

Министерство образования Российской Федерации
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В.Плеханова
(технический университет)

Б.Н.АБРАМОВИЧ, Д.А.УСТИНОВ

ЭЛЕКТРОПРИВОД И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Учебное пособие

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2004

УДК 658.26:621.31(075.80)
ББК 31.29-5
А 162

В учебном пособии изложены фундаментальные положения теории электроснабжения предприятий горной промышленности; основные принципы построения систем электроснабжения; методы определения расчетных нагрузок, моделирования и расчета показателей установившихся и переходных режимов, компенсации реактивной мощности; расчет токов короткого замыкания; определение показателей термической и электродинамической стойкости элементов систем электроснабжения; принципы выбора оптимального варианта систем электроснабжения на основе данных технико-экономических расчетов.

Учебное пособие предназначено для студентов всех форм обучения, обучающихся в СПГТИ и его филиалах по направлению 551300 «Электротехника, электромеханика и электротехнологии» и по специальности 180400 «Электропривод и автоматика промышленных установок и технологических комплексов» специализации 180401 «Электромеханическое оборудование и автоматизация машин и установок горного производства» и 180405 «Электромеханическое оборудование и автоматизация машин и установок при подземном строительстве». Могут быть использованы магистрами и аспирантами данного профиля, а также студентами специальности 170100 «Горные машины и оборудование».

Рецензенты: кафедра электроснабжения Северо-Западного государственного заочного политехнического университета; заместитель генерального директора по энергетическим комплексам и системам АО «Звезда» д.т.н. Орлов А.В.

Абрамович Б.Н.

А 162. *Абрамович Б.Н.* Электропривод и электроснабжение горных предприятий: Учебное пособие / Б.Н.Абрамович, Д.А.Устинов. Санкт-Петербургский государственный горный институт. СПб, 2004. 84 с.

ISBN 5-94211-192-8

УДК 658.26:621.31(075.80)
ББК 31.29-5

ISBN 5-94211-192-8

© Санкт-Петербургский горный институт им. Г.В.Плеханова, 2004 г.

1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА И ЕЕ СОСТАВНЫЕ ЧАСТИ

1.1. Состав энергетической системы

Электрическая энергия – основной вид энергии, используемой человеком в хозяйственной деятельности. Энергетика является ключевой отраслью хозяйства любой страны, поэтому крайне важны знания процессов производства, передачи, распределения и преобразования электроэнергии в другие виды энергии.

Совокупность устройств для производства, передачи, распределения и преобразования электроэнергии называется электрической системой. Состав энергетической системы показан на **рис.1.1**.

Электрическая система включает в себя электростанции, подстанции, распределительные устройства, линии электропередачи, потребители электроэнергии.

Электростанции – это электроустановки, предназначенные для производства электроэнергии из других видов энергии.

Подстанцией называются электроустановки, предназначенные для приема, преобразования и распределения электроэнергии. Они состоят из трансформаторов или других преобразователей, устройств управления (УУ) и устройств защиты электросетевой автоматики (РЗА), распределительных устройств, источников оперативного тока.

Распределительным устройством (РУ) называется электроустановка, предназначенная для приема и распределения электроэнергии. РУ состоит из коммутационной аппаратуры, сборных шин, УУ и РЗА, источников оперативного тока. Распределительное устройство разделяют на РУ высокого напряжения (РУВН) и РУ низкого напряжения (РУНН).

Линией электропередачи (ЛЭП) называется система проводов, служащих для передачи электроэнергии от генераторов электростанций (электроподстанций) к электроустановкам (электроприемникам).

Электроприемником называется индивидуальная электроустановка, преобразующая электроэнергию в другие виды энергии.

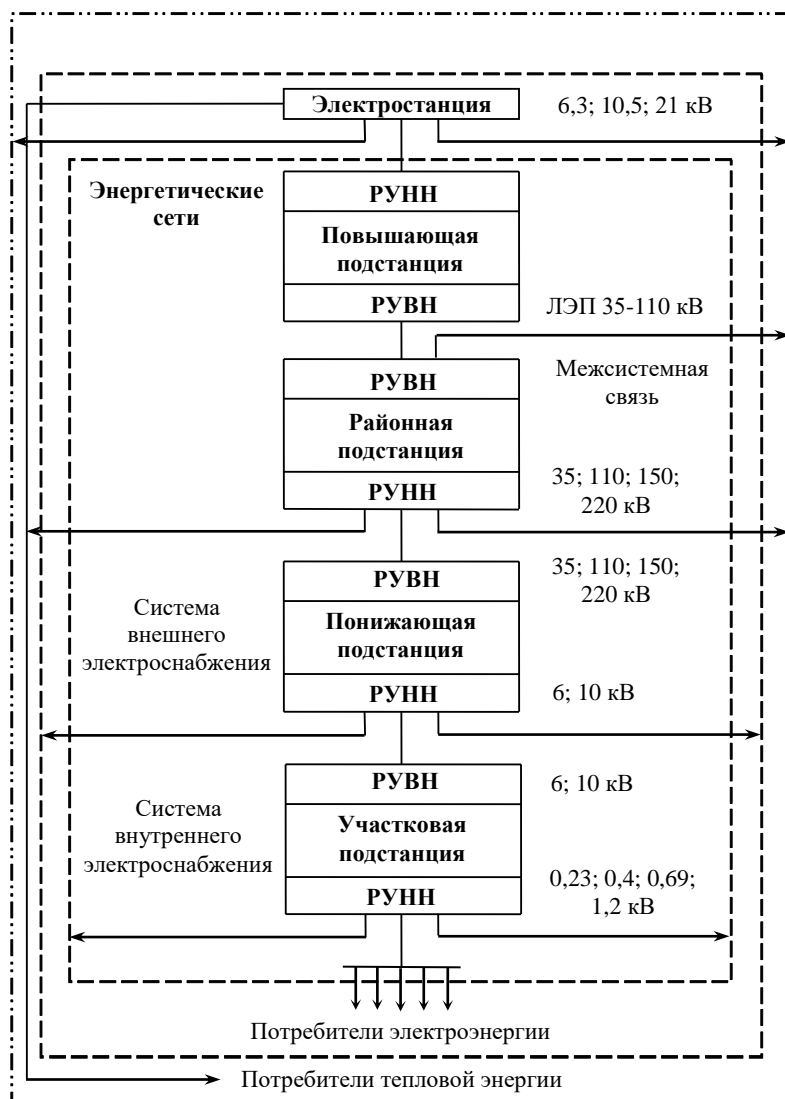


Рис.1.1. Состав энергетической системы

Группа приемников электроэнергии, объединенных по технологическому или иному признаку, называется потребителем электроэнергии.

Подстанции и линии электропередачи образуют электрические сети.

Электростанции, вырабатывающие тепловую и электрическую энергию, называются теплоэлектроцентралями (ТЭЦ). Системы трубопроводов, служащих для передачи тепловой энергии от ТЭЦ к потребителям, образуют тепловые сети.

Электрическая система и тепловые сети, связанные общностью режима и непрерывностью производства и распределения электрической и тепловой энергии, образуют энергетическую систему.

Часть электрической системы, осуществляющая передачу электрической энергии от районной электроподстанции или отдельного генератора к электроустановкам промышленного предприятия, образует систему электроснабжения (СЭС) промышленного предприятия. СЭС включает в себя систему внешнего и систему внутреннего электроснабжения. Система внешнего электроснабжения обеспечивает передачу электроэнергии от районной подстанции к главной понизительной подстанции (ГПП) предприятия. Система внутреннего электроснабжения осуществляет передачу электроэнергии от ГПП к отдельным потребителям и электроустановкам.

При производстве, распределении и потреблении электроэнергии следует учитывать следующие номинальные напряжения:

- при производстве электроэнергии – уровни напряжения 0,23; 0,4; 0,69; (3,15); 6,3; 10,5; 21 кВ;
- при передаче электроэнергии – 37; 115; 230; 347; 525; 787; 1160; 1600 кВ;
- номинальные напряжения электроприемников – 127; 220; 380; 660; 1140; (3000); 6000; 10000 В.

Номинальные напряжения генераторов и сетей должны быть не менее чем на 5 % выше номинального напряжения электроприемников. Это необходимо для обеспечения нормальной работы электроустановок с учетом потерь в сетях.

Электроснабжение горных предприятий осуществляется напряжением 35; 110; 150; 220 кВ.

1.2. Типы электростанций, участвующих в выработке электроэнергии

В настоящее время в выработке электроэнергии участвуют следующие виды электростанций: тепловые (ТЭС), гидравлические (ГЭС), гидроаккумулирующие (ГАЭС), атомные (АЭС), дизельные, солнечные, геотермальные, приливные и ветроэлектростанции.

Установленная мощность тепловых электростанций составляет 70 % от общей мощности всех электростанций, участвующих в выработке электроэнергии в России, гидравлических электростанций соответственно 15 % и атомных электростанций – 10 %.

Тепловые электростанции подразделяются на конденсационные и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ).

Конденсационные электростанции вырабатывают только электрическую энергию. Отработанный пар в этих электростанциях направляется в конденсаторы, где скрытая теплота теряется в охлаждающей воде. Конденсационные электростанции по возможности строятся вблизи месторождений полезных ископаемых. Коэффициент полезного действия таких электростанций составляет 30-40 %.

ТЭЦ в процессе комбинированного энергопроизводства вырабатывают электрическую и тепловую энергию и имеют КПД, равный 60-70 %. ТЭЦ строятся как можно ближе к потребителю тепловой и электрической энергии.

ГАЭС преобразуют электроэнергию в часы минимума нагрузки энергосистемы в потенциальную энергию воды. При обратном преобразовании, в часы максимума нагрузки, накопленная энергия отдается в энергосистему для покрытия пиков нагрузки. Гидротехнические сооружения ГАЭС состоят из двух расположенных на разных уровнях бассейнов и соединяющих их трубопроводов.

К системам электроснабжения горных предприятий предъявляются следующие требования:

- обеспечение надежного и бесперебойного электроснабжения;
- обеспечение качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-97;
- обеспечение электробезопасности и экономичности режимов электропотребления.

Выполнение этих требований осуществляется путем принятия оптимальных решений на стадии проектирования и высоким уровнем эксплуатации.

1.3. Категории электроприемников по надежности и бесперебойности электроснабжения

Все электроприемники по надежности и бесперебойности электропитания делятся на три категории: первую, вторую и третью.

К первой категории относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения.

В первой категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийной остановки производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров.

В горной промышленности к потребителям первой категории относятся электроприемники клетевых подъемных установок, вентиляторы главного проветривания, насосные установки противопожарных агрегатов, центральные подземные подстанции и др.

Ко второй категории относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовым недоотпускам продукции, простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной жизнедеятельности городских или сельских жителей.

В горной промышленности к потребителям второй категории относятся электроприемники скиповых подъемов, большинство электроустановок обогатительных фабрик, подземный рельсовый и конвейерный транспорт, электроустановки грузовых канатных дорог при отсутствии складов и др.

К *третьей категории* относятся электроустановки, не вошедшие в первую и вторую категории, в том числе электроустановки добычных и проходческих участков, преобразовательные установки электровозной откатки, административно-бытовых комбинатов и др.

Электроснабжение потребителей первой категории должно осуществляться от двух независимых, взаимно резервируемых источников питания. Перерыв электроснабжения может быть допущен только на время автоматического включения резерва (АВР). АВР – автоматическое подключение потребителей к резервному источнику питания при отказе основного за время, не превышающее 3 с.

Независимыми источниками питания являются различные генераторы одной электростанции, различные электростанции, а также различные секции шин электростанций и подстанций при одновременном выполнении следующих условий:

- каждая из секций шин получает питание от независимого источника;
- секции шин, не связанные между собой или имеющие связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций.

Для нормальной работы устройств электросетевой автоматики в период аварийных режимов напряжение на зажимах независимых источников должно быть не менее 60 % от номинального.

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

Электроснабжение установок второй категории в нормальных режимах должно осуществляться от двух взаимно резервируемых источников питания. При нарушении электроснабжения от одного из источников допускается перерыв питания на время, необходимое

для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой.

Электроснабжение электроприемников третьей категории может осуществляться от одного источника при условии, что время ремонта или замены поврежденного оборудования не превышает сутки.

2. СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

2.1. Принципы проектирования и выбора схем электроснабжения

Проектирование и выбор схем электроснабжения промышленных предприятий выполняется на основе результатов технико-экономических расчетов в соответствии с рекомендациями, изложенными в «Правилах устройства электроустановок» (ПУЭ) [3], исходя из следующих принципов:

- максимальное приближение высшего напряжения 35, 110, 220 кВ к потребителям электроэнергии путем устройства глубокого ввода. В этом случае главная понизительная подстанция (ГПП) сооружается в центре электрических нагрузок (ЦЭН) предприятия или вблизи него. Под ЦЭН понимают точку на генеральном плане предприятия при размещении ГПП, в которой возможен минимум приведенных затрат на прием и распределение электроэнергии;

- выполнение схем электроснабжения с применением в технически и экономически обоснованных случаях наиболее простых и дешевых электрических аппаратов (выключателей нагрузки, предохранителей, отделителей, короткозамыкателей, разъединителей);

- обеспечение необходимой надежности и бесперебойности электроснабжения за счет применения автоматического повторного включения (АПВ) питающих линий и автоматического ввода резервного источника питания (АВР).

2.2. Схемы передачи и распределения электроэнергии на промышленных предприятиях

Источниками питания (ИП) промышленных предприятий могут являться секции сборных шин подстанций районных энергосистем (РЭС), промежуточных подстанций и (или) генераторов. Схемы передачи и распределения электрической энергии разделяются на радиальные, магистральные и смешанные (радиально-магистральные).

Радиальными называют схемы, в которых отсутствуют ответвления вдоль питающих линий. Схемы такого типа (рис.2.1) широко применяются для внешнего электроснабжения горных предприятий. Две и более ГПП сооружаются при значительной присоединенной мощности и территориальной рассредоточенности энергообъектов предприятия.

Магистральными называются схемы, в которых от одной линии питаются несколько расположенных вдоль нее потребителей. Магистральные схемы с питанием по одной (одиночная магистраль) и двум (двойная магистраль) распределительным линиям показаны на рис.2.2 и 2.3 соответственно. Приемные пункты (ПП) представляют собой распределительные устройства или трансформаторные подстанции.

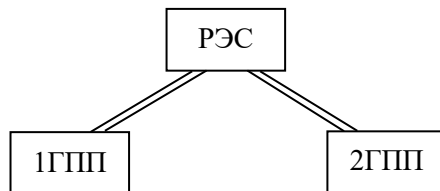


Рис.2.1. Радиальная схема с питанием по двум параллельным линиям ГПП

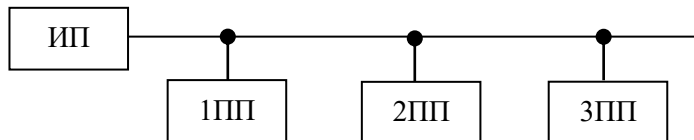


Рис.2.2. Магистральные схемы с питанием по одной распределительной линии

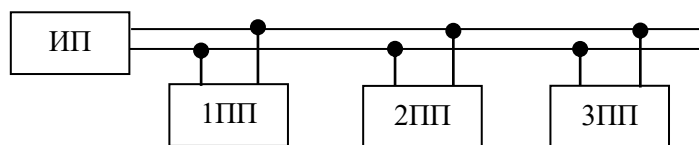


Рис.2.3. Магистральные схемы с питанием по двум распределительным линиям

Магистральные и радиально-магистральные схемы широко применяются для внутреннего электроснабжения электроустановок на территории горных предприятий. Количество распределительных пунктов определяется числом и мощностью территориально рассредоточенных электроустановок на промплощадке предприятия. С точки зрения показателей надежности и бесперебойности электроснабжения предпочтительными являются радиальные схемы. Однако для их сооружения требуются более высокие капитальные вложения. Частным случаем одиночной магистрали является кольцевая схема (рис.2.4). Данная схема широко применяется для электроснабжения карьеров. При напряжениях $U \leq 10$ кВ для ограничения токов короткого замыкания (КЗ) кольцо всегда разомкнуто, т.е. схема работает как две одиночные магистрали. Это достигается с помощью установки коммутационных аппаратов, обеспечивающих отключение любого участка линии при его повреждении и подачу электроэнергии ко всем потребителям (П) по неповрежденным линиям.

