применяются главным образом на малых предприятиях, а 2-ступенчатые – на больших.

Радиальные схемы напряжением выше 1 кВ.

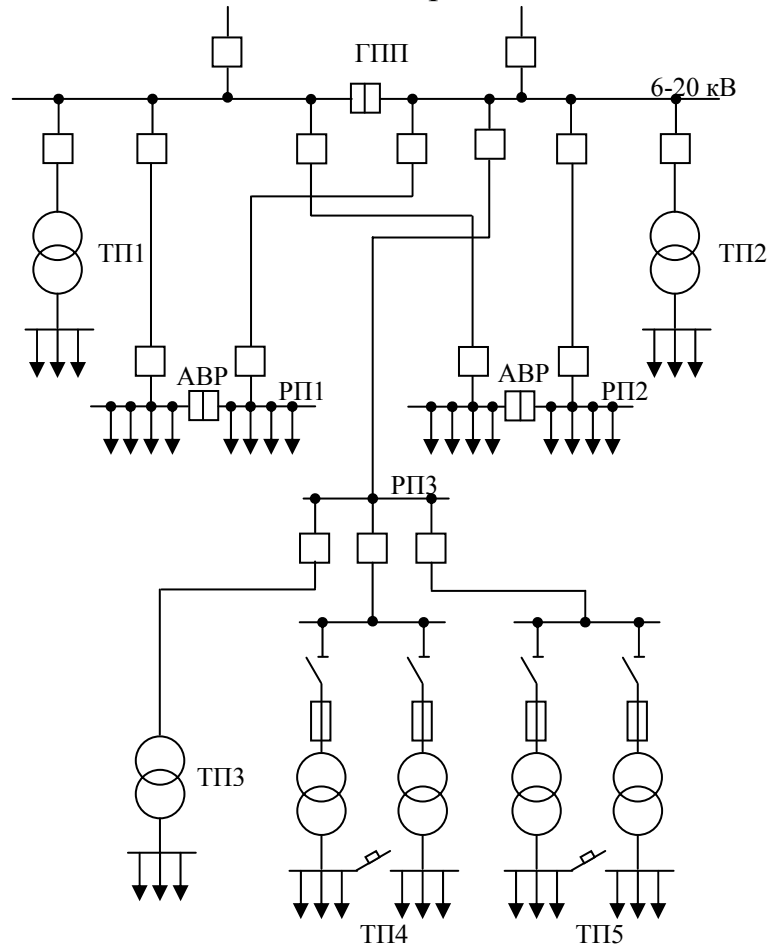


Рисунок 23 – Радиальная схема электроснабжения
 ТП1 ТП2 – одноступенчатое радиальное питание;
 РП1, РП2 и РП3 – двухступенчатое радиальное питание.

Преимущества радиальных схем – простота выполнения и надежность эксплуатации, возможность применения простой и надежной защиты и автоматизации. Недостатком такой схемы является то, что при аварийном отключении питающей радиальной линии на цеховом РП3 нарушается электроснабжение нескольких цеховых ТП (3, 4, 5). Для устранения этого недостатка радиальную схему питания (РП1 и РП2) делают от двух независимых источников (разные шины ГПП) и для повышения надежности применяют АВР.

Применение радиальных схем электроснабжения увеличивает количество высоковольтных аппаратов, что увеличивает капитальные затраты.

Магистральные схемы напряжением выше 1 кВ.

Магистральные схемы применяют в системе внутреннего электроснабжения предприятий в том случае, когда потребителей достаточно много и радиальные схемы питания явно нецелесообразны. Обычно магистральные схемы обеспечивают присоединение пяти-шести п/ст с общей мощностью потребителей не более 5000÷6000 кВА.

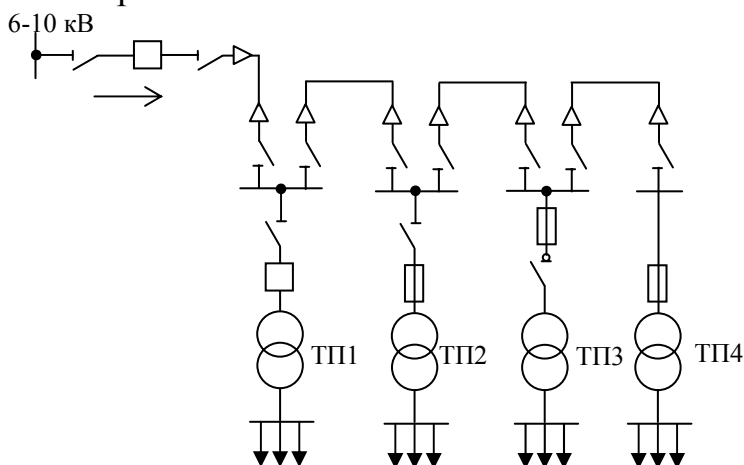


Рисунок 24 – Характерная магистральная схема с односторонним питанием промышленного предприятия в системе внутреннего электроснабжения.

Эта схема характеризуется пониженной надежностью питания, но дает возможность уменьшить число отключающих аппаратов и более удачно скомпоновать потребителей для питания.

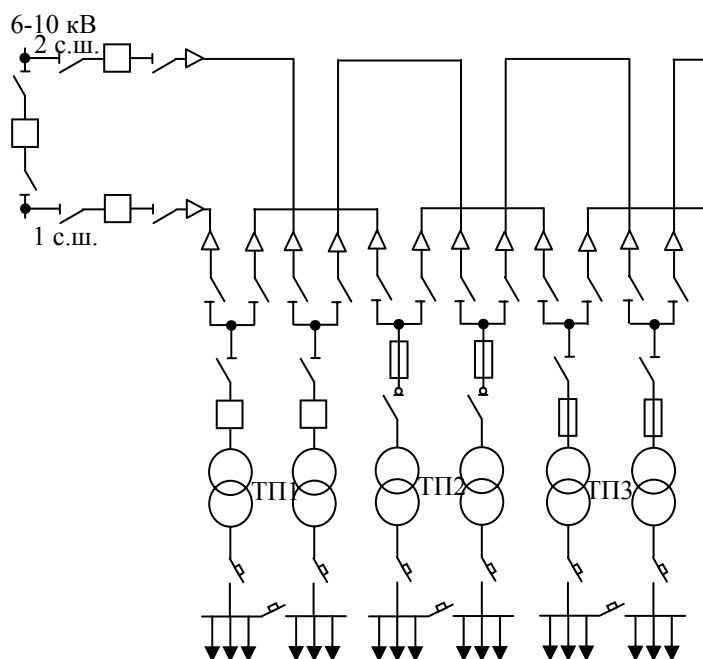


Рисунок 25 – Характерная схема питания сквозными двойными магистралями в системе внутреннего электроснабжения предприятия.