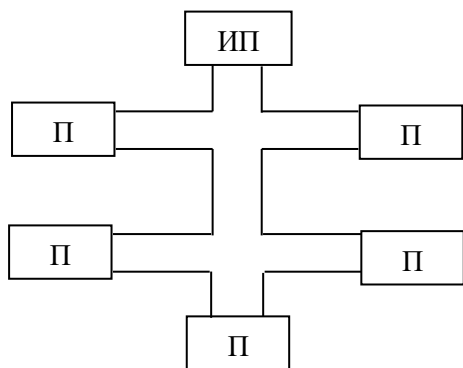


Рис.2.4. Кольцевая схема электроснабжения горных предприятий

2.3. Реализация схем электроснабжения электроустановок промышленных предприятий

Схема электроснабжения потребителей II и III категории с одиночной несекционированной системой сборных шин. Для данной схемы (рис.2.5) характерно наличие одной ЛЭП. В начале ЛЭП установлен выключатель 1QF. Выключатель 1QF отделен от источника питания G и питающей линии разъединителями 1QS и 2QS, создающими видимые разрывы при его обслуживании. В дальнейшем с целью упрощения графического представления на

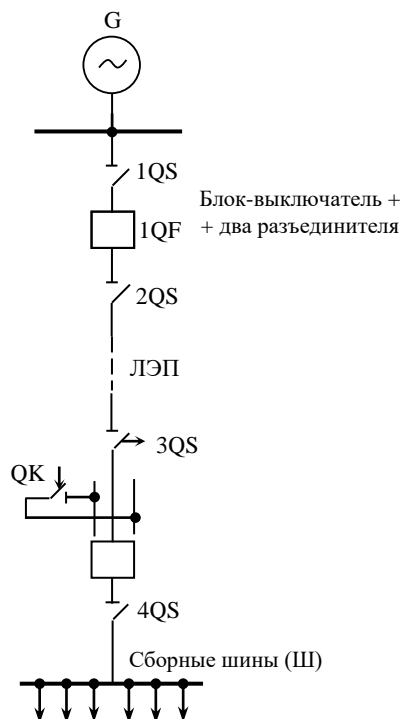


Рис.2.5. Схема электроснабжения потребителей II и III категории с несекционированной системой сборных шин

схемах электроснабжения такие разъединители не указываются. Они должны быть предусмотрены во всех реальных схемах электроснабжения напряжением свыше 1 кВ в соответствии с правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБЭ).

При необходимости отключения питающей линии со стороны сборных шин в схеме посредством короткозамыкателя QK создается искусственное короткое замыкание (двухфазное при напряжении 6, 10 и 35 кВ или однофазное при напряжениях ≥ 110 кВ). Затем ЛЭП отключается выключателем 1QF и в бестоковую паузу размыкаются контакты отделителя 3QS. Таким образом создается условие для безопасного обслуживания электрооборудования.

Схема электроснабжения с двумя питающими линиями и выключателями в начале и конце каждой ЛЭП. Схема (рис.2.6) предназначена для питания потребителей I, II и III категорий по надежности и бесперебойности электроснабжения. Деление системы сборных шин на две секции 1Ш и 2Ш делает ее более гибкой и позволяет осуществить АВР посредством секционного выключателя 8QF. В нормальных режимах с целью ограничения токов короткого замыкания контакты выключателя 8QF разомкнуты. При отказе одной питающей линии или силового трансформатора отключаются выключатели 4QF, 6QF или 5QF, 7QF. В результате авария локализуется, а секционный выключатель 8QF подключает обесточенную секцию к оставшемуся в работе источнику питания.

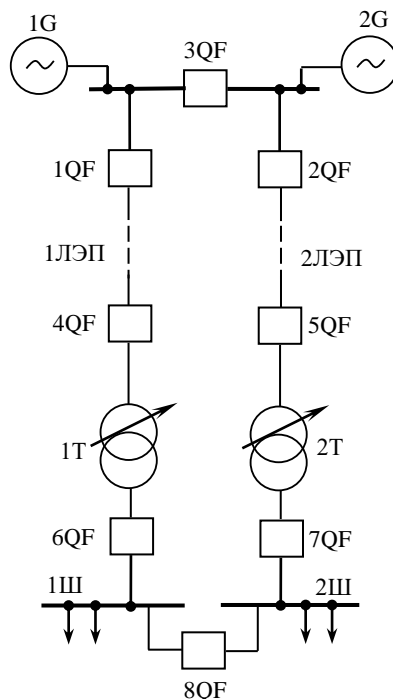


Рис.2.6. Схема электроснабжения с двумя питающими линиями и выключателями в начале и конце каждой из них

Недостатком схемы является наличие дорогостоящих выключателей 4QF и 5QF.

Схема электроснабжения с двумя питающими линиями и трехобмоточными трансформаторами. Схема применяется при наличии на предприятии территориально рассредоточенных потребителей электроэнергии, например, шахта и карьер, шахта и обогатительная фабрика (рис.2.7). Выключатели осуществляют при необходимости автоматический ввод резерва. Как вариант, на схеме отражено наличие на предприятии собственной электростанции.

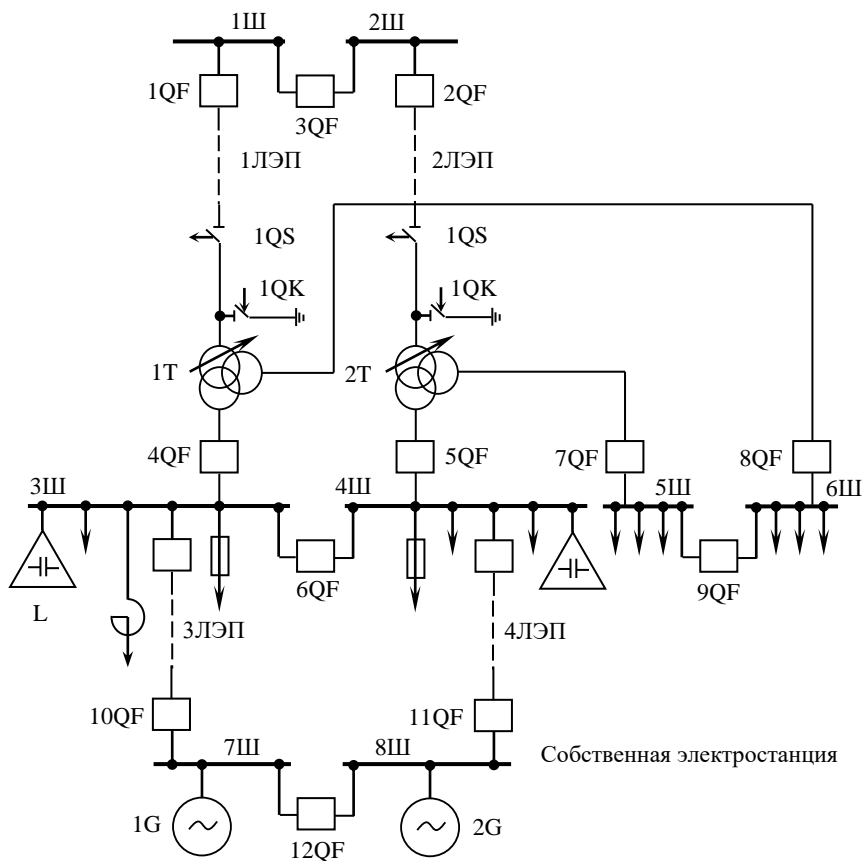


Рис.2.7. Схема электроснабжения с двумя питающими линиями и трехобмоточными трансформаторами

Схема электроснабжения с двумя питающими линиями, отделителями и короткозамыкателями в конце каждой линии. В данной схеме (рис.2.8) в конце питающих 1ЛЭП и 2ЛЭП включены отделители 1QS и 2QS и короткозамыкатели 1QK и 2QK, действие которых аналогично схеме на рис.2.5. Понижающие трансформаторы 3Т и 4Т подключены к секциям 3Ш и 4Ш сборных шин через

предохранители 1FU и 2FU. В схеме также предусмотрен АВР на стороне 0,38 кВ посредством автоматического выключателя с дистанционным управлением 3SF.

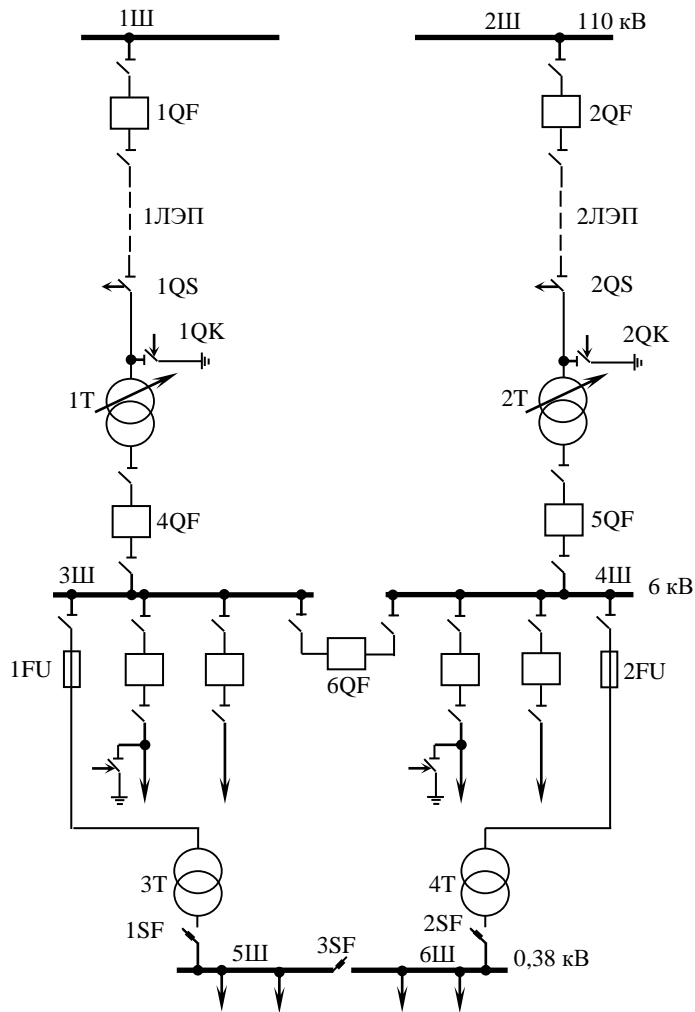


Рис.2.8. Схема электроснабжения с двумя питающими линиями, отделителями и короткозамыкателями в конце питающих ЛЭП

3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

3.1. Виды сетей

По конструктивному исполнению сети делятся на следующие виды:

- воздушные линии (ВЛ) – неизолированные или покрытые изоляцией провода на открытом воздухе, прикрепленные при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнами к стойкам на инженерных сооружениях;
- кабельные линии (КЛ) – кабели с соединительными, стопорными или концевыми муфтами и крепежными деталями;
- токопроводы – неизолированные или покрытые изоляцией проводники различного профиля в тоннелях, галереях, на эстакадах, опорных конструкциях со всеми относящимися к ним креплениями;
- электропроводки – изолированные или неизолированные провода и небронированные кабели сечением до 16 мм², проложенные внутри зданий и сооружений, на территории дворов при напряжении до 1000 В.

Электрические сети должны удовлетворять требованиям пожаробезопасности, экономичности, механической прочности. Потеря напряжения в электрических сетях не должна превышать допустимых значений.

3.1.1. Воздушные линии

Воздушные линии (ВЛ) разделяют на два вида: одноцепные (рис.3.1) и двухцепные (рис.3.2). Для сверхкатегорийных шахт, расположенных в районах, опасных по гололеду, обязательны одноцепные ВЛ. В случаях, когда не требуется высокая надежность, применяют более дешевые – двухцепные ВЛ.

Геометрические параметры ВЛ (рис.3.3): для малонаселенной местности $h = 5 \div 7$ м, для густонаселенной местности $h = 6 \div 8$ м.

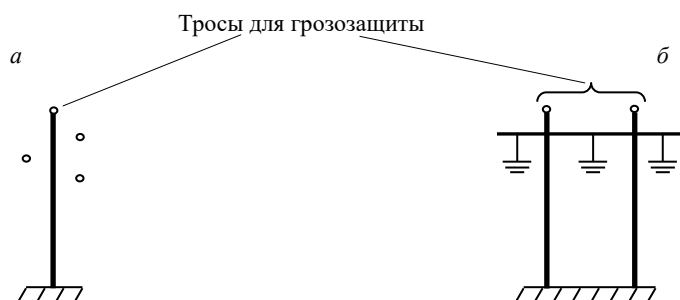


Рис.3.1. Одноцепные воздушные линии с расположением проводов в вершинах треугольника до 20-30 кВ (*а*); с горизонтальным расположением проводов 35-110 кВ (*б*)

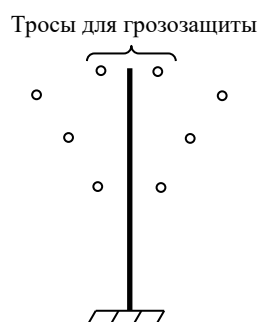


Рис.3.2. Двухцепная ВЛ – обратная елка

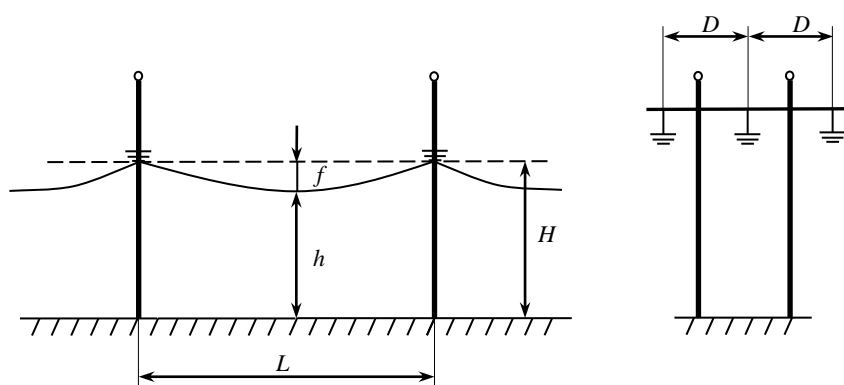


Рис.3.3. Линия на опорах с подвесными изоляторами

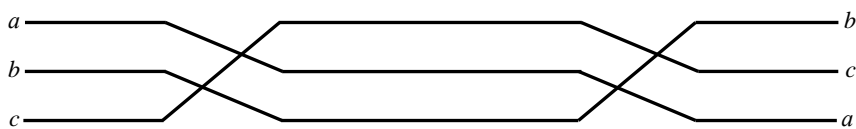


Рис.3.4. Транспозиция ВЛ

Расстояние D обеспечивает требуемый изоляционный промежуток: $D = 1$ м при 6-10 кВ (для неизолированных проводов) ; $D = 4$ м при 110 кВ; $D = 7$ м при 220 кВ.

Количество изоляторов при напряжении 110 кВ составляет 6-7 штук, при 220 кВ – 12-14. Таким образом, на каждый изолятор приходится примерно 15-20 кВ.

Опоры изготавливают из дерева, железобетона или стали. Величина пролета между ними: при 110 кВ $L = 150 \div 200$ м, $H = 13 \div 14$ м; при 220 кВ $L = 400 \div 450$ м, $H = 25 \div 30$ м.

Основная часть опор – облегченные промежуточные. Через каждые 3-5 км устанавливают более прочные анкерные опоры.

В линиях 330-500 кВ для уменьшения индуктивного сопротивления и потерь на корону применяют расщепление проводов, т.е. подвеску двух и более проводов параллельно в одной фазе. При $U < 220$ кВ грозозащитные тросы подвешиваются только на подходах к понизительным подстанциям.

Несимметричное расположение проводов приводит к различным индуктивным сопротивлениям фаз. Для выравнивания параметров при длине ВЛ более 100 км применяют транспозицию проводов (рис.3.4).

Воздушные линии дешевле кабельных. Однако они более подвержены атмосферным воздействиям, и для их сооружения необходима полоса отчуждения.

Наибольшее распространение получили твердотекучие алюминиевые и сталеалюминиевые провода воздушных линий.

По конструкции провода ВЛ разделяются на одно- и многопроволочные. Однопроволочные провода изготавливаются сечением 4, 6 и 10 мм², многопроволочные провода – сечением более 10 мм². Минимальный диаметр проводов устанавливается в зависимости от

передаваемой мощности, механической прочности, потерь на корону. Отдельные проволоки имеют диаметр 2-3 мм².

В соответствии с [3] на воздушных линиях с $U_n > 1000$ В применяются алюминиевые провода сечением $S \geq 35$ мм², сталеалюминиевые $S \geq 25$ мм², на пересечениях воздушных линий разного номинального напряжения $S \geq 70$ мм².

Используют следующие обозначения проводов:

- медные – М;
- алюминиевые – А;
- стальные многопроволочные – ПС;
- стальные многопроволочные омедненные – ПМС;
- сталеалюминиевые – АС;
- провода из алюминиевых сплавов – АН и АЖ;
- стальные тросы для защиты ВЛ от перенапряжений – С.

В обозначении марки провода после буквы следует группа цифр, указывающая ее сечение в квадратных миллиметрах.

3.1.2. Кабельные линии

Кабельные линии (КЛ) применяются для внутреннего электроснабжения при небольшом расстоянии между ГПП или ЦПП и понизительными подстанциями энергосистемы, при плотной застройке территории, а также на территории промплощадки. Прокладка кабельных линий может производиться в земле, в траншеях, тоннелях или блоках, в каналах со съёмными крышками или плитами, а также на эстакадах, галереях и по стенам зданий.

3.2. Параметры и схемы замещения воздушных и кабельных линий электропередач

Воздушные и кабельные линии электропередач (ЛЭП) обладают равномерно распределёнными по длине параметрами: активным R_0 и индуктивным X_0 сопротивлениями на 1 км длины, активной g_0 и ёмкостной b_0 проводимостями. Величины R_0 , X_0 , g_0 и b_0 называются

соответственно погонными сопротивлениями и проводимостями. При длине ВЛ $\ell \leq 150 \div 200$ км и КЛ $\ell \leq 30 \div 50$ км в практических расчетах величины могут быть представлены сосредоточенными сопротивлениями R и X и проводимостями G , B .

Для длинных линий отдельные участки представляются в виде П-образных схем, схема замещения которых имеет П-образный вид (рис.3.5).

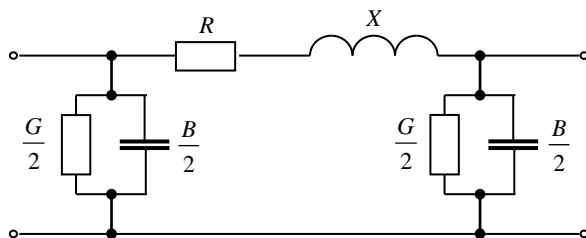


Рис.3.5. П-образная схема замещения участка ЛЭП

Активное сопротивление проводов и кабелей при частоте 50 Гц равно омическому сопротивлению. Явление поверхностного эффекта не учитывается. Активное сопротивление 1 км линии при $t = 20$ °С определяется по формуле:

$$R_0 = 1000/(\gamma S), \quad (3.1)$$

где γ – удельная проводимость, м/(Ом·мм²), S – площадь поперечного сечения, мм².

Для меди $\gamma = 53$ м/(Ом·мм²), для алюминия $\gamma = 32$ м/(Ом·мм²). Тогда для медных проводов $R_0 = 18,7$ Ом/км, для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов $R_0 = 32,25$ Ом/км.

Индуктивное сопротивление 1 км воздушных и кабельных ЛЭП соответственно:

$$X_0 = 0,144 \lg \frac{2D_{cp}}{d_{II}} + 0,0157 ; \quad (3.2)$$

$$X_0 = 0,145 \lg \frac{2\ell_{cp}}{d} + 0,016 , \quad (3.3)$$

где $d_{\text{п}}$ – диаметр провода, приведенный к поверхностному распределению тока, $d_{\text{п}} = \alpha d$; α – коэффициент, равный 0,75 для медных проводов и 0,95 для алюминиевых проводов; $\ell_{\text{ср}}$ – среднее расстояние между центрами жил кабеля.

Для линий с расщепленными проводами при двух проводах в фазе $d_{\text{п}} = \sqrt{2d\ell_{\text{м.пр}}^2}$; трех проводах в фазе $d_{\text{п}} = \sqrt{2d\ell_{\text{м.пр}}}$, где $\ell_{\text{м.пр}}$ – расстояние между проводами в фазе.

Для воздушных линий X_0 изменяется от 0,33 до 0,43 Ом/км. При двух проводах в фазе X_0 снижается на 15-20 %, трех проводах в фазе – на 25-30 %. Индуктивное сопротивление трехжильных кабелей значительно меньше и при $U_{\text{н}} = 35$ кВ составляет 0,12 Ом/км; при 3-10 кВ – 0,07-0,08 Ом/км; до 1 кВ – 0,06-0,07 Ом/км.

Активная проводимость ВЛ определяется потерями активной мощности на корону и в диэлектриках:

$$g_0 = \frac{\Delta p_{\text{к}}}{U_{\text{л}}^2}, \quad G = g_0 \ell. \quad (3.4)$$

Значения $\Delta p_{\text{к}}$ могут варьироваться от нескольких единиц до нескольких десятков киловатт на километр. С ростом напряжения на 5 % по отношению к номинальному потери на корону увеличиваются на 35 %, а при понижении на 5 % уменьшаются на 20-25 %.

Для кабельных ЛЭП потери на корону отсутствуют, а потери активной мощности в диэлектриках не учитываются. Поэтому для них $g_0 = 0$.

Емкостная проводимость ВЛ обусловлена проводимостью между проводами и землей и определяется взаимным расположением фазных проводов, высотой подвеса над землей, наличием заземляющих тросов и второй параллельной воздушной линии:

$$C_0 = \frac{0,024}{\lg \frac{2D_{\text{ср}}}{d}} \cdot 10^{-6}; \quad (3.5)$$

$$b_0 = \omega C_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{2D_{\text{ср}}}{d}} \cdot 10^{-6}; \quad (3.6)$$

$$B = b_0 \ell. \quad (3.7)$$

Зарядный ток

$$I_0 = U_{\Phi} b_0 \ell = U_{\Phi} B. \quad (3.8)$$

Зарядная мощность

$$Q_c = 3I_0 U_{\Phi} = U^2 B. \quad (3.9)$$

4. МОДЕЛИРОВАНИЕ И РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

4.1. Режимы электроснабжения промышленных предприятий

В системах электроснабжения (СЭС) практически отсутствует реальный отрезок времени, в течение которого не происходило бы каких-либо изменений условий ее работы: включений, отключений или технологических изменений электрических нагрузок отдельных потребителей, включений или отключений отдельных ЛЭП, регулирования режима напряжения, пусков и самозапусков электродвигателей, изменений уставок устройств управления, одно- и многофазных КЗ, АПВ и АВР и др.

Совокупность процессов, протекающих в СЭС и определяющих ее состояние в заданный момент времени или на некотором интервале времени, называется режимом СЭС. Режим СЭС характеризуется параметрами (показателями) режима. Параметры режима систем электроснабжения количественно определяются условиями работы СЭС. Параметрами режима СЭС являются мощности и напряжения в узловых точках и на зажимах отдельных электроприемников, углы сдвига векторов напряжений и токов, коэффициент полезного действия, $\text{tg}\varphi$ и др. Показатели режима СЭС связаны между собой соотношениями, в которые входят параметры отдельных элементов системы с учетом схем их соединения, параметры ис-

точников питания и характеристики нагрузок. Параметры режима СЭС могут быть определены расчетным или экспериментальным методами.

Различают следующие виды режимов СЭС:

- нормальные установившиеся режимы, применительно к которым спроектирована СЭС и определены ее основные показатели;
- нормальные переходные режимы, во время которых система переходит из одного рабочего состояния в другое;
- аварийные переходные режимы, для которых определяются уставки срабатывания устройств защиты, и выявляется возможность восстановления установившегося режима всей или части СЭС;
- послеаварийные установившиеся режимы, для которых выявляется возможность дальнейшей работы СЭС с ухудшенными технико-экономическими показателями при использовании заложенного в системе резерва.

В нормальных установившихся режимах СЭС параметры режима непрерывно изменяются, но эти изменения относительно некоторого среднего значения настолько малы, что ими можно пренебречь. Изменения параметров режима СЭС в этом случае обуславливается изменением электрических нагрузок, напряжения в питающей энергосистеме и реакцией на них регулирующих устройств СЭС.

Нормальные переходные режимы сопровождают текущую эксплуатацию СЭС и возникают при включениях и отключениях отдельных нагрузок и линий электропередачи.

Аварийные переходные режимы возникают при одно- и многофазных коротких замыканиях в СЭС, АПВ и АВР. В СЭС горных предприятий применяется раздельная работа секций сборных шин распределительных устройств 6-10 кВ с АВР на секционном выключателе. При КЗ, приводящих к работе устройства АВР, может происходить нарушение устойчивости работы синхронных (СД) и асинхронных (АД) двигателей. Восстановление установившегося режима и сохранение технологических процессов непрерывных производств при таких КЗ может быть обеспечено при успешном самозапуске СД и АД. Тенденция роста единичной мощности электродвигателей и их доли в общей нагрузке СЭС приводит к постоянному увеличению

тока подпитки от электродвигателей точки КЗ. На отдельных подстанциях доля токов подпитки точки КЗ от электродвигателей достигает 50-60 % от общего тока КЗ. Поэтому при коротких замыканиях для аварийных переходных режимов выявляются достоверные значения токов КЗ и разрабатываются мероприятия по их ограничению.

При отключении электродвигателей оценивается характер изменения напряжения на статорных обмотках во времени, обусловленный протеканием токов в обмотках ротора. Знание зависимости изменения напряжения на статоре от времени необходимо при определении воздействия тока на человека, оказавшегося под напряжением, а также для определения уставок АВР.

Для послеаварийных установившихся режимов определяются возможность функционирования СЭС при пониженном на 5 % напряжении в узловых точках, допустимость перегрузки силовых трансформаторов, запасы устойчивости системы.

4.2. Математические модели элементов СЭС при расчете установившихся и переходных режимов

В состав СЭС входит совокупность разнородных элементов, каждый из которых представлен своей системой дифференциальных и алгебраических уравнений. Значительное упрощение при составлении систем уравнений, характеризующих переходные и установившиеся режимы СЭС, достигается, если использовать схемы замещения отдельных элементов.

При расчетах режимов используются преимущественно следующие физические единицы: мощность в мегавольт-амперах, напряжения в киловаттах, ток в килоамперах. Схемы замещения отдельных элементов СЭС (источников питания, ЛЭП, реакторов, двух- и трехобмоточных трансформаторов) приведены на **рис.4.1**. При определении показателей отдельных режимов (например, режима однофазного короткого замыкания в системах с изолированной нейтралью) используются уточненные схемы замещения, несколько отличающиеся от приведенных на рис.4.1.

При моделировании энергосистема представляется в виде источника питания бесконечной мощности и последовательно соединенным с ним индуктивным сопротивлением, которое определяется из выражения (рис.4.1, а)

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3}I_k^{(3)}} = \frac{U_c^2}{S_k^{(3)}}, \quad (4.1)$$

где U_c – напряжение системы; $I_k^{(3)}$ – действующее значение тока трехфазного короткого замыкания; $S_k^{(3)}$ – мощность трехфазного КЗ на зажимах энергосистемы.

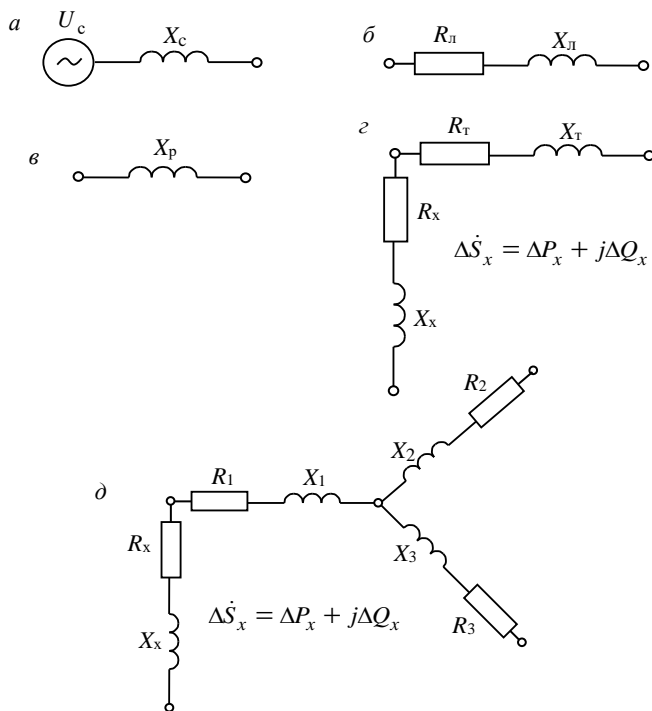


Рис.4.1. Схемы замещения элементов СЭС

Воздушные и кабельные ЛЭП (рис.4.1, б) представляются в виде последовательно соединенных активного и индуктивного сопротивлений:

$$R_{\text{л}} = R_0 \ell; \quad (4.2)$$

$$X_{\text{л}} = X_0 \ell, \quad (4.3)$$

где R_0 и X_0 – активное и индуктивное сопротивление 1 км линии, Ом; ℓ – длина линии, км.

Для ВЛ с неизолированными проводами напряжением $U \geq 1$ кВ $X_0 \approx 0,40$ Ом/км; для ВЛ напряжением $U < 1$ кВ $X_0 \approx 0,25$ Ом/км.

Для ВЛ с покрытыми изоляцией проводами напряжением $U \geq 1$ кВ $X_0 \approx 0,26 \div 0,28$ Ом/км, для ВЛ с изолированными проводами напряжением $U < 1$ кВ $X_0 \approx 0,08 \div 0,12$ Ом/км. Величину R_0 вычисляют по формуле (3.1).

Реакторы на схеме замещения представляются индуктивным сопротивлением $X_{\text{р}}$ (рис.4.1, в), указанным в каталожных данных.

Схема замещения трехфазного двухобмоточного трансформатора (рис.4.1, з) содержит рабочую ветвь с сопротивлениями $X_{\text{т}}$ и $R_{\text{т}}$ и ветвь намагничивания с сопротивлениями $X_{\text{х}}$ и $R_{\text{х}}$. Сопротивления определяются с помощью формул

$$R_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{т.н}}^2}{S_{\text{т.н}}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{т.н}}^2}{3 I_{\text{т.н}}^2 U_{\text{т.н}}^2} \cdot 10^{-3}; \quad (4.4)$$

$$X_{\text{т}} = \sqrt{Z_{\text{т}}^2 - R_{\text{т}}^2}, \quad (4.5)$$

$$Z_{\text{т}} = \frac{U_{\text{к\%}} U_{\text{т.н}}}{100 \cdot \sqrt{3} I_{\text{т.н}}} \frac{U_{\text{т.н}}}{U_{\text{т.н}}} = \frac{U_{\text{к\%}} U_{\text{т.н}}^2}{100 S_{\text{т.н}}}, \quad (4.6)$$

где $\Delta P_{\text{к}}$ – потери активной мощности в трансформаторе в режиме КЗ, кВт; $U_{\text{т.н}}$, $S_{\text{т.н}}$ – номинальные напряжения и полная мощность трансформатора, Ом.

Сопротивления вычисляются по формулам

$$R_x = \frac{\Delta P_x U_{Т.Н}^2}{S_{Т.Н}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{\Delta P_x U_{Т.Н}^2}{3I_{Т.Н}^2 U_{Т.Н}^2} \cdot 10^{-3}, \quad (4.7)$$

$$X_x = \frac{\Delta Q_x U_{Т.Н}^2}{S_{Т.Н}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{\Delta Q_x U_{Т.Н}^2}{3I_{Т.Н}^2 U_{Т.Н}^2} \cdot 10^{-3}. \quad (4.8)$$

Величина активной мощности ΔP_x , потребляемой в режиме холостого хода, приводится в каталожных данных. Реактивная мощность холостого хода

$$\Delta Q_x = \frac{I_{x\%}}{100} S_{Т.Н}, \quad (4.9)$$

где $I_{x\%}$ – ток холостого хода трансформатора в процентах от номинального.

Схема замещения трехфазного трехобмоточного трансформатора приведена на рис.4.1, ∂ , где R_1, R_2, R_3 и X_1, X_2, X_3 – активные и индуктивные сопротивления обмоток высшего, среднего и низшего напряжений.

В справочной литературе указываются сведения о мощностях и напряжениях в опытах короткого замыкания: $\Delta P_{к.вн-сн}$, $\Delta P_{к.вн-нн}$, $\Delta P_{к.сн-нн}$ и напряжениях $U_{к.вн-сн}$, $U_{к.вн-нн}$, $U_{к.сн-нн}$, где $\Delta P_{к.вн-сн}$ и $U_{к.вн-нн}$ – потери активной мощности и напряжения при разомкнутой обмотке низшего напряжения; $\Delta P_{к.вн-нн}$ и $U_{к.вн-нн}$ – потери активной мощности и напряжения при разомкнутой обмотке среднего напряжения; $\Delta P_{к.сн-нн}$ и $U_{к.сн-нн}$ – потери активной мощности и напряжения при разомкнутой обмотке высшего напряжения.

Для определения потерь активной мощности в каждой обмотке в опытах КЗ составим систему уравнений:

$$\begin{cases} \Delta P_{к.вн-сн} = \Delta P_{к.вн} + \Delta P_{к.сн}; \\ \Delta P_{к.вн-нн} = \Delta P_{к.вн} + \Delta P_{к.нн}; \\ \Delta P_{к.сн-нн} = \Delta P_{к.сн} + \Delta P_{к.нн}. \end{cases} \quad (4.10)$$

Решая систему уравнений (4.10), получим

$$\Delta P_{к.вн} = \frac{\Delta P_{к.вн-сн} + \Delta P_{к.вн-нн} - \Delta P_{к.сн-нн}}{2}; \quad (4.11)$$

$$\Delta P_{\text{к.сн}} = \frac{\Delta P_{\text{к.вн-сн}} + \Delta P_{\text{к.сн-нн}} - \Delta P_{\text{к.вн-нн}}}{2}; \quad (4.12)$$

$$\Delta P_{\text{к.нн}} = \frac{\Delta P_{\text{к.вн-нн}} + \Delta P_{\text{к.сн-нн}} - \Delta P_{\text{к.вн-сн}}}{2}. \quad (4.13)$$

Аналогично по данным опытов КЗ получим

$$U_{\text{к.вн}} = \frac{U_{\text{к.вн-сн}} + U_{\text{к.вн-нн}} - U_{\text{к.сн-нн}}}{2}; \quad (4.14)$$

$$U_{\text{к.сн}} = \frac{U_{\text{к.вн-сн}} + U_{\text{к.сн-нн}} - U_{\text{к.вн-нн}}}{2}; \quad (4.15)$$

$$U_{\text{к.нн}} = \frac{U_{\text{к.вн-нн}} + U_{\text{к.сн-нн}} - U_{\text{к.вн-сн}}}{2}. \quad (4.16)$$

Найденные по формулам (4.11)-(4.16) значения потерь активной мощности и напряжения КЗ для каждой из обмоток трехобмоточного трансформатора позволяют определить активные R_1 , R_2 и R_3 , и индуктивные X_1 , X_2 и X_3 сопротивления каждой фазы по тем же формулам, что и для двухобмоточных трансформаторов.

Нагрузка с активным $R'_{\text{нг.0}}$ и индуктивным $X'_{\text{нг.0}}$ сопротивлениями, включенными последовательно, $R''_{\text{нг.0}}$ и $X''_{\text{нг.0}}$, включенными параллельно, представлена на рис.4.2.