Когда необходимо сохранить преимущества магистральных схем и обеспечить высокую надежность питания, применяют систему транзитных сквозных магистралей. В этой схеме при повреждении любой из питающих магистралей высшего напряжения питание надежно обеспечивают по второй магистрали путем автоматического переключения потребителей на секцию шин низшего напряжения трансформатора, оставшегося в работе. Это переключение происходит со временем 0,1-0,2 с, что практически не отражается на электроснабжении потребителей.

В практике проектирования и эксплуатации СЭС промышленных предприятий редко встречаются схемы, построенные только по радиальному или только магистральному принципу. Обычно крупные и ответственные потребители или приемники питают по радиальной схеме. Средние и мелкие потребители группируют и их питание осуществляют по магистральному принципу. Такое решение позволяет создать схему внутреннего электроснабжения с наилучшими технико-экономическими показателями.

Схемы смешанного питания.

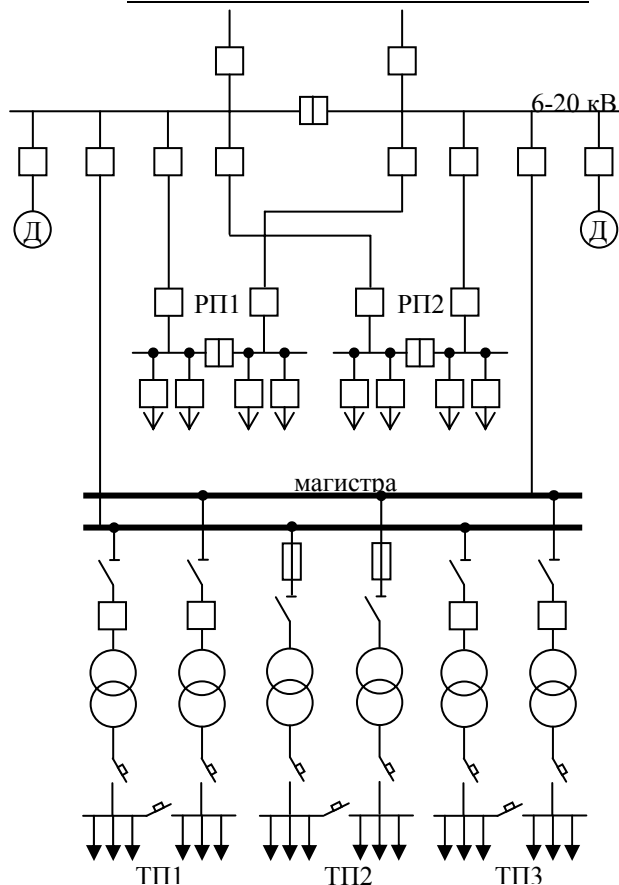


Рисунок 26 – Схема смешанного питания потребителей в системе внутреннего электроснабжения промышленного предприятия

Лекция № 13.

Электрический расчет сетей высокого напряжения.

Содержание лекции:

- изучение методики расчета сечений воздушных и кабельных линий.

Цели лекции:

- порядок расчета воздушных и кабельных линий.

Воздушные линии передачи электроэнергии ВЛ напряжением выше 1 кВ.

На ВЛ должны как правило, применяться голые многопроволочные провода и тросы. Диаметр проводов, их сечение и материал определяются электрическим расчетом сети, ее параметрами и конкретными условиями расположения ВЛ (населенная или ненаселенная местность, наличие пересечений с сооружениями, районы по гололеду и ветру, длины пролетов, степень насыщенности окружающей среды агрессивными фракциями), определяющими область применения проводов на ВЛ.

Для ВЛ 110 кВ и выше диаметр провода должен быть проверен по условиям потерь на корону. При этом минимальный диаметр проводов должен быть не менее 11,4 мм (АС70/11) для ВЛ 110 кВ; 15,2 мм (АС120/19) для ВЛ 150 кВ; 21,6 мм (АС240/39) для ВЛ 220 кВ.

На ВЛ 6-220 кВ могут применяться:

- алюминиевые провода марок А и АКП;
- сталеалюминевые провода марок АС, АСК, АСКС, АСКП;
- стальные провода ПС;
- провода из алюминиевого сплава марок АН и АЖ.

ВЛ 6-10 кВ следует применять во всех случаях, когда этому не препятствуют условия окружающей среды, условия трассы, плотность застройки или технологические коммуникации (галереи, эстакады), например, для питания обособленных объектов (насосные и т.п.)

ВЛ 35-110 кВ применяются для передачи больших электрических мощностей (глубокие вводы).

Расчет ВЛ включает в себя:

- А. Электрический расчет.
- Б. Механический расчет.

А. Электрический расчет ВЛ 6÷220 кВ включает:

- а) расчет линии на потерю энергии (по экономической плотности тока).

Потери энергии при передаче по линии возрастают с увеличением сопротивления линии, которые в свою очередь определяются сечением провода; чем больше сечение провода, тем меньше потери. Однако при этом возрастают расходы цветного металла и капитальные затраты на сооружение линии. Чтобы выбрать экономически наиболее целесообразную линию, следует сравнить капитальные затраты и ежегодные эксплуатационные расходы для нескольких вариантов линий (не менее двух).

Потери, а следовательно, и стоимость потерь уменьшаются при увеличении сечения провода; величины же отчисления возрастают с увеличением сечения проводов и кабелей, так как при этом увеличиваются капитальные затраты. Сумма указанных составляющих годовых затрат Z

будет иметь минимум при так называемом экономически целесообразном сечении провода $S_{эк}$.

ПУЭ установлены величины экономических плотностей тока $j_{эк}$, зависящие только от материала, конструкции провода и продолжительности использования максимума нагрузки T_m . При этом не учитывают такие факторы, как стоимость электроэнергии и величину напряжения линии. Экономически целесообразное сечение определяют предварительно по расчетному току линии I_p и экономической плотности $j_{эк}$:

$$S_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}}, \text{ мм}^2,$$

где $I_p = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3}U_{ном}}$, А – расчетный ток для одноцепной линии;

$$I_p = \frac{S_{расч}}{2\sqrt{3}U_{ном}}, \text{ А} – \text{ расчетный ток для двухцепной линии; } I_{ав} = 2I_p.$$

б) расчет линии по условию нагрева длительным расчетным током.

$I_{ном.пров} \geq I_p$ – для одноцепной ВЛ; $I_{доп.ав.} \geq I_{ав}$ – для двухцепной ВЛ;

$I_{доп.ав.} = 1,3 I_{ном.пров}$.

Где $I_{ном.пров}$ – длительно допустимый ток на голые провода.