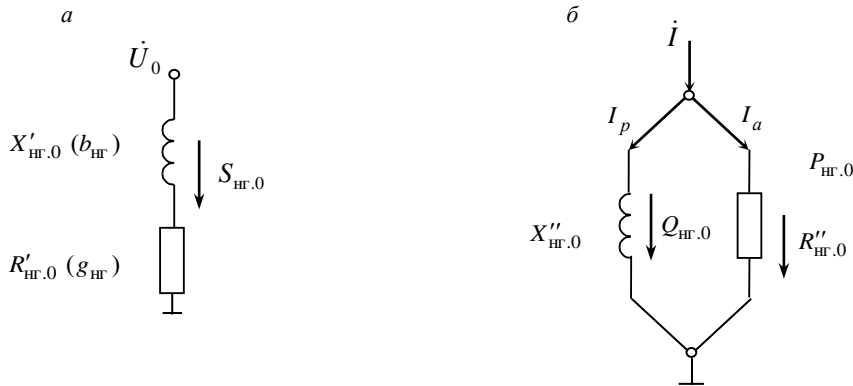


Рис.4.2. Представление нагрузки активным и индуктивным сопротивлениями при включении их последовательно (а) и параллельно (б)

При расчете показателей режимов в СЭС комплексная нагрузка представляется последовательно (рис.4.2, а) или параллельно (рис.4.2, б) соединенными сопротивлениями $R_{нг}$ и $X_{нг}$. Если с изменением напряжения (линейная нагрузка) сопротивления остаются постоянными, то при последовательном соединении

$$R'_{нг.0} = \frac{U_0^2}{S_{нг.0}} \cos \varphi_{нг.0}, \quad (4.17)$$

$$X'_{нг.0} = \frac{U_0^2}{S_{нг.0}} \sin \varphi_{нг.0}, \quad (4.18)$$

где $S_{нг.0}$ – полная мощность при напряжении U_0 в узле СЭС, в котором подключена нагрузка, $S_{нг.0} = P_{нг.0} + jQ_{нг.0}$. Когда нагрузка представляется проводимостями

$$g_{нг} = \frac{P_{нг.0}}{U_0^2}, \quad (4.19)$$

$$b_{нг} = \frac{Q_{нг.0}}{U_0^2}. \quad (4.20)$$

При параллельном соединении сопротивлений $R_{нг}$ и $X_{нг}$ определяются по формулам

$$R''_{нг.0} = \frac{U_0^2}{P_{нг.0}}, \quad X''_{нг.0} = \frac{U_0^2}{Q_{нг.0}}. \quad (4.21)$$

Если необходимо учесть зависимость сопротивлений от напряжения и частоты, то следует использовать статические и динамические характеристики нагрузки. Для комплексной нагрузки статические характеристики могут быть представлены в виде

$$P_{нг} = P_{нг.0} (a_0 + a_1 U + a_2 U^2 + f_p \Delta f); \quad (4.22)$$

$$Q_{нг} = Q_{нг.0} (b_0 + b_1 U + b_2 U^2 + f_Q \Delta f); \quad (4.23)$$

$$a_0 + a_1 + a_2 = 1, \quad b_0 + b_1 + b_2 = 1, \quad (4.24)$$

где $P_{\text{нг.0}}$ и $Q_{\text{нг.0}}$ – потребляемые нагрузкой активная и реактивная мощности при напряжении U_0 и частоте f_0 .

Изменение частоты

$$\Delta f = \frac{f - f_0}{f_0}. \quad (4.25)$$

Регулирующий эффект активной мощности по напряжению

$$k_p = \left. \frac{\partial P_{\text{нг}}}{\partial U} \right|_{f=f_0}.$$

Регулирующий эффект реактивной мощности по напряжению

$$k_Q = \left. \frac{\partial Q_{\text{нг}}}{\partial U} \right|_{f=f_0}.$$

Регулирующий эффект активной мощности по частоте

$$k_{fp} = \left. \frac{\partial P_{\text{нг}}}{\partial f} \right|_{U=U_0}.$$

Регулирующий эффект реактивной мощности по частоте

$$k_{fQ} = \left. \frac{\partial Q_{\text{нг}}}{\partial f} \right|_{U=U_0}.$$

В зависимости от состава комплексной нагрузки при номинальных напряжениях и частоте

$$k_p = 0 \div 3,7; \quad k_Q = 1,5 \div 8; \quad k_{fp} = 1 \div 3; \quad k_{fQ} = - (1 \div 5). \quad (4.26)$$

В тех случаях, когда отклонениями частоты можно пренебречь, статические характеристики нагрузки представляют в виде

$$P_{\text{нг}} = P_{\text{нг.0}}(1 + k_p \Delta U), \quad (4.27)$$

$$Q_{\text{нг}} = Q_{\text{нг.0}}(1 + k_Q \Delta U). \quad (4.28)$$

Величины $P_{\text{нг.0}}$ и $Q_{\text{нг.0}}$ определяются на основе данных о расчетных нагрузках потребителей электрической энергии.

4.3. Алгоритм расчета показателей режимов СЭС

При моделировании режимов СЭС с уровня схем замещения отдельных элементов составляется расчетная схема с помощью объединения схем замещения в соответствии с их электрической связью в реальной схеме. Вид схемы определяется классом задач, для которых она предназначена. При решении широкого круга задач расчетная схема замещения СЭС представляет собой электрическую цепь, в которую кроме активных и реактивных сопротивлений входят идеальные трансформаторы, связывающие между собой части системы различных номинальных напряжений (рис.4.3). Под идеальным трансформатором понимают трансформатор, активное R_T и индуктивное X_T сопротивление которого равно нулю.

Схема замещения с идеальными трансформаторами широко используется при расчетах установившихся режимов СЭС, режимов КЗ и т.п. Результатами расчета являются токи ветвей и напряжения узлов каждой ступени, что весьма удобно для оценки допустимости режима, выбора коммутационной аппаратуры, средств компенсации реактивной мощности. Алгоритм решения задач с уровня

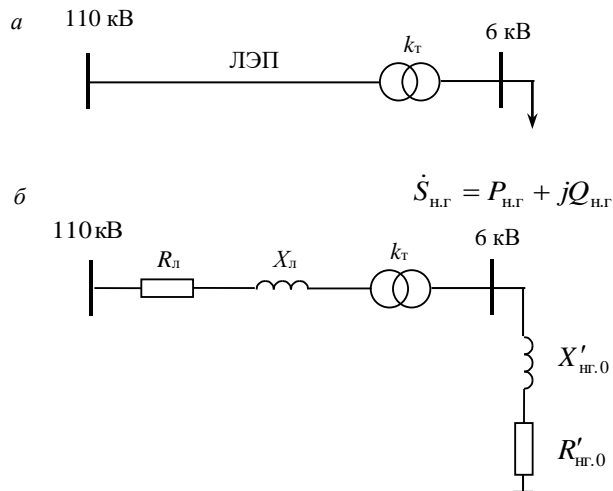


Рис.4.3. Электрическая схема СЭС (а) и ее расчетная схема (б)

схемы замещения СЭС существенно упрощается, если исключить из схемы идеальные трансформаторы, т.е. заменить электромагнитную связь частей системы гальванической. Это можно сделать путем приведения параметров всех элементов системы к одной ступени напряжения.

Для приведения к одной ступени напряжения сопротивлений используются следующие формулы:

$$\overset{\circ}{Z} = Z(k_{т.1}k_{т.2} \dots k_{т.n})^2; \quad (4.29)$$

$$\overset{\circ}{Y} = Y / (k_{т.1}k_{т.2} \dots k_{т.n})^2, \quad (4.30)$$

где $k_{т.1}k_{т.2} \dots k_{т.n}$ – коэффициенты трансформации идеальных трансформаторов на пути между рассматриваемым элементом и базовой ступенью напряжения, т.е. ступенью, к которой приводятся параметры всех элементов СЭС. В качестве базовой ступени может рассматриваться ступень любого напряжения СЭС.

В проектных расчетах точные значения коэффициентов трансформации неизвестны. Поэтому производят приближенное приведение сопротивлений и проводимостей к базовой ступени трансформации по среднеэксплуатационным значениям напряжения отдельных ступеней, которые составляют 157; 115; 37; 21; 10,5; 6,3 кВ. В этом случае приведение сопротивлений и проводимостей к базовой ступени напряжения производится по формулам

$$\overset{\circ}{Z}_j = Z_j \left(\frac{U_{ср.δ}}{U_{ср.j}} \right)^2; \quad (4.31)$$

$$\overset{\circ}{Y}_j = Y_j \left(\frac{U_{ср.δ}}{U_{ср.j}} \right)^2, \quad (4.32)$$

где $U_{ср.δ}$ – среднее значение базисной ступени напряжения; $U_{ср.j}$ – среднее значение той ступени напряжения, на которой включен элемент СЭС.

При расчетах режимов СЭС, когда желательна наглядная оценка результатов и нет необходимости знать фактические значения показателей, целесообразно пользоваться безразмерными величинами в системе относительных единиц (о.е.). Для перевода параметров схемы замещения СЭС и показателей режима в о.е. устанавливаются базовые значения мощности S_6 , напряжения U_6 , тока I_6 и сопротивлений Z_6 . Из четырех базовых величин две являются независимыми (могут выбираться произвольно), две другие определяются из известных соотношений:

$$S_6 = \sqrt{3}U_6I_6, \quad (4.33)$$

$$Z_6 = \frac{U_6}{\sqrt{3}I_6} = \frac{U_6^2}{S_6}. \quad (4.34)$$

Перевод параметров в о.е. производится в соответствии с уравнениями

$$Z_* = Z \left(\frac{U_6}{U_{cp}} \right)^2 / Z_6 = Z \frac{S_6}{U_{cp}^2}; \quad (4.35)$$

$$S_* = \frac{S}{S_6}; \quad (4.36)$$

$$Z_* = \frac{Z_6}{Z_{cp}}. \quad (4.37)$$

Обычно переводу параметров схемы замещения в о.е. предшествует приведение их к базовой ступени напряжения.

Алгоритм моделирования режимов СЭС в общем виде показан на **рис.4.4**. При составлении схемы замещения СЭС исключаются трансформаторные связи расчетной схемы. При эквивалентных преобразованиях последовательно и параллельно соединенные элементы R , L , C и источники питания СЭС. Расчет показателей режимов производится методами, базирующимися на известных положениях ТОЭ с применением ЭВМ.

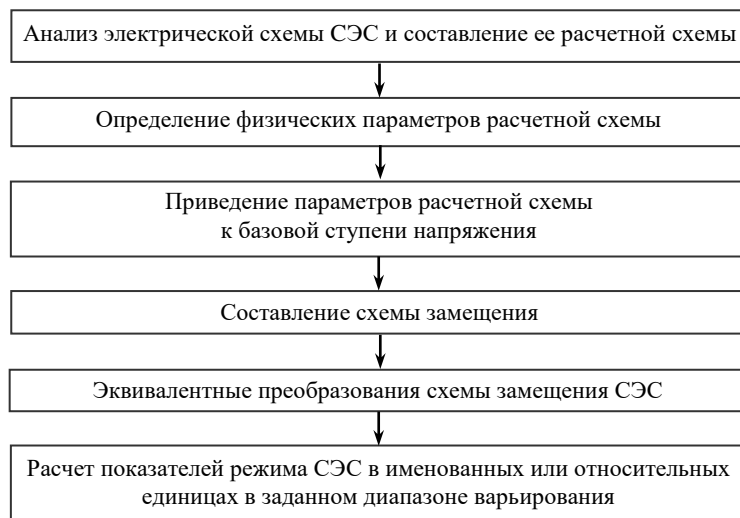


Рис.4.4. Алгоритм моделирования режима СЭС

5. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

5.1. Виды электрических нагрузок

Одной из основных задач, возникающих при проектировании и эксплуатации СЭС, является правильное определение ожидаемых электрических нагрузок. На основании данных об электрических нагрузках на стадии проектирования производится выбор числа, места расположения и мощности трансформаторных подстанций (ТП) и распределительных пунктов (РП), конфигурации и напряжения электрических сетей, сечений проводов воздушных и кабельных линий, уставок устройств защиты, сетевой автоматики и параметров компенсирующих устройств. На стадии эксплуатации данные об электрических нагрузках используются при заключении договоров с питающими энергосистемами и определяют в итоге

энергетическую составляющую затрат на обеспечение производственного процесса.

Энергетические нагрузки характеризуются потребляемыми электроустановками током, активной и реактивной мощностями и энергией. В теории электроснабжения рассматривают номинальные, среднеквадратичные, максимальные и расчетные нагрузки.

5.2. Номинальные мощности и токи

Номинальной установленной мощностью электроприемника (ЭП), предназначенного для работы в длительном режиме, называется мощность, указанная в заводской табличке или паспорте электродвигателя, силового или специального трансформатора, на колбе или цоколе источника света.

Номинальные активная p_n и реактивная q_n мощности и ток i_n указываются при номинальном напряжении U_n . Для синхронных двигателей величина p_n указывается для режима работы с номинальными напряжениями и $\cos\varphi_n = 0,9$ (опережающий). Если приемник потребляет реактивную мощность из сети, то q_n имеет знак «+». Если ЭП генерирует в сеть реактивную мощность, то q_n имеет знак «-». При известных для ЭП p_n , КПД, η_n , $\cos\varphi_n$ номинальные полная, реактивная мощности и ток вычисляются по формулам

$$s_n = \frac{p_n}{(\eta_n \cos\varphi_n)}; \quad (5.1)$$

$$q_n = \sqrt{s_n^2 - p_n^2}; \quad (5.2)$$

$$i_n = \frac{s_n}{(\sqrt{3}U_n)}. \quad (5.3)$$

Для электроприемников, работающих в повторно-кратковременном (ПК) режиме,

$$p_n = p_{\text{пасп}} \sqrt{PB_{\text{пасп}}}, \quad (5.4)$$

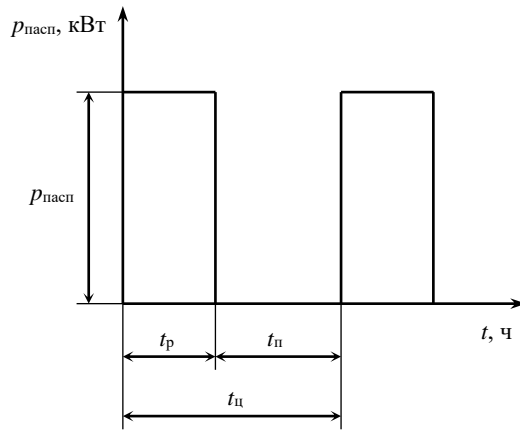


Рис.5.1. Мощность, потребляемая электроприемником в повторно-кратковременном режиме

где $p_{\text{пасп}}$ и $\text{ПВ}_{\text{пасп}}$ – паспортная мощность и продолжительность включения.

Согласно рис.5.1, $\text{ПВ} = \frac{t_p}{t_{\text{ц}}} = \frac{t_p}{t_p + t_{\text{п}}}$, – t_p , $t_{\text{п}}$, $t_{\text{ц}}$ соответственно

во время работы, паузы и цикла.

Реактивная мощность и ток, потребляемые ЭП в ПК режиме,

$$q_{\text{н}} = q_{\text{пасп}} \sqrt{\text{ПВ}_{\text{пасп}}}, \quad (5.5)$$

$$i_{\text{н}} = i_{\text{пасп}} \sqrt{\text{ПВ}_{\text{пасп}}} = \frac{S_{\text{пасп}} \sqrt{\text{ПВ}_{\text{пасп}}}}{\sqrt{3} U_{\text{н}}}. \quad (5.6)$$

Для группы из n электроприемников номинальные установленные активная и реактивная мощности и ток определяются из выражений

$$P_{\text{н}} = \sum_{i=1}^n p_{\text{н},i}; \quad Q_{\text{н}} = \sum_{i=1}^n q_{\text{н},i}; \quad I_{\text{н}} = \sum_{i=1}^n i_{\text{н},i}. \quad (5.7)$$

5.3. Средние активная и реактивная мощности

В условиях эксплуатации потребляемые отдельными ЭП мощности и токи непрерывно изменяются из-за непостоянства нагрузки и напряжения в сети. Поэтому в качестве основной характеристики нагрузки рассматривают потребляемые за некоторый отрезок времени t_c средние активную и реактивную мощности:

$$P_c = \frac{1}{t_c} \int_0^{t_c} P(t) dt ; \quad (5.8)$$

$$Q_c = \frac{1}{t_c} \int_0^{t_c} Q(t) dt , \quad (5.9)$$

где $P(t)$ и $Q(t)$ – текущие значения активной и реактивной мощности, потребляемой ЭП.

Время осреднения t_c в зависимости от целей определения средних значений может принимать значения 3 мин, 15 мин, 30 мин, сутки, месяц, год или другие значения. Например, при оперативном управлении электропотреблением $t_c \leq 3$ мин.

5.4. Среднеквадратичные нагрузки

Среднеквадратичные нагрузки вычисляют по формулам

$$P_d = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2(t) dt} ; \quad (5.10)$$

$$Q_d = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T Q^2(t) dt} ; \quad (5.11)$$

$$I_d = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I^2(t) dt} ; \quad (5.12)$$

$$I(t) = \frac{\sqrt{P^2(t) + Q^2(t)}}{\sqrt{3}U(t)}; \quad (5.13)$$

где T – верхний предел интегрирования при определении средне-квадратичных активной и реактивной мощностей и тока; $U(t)$ и $I(t)$ – текущие действующие значения напряжения и тока.

5.5. Максимальные нагрузки

В зависимости от продолжительности осреднения различают следующие виды максимальных нагрузок:

- максимальные средние нагрузки с периодом осреднения 10, 30, 60 мин. и т.д. По величине этих нагрузок производится выбор элементов системы электроснабжения по условиям нагрева. Максимальная средняя нагрузка с периодом осреднения 30 мин используется при заключении договоров на электроснабжение с питающей энергосистемой;
- максимальные кратковременные (пиковые) нагрузки длительностью 1-10 с, возникающие при пусках и самозапусках электродвигателей, АПВ и АВР и приводящие к значительным потерям напряжения в питающей сети. Величины максимальных кратковременных нагрузок используются при выборе уставок релейной защиты и сетевой автоматики.

5.6. Расчетные электрические нагрузки

В качестве расчетной электрической нагрузки обычно рассматривают максимальную из средних нагрузок с периодом осреднения 30 мин за весь календарный срок эксплуатации электрооборудования. Выбор периода осреднения, равного 30 мин, объясняется тем, что установившийся нагрев проводов, кабелей и электроприемников наступает спустя 30 мин после начала протекания через них тока. Действительно, изменение нагрева указанных элементов приближенно описывается экспоненциальной зависимостью

$$Q = Q_{уст} \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_n}}\right), \quad (5.14)$$

где Q и $Q_{уст}$ – текущее и установившееся значение температуры; τ_n – постоянная времени нагрева элементов СЭС, обычно $\tau_n \leq 10$ мин.

При определении расчетной нагрузки трансформаторов учитывают, что они имеют значительно большую, чем проводники и аппараты, постоянную времени нагрева, измеряемую в часах. Благодаря этому трансформаторы допускают значительные перегрузки в экстремальных режимах работы энергосистемы.

Таким образом, расчетная нагрузка является определяющей при выборе сечений проводов, кабелей, аппаратов и трансформаторов по условию нагрева. Для определения расчетной нагрузки необходимо иметь информацию о графиках нагрузки отдельных электроприемников и потребителей в целом.

5.7. Графики электрических нагрузок

Графические зависимости активной и реактивной мощности и тока от времени называются графиками активной и реактивной мощности и тока (графиками нагрузки). Графики нагрузки регистрируются с помощью записывающих приборов (рис.5.2) или строятся по показаниям счетчиков.

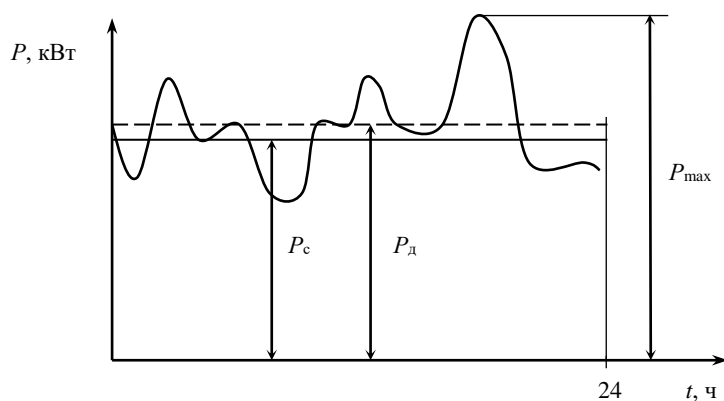


Рис.5.2. График нагрузки промышленного предприятия, построенный по показаниям измерительных приборов

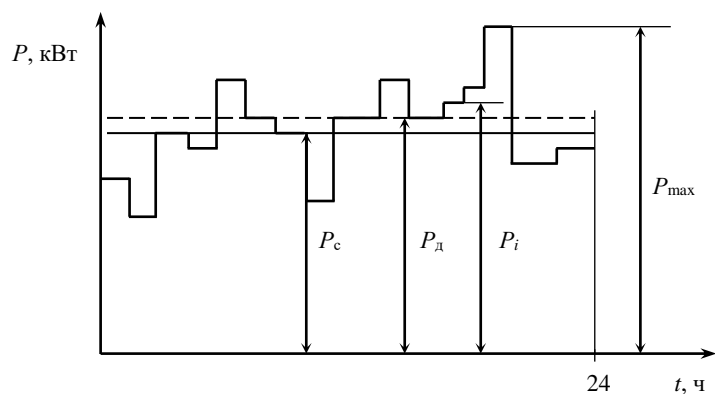


Рис.5.3. Суточный график нагрузки промышленного предприятия

При регистрации данных об электропотреблении по показаниям электросчетчиков график нагрузки получается ступенчатым. Например, суточный график (рис.5.3) с интервалом снятия показаний (осреднения) 30 мин может содержать до 48 ступеней. Ординаты графика определяются по формуле

$$P_i = \frac{W_i - W_{i-1}}{\Delta t_i}, \quad (5.15)$$

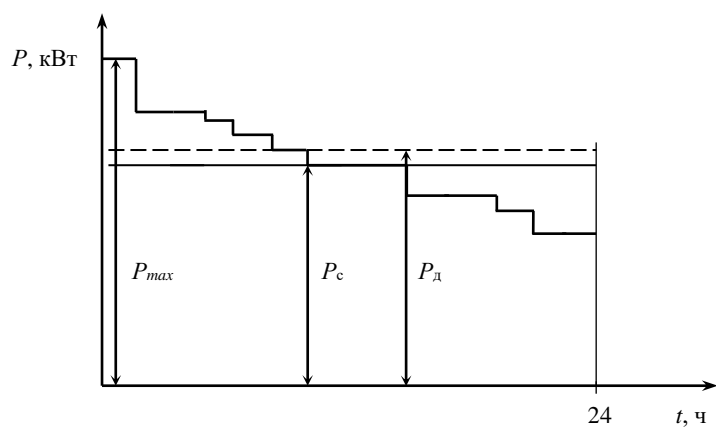


Рис.5.4. График нагрузки промышленного предприятия по продолжительности

где W_i и W_{i-1} – показания счетчиков в i -й и $i-1$ -й интервалы времени; Δt_i – интервал времени между снятием показаний W_i и W_{i-1} .

При $\Delta t_i = 0,5$ ч выражение для определения i -й ординаты графика приобретает вид

$$P_i = 2 (W_i - W_{i-1}). \quad (5.16)$$

На рис.5.2 и 5.3 приведены графики нагрузки для активной мощности. Однако они также допустимы для графиков реактивной мощности и тока.

Используя графики нагрузки на рис.5.2 и 5.3, строят графики нагрузки по продолжительности (рис.5.4), которые получаются из суточных графиков суммированием продолжительностей существования каждой из мощностей (токов). Ординате графика по продолжительности соответствует суммарное время, в течение которого нагрузка будет не ниже интересующей нас величины.

5.8. Показатели, характеризующие графики электрических нагрузок

Площадь, ограниченная графиком нагрузки по продолжительности и осями координат, равна в принятом масштабе к потреблению активной энергии (киловатт-час) и реактивной энергии (киловар-час) за соответствующее время. Отношение расхода энергии к периоду T , за который снят график нагрузки (обычно 24 ч),

$$P_c = \frac{W_a}{T}, \quad (5.17)$$

$$Q_c = \frac{W_p}{T}. \quad (5.18)$$

Для характеристики графиков нагрузки применяют следующие показатели:

- коэффициенты заполнения графиков активной и реактивной нагрузки

$$K_{з.а} = \frac{P_c}{P_m}, \quad (5.19)$$

$$K_{з.р} = \frac{Q_c}{P_m}; \quad (5.20)$$

- коэффициенты максимума

$$K_{маха} = \frac{P_m}{P_c} = \frac{1}{K_{з.а}}, \quad K_{макр} = \frac{Q_m}{Q_c} = \frac{1}{K_{з.р}}; \quad (5.21)$$

- число часов использования максимума активной и реактивной нагрузки, равное отношению расхода энергии за соответствующее время к величине максимума нагрузки,

$$T_{и.а} = \frac{W_a}{P_m} = \frac{P_c T}{K_{маха} P_c} = \frac{T}{K_{маха}} = K_{з.а} T, \quad (5.22)$$

$$T_{и.р} = K_{з.р} T; \quad (5.23)$$

- коэффициенты формы графиков

$$K_{ф.а} = \frac{P_d}{P_c}, \quad K_{ф.р} = \frac{Q_d}{Q_c}; \quad (5.24)$$

- среднеквадратичные нагрузки для группы из n ЭП

$$P_d = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n P_k^2}{n}}, \quad Q_d = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n Q_k^2}{n}}, \quad (5.25)$$

где n – число отрезков времени, на которые разделен график нагрузки по продолжительности, $n = T/\Delta t$.

Для горной промышленности $T_{и.а} = 3000 \div 5000$ ч/г и в значительной мере зависит от организации работ на предприятии. Коэффициент формы графика активной нагрузки предприятий горно-промышленного комплекса стабилен: от 1,02 до 1,15.

Для полной характеристики графика нагрузки вводятся показатели, определяющие его связь с числом и номинальными мощностями ЭП. Такими показателями являются:

- коэффициенты загрузки электроприемников по активной и реактивной мощности

$$K_{зг.а} = \frac{P_c}{P_H}; \quad K_{зг.р} = \frac{Q_c}{Q_H}, \quad (5.26)$$

где p_c и q_c – средние активная и реактивная мощности, потребляемые отдельными электроприемниками;

- коэффициенты использования активной и реактивной мощности потребителей

$$K_{и.а} = \frac{P_c}{\sum_{k=1}^m p_{н.к}}; \quad K_{и.р} = \frac{Q_c}{\sum_{k=1}^m q_{н.к}}, \quad (5.27)$$

где $p_{н.к}$ и $q_{н.к}$ – номинальная активная и реактивная мощность k -го электроприемника; m – число электроприемников в составе потребителя;

- коэффициенты спроса активной и реактивной мощности

$$K_{с.а} = \frac{P_M}{\sum_{k=1}^m p_{н.к}}; \quad K_{с.р} = \frac{Q_M}{\sum_{k=1}^m q_{н.к}}. \quad (5.28)$$

Преобразуя выражения (5.28), получим

$$K_{с.а} = \frac{P_M P_c}{P_c \sum_{k=1}^m p_{н.к}} = K_{маха} K_{и.а}, \quad (5.29)$$

$$K_{с.р} = \frac{Q_M Q_c}{Q_c \sum_{k=1}^m q_{н.к}} = K_{маха} K_{и.р}. \quad (5.30)$$

Таким образом, коэффициент спроса является обобщенным показателем, учитывающим степень загрузки электроприемников и их участие в максимуме нагрузки потребителя (предприятия, цеха).

5.9. Определение расчетных нагрузок по установленной мощности и коэффициенту максимума (метод упорядоченных диаграмм)

Данный метод является основным при разработке технических и рабочих проектов. По этому методу электроприемники потребителя объединяются в группы с однородным режимом (с одинаковыми $K_{и.а}$ и $\text{tg}\varphi$). Для каждой n -й группы средние активная и реактивная мощности

$$P_{с.н} = K_{и.а} \sum_{k=1}^m p_{н.к}, \quad (5.31)$$

$$Q_{с.н} = P_{с.н} \text{tg}\varphi. \quad (5.32)$$

Затем определяются средние активная и реактивная мощности потребителя:

$$P_c = \sum_{n=1}^f P_{с.н}; \quad Q_c = \sum_{n=1}^f Q_{с.н}, \quad (5.33)$$

где f – число групп ЭП с однородными режимами в составе потребителя.

Далее вычисляют коэффициент использования активной мощности потребителя

$$K_{и.а} = \frac{P_c}{\sum_{i=1}^f \sum_{i=1}^m p_{н.и.ф}} \quad (5.34)$$

и эффективное число ЭП

$$n_{\text{э}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^f \sum_{i=1}^m p_{н.и.ф} \right)^2}{\sum_{i=1}^f \sum_{i=1}^m p_{н.и.ф}^2}, \quad (5.35)$$

где $P_{н.и.f}$ – номинальная активная мощность i -го ЭП в f -й группе ЭП с однородным режимом.

Если $P_{н.маx}/P_{н.мин} > 3$ и $K_{и.а} \geq 0,2$, то

$$n_3 = \frac{2 \sum_{i=1}^f \sum_{i=1}^m P_{н.и.f}}{P_{н.маx}}. \quad (5.36)$$

Средневзвешенный $\text{tg}\varphi_{\text{ср.вз}}$ потребителя

$$\text{tg}\varphi_{\text{ср.вз}} = \frac{Q_c}{P_c}. \quad (5.37)$$

Затем с помощью зависимостей (рис.5.5 или табл.5.1) находят коэффициенты максимума $K_{\text{маx а}}$. Расчетные активная и реактивная нагрузки вычисляют по формулам

$$P_p = K_{\text{маx а}} P_c, \quad Q_p = P_p \text{tg}\varphi_{\text{ср.вз}}. \quad (5.38)$$

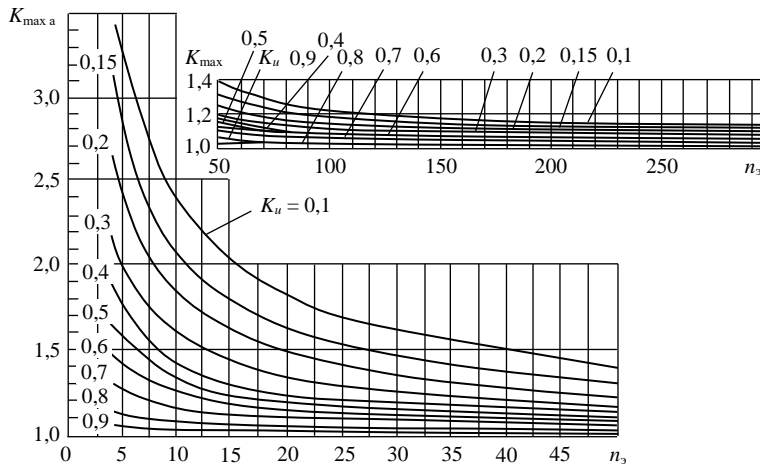


Рис.5.5. Зависимости коэффициента максимума $K_{\text{маx а}}$ от эффективного числа электроприемников n_3

Таблица 5.1

Зависимость $K_{\max a}$ от n и $K_{н.а}$

Эффективное число электроприемников, n	Коэффициент максимума $K_{\max a}$ при $K_{н.а}$									
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14	1,05
5	3,23	2,87	2,42	2,00	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12	1,04
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,10	1,04
7	2,88	2,48	2,10	1,80	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09	1,04
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,40	1,30	1,20	1,08	1,04
9	2,56	2,2	1,90	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08	1,03
10	2,42	2,1	1,84	1,60	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07	1,03
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07	1,03
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07	1,03
20	1,84	1,65	1,50	1,34	1,24	1,20	1,15	1,11	1,06	1,03
25	1,71	1,55	1,40	1,28	1,21	1,17	1,14	1,10	1,06	1,03
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,10	1,05	1,03
40	1,50	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	1,02
50	1,40	1,30	1,23	1,16	1,14	1,11	1,10	1,08	1,04	1,02
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03	1,02
80	1,25	1,20	1,15	1,11	1,10	1,10	1,08	1,06	1,03	1,02
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02	1,02
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
300	1,12	1,10	1,07	1,06	1,04	1,04	1,04	1,03	1,01	1,01

5.10. Определение расчетной мощности по коэффициенту спроса

По этому методу для n -й группы из m ЭП с однородным режимом расчетные активная и реактивная мощности определяются по формулам

$$P_{p,n} = K_{с.н} \sum_{k=1}^m p_{н,k}; \quad (5.39)$$

$$Q_{p,n} = P_{p,n} \operatorname{tg} \varphi_n, \quad (5.40)$$

где $K_{с.н}$ и $\operatorname{tg} \varphi_n$ – коэффициент спроса и $\operatorname{tg} \varphi$ n -й группы ЭП с однородным режимом; $p_{н,k}$ – номинальная мощность k -го ЭП n -й группы.

Расчетные активная и реактивная мощности потребителя вычисляются из выражений

$$P_p = K_{p.\max a} \sum_{i=1}^f P_{p.i}, \quad (5.41)$$

$$Q_p = K_{p.\max p} \sum_{i=1}^f P_{p.i} \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (5.42)$$

где $K_{p.\max a}$ и $K_{p.\max p}$ – коэффициенты разновременности максимумов активной и реактивной мощности групп ЭП с однородным режимом; f – число групп ЭП с однородными режимами в составе потребителя.

Данный метод является наиболее простым по сравнению с рассмотренными, но менее точным. Метод широко применяется в приближенных расчетах. Величины коэффициентов спроса и $\operatorname{tg} \varphi$ для различных ЭП, полученные на основании статических исследований, приводятся в справочной литературе.

Расчетные нагрузки могут быть также определены статистическим методом, по величине удельного расхода электроэнергии на единицу продукции и другим интегральным показателем технологических процессов. Однако рассмотренные выше методы применяются чаще, так как обеспечивают достаточную для предварительных расчетов точность при минимуме данных об электроприемниках.

5.11. Определение расчетной нагрузки, создаваемой однофазными ЭП

Однофазные ЭП, включенные на фазные или линейные напряжения и распределенные по фазам с неравномерностью не более 15 %, учитываются как трехфазные с расчетной мощностью, равной сумме мощностей, подключенных к каждой фазе. Неравномерность нагрузки определяется по формуле

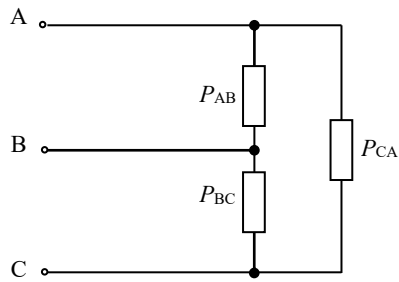


Рис.5.6. Схема включения однофазных нагрузок на линейное напряжение

$$\Delta P_{\text{н.р}} = \frac{P_{\phi.\text{max}} - P_{\phi.\text{min}}}{P_{\phi.\text{min}}} 100 \% , \quad (5.43)$$

где $P_{\phi.\text{max}}$ и $P_{\phi.\text{min}}$ – однофазная нагрузка наиболее и наименее загруженных фаз.