в) расчет линии на потерю напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi), \text{ В},$$

$$\text{или } \Delta U = \frac{Pr + Qx}{U_{ном}}, \text{ В}$$

Потери напряжения в процентах от номинального напряжения:

$$\Delta U, \% = \frac{\Delta U}{U_{ном}} 100 = \frac{Pr + Qx}{U_{ном}^2} 100.$$

г) по условию потерь на «корону» для ВЛ-110 кВ принимается минимальное сечение провода АС-70, для ВЛ-220 кВ – АС-240, ВЛ-35 кВ по потерям на «корону» не проверяются.

Б. Расчет ВЛ на механическую прочность.

Под расчетом ВЛ на механическую прочность понимается расчет, в результате которого определяются механические нагрузки на элементы воздушных линий, внутренние напряжения, возникающие в элементах ВЛ под действием этих нагрузок, и стрелы провеса проводов и тросов.

Рассчитываются следующие элементы ВЛ: провода и тросы; изоляторы и арматура; опоры и фундаменты.

Кабельные линии (КЛ) напряжением выше 1 кВ.

а) расчет линии на потерю энергии (по экономической плотности тока):

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \text{ мм}^2$$

б) по нагреву длительным расчетным током:

$I_{\text{ном.каб}} \geq I_p$ – для одноцепной КЛ;

в) по аварийному режиму (для двухцепной КЛ):

$I_{\text{доп.ав.}} \geq I_{\text{ав.}}$;

$I_{\text{доп.ав.}} = 1,3 I_{\text{ном.каб}}$

г) по току короткого замыкания ($I_{\text{кз}}$):

$$S_{\text{мин кз}} = \alpha \cdot I_{\text{кз}} \cdot \sqrt{t_{\text{пр}}}, \text{ мм}^2,$$

Где $\alpha=12$ для алюминиевых жил кабелей;

$T_{\text{пр}}$ – приведенное время (0,3÷0,7)

д) по потере напряжения

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi), \text{ В},$$

$$\text{или } \Delta U = \frac{Pr + Qx}{U_{\text{ном}}}, \text{ В}$$

Потери напряжения в процентах от номинального напряжения:

$$\Delta U, \% = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} 100 = \frac{Pr + Qx}{U_{\text{ном}}^2} 100.$$

Лекция № 14.

Подстанции промышленных предприятий.

Содержание лекции:

- знакомство со схемами понизительных подстанций предприятий.

Цели лекции:

- принцип действия различных схем подстанций и область их применения.

Система электроснабжения наиболее рациональна и надежна, когда источники высшего напряжения максимально приближены к потребителям, а прием электроэнергии рассредоточивается по нескольким пунктам, благодаря чему сводится к минимуму число сетевых звеньев и ступеней промежуточной трансформации.

Подстанцией называется электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов или других преобразователей электроэнергии, распределительных устройств (РУ), а также вспомогательных устройств (аккумуляторных батарей или других ИП вторичных цепей, конденсаторных батарей, помещения управления, компрессорных станций для получения сжатого воздуха, бытовых помещений и т.д.)

Наиболее характерными для промышленных предприятий являются трансформаторные подстанции (ГПП; ТП). Кроме них применяются преобразовательные подстанции (ПП) с полупроводниковыми, машинными и другими преобразователями тока или частоты, которые по общим принципам устройства мало отличаются от трансформаторных.

Подстанции, на которых энергия, поступающая от ИП не преобразуется, а лишь распределяется по приемникам электроэнергии, называются распределительными подстанциями (РП).

На крупных энергоемких предприятиях применяются прогрессивные СЭС в виде глубоких вводов высокого напряжения 35÷220кВ; токопроводов $U = 6 \div 35$ кВ.

Иногда одновременно применяются и глубокие вводы и токопроводы.

Глубоким вводом называется СЭС с максимально возможным приближением высшего напряжения 35÷220кВ к электроустановкам потребителей. При этом число ступеней промежуточной трансформации и количество аппаратов получается минимальным.

На очень крупных предприятиях при напряжении питающих линий 330-500кВ электроэнергия трансформируется на $U = 110-220$ кВ. Глубокие вводы выполняются по магистральным или радиальным сетям.

Рассмотрим наиболее употребительные типовые схемы подстанций глубоких вводов 110-220кВ, разработанные институтом «Энергосетьпроект» (ПГВ).

Схемы ПГВ и ГПП

А) Схема с кабельными вводами 110-220кВ с отключающим импульсом.

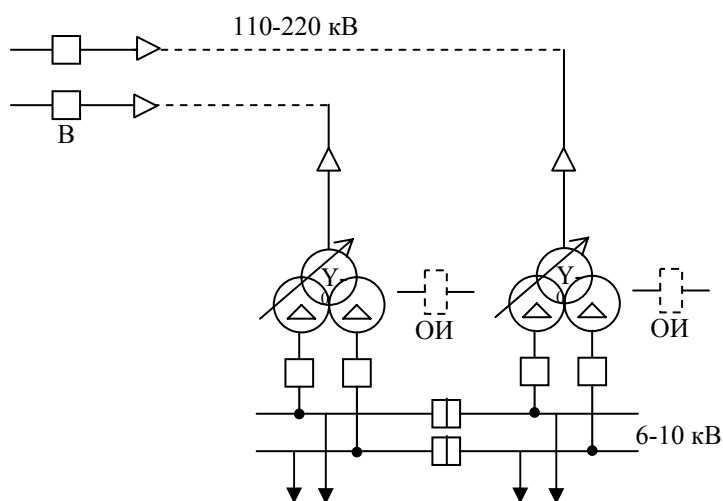


Рисунок 27

Эта схема простейшая и наиболее надежная, т.к. в ней нет открытых токоведущих частей на первичных и вторичных напряжениях. Кабельные вводы 110-220кВ вводятся непосредственно в трансформаторы. Эта схема наиболее целесообразна при загрязненной окружающей среде или при размещении глубоких вводов на плотно застроенных участках. Действие схемы: при повреждении трансформатора импульс передается от его защит на отключение головного выключателя на питающем источнике, который производит отключение глубокого ввода.

Б) Схема с ВЛ и установкой КЗ и ремонтных разъединителей.

Действие схемы: при возникновении повреждения в трансформаторе КЗ включается под воздействием РЗ от внутренних повреждений в трансформаторе (газовой, дифференциальной), к которым не чувствительна защита головного участка линии, и производит искусственное к.з. линии,

вызывающее отключение выключателя на головном участке этой линии. Головной выключатель в данном случае осуществляет защиту не только линии, но и трансформатора, а установленное на нем устройство АПВ действует при повреждениях как в линии, так и в трансформаторе. В этих случаях выключатель на питающем конце после неуспешного АПВ вновь отключается, действие схемы на этом заканчивается, и линия остается отключенной длительно, вплоть до ликвидации повреждения в питаемом ею трансформаторе. Эта схема применяется на тупиковых (радиальных) подстанциях.