Если неравномерность однофазных нагрузок превышает 15 %, то расчетная нагрузка, создаваемая однофазными ЭП,

$$P_p = 3P_{\phi.\text{max}}. \quad (5.44)$$

При включении однофазных нагрузок на линейное напряжение (рис.5.6) нагрузка каждой фазы определяется как полусумма нагрузок, непосредственно подключенных к ней,

$$P_A = \frac{P_{AB} + P_{CA}}{2}; \quad P_B = \frac{P_{AB} + P_{BC}}{2}; \quad P_C = \frac{P_{CA} + P_{BC}}{2}. \quad (5.45)$$

6. КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ В СЭС

6.1. Виды коротких замыканий и их относительная вероятность

Короткие замыкания (КЗ) являются наиболее опасным видом переходных процессов в СЭС, так как сопровождаются резким увеличением тока. Знание величины тока КЗ необходимо для правильного выбора электрооборудования СЭС и уставок релейной защиты.

Различают следующие виды коротких замыканий:

1. Трехфазное симметричное КЗ, возникающее при одновременном замыкании всех трех фаз (рис.6.1).

Относительная вероятность этого вида КЗ от общего числа 1-7 %. Действующее значение периодической составляющей трехфазного симметричного КЗ

$$I^{(3)} = \frac{U}{Z_1}, \quad (6.1)$$

где U – напряжение фазы источника питания; Z_1 – сопротивление прямой последовательности короткозамкнутой цепи СЭС.

2. Двухфазное (несимметричное) КЗ, возникающее при замыкании двух фаз (рис.6.2).

Действующее значение периодической составляющей двухфазного КЗ

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3}U}{Z_1 + Z_2}, \quad (6.2)$$

где Z_2 – сопротивление обратной последовательности короткозамкнутой цепи СЭС. Относительная вероятность данного вида КЗ 2-13 %.

3. Короткое замыкание на землю в системе с глухозаземленной нейтралью (рис.6.3).

Действующее значение тока КЗ в системе с глухозаземленной нейтралью

$$I^{(1)} = \frac{U}{Z_1 + Z_2 + Z_0}, \quad (6.3)$$

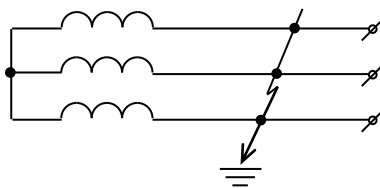


Рис.6.1. Схема трехфазного симметричного КЗ

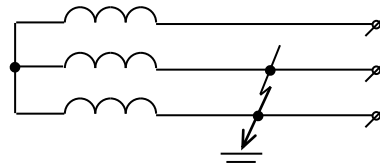


Рис.6.2. Схема двухфазного (несимметричного) КЗ

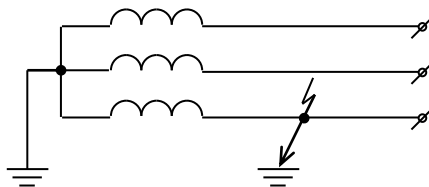


Рис.6.3. Схема однофазного КЗ на землю

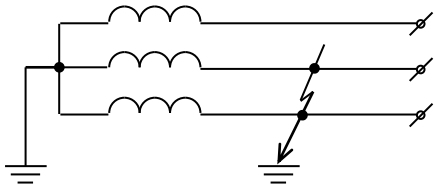


Рис.6.4. Схема двухфазного КЗ на землю

где Z_0 – сопротивление нулевой последовательности короткозамкнутой цепи СЭС. Относительная вероятность данного вида КЗ 60-92 %.

4. Двухфазное КЗ на землю в системах с глухозаземленной нейтралью (рис.6.4). Относительная вероятность данного вида КЗ 5-20 %.

Поскольку сопротивления прямой и обратной последовательности в СЭС примерно одинаковы, то с достаточной для практики точностью можно считать

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3}U}{2Z_1}, \quad I^{(1)} = \frac{U}{2Z_1 + Z_0}. \quad (6.4)$$

Из сопоставления величин $I^{(3)}$, $I^{(2)}$, $I^{(1)}$ вытекает, что при одной и той же величине U наибольшее значение периодической составляющей тока КЗ возможно при трехфазном симметричном КЗ. Поэтому величина ударного тока трехфазного симметричного КЗ и его термического действия используется при выборе устройств СЭС.

6.2. Источники питания места КЗ

Основными источниками питания места КЗ являются турбо- и гидрогенераторы электростанций. В качестве дополнительных генерирующих источников рассматривают синхронные компенсаторы и электродвигатели напряжением свыше 1000 В, если они непосредственно связаны с местом КЗ кабельными линиями, токопроводами или через линейные реакторы. Подпитывающее действие электродвигателей учитывается только в начальный момент КЗ.

В зависимости от характера изменения напряжения источника питания изменяется процесс протекания КЗ. Различают следующие три характерных случая КЗ:

- при питании от энергосистемы;
- при питании от генератора без автоматического регулирования тока возбуждения (АРВ);
- при питании от генератора с АРВ.

6.3. Трехфазное симметричное КЗ при питании от энергосистемы

Под термином энергосистема или энергетическая система понимают мощный источник питания, напряжение на шинах которого постоянно при любых изменениях режима сети: сбросах-набросах нагрузки, перегрузке или КЗ в СЭС.

Внутреннее сопротивление энергосистемы много меньше сопротивления цепи КЗ в пределах СЭС. Как правило, процессы при КЗ в СЭС промышленных предприятий могут рассматриваться при условии, что источником электроснабжения является энергосистема.

Рассмотрим процесс протекания трехфазного симметричного КЗ в цепи (рис.6.5).

Как известно из курса ТОЭ, мгновенное значение тока трехфазного симметричного КЗ определяется из выражения

$$i^{(3)} = i_n^{(3)} + i_a^{(3)} = \frac{U_m}{Z_1} \left[\sin(\omega t + \alpha - \varphi_1) - \sin(\alpha - \varphi_1) e^{-\frac{t}{T_a}} \right], \quad (6.5)$$

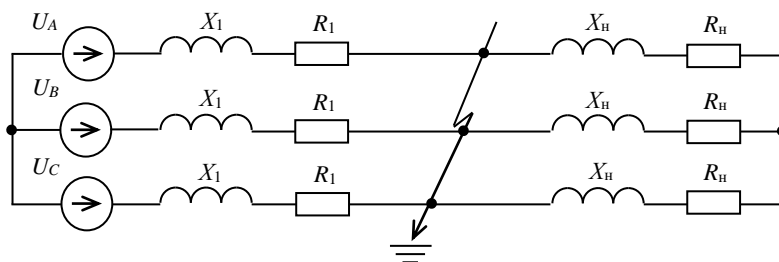


Рис.6.5. Расчетная схема трехфазного симметричного КЗ

где $i_{\Pi}^{(3)}$ и $i_a^{(3)}$ – периодическая и аperiodическая составляющие тока трехфазного симметричного КЗ; U_m – амплитуда фазного напряжения источника; ω – угловая частота; t – текущее время; φ_1 – угол сдвига фаз между напряжением и током, $\varphi_1 = \arctg X_1 / R_1$; R_1 , X_1 – активное и реактивное сопротивление прямой последовательности цепи СЭС (в дальнейшем упоминания о последовательности опускаются); T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, $T_a = X_1 / \omega R_1$.

При КЗ угол φ_1 приближается к 90° . Максимальная величина тока $I^{(3)}$ будет иметь место при $t = 0,01$ с и $\alpha = k\pi$, где $k = 0, 1, 2, \dots$, если КЗ возникает в момент, когда напряжение переходит через нулевое значение (рис.6.6).

Максимальная величина модуля тока $I^{(3)}$ называется ударным током КЗ:

$$i_y = \sqrt{2}I^{(3)} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right) = \sqrt{2}I^{(3)}k_y, \quad (6.6)$$

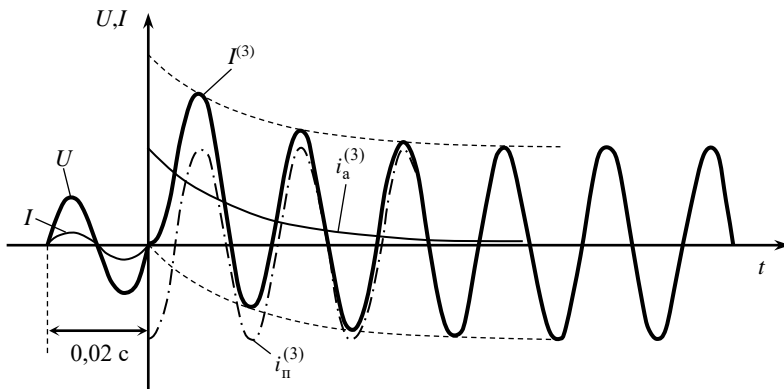


Рис.6.6. Характер переходного процесса при трехфазном симметричном КЗ и питании от энергосистемы

где $I^{(3)}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ;
 k_y – ударный коэффициент, в электроустановках напряжением выше 1000 В $k_y = 1,8 \div 1,3$, до 1000 В $k_y = 1,0 \div 1,3$.

Для гарантированного определения максимальной величины i_y значение T_a принимают равным 0,05 с. При таком допущении

$$k_y = 1 + e^{\frac{0,01}{0,05}} = 1,8, \quad i_y = 1,8\sqrt{2}I^{(3)} = 2,55I^{(3)}. \quad (6.7)$$

Действующее значение ударного тока

$$I_y = \sqrt{\left(I^{(3)}\right)^2 + I_a^2}, \quad (6.8)$$

где $I_a = i_y - \sqrt{2}I^{(3)} = \sqrt{2}I^{(3)}k_y - \sqrt{2}I^{(3)} = \sqrt{2}I^{(3)}(k_y - 1)$.

Максимальная величина ударного тока

$$I_y = \sqrt{\left(I^{(3)}\right)^2 + 2\left(I^{(3)}\right)^2(k_y - 1)^2} = I^{(3)}\sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 1,51I^{(3)}. \quad (6.9)$$

6.4. Особенности протекания процесса трехфазного КЗ при питании от генератора

Трехфазное КЗ при питании от генератора без АРВ. Характер процесса протекания трехфазного КЗ при питании от генератора без АРВ показан на **рис.6.7**.

Результирующий магнитный поток синхронного генератора по продольной оси в режиме КЗ

$$\Phi_0 = \Phi_v - \Phi_{пр} + \Phi_{св}, \quad (6.10)$$

где Φ_v – составляющая магнитного потока, создаваемая обмоткой возбуждения; $\Phi_{пр}$, $\Phi_{св}$ – принужденная и свободная составляющие магнитного потока, создаваемого обмоткой якоря.

С ростом t уменьшаются составляющие $\Phi_{св}$, Φ_0 и, следовательно, ЭДС генератора. Поэтому уменьшается переходная составляющая тока КЗ $I_{п}$. Свободные токи затухают через $t = 0,4 \div 0,5$ с.

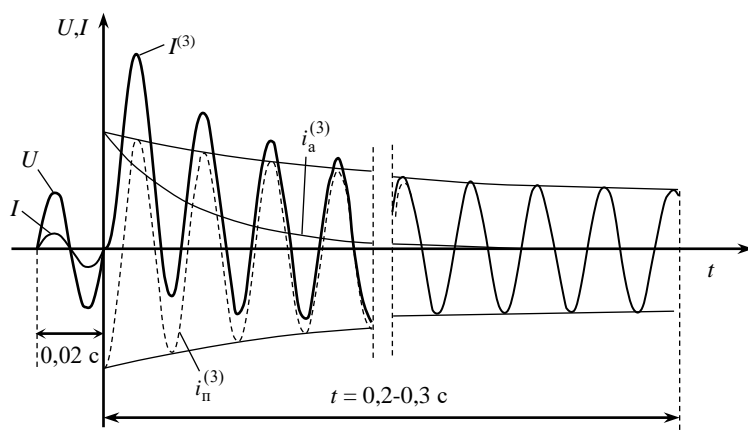


Рис.6.7. Характер переходного процесса при трехфазном КЗ и питании от генератора без АРВ

Трехфазное КЗ при питании от генератора с АРВ. Современные генераторы снабжены устройствами АРВ. Поэтому в результате действия АРВ при КЗ увеличивается ток возбуждения и ЭДС (рис.6.8). Действие АРВ сказывается через 0,2-0,3 с после начала КЗ. Полная длительность переходного процесса 3-5 с.

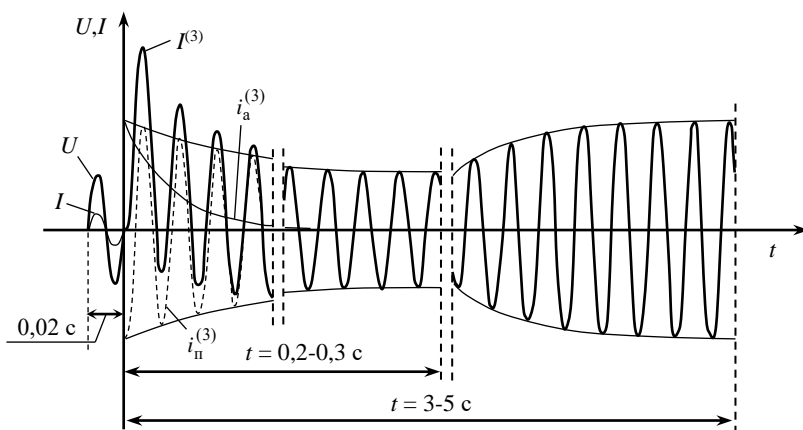


Рис.6.8. Характер переходного процесса при трехфазном КЗ и питании от генератора с АРВ

6.5. Расчет токов трехфазного КЗ в сетях напряжением выше 1000 В

Алгоритм и допущения, принимаемые при расчете тока КЗ.

Расчет тока КЗ выполняется при следующих допущениях:

- не учитываются ток нагрузки, ток холостого хода (ХХ) трансформатора, емкостные проводимости воздушных линий, насыщение магнитных систем генераторов, трансформаторов и электродвигателей;
- влияние активного сопротивления СЭС на периодическую составляющую тока КЗ учитывается тогда, когда оно превышает 30-35 % суммарного индуктивного сопротивления СЭС;
- активное сопротивление цепи КЗ учитывают при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ;
- синхронные компенсаторы и электродвигатели напряжением свыше 1000 В рассматриваются как дополнительные источники питания, если они связаны с местом КЗ непосредственно воздушными или кабельными линиями, токопроводами или через линейные реакторы. Подпитывающее действие электродвигателей учитывается только в начальный момент КЗ. В последующие моменты КЗ электродвигатели учитываются в виде пассивных элементов.

Расчет тока КЗ производится в соответствии с алгоритмом, приведенном на рис.4.4.

Расчетная схема (рис.6.9) составляется на основе анализа схемы электроснабжения промышленного предприятия в зависимости от целей расчета и представляет собой однолинейную электрическую схему. На расчетной схеме указывают все источники питания точки КЗ, линии электропередачи, трансформаторы, реакторы, установки продольной и поперечной компенсации, а также основные параметры перечисленных элементов. Коммутационные аппараты на расчетной схеме не приводятся.

Синхронные генераторы, компенсаторы и электродвигатели напряжением свыше 1000 В при КЗ рассматриваются как источники питания с напряжением, равным сверхпереходной ЭДС E'' , и внутренним сопротивлением, равным сверхпереходному индуктивному

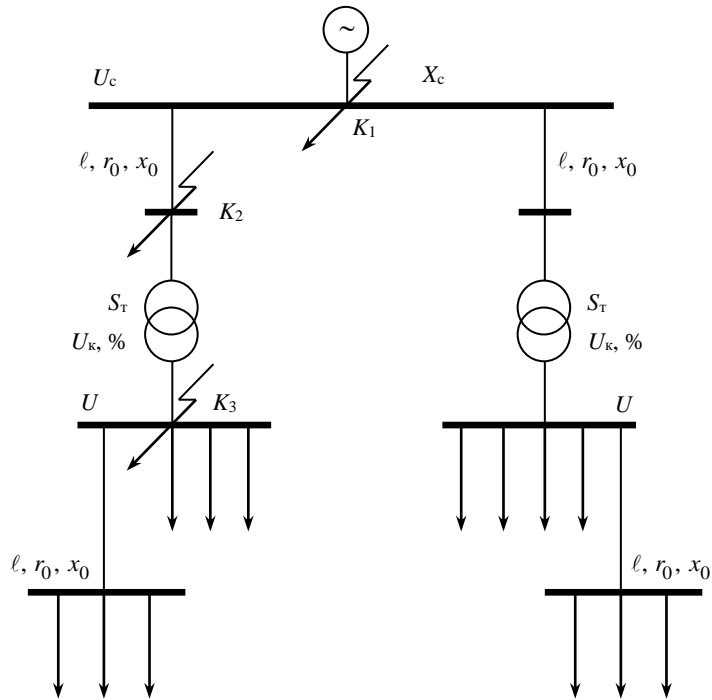


Рис.6.9. Пример расчетной схемы СЭС при вычислении токов КЗ

сопротивлению по продольной оси X_d'' . Для них на расчетной схеме указываются $E_{*(H)}''$, U_{cp} , $X_{d*(H)}''$ в относительных единицах. Величины $E_{*(H)}''$ и $X_{d*(H)}''$ принимают по [табл.6.1](#) или вычисляют в каждом конкретном случае. В относительных номинальных единицах сверхпереходное индуктивное сопротивление электродвигателей может быть принято равным

$$X_{d*(H)} = \frac{1}{k_{пл}}, \quad (6.11)$$

где $k_{пл}$ – кратность пускового тока.

Таблица 6.1

**Средние значения сверхпереходных
сопротивлений $X''_{d*(н)}$ и ЭДС $E''_{*(н)}$ в относительных единицах**

Тип машины	$X''_{d*(н)}$	$E''_{*(н)}$
Турбогенераторы мощностью, МВт:		
до 100	0,125	1,08
более 100	0,2÷0,29	1,13÷1,18
Гидрогенераторы:		
с демпферными обмотками	0,2	1,13
без демпферных обмоток	0,27	1,18
Синхронный компенсатор	0,2	1,2
Синхронный двигатель	0,2	1,1
Асинхронный двигатель	0,2	0,9

Переход от относительных единиц к физическим при допущении, что среднее напряжение ступени равно номинальному напряжению элемента, производится по формулам

$$E'' = E''_{*(н)} U_{\text{ср}}; \quad Z_{\text{н}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} I_{\text{н}}} = \frac{U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{н}}}, \quad (6.12)$$

$$X''_d = X''_{d*(н)} Z_{\text{н}} = X''_{d*(н)} \frac{U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{н}}}, \quad (6.13)$$

где $S_{\text{н}}$ – номинальное значение мощности; $U_{\text{ср}}$ – среднее значение напряжения элемента цепи КЗ.

Схема замещения (рис.6.10) при расчете тока КЗ в физических единицах составляется по расчетной схеме. При этом исключаются трансформаторные связи между элементами расчетной схемы. Рядом с каждым элементом схемы в числителе указывается его порядковый номер, а в знаменателе – величина сопротивления в омах, приведенная к базовой ступени. В качестве базовой ступени принимают ступень, на которой рассчитывается ток КЗ. Приведенные к базовой ступени трансформации параметры электрической схемы замещения вычисляются в соответствии с данными, приведенными в разделе 4.

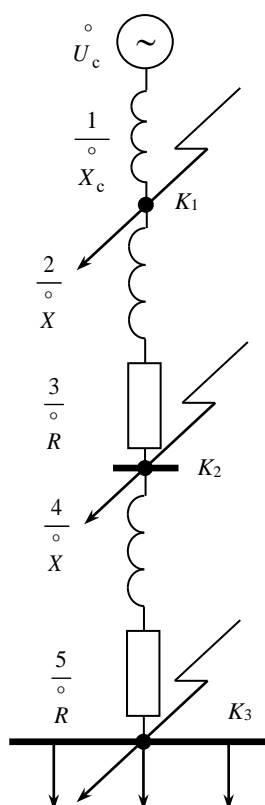


Рис.6.10. Расчетная схема замещения

После определения приведенных ЭДС, напряжений и сопротивлений схема замещения упрощается и сворачивается относительно точки КЗ. При этом используются свойства параллельного и последовательного соединения элементов, метод узловых потенциалов, метод наложения, преобразования звезды в треугольник и наоборот.

Расчет тока КЗ в физических единицах. После этапа преобразования цепь замещения соответствует схеме на рис.6.11. Сопротивления определяют по формулам

$$\overset{\circ}{R}_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \overset{\circ}{R}_i, \quad \overset{\circ}{X}_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \overset{\circ}{X}_i, \quad (6.14)$$

где n — число последовательно соединенных элементов от источника питания до точки КЗ.

Если $\frac{\overset{\circ}{R}_{\Sigma}}{\overset{\circ}{X}_{\Sigma}} \geq 0,3$, то периодическая составляющая тока КЗ

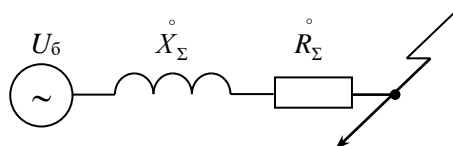


Рис.6.11. Преобразованная расчетная схема цепи КЗ

$$I^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} Z_{\Sigma}} = \frac{U_6}{\sqrt{3 \left(\overset{\circ}{R}_{\Sigma}^2 + \overset{\circ}{X}_{\Sigma}^2 \right)}}.$$

Если $\frac{\overset{\circ}{R}_{\Sigma}}{\overset{\circ}{X}_{\Sigma}} \leq 0,3$, то

$$I^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} X_{\Sigma}}.$$

Ударный коэффициент

$$K_y = 1 + e^{\frac{0,01\omega R_{\Sigma}}{X_{\Sigma}}}, \quad (6.15)$$

ударный ток

$$I_y = \sqrt{2} I^{(3)} K_y. \quad (6.16)$$

При расчете тока КЗ в относительных единицах учитывают типовые характеристики источников и оборудования. За базовую мощность S_6 принимают 100 МВ·А, 1000 МВ·А или номинальную мощность какого-либо элемента системы, если она повторяется в расчетах несколько раз, или суммарную рабочую мощность энергосистемы, от которой осуществляется электро-снабжение предприятия.

За базисное напряжение U_6 принимают среднее напряжение ступени, на которой определяют ток КЗ.

Расчет тока КЗ в относительных единицах производится в соответствии с алгоритмом, приведенным на рис.4.4. В результате эквивалентных преобразований схемы замещения определяются суммарные активное $R_{*\Sigma}$, индуктивное $X_{*\Sigma}$ и полное $Z_{*\Sigma}$ сопротивления цепи КЗ.

Ток КЗ в относительных единицах, если $R_{*\Sigma}/X_{*\Sigma} \geq 0,3$,

$$I_*^{(3)} = \frac{U_*}{\sqrt{3}Z_{*\Sigma}} = \frac{U_*}{\sqrt{3(R_{*\Sigma}^2 + X_{*\Sigma}^2)}}. \quad (6.17)$$

Если $R_{*\Sigma}/X_{*\Sigma} < 0,3$, то

$$I_*^{(3)} = \frac{U_*}{X_{*\Sigma}}; \quad (6.18)$$

$$I_*^{(3)} = \frac{I_*^{(3)}}{I_6} \cdot \frac{\sqrt{3}U_6}{\sqrt{3}U_6} = \frac{S^{(3)}}{S_6} = S_*, \quad (6.19)$$

т.е. в системе относительных единиц ток и мощность КЗ равны.

Ударный коэффициент

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0.01\omega R_{*\Sigma}}{X_{*\Sigma}}}, \quad (6.20)$$

ударный ток

$$I_* = \sqrt{2}I_*^{(3)}K_y. \quad (6.21)$$

Перевод тока КЗ из относительных единиц в физические производится по формуле

$$I = I_*I_6 \frac{U_6}{U_{cp}}. \quad (6.22)$$

Определение тока КЗ по расчетным кривым. При питании от генераторов периодическая составляющая тока КЗ непрерывно меняется из-за изменения ЭДС генератора. Расчет величины тока $I^{(3)}$ в этом случае может быть произведен с помощью расчетных кривых, построенных по типовым характеристикам для турбо- и гидрогенераторов. Расчетные кривые (рис.6.12) приводятся в справочной литературе и представляют собой зависимость кратности k_t периодической составляющей тока КЗ от сопротивления $X_{*\Sigma}$ и времени, отсчитываемого от начала возникновения КЗ. За базовую мощность при построении расчетных кривых принята суммарная номинальная мощность генераторов источника питания. Поэтому при использовании расчетных кривых величину базовой мощности S_6 необходимо принимать равной $S_{\Sigma Г}$ – суммарной мощности генераторов электрической станции, питающей точку КЗ.

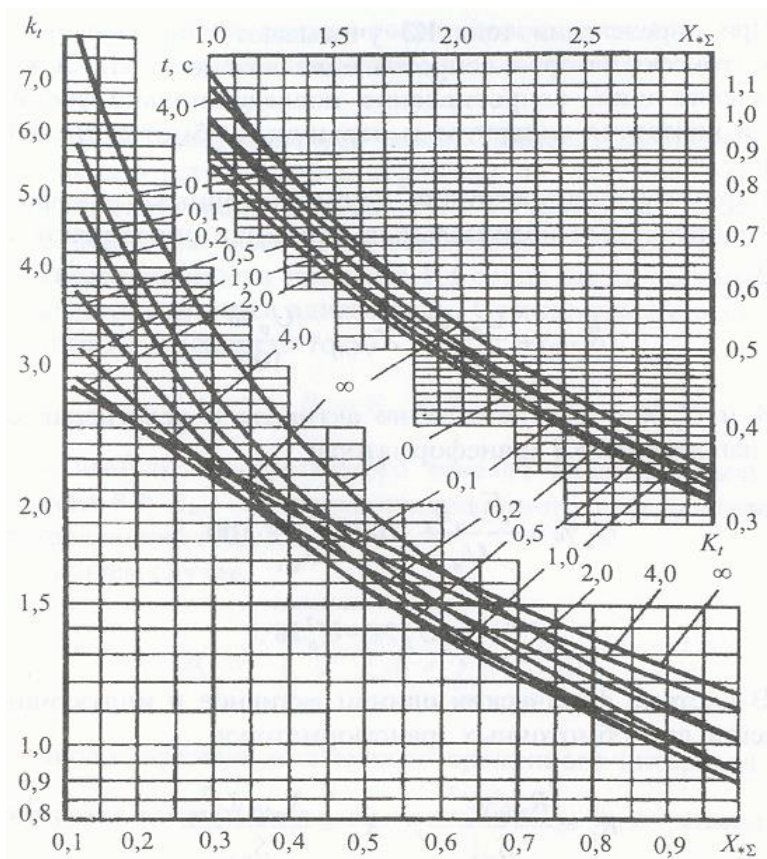


Рис.6.12. Кратность периодической составляющей тока трехфазного КЗ при питании от турбогенератора с АРВ

6.6. Расчет тока КЗ в сетях напряжением до 1000 В

При расчете тока КЗ в сетях напряжением до 1000 В не учитывают влияние его на ЭДС генераторов электростанций.

При определении тока КЗ учитывают сопротивление понижающего трансформатора и сопротивление сети до точки КЗ, включая сопротивление шин, сопротивление последовательно соединенных катушек и контактов аппаратов и первичных обмоток трансформаторов тока.

Параметры понижающих двухобмоточных трансформаторов в относительных номинальных единицах определяют из выражений

$$R_{T^{*(H)}} = \frac{U_a \%}{100}, \quad X_{T^{*(H)}} = \frac{U_p \%}{100}, \quad (6.23)$$

где $U_a \%$ и $U_p \%$ – соответственно активная и реактивная составляющая напряжения КЗ трансформатора;

$$U_a \% = \frac{\sqrt{3} I_H R_T}{U_H} \cdot 100 = \frac{P_{KЗ}}{S_{HT}} \cdot 100, \quad (6.24)$$

$$U_p \% = \sqrt{U_k^2 \% - U_a^2 \%}. \quad (6.25)$$

В системе физических единиц активное и индуктивное сопротивление двухобмоточных трансформаторов

$$R_T = \frac{R_{T^{*(H)}} U_{HT}^2}{S_{HT}}, \quad X_T = \frac{X_{T^{*(H)}} U_{HT}^2}{S_{HT}}. \quad (6.26)$$

Индуктивное сопротивление 1 км воздушных ЛЭП $X_0 = 0,25$ Ом/км, кабельных линий и проводов в стальных трубах $X_0 = 0,07$ Ом/км.

Сопротивления катушек, контакторов и др. принимаются по каталожным данным. При отсутствии каталожных данных сопротивление контактов следует принимать равным:

- 0,0015 Ом для распределительных щитов на подстанции;
- 0,002 Ом для распределительных щитов 380 В;
- 0,0025 Ом для местных щитов и отдельных аппаратов, присоединенных к главному щиту 380 В.

6.7. Нагревание токоведущих частей (термическое действие тока КЗ)

Импульс квадратичного тока. Температура перегрева проводника током в установившемся режиме по отношению к температуре окружающей среды определяется из уравнения теплового баланса, т.е. равенства количества выделяемого и рассеянного тепла. Из-за кратковременности процесса КЗ отвод тепла не учитывается, так как процесс считается адиабатным. Суммарный импульс квадратичного тока КЗ (греющего тока)

$$B_k = B_{к.п} + B_{к.а}, \quad (6.27)$$

где $B_{к.п}$ – импульс квадратичного тока от периодической составляющей тока КЗ; $B_{к.а}$ – импульс квадратичного тока от аperiodической составляющей тока КЗ.

В общем случае

$$B_k = \int_{t=0}^{t=t_{откл}} \left(i^{(3)} \right)^2 dt = \sum_{n=1}^m \left(i_n^{(3)} \right)^2 \Delta t, \quad (6.28)$$

где m – число отрезков дискретного временного интервала при замене интеграла конечной суммой, $m = \varepsilon \left(\frac{t_{откл}}{\Delta t} \right) + 1$; ε – символ целой части частного $t_{откл} / \Delta t$; Δt – дискретный временной интервал разбиения зависимости $i^{(3)} = f(t)$; $i_n^{(3)}$ – среднее значение тока КЗ на n -м дискретном временном интервале.

При питании от энергосистемы с учетом подпитки точки КЗ от электродвигателя

$$B_{к.п} = \left(I_c^{(3)} \right)^2 t_{откл} + 2 I_c^{(3)} I_d^{(3)} T_d' \left(1 - e^{-\frac{2t_{откл}}{T_d'}} \right) +$$

$$+ 0,5(I_d^{(3)})^2 T_d' \left(1 - e^{-\frac{2t_{откл}}{T_d'}} \right), \quad (6.29)$$

$$B_{к.а} = \left((I_c^{(3)})^2 + (I_d^{(3)})^2 \right) T_{а.сх} \left(1 - e^{-\frac{2t_{откл}}{T_{а.сх}}} \right), \quad (6.30)$$

где $I_c^{(3)}$, $I_d^{(3)}$ – соответственно действующие значения тока короткого замыкания от системы и тока подпитки от электродвигателя; T_d' – переходная постоянная времени двигателя.

Обобщенная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ от системы и двигателя

$$T_{а.сх} = \frac{T_{а.с} I_c^{(3)} + T_{а.д} I_d^{(3)}}{I_c^{(3)} + I_d^{(3)}},$$

где $T_{а.с}$, $T_{а.д}$ – переходные постоянные времени затухания апериодических составляющих тока короткого замыкания, соответственно от системы и тока подпитки от электродвигателя.

Приведенное время КЗ. При проверке электроаппаратов по термической стойкости пользуются приведенным временем КЗ $t_{п.п}$. Под приведенным временем понимают время, в течение которого периодическая составляющая установившегося тока короткого замыкания выделила бы такое же количество тепла, что и ток в действительном режиме КЗ:

$$t_{п.п} = \frac{B_{к}}{(I_{\infty}^{(3)})^2}. \quad (6.31)$$

При питании точки КЗ от турбогенераторов приведенное время $t_{п.п}$ без учета действия апериодической составляющей тока КЗ

определяется по кривым: $t_{п.п} = f(\beta'', t_{откл})$, где $\beta'' = \frac{I_{t=0}^{(3)}}{I_{t=\infty}^{(3)}}$; $I_{t=0}^{(3)}$, $I_{t=\infty}^{(3)}$ –

действующее значение периодической составляющей тока КЗ, соответственно в начальный момент времени ($t = 0$) и в установившемся

режиме ($t = \infty$). При $t_{\text{откл}} < 1\text{с}$ также учитывается действие аperiodической составляющей. В этом случае время $t_{\text{п.п}} = t_{\text{п.п}}^{\text{пр}} + 0,05(\beta'')^2$, где $t_{\text{п.п}}^{\text{пр}}$ – величина приведенного времени КЗ, определенная из графика (рис.6.13).

Выбор сечения проводников по термической стойкости. Без учета аperiodической составляющей тока КЗ уравнение теплового баланса для элементов СЭС имеет вид

$$\begin{aligned} & (I^{(3)})^2 \frac{\rho \ell}{S} [1 + \alpha(v - 20)] dt = \\ & = c [1 + \beta(v - 20)] g \ell S dv, \quad (6.32) \end{aligned}$$

где c – удельная теплоемкость при 20 °С, Дж/(г·град); ρ – удельное сопротивление при 20 °С, Ом·мм²/м; β – температурный коэффициент изменения теплоемкости, 1/град; g – плотность материала, г/см³; α – температурный коэффициент сопротивления, 1/град; v – температура нагрева при КЗ, °С.