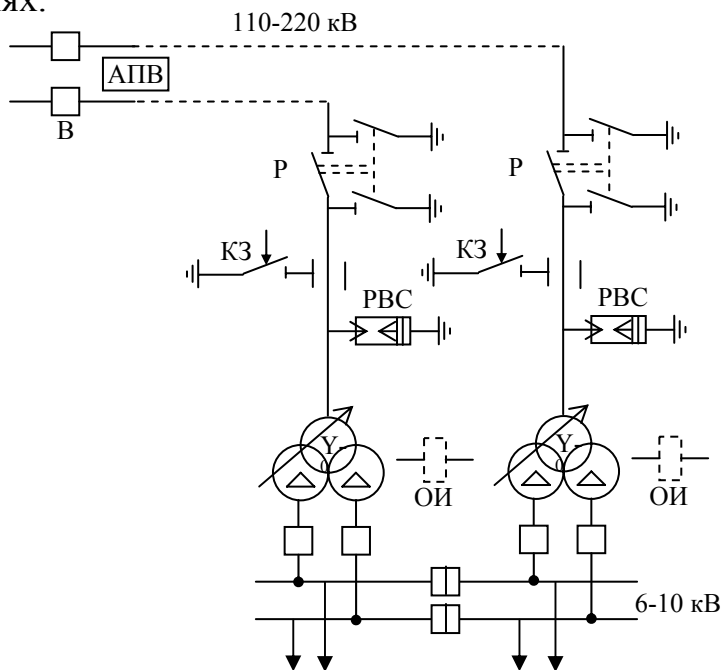


Рисунок 28.

В) Схема с ВЛ и установкой КЗ, ОД и ремонтных разъединителей.

Эта схема применяется на так называемых отпаечных п/ст, т.е. при питании от одной ВЛ нескольких п/ст. В отдельных случаях она может быть применена и при радиальном питании, когда имеется реальная вероятность подсоединения в дальнейшем к этой линии других п/ст.

Действие схемы: замыкается КЗ поврежденного трансформатора и отключается выключатель на головном участке питающей магистрали, снабженный устройством АПВ. С помощью вспомогательных контактов КЗ замыкается цепь привода отделителя поврежденного трансформатора, который должен отключиться при обесточенной питающей линии, т.е. позже отключения головного выключателя и ранее его АПВ, во время «бестоковой» паузы. Если собственное время отключения ОД меньше или равно времени действия защиты выключателя головного участка линии, то в схему отключения ОД необходимо ввести выдержку времени, т.к. ОД не способен отключить ток нагрузки и тем более ток повреждения. Для фиксации отключения головного выключателя питающей линии в схемах с применением ОД в цепи КЗ предусматривается трансформатор тока. После отключения ОД поврежденного трансформатора АПВ головного участка линии, имеющее необходимую выдержку времени, вновь автоматически

включает линию и тем самым восстанавливает питание линии и всех других отпаечных п/ст, подключенных к данной линии.

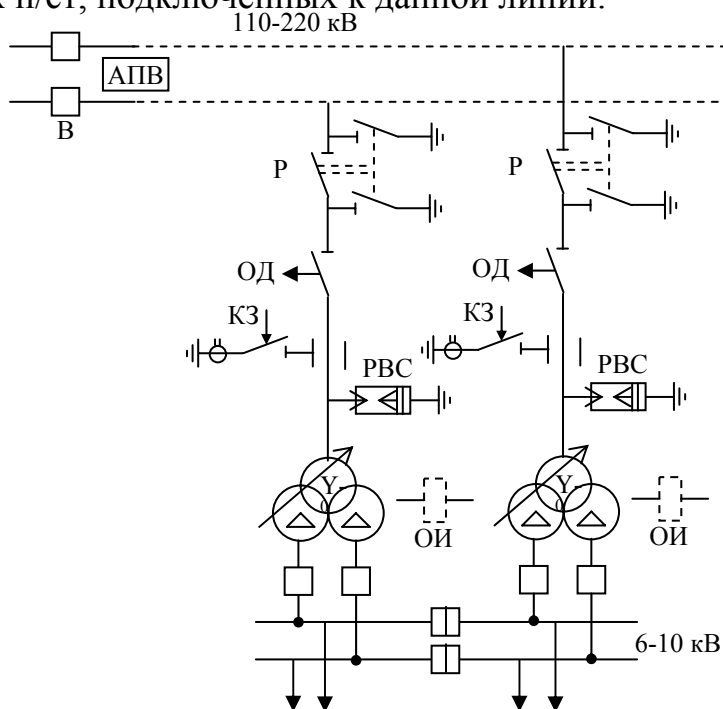


Рисунок 29.

В последних двух схемах (Б и В) вместо КЗ может быть применен отключающий импульс (ОИ). При этом КЗ может быть сохранен для резервирования ОИ. В отдельных редких случаях в этих схемах можно отказаться от установки ремонтных Р, например: при размещении п/ст на участке с сильно загрязненной окружающей средой и при питании ПГВ от источника, находящегося в эксплуатации данного предприятия (от УРП и ГПП). В этих случаях между ВЛ и трансформатором (на спуске) необходим разъем проводов при выполнении ремонтных работ или ревизии.

Лекция № 15.

Подстанции промышленных предприятий (продолжение темы).

Содержание лекции:

- знакомство со схемами трансформаторных подстанций.

Цели лекции:

- область применения различных схем подстанций.

Схема ПГВ с силовыми выключателями.

Эта схема может быть применена как для магистральных, так и для радиальных глубоких вводов. Схема применяется редко, только для мощных и ответственных п/ст. Эта схема может быть целесообразной, например, в следующих случаях:

- на п/ст, расположенных вблизи ИП, т.к. применение КЗ в этих случаях приводит к значительным падениям напряжения на шинах ИП;

- на п/ст с крупными СД, отключение которых даже на время переключения в цикле АПВ-АВР недопустимо или нежелательно;
- при присоединении п/ст к линиям с двусторонним питанием.

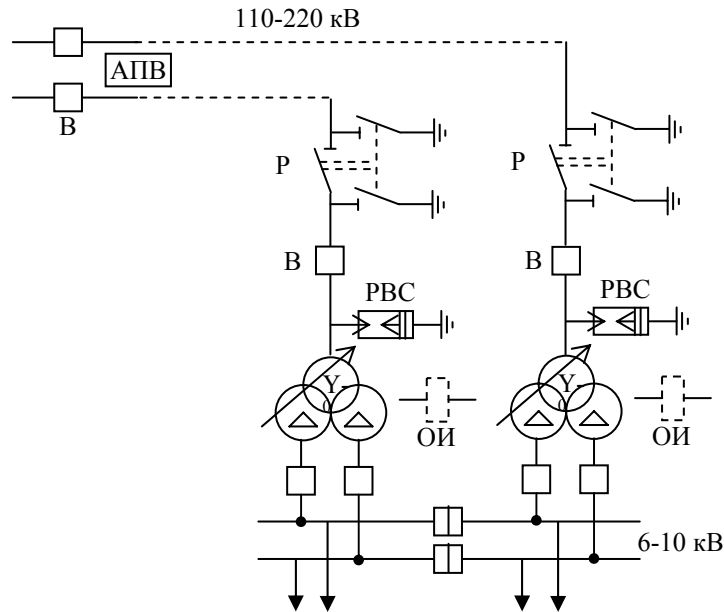
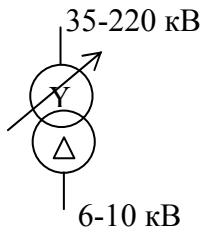
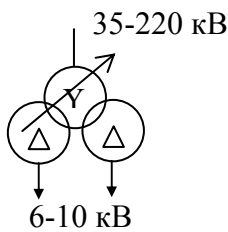


Рисунок 30.

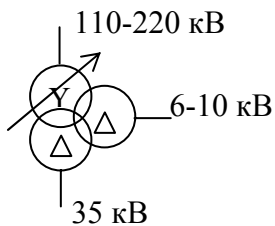
На п/ст ГПП могут применяться двухобмоточные трансформаторы с одной вторичной обмоткой по схеме:



Эта схема применяется при мощностях трансформаторов ГПП $S_{\text{ном}} \leq 25$ МВА.



При мощностях трансформаторов $S_{\text{ном}} \geq 25$ МВ·А применяются двухобмоточные трансформаторы с расщепленной вторичной обмоткой; такие трансформаторы позволяют увеличить на РУ-6÷10 кВ количество отходящих к потребителям линий, а также разделить резкопеременную и спокойную нагрузки по разным секциям шин.



Для мощных подстанций, питающих крупные потребители (ДСП, электролизные установки) применяют трехобмоточные трансформаторы: к шинам 35кВ подключаются мощные дуговые печи, а к шинам 6–10кВ – прочие потребители.

Распределительные устройства подстанций.

Каждая п/ст имеет распределительные устройства (РУ), содержащие коммутационные аппараты, устройства защиты и автоматики,

измерительные приборы, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства.

По конструктивному исполнению РУ делят на открытые и закрытые. Они могут быть комплектными (сборка на предприятии – изготовителе) или сборные (сборка частично или полностью на месте применения).

Открытое распределительное устройство (ОРУ) – распределительное устройство, все или основное оборудование которого расположено на открытом воздухе; *закрытое распределительное устройство (ЗРУ)* – устройство, оборудование которого расположено в здании.

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – распределительное устройство, состоящее из шкафов, закрытых полностью или частично, или блоков с встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики, измерительными приборами, вспомогательными устройствами, поставляемое в собранном или полностью подготовленном для сборки виде и предназначенное для внутренней установки.

Комплектное распределительное устройство наружной установки (КРУН) – это КРУ, предназначенное для наружной установки.

Цеховые трансформаторные подстанции.

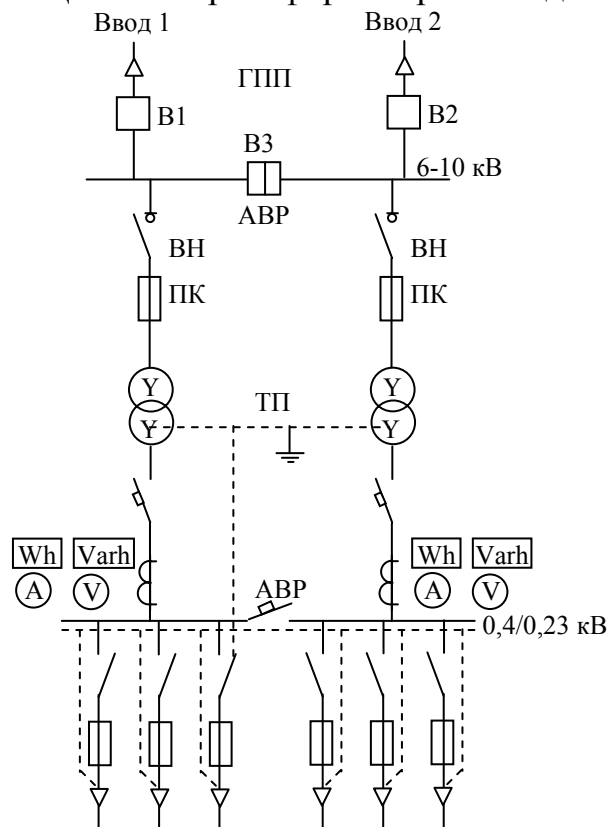


Рисунок 31 – Схема электрических соединений 2-х трансформаторной п/ст для силовой и осветительной нагрузок (радиальная схема).

П/ст имеет устройство АВР на стороне НН при отключении одного из работающих трансформаторов. Защита трансформаторов со стороны ВН осуществляется выключателем нагрузки ВН (или разъединителем с

предохранителем ПК). С низкой стороны трансформаторов установлены автоматические выключатели; отходящие к потребителям линии защищены плавкими предохранителями.

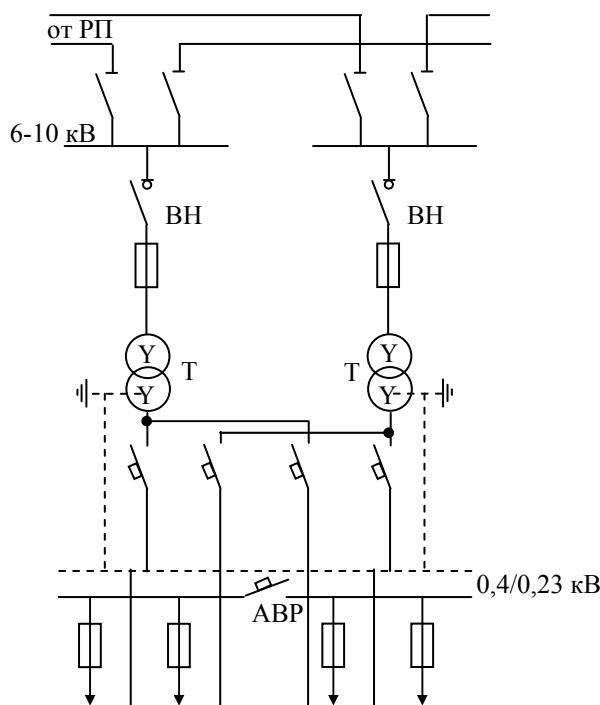


Рисунок 32 – Схема электрических соединений 2-х трансформаторной цеховых п/ст при магистральном питании.

Комплектные трансформаторные п/ст (КТП) поставляются с заводов-изготовителей полностью собранными или подготовленными для сборки. КТП изготавливают для внутренней установки, КТПН – для наружной установки; они могут быть закрытыми и открытыми.

КТП внутренней установки напряжением 6-10/0,4-0,23 кВ широко применяют для электроснабжения промышленных объектов. Такие п/ст устанавливают в цехах и других помещениях в непосредственной близости от потребителей, что значительно упрощает и удешевляет распределительную сеть, идущую к ЭП, и дает возможность выполнять ее совершенными в конструктивном отношении магистральными (ШМА) и распределительными (ШРА) шинпроводами.

Для безопасности эксплуатации на КТП применяют трансформаторы, заполненные негорючей жидкостью, с сухой изоляцией или с баком повышенной прочности. КТП напряжением 6-10/0,4-0,23кВ выполняют с трансформаторами до 2500 кВ·А.

КТП внутренней установки состоят из трех основных элементов: вводного устройства (6 или 10кВ), силового трансформатора и распределительного устройства (0,4кВ).

Силовой трансформатор типа ТМЗ имеет естественное масляное охлаждение и герметичный бак повышенной прочности с азотной подушкой. Напряжение регулируется при отключенном от сети трансформаторе.

Низковольтное распределительное устройство состоит из набора металлических шкафов с аппаратурой, ошиновкой и приборами. Защитно-коммутационной аппаратурой КТП являются автоматические выключатели выдвижного исполнения.

КТП наружной установки – КТПН выполняются различных напряжений и предназначаются для электроснабжения строительных объектов, промышленных предприятий и отдельных районов. Они рассчитаны для установки на открытом воздухе, но не предназначены для работы в атмосфере с токопроводящей пылью, химически активными газами и испарениями.

Вводы в КТПН могут быть кабельными и воздушными.

На промышленных предприятиях применяются отдельно стоящие п/ст, а также пристроенного и встроенного типа, (не комплектные). Они могут быть одно- или двухтрансформаторными, снабжаются РУ-6÷10кВ (с камерами типа КСО), а также щитовыми помещениями н.н. и помещениями для конденсаторных батарей.

Лекция № 16.

Качество электрической энергии.

Содержание лекции:

- изучение показателей качества электрической энергии.

Цели лекции:

- изучение определений, допустимых значений и основных формул некоторых показателей качества электроэнергии.

Качество электрической энергии.

Перечень и нормативные значения показателей качества электроэнергии установлены ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения», введено с 01.01.1999г.

Стандарт устанавливает показатели и нормы качества электроэнергии (КЭ) в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей электрической энергии, или приемники электроэнергии (точки общего присоединения).

Нормы КЭ, устанавливаемые настоящим стандартом, являются уровнями электромагнитной совместимости для кондуктивных электромагнитных помех в СЭС общего назначения. При соблюдении указанных норм обеспечивается электромагнитная совместимость электросетей СЭС общего назначения и электросетей потребителей электроэнергии. Кондуктивная электромагнитная помеха в СЭС – электромагнитная помеха, распространяющаяся по элементам электрической сети.

Показатели КЭ.

1. Установившееся отклонение напряжения δU_y ;
2. Размах изменения напряжения δU_i ;
3. Доза фликера P_t ; [фликер – субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения в питающей сети]
4. Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_u ;
5. Коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения $K_{u(n)}$;
6. Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2u} ;
7. Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0u} ;
8. Отклонение частоты Δf ;
9. Длительность провала напряжения;
10. Импульсное напряжение $U_{имп}$;
11. Коэффициент временного перенапряжения $K_{пер.У}$.

Нормы КЭ.

Установлены два вида норм КЭ: нормально допустимые и предельно допустимые.

Оценка соответствия показателей КЭ указанным нормам проводится в течении расчетного периода, равного 24 ч.

Отклонение напряжения (δU_y)

Отклонение напряжения характеризуется показателем установившегося отклонения напряжения, для которого установлены следующие нормы:

– нормально допустимые значения установившегося отклонения напряжения δU_y на выводах приемников электроэнергии равны $\pm 5\%$ от номинального напряжения электросети;

– предельно допустимые значения δU_y равны $\pm 10\%$.

Расчет отклонения напряжения.

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100, \%$$
 – установившееся отклонение напряжения,

где $U_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N U_i^2}{N}}$ – усредненное напряжение, В или кВ как результат

усреднения N наблюдений напряжений $U_{(1)i}$ за интервал времени 1 мин.

U_i – значение напряжения $U_{(1)i}$ в i-ом наблюдении, В, кВ. Число наблюдений за 1 мин должно быть не менее 18.

Качество электроэнергии по установившемуся отклонению напряжения в точке общего присоединения к электросети считают соответствующим требованиям ГОСТ-13109-97, если все измеренные за каждую минуту в течении 24 ч значения δU_y находятся в интервале, ограниченном предельно допустимыми значениями, а не менее 95% измеренных за тот же период времени значений δU_y находятся в интервале, ограниченном нормально допустимыми значениями.

Колебания напряжения

Колебания напряжения характеризуются следующими показателями:

- размахом изменения напряжения δU_t ;
- дозой фликера P_t (частотой колебаний напряжения).

Размах изменения напряжения – это разность между следующими друг за другом экстремумами огибающей действующих значений напряжения.

Предельно допустимое значение суммы установившегося отклонения напряжения δU_y и размаха изменений напряжения δU_t в точках присоединения к электросетям напряжением 0,38 кВ равно $\pm 10\%$ от номинального U .

Колебания напряжения определяют по формуле:

$$\delta U_t = \frac{(U_i - U_{i+1})}{U_{ном}} \cdot 100\%, \text{ где}$$

U_i, U_{i+1} – значения следующих один за другим экстремумов и горизонтального участка огибающей среднеквадратичных значений напряжения основной частоты, определенных на каждом полупериоде основной частоты, V .

Несинусоидальность напряжения K_u

Несинусоидальность напряжения характеризуется следующими показателями:

- коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения K_u ;
- коэффициентом n -ой гармонической составляющей напряжения $K_{u(n)}$.

Нормы коэффициента искажения синусоидальности напряжения K_u :

в %							
Нормально допустимое значение при $U_{ном}, \text{ кВ}$				Предельно допустимое значение при $U_{ном}, \text{ кВ}$			
0,38	6-20	35	110-330	0,38	6-20	35	110-330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Значение коэффициента n -ой гармонической составляющей как результат i -го наблюдения:

$$K_{u(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{1(i)}} \cdot 100\%, \text{ где } U_{1(i)} - \text{действующее значение напряжения}$$

основной частоты на i -ом наблюдении в $V, \text{ кВ}$.

Допускается вычислять данный показатель по формуле:

$$K_{u(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{ном}} \cdot 100\% .$$

Значение коэффициента n -ой гармонической составляющей напряжения $K_{u(n)}$ в % как результат усреднения N наблюдений $K_{u(n)i}$ на интервале времени T_{vs} , равном $3s$, определяется по формуле:

$$K_{u(n)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (K_{u(n)i})^2}{N}} .$$

Число наблюдений N должно быть не менее 9.

Качество электроэнергии по коэффициенту n -ой гармонической составляющей напряжения, в точке общего присоединения считают соответствующим требованиям настоящего стандарта, если наибольшее из всех измеренных в течении 24ч значений коэффициентов n -ой гармонической составляющей напряжения, не превышает предельно допустимого значения, а значение коэффициента n -ой гармонической составляющей напряжения, соответствующее вероятности 95% за установленный период времени, не превышает нормально допустимого значения.

Измерение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения K_u осуществляют для междуфазных (фазных) напряжений.

Для каждого i -го наблюдения за установленный период времени определяют действующие значения гармонических составляющих напряжения в диапазоне от 2-й до 40-й в В, кВ.

Значение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения K_{ui} , в % вычисляют как результат i -го наблюдения по формуле:

$$K_{ui} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{(1)i}} \cdot 100, \%$$

где $U_{(1)i}$ – действующее значение междуфазного (фазного) напряжения основной частоты для i -го наблюдения, В, кВ.

Допускается данный показатель определять по формуле:

$$K_{ui} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{ном}} \cdot 100, \%$$

Вычисляют значение коэффициента несинусоидальности кривой напряжения K_u , в % как результат усреднения N наблюдений K_{ui} , на интервале времени T_{vs} , равном 3 с, по формуле

$$K_u = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{ui}^2}{N}}. \text{ Число наблюдений } N \text{ должно быть не менее } 9.$$

Качество электроэнергии по коэффициенту искажения синусоидальности кривой напряжения в точке общего присоединения считают соответствующим требованиям настоящего стандарта, если наибольшее из всех измеренных в течении 24 ч значений коэффициентов искажения синусоидальности кривой напряжения не превышает предельно допустимого значения, а значение K_u , соответствующее вероятности 95% за установленный период времени, не превышает нормально допустимого значения.

Несимметрия напряжений.

Несимметрия напряжений характеризуется следующими показателями:
– коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2u} ;

– коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0u} .

Нормально допустимое значение K_{2u} равно 2,0%;

Предельно допустимое значение K_{2u} равно 4,0%.

Нормально допустимое значение K_{0u} равно 2,0% – в точках общего присоединения к четырехпроводным электросетям 0,38 кВ.

Предельно допустимое значение K_{0u} равно 4,0% там же.

Значение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2u} вычисляют как результат усреднения N наблюдений K_{2ui} на интервале времени T_s равном 3с, по формуле:

$$K_{2u} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{2ui}^2}{N}}, \%$$

Число наблюдений N должно быть не менее 9.

Значение коэффициента несимметрии по нулевой последовательности K_{0u} вычисляют как результат усреднения N наблюдений K_{0ui} на интервале времени T_s равном 3с, по формуле:

$$K_{0u} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{0ui}^2}{N}}.$$

Число наблюдений N должно быть не менее 9.

Отклонение частоты Δf .

Отклонение частоты напряжения переменного тока в электрических сетях характеризуется показателем отклонения частоты, для которого установлены следующие нормы:

– нормально допустимые значения Δf равны $\pm 0,2$ Гц;

– предельно допустимые значения Δf равны $\pm 0,4$ Гц.

Усредненное значение частоты f_y в герцах вычисляют как результат N наблюдений f_i на интервале времени равном 20с, по формуле:

$$f_y = \frac{\sum_{i=1}^N f_i}{N}.$$

Число наблюдений N должно быть не менее 15.

Отклонение частоты Δf в герцах вычисляют по формуле:

$\Delta f = f_y - f_{\text{ном}}$, где $f_{\text{ном}}$ – номинальное значение частоты, Гц.

Лекция № 17.

Учет электроэнергии. Защитные меры электробезопасности.

Содержание лекции:

- знакомство с видами учета электроэнергии.

Цели лекции:

- технические средства контроля и учета электроэнергии

Учет электроэнергии.

1. Расчетный (коммерческий) – для денежного расчета предприятия с электроснабжающей организацией.
2. Технический (контрольный) – для хозрасчета между цехами и контроля расходования электроэнергии внутри предприятия.

Расчетные счетчики устанавливаются на границе раздела балансовой принадлежности электросети электроснабжающей организации и потребителя: на п/ст энергосистемы, на отходящих линиях, если от них питается только одно предприятие, если же линия магистральная, то счетчики устанавливаются на стороне высокого напряжения ГПП при наличии трансформатора тока класса 0,5, в противном случае они устанавливаются на низкое напряжение (6-10 кВ), а потери электроэнергии в трансформаторах определяются и оплачиваются расчетным путем.

Счетчики для технического (контрольного) учета устанавливаются на стороне низкого напряжения (6-10 кВ) трансформаторов ГПП и на вводах в РП.

Контрольные счетчики активной электроэнергии устанавливаются на линиях 6-10 кВ, питающих цеховые ТП, а также на всех линиях к ЭП 6-10 кВ: АД, СД, КПП, электропечам.

Контрольные счетчики реактивной электроэнергии устанавливаются на всех КУ: БК, СД, СК, а также по усмотрению потребителя на линиях, питающих цеховые ТП, КПП и электропечи.

АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учета электроэнергии.

В настоящее время Казахская «Корпорация Сайман» разработала и производит две системы учета электроэнергии на предприятиях энергетики, промышленности и в жилом секторе, отличающиеся друг от друга способом передачи данных от электросчетчиков к диспетчерскому пункту.

Комплекс технических и программных средств «Saiman-Net» по PLC-технологии представляет собой информационно-измерительную систему для удаленного измерения количества импульсов с телеметрических выходов счетчиков электроэнергии, для бытовых потребителей и на промышленных предприятиях, с использованием силовых распределительных сетей 0,4 кВ, в качестве высокочастотных каналов связи для приема и передачи информации.

Достоинством системы АСКУЭ «Saiman-Net» является, отсутствие дополнительной проводной связи от счетчика до кустового центра сбора информации, так как используется существующая силовая линия 0,4 кВ, что снижает стоимость одной точки контроля потребления электроэнергии у потребителя и исключает несанкционированный доступ к каналам передачи информации.

Система может применяться энергокомпаниями и районными электросетевыми предприятиями, муниципальными коммунальными предприятиями, а также компаниями и предприятиями обслуживающими жилищные кооперативы, кондоминиумы, дачные и коттеджные поселки.

Защитные меры электробезопасности.

Электроустановки в отношении мер электробезопасности разделяются на:

- а) электроустановки > 1 кВ в сетях с глухозаземленной или эффективно заземленной нейтралью (с большими токами замыкания на землю);
- б) электроустановки > 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью или заземленной через дугогасящий реактор (с малыми токами замыкания на землю);
- в) электроустановки до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью;
- г) электроустановки до 1 кВ с изолированной нейтралью.

Глухозаземленной нейтралью называется нейтраль трансформатора или генератора, присоединенная к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление (например, через трансформаторы тока).

Изолированной нейтралью называется нейтраль трансформатора или генератора, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная через приборы сигнализации, измерения, защиты, заземляющие дугогасящие реакторы и подобные им устройства, имеющие большое сопротивление.

Заземлением какой-либо части электроустановки или другой установки называют преднамеренное электрическое соединение этой части с заземляющим устройством.

Защитным заземлением называют заземление частей электроустановки с целью обеспечения электробезопасности.

Рабочим заземлением называют заземление какой-либо точки токоведущих частей электроустановки, необходимое для обеспечения работы электроустановки.

Занулением в электроустановках $U < 1$ кВ называют преднамеренное соединение частей электроустановки, нормально не находящихся под напряжением, с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях 3-х фазного тока, с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с глухозаземленной средней точкой источника в сетях постоянного тока.

Заземляющим устройством (З.У.) называется совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлителем называется проводник (электрод) или совокупность металлических соединенных между собой проводников (электродов), находящихся в соприкосновении с землей.

Искусственным заземлением называется заземлитель, специально выполняемый для целей заземления.

Естественным заземлителем называются находящиеся в соприкосновении с землей электропроводящие части коммуникаций, зданий и сооружений производственного или иного назначения, используемые для целей заземления.

Магистралью заземления или зануления называется соответственно заземляющий или нулевой защитный проводник с двумя или более ответвлениями.

Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части с заземлителем.

Защитным проводником (РЕ) в электроустановках называется проводник, применяемый для защиты от поражения людей и животных электротоком. В электроустановках до 1 кВ защитный проводник, соединенный с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора, называется нулевым защитным проводником.

Нулевым рабочим проводником (N) в электроустановках до 1 кВ называется проводник, используемый для питания ЭП, соединенный с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях 3-х фазного тока, с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с глухозаземленной точкой источника в 3-х проводных сетях постоянного тока.

Общие требования.

Для защиты людей от поражения электротоком при повреждении изоляции должна быть применена, по крайней мере, одна из следующих защитных мер:

а) заземление; б) зануление; в) защитное отключение; г) разделительный трансформатор; д) малое U; е) двойная изоляция; ж) выравнивание потенциалов.

Заземление или зануление электроустановок следует выполнять:

- 1) при напряжении 380 В и выше переменного тока и 440 В и выше постоянного тока – во всех электроустановках;
- 2) при номинальных напряжениях выше 42 В, но ниже 380 В переменного тока и выше 110 В, но ниже 440 В постоянного тока – только в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках.

Для заземления электроустановок в первую очередь должны быть использованы естественные заземлители.

Для заземления электроустановок различных назначений и различных напряжений, территориально приближенных одна к другой, рекомендуется применять одно общее заземляющее устройство

Электроустановки напряжением выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью.

З.У. электроустановок выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью следует выполнять с соблюдением требований:

А) либо к их сопротивлению ($R_{з.у.}$),

Б) либо к напряжению прикосновения, а также с соблюдением требований к конструктивному выполнению и к ограничению напряжения на З.У.

А) Сопротивление заземляющего устройства $R_{з.у.}$ должно иметь в любое время года величину не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей, то есть

$$R_{з.у.} \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

В целях выравнивания потенциалов и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и соединять их между собой в заземляющую сетку.

Б) З.У., которое выполняется с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения, должно обеспечивать в любое время года при стекании с него тока замыкания на землю значения напряжений прикосновения не превышающих нормированных. Сопротивление $R_{з.у.}$ при этом определяется по допустимому напряжению на З.У. и току замыкания на землю.

Электроустановки напряжением выше 1 кВ
сети с изолированной нейтралью.

В этих установках $R_{з.у.}$ при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно быть не более:

а) при использовании заземляющего устройства одновременно для электроустановок напряжением до и выше 1 кВ – $R_{з.у.} = \frac{125}{I_3}$, но не более 2, 4 и 10 Ом соответственно при линейных напряжениях 660, 380 и 220 В, где I_3 – расчетный ток замыкания на землю, А.

$$I_3 = \frac{U}{\frac{(35I_{каб} + I_{ВЛ})}{35}}$$

При этом должны выполняться требования, предъявляемые к заземлению (занулению) электроустановки до 1 кВ

б) при использовании заземляющего устройства только для электроустановки выше 1 кВ $R_{з.у.} = \frac{250}{I_3}$, но не более 10 Ом.

Электроустановки напряжением до 1 кВ в сетях с глухозаземленной нейтралью.

Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 2; 4 или 8 Ом соответственно при $U_n = 660; 380$ и 220 В источника 3-х фазного тока или 380; 220 и 127 В источника однофазного тока. Это сопротивление должно быть обеспечено с учетом естественных заземлителей.

Список литературы

- 1 Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для студентов высших учебных заведений /Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005. – 672 с.
- 2 Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Высшая школа, 1986. – 400с.
- 3 Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учебник для проф. учебных заведений. – М.: Высшая школа, 2001. – 336с: ил.
- 4 Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: Учебное пособие для сред. проф. образования. – М., 2001. – 320с.
- 5 Киреева Э.А. и др. Электроснабжение цехов промышленных предприятий. – М.: НТФ Энергопрогресс, Энергетик, 2003. – 120с.
- 6 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. /Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 464 с.
- 7 Справочник по проектированию электроснабжения Электроустановки промышленных предприятий. /Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 476 с.
- 8 Правила устройств электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2001. – 928 с.
- 9 Киреева Э.А. Справочные материалы по электрооборудованию (цеховые электрические сети, электрические сети жилых и общественных зданий).- 2004.

Райхан Нурмухамедовна Бозжанова

Ольга Петровна Живаева

Конспект лекций.

по дисциплине «Электроснабжение»
для студентов специальности 050718 - Электроэнергетика

Редактор

Подписано в печать _____

Тираж ____ экз.

Объем 5,0 уч.-изд.л.

Формат 60x84 1/16

Бумага типографская №1

Заказ ____ . Цена ____ тг.

Копировально-множительное бюро
Алматинского института энергетики и связи
480013 Алматы, Байтурсынова, 126