Разделив переменные, получим

$$\frac{1}{S^2} (I^{(3)})^2 dt = \frac{cg}{\rho} \frac{1 + \beta(v - 20)}{1 + \alpha(v - 20)} dv; \quad (6.33)$$

$$\frac{1}{S^2} \int_0^{t_{\text{откл}}} (I^{(3)})^2 dt = \frac{cg}{\rho} \int_{v_0}^v \frac{1 + \beta(v - 20)}{1 + \alpha(v - 20)} dv; \quad (6.34)$$

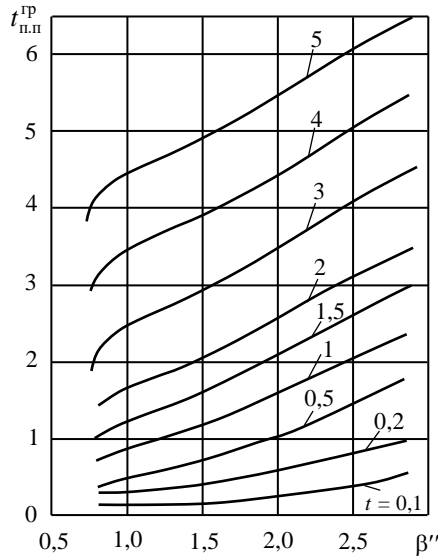


Рис.6.13. Кривые приведенного времени для периодической составляющей тока КЗ при питании от турбогенератора с АРВ

$$\int_0^{t_{\text{откл}}} (I^{(3)})^2 dt = B_k = (I_{\infty}^{(3)})^2 t_{\text{п.п}}. \quad (6.35)$$

Тогда

$$\frac{1}{S^2} (I_{\infty}^{(3)})^2 t_{\text{п.п}} = c_0, \quad (6.36)$$

где c_0 – постоянная величина для заданного тока проводников и шин.

Допустимая температура нагрева при КЗ составляет:

- для медных шин и голых проводов – 250 °С;
- для медных токоведущих жил –
кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением до 10 кВ и проводов с теплостойкой резиновой изоляцией, проводов с полихлорвиниловой изоляцией – 200 °С, кабелей и проводов с обычной резиновой изоляцией с бумажной пропитанной изоляцией напряжением 20 и 35 кВ – 125 °С;
- для алюминиевых шин и голых проводов, а также для алюминиевых токоведущих жил кабелей и проводов во всех случаях – 150 °С;
- для стальных шин и голых проводов при непосредственном соединении с аппаратами – 250 °С, при отсутствии непосредственного соединения – 350 °С.

Уравнение (6.36) позволяет определить минимальное сечение шин проводников, удовлетворяющее условию термической стойкости:

$$S_{\text{min}} = \frac{I_{\infty}^{(3)} \sqrt{t_{\text{п.п}}}}{c_0}. \quad (6.37)$$

Величина c_0 по данным производителей кабельной продукции зависит от характеристики кабеля следующим образом:

С медными жилами и бумажной пропитанной изоляцией напряжением до 10 кВ	145
С резиновой или полихлорвиниловой изоляцией	122
С полиэтиленовой изоляцией	104
Марок СБ, СК, СПВ, СКВ, ЦСН	138

Проверке по термической стойкости не подлежат:

- аппараты и токоведущие части, защищенные плавкими предохранителями;
- неизолированные и незащищенные провода воздушных линий;
- элементы конструкции сетей напряжением до 1000 В, включая фазные и нулевую токопроводящие жилы;
- проводники, ведущие к индивидуальным электроприемникам, в том числе к цеховым трансформаторам мощностью до 1000 кВ·А и высшим напряжением до 20 кВ. Если отключение электроприемника не вызывает расстройства технологического процесса, взрыва, замена проводника возможна без значительных затруднений.

Электродинамическое действие тока КЗ. Из курса ТОЭ известно, что сила взаимодействия между двумя параллельными проводниками, отнесенная к 1 м длины проводника,

$$F' = 2k_{\phi} i_1 i_2 \frac{1}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (6.38)$$

где k_{ϕ} – коэффициент формы, $k_{\phi} \neq 1$ для прямоугольных проводников; a – расстояние между осями проводников.

Значение k_{ϕ} в зависимости от размеров поперечных сечений проводников и расстояния между ними может быть определено по кривым [рис.6.14](#).

Для трехфазных установок в наиболее тяжелых условиях находится средний проводник. Наибольшие усилия в среднем проводнике возникают при трехфазном КЗ.

Сила, действующая на среднюю фазу,

$$\begin{aligned} F' &= 2k_{\phi} i_A i_B \frac{1}{a} \cdot 10^{-7} - 2k_{\phi} i_B i_C \frac{1}{a} \cdot 10^{-7} = \\ &= 2k_{\phi} i_B (i_A - i_C) \frac{1}{a} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} k_{\phi} (i_k^{(3)})^2 \sin\left(2\alpha - \frac{4\pi}{3}\right) \frac{1}{a} \cdot 10^{-7}. \end{aligned} \quad (6.39)$$

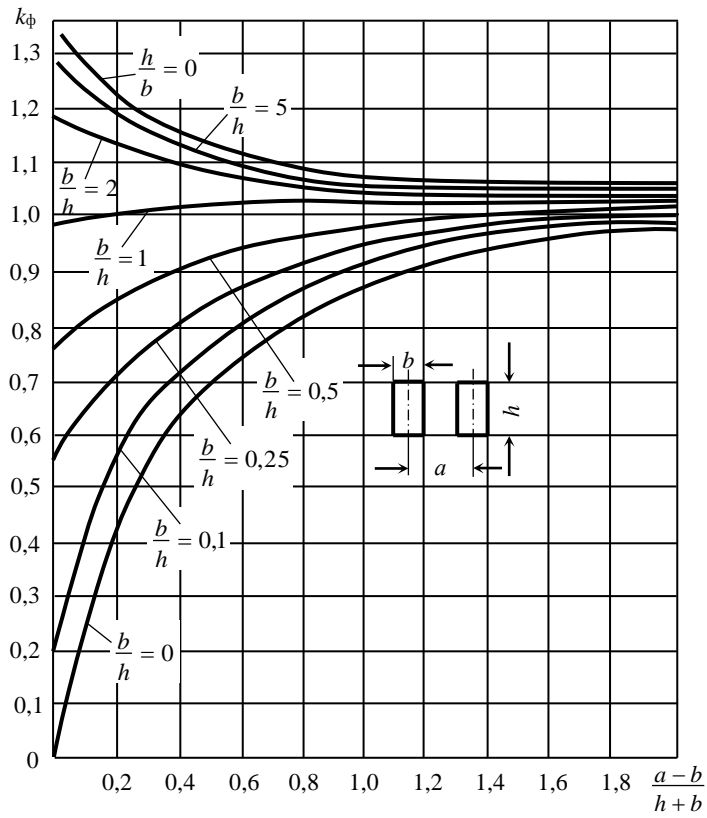


Рис.6.14. Кривые зависимости поправочного коэффициента от размеров поперечного сечения проводников и расстояния между их осями

Наибольшее значение силы возможно при $\sin\left(2\alpha - \frac{4\pi}{3}\right) = \pm 1$.

В этом случае

$$F' = \sqrt{3} k_{\phi} i_y^2 \frac{1}{a} \cdot 10^{-7}; \quad (6.40)$$

$$F = \sqrt{3} k_{\phi} i_y^2 \frac{\ell}{a} \cdot 10^{-7}. \quad (6.41)$$

Нагрузка от электродинамических сил распределена равномерно по длине шин. Поэтому механический расчет шин производят, рассматривая их как многопролетную балку. Изгибающий момент вычисляют по формуле

$$M_{\text{изг}} = \frac{F\ell}{10}. \quad (6.42)$$

Механическое напряжение в металле

$$\sigma = \frac{M}{W} = \frac{F\ell 6}{10hb^2}, \quad (6.43)$$

где W – момент сопротивления, м^3 , $W = hb^2/6$.

Механическое напряжение в металле не должно превышать допустимого значения, т.е. $\sigma \leq \sigma_{\text{доп}}$.

Допустимые механические напряжения в металле $\sigma_{\text{доп}}$ для меди равны 13 кН/см^2 , для алюминия – $6,5 \text{ кН/см}^2$, для стали – 16 кН/см^2 .

Напряжение в шинах можно уменьшить путем сокращения расстояния между опорными изоляторами, увеличивая расстояние между фазами и располагая шины друг под другом или плашмя.

Все электроаппараты должны удовлетворять условию электродинамической стойкости. Проверка электродинамической стойкости аппаратов возможна, если $i_{\text{ду}} \geq i_y$, где $i_{\text{ду}}$ – допустимый ударный ток аппарата по каталожным данным.

Ограничение тока КЗ. Величина тока КЗ должна быть ограничена значением, позволяющим применять в СЭС серийные электроаппараты и комплектные распределительные устройства (КРУ). В электрических сетях подземных горных выработок согласно требованиям, предъявляемым к взрывобезопасному оборудованию, мощность КЗ не должна превышать $50 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. При напряжении питания 6 кВ действующее значение периодической составляющей

тока КЗ не должно превышать 4,8 кА. Уменьшение тока и мощности КЗ может быть осуществлено с помощью включения реакторов, добавочных активных сопротивлений (резисторов), отказа от параллельной работы трансформаторов. Наиболее эффективным средством ограничения тока КЗ в электрических сетях напряжением свыше 1 кВ являются токоограничивающие реакторы. Однако все эти мероприятия приводят к повышенным отклонениям и колебаниям напряжения на электроустановках.

Потеря напряжения в токоограничивающем реакторе

$$\Delta U_p = I x_p \sin \varphi ; \quad (6.44)$$

$$\frac{\Delta U_p}{U_n} = \frac{\sqrt{3} I x_p I_{н.р}}{U_n I_{н.р}} \sin \varphi ; \quad (6.45)$$

$$\Delta U_p = \frac{I x_p \%}{I_{н.р}} \sin \varphi ,$$

где $x_p \% = \frac{\sqrt{3} I_{н.р} x_p}{U_{н.р}} \cdot 100 .$

Остаточное напряжение на шинах понизительной подстанции при КЗ за реактором

$$U_{ост} = \sqrt{3} I_k x_p . \quad (6.46)$$

При $U_{н.р.} = U_n$

$$U_{ост} \% = x_p \% \frac{I_k}{I_{н.р}} \frac{U_{н.р}}{U_n} . \quad (6.47)$$

Реактор следует выбирать так, чтобы остаточное напряжение на шинах подстанции удовлетворяло условию $U_{ост} \% \geq 70-60 \%$.

В сетях с $U_n < 1000$ В реакторы не применяют, так как в цепи протекания тока КЗ преобладают активные сопротивления.

7. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ

7.1. Уровень приведенных затрат – критерий выбора оптимального варианта СЭС

При создании систем электроснабжения всегда рассматривают несколько технически реализуемых альтернативных вариантов, удовлетворяющих заданным требованиям, включая электробезопасность. Выбор оптимального варианта производится на основе сопоставления результатов технико-экономических расчетов для рассматриваемых вариантов. Техничко-экономические расчеты производятся при выборе:

- уровня напряжения внешнего и внутреннего электроснабжения;
- топологии схем электроснабжения;
- сечений проводов воздушных ЛЭП и жил кабелей;
- мест размещения подстанций и распределительных пунктов;
- числа и мощности трансформаторов понизительных подстанций;
- средств компенсации реактивной мощности;
- средств регулирования режима напряжения;
- средств электросетевой автоматики и телемеханики.

При проведении технико-экономических расчетов для каждого из сравниваемых вариантов определяются приведенные затраты. К практической реализации принимается вариант, для которого приведенные затраты минимальны. Таким образом, уровень приведенных затрат является основным критерием при выборе оптимального варианта системы электроснабжения промышленного предприятия.

7.2. Расчет приведенных затрат при выборе оптимального варианта системы электроснабжения

Приведенные затраты представляют собой сумму отнесенных к одному году эксплуатации капитальных вложений и ежегодных

эксплуатационных расходов. Для систем электроснабжения приведенные затраты

$$З = E_n K + C_{\text{э}} + У, \quad (7.1)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год; K – капитальные вложения, тыс.руб; $C_{\text{э}}$ – эксплуатационные расходы, тыс.руб/год; $У$ – ущерб от перерывов электроснабжения, тыс.руб./год.

Принятой величине E_n соответствует нормативный срок окупаемости капитальных вложений $T_n = 1/E_n$. При $E_n = 0,12$ $T_n = 8,33$ года, при $E_n = 0,15$ $T_n = 6,67$ года. Если ущербы от перерывов электроснабжения для сравниваемых вариантов одинаковы, то при выборе оптимального варианта они могут не учитываться.

Эксплуатационные расходы включают в себя отчисления на текущий ремонт и обслуживание, на амортизацию и стоимость ежегодных потерь электроэнергии. Укрупненно эксплуатационные расходы вычисляются по формуле

$$C_{\text{э}} = E_{\text{т.р}} K + E_a K + C_{\text{п}}, \quad (7.2)$$

где $E_{\text{т.р}}$ и E_a – нормативные коэффициенты отчислений на текущий ремонт и обслуживание, на амортизацию, соответственно; $C_{\text{п}}$ – стоимость ежегодных потерь электроэнергии, тыс.руб.

При определении стоимости ежегодных потерь электроэнергии учитываются потери электроэнергии в линиях электропередачи, силовых трансформаторах и реакторах. Нормативные коэффициенты (нормы) отчислений на текущий ремонт и обслуживание и на амортизацию устанавливаются соответствующим ГОСТом и приводятся в справочной литературе.

Преобразуя выражение (7.1) и учитывая уравнение (7.2), получим

$$З = (E_n + E_{\text{т.р}} + E_a) K + C_{\text{п}} + У. \quad (7.3)$$

Для объектов электроснабжения

$$E_n + E_{\text{т.р}} + E_a = 0,16 \div 0,35.$$

8. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

8.1. Потери напряжения и мощности в участке сети

Для участка сети с активным R и индуктивным X сопротивлениями схема замещения участка сети и соответствующая ей векторная диаграмма тока и напряжений представлена на рис.8.1 и 8.2, где U и U_1 – напряжения в начале и в конце участка сети; $P_{\text{нг}}$, $Q_{\text{нг}}$ и I – активная и реактивная мощности и ток нагрузки; δ – угол нагрузки участка.

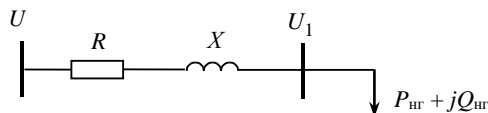


Рис.8.1. Схема замещения участка сети

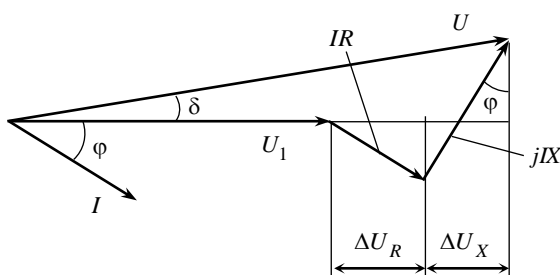


Рис.8.2. Векторная диаграмма участка сети

Для участков электрических сетей внутреннего электро-снабжения горных предприятий угол нагрузки $\delta \leq (2 - 3)^\circ$. Поэтому потеря напряжения в участке сети

$$\Delta U = U - U_1 \approx (IR \cos \varphi + IX \sin \varphi) \frac{U_1}{U_1} = \frac{P_{\text{нг}} R + Q_{\text{нг}} X}{U_1}. \quad (8.1)$$

Поскольку напряжение в конце участка отличается от напряжения в начале участка на 5-10 %, то можно считать, что $U \approx U_1$. Тогда

$$\Delta U \approx \frac{P_{\text{нг}} R + Q_{\text{нг}} X}{U} = \Delta U_R + \Delta U_X, \quad (8.2)$$

где ΔU_R и ΔU_X – активная и реактивная составляющие потери напряжения в участке сети, $\Delta U_R = \frac{P_{\text{нг}} R}{U}$; $\Delta U_X = \frac{Q_{\text{нг}} X}{U}$.

Потери активной мощности на передачу по участку сети активной и реактивной мощностей соответственно равны

$$\Delta P = 3I^2 R \frac{U^2}{U^2} = \frac{(P_{\text{нг}}^2 + Q_{\text{нг}}^2)}{U^2} R = \Delta P_P + \Delta P_Q; \quad (8.3)$$

$$\Delta P_P = \frac{P_{\text{нг}}^2}{U^2} R; \quad (8.4)$$

$$\Delta P_Q = \frac{Q_{\text{нг}}^2}{U^2} X. \quad (8.5)$$

При наличии в сети установок продольной (УПК) и поперечной (УПЕК) компенсации и синхронных двигателей (СД) выражение для определения потери напряжения в участке сети имеет вид

$$\Delta U = \frac{P_{\text{нг}} R + (Q_{\text{нг}} - Q_{\text{УПЕК}} - Q_{\text{СД}})(X - X_{\text{УПК}})}{U}, \quad (8.6)$$

где $Q_{\text{УПЕК}}$ – реактивная мощность УПЕК; $Q_{\text{СД}}$ – генерируемая СД для компенсации реактивной мощности; $X_{\text{УПК}}$ – реактивное сопротивление УПК.

8.2. Потребители реактивной мощности

Потребителями реактивной мощности являются трансформаторы, асинхронные двигатели (АД), преобразователи, сварочные трансформаторы, реакторы, электрические сети и другие электроустановки. Потребляемая ими реактивная мощность необходима для создания соответствующих электромагнитных полей, обеспечивающих их нормальную работу.

Передача реактивной мощности:

- снижает пропускную способность системы электроснабжения по активной мощности, так как пропускная способность СЭС по полной мощности определяется ее номинальным током и остается постоянной. Изменение пропускной способности СЭС при вариации коэффициента мощности нагрузки

$$\Delta P_{\text{СЭС}} = \frac{P_{\text{пр.2}} - P_{\text{пр.1}}}{P_{\text{пр.1}}} = \frac{\cos \varphi_{\text{пр.2}} - \cos \varphi_{\text{пр.1}}}{\cos \varphi_{\text{пр.1}}}, \quad (8.7)$$

где $P_{\text{пр.1}}$ – пропускная способность СЭС при $\cos \varphi_{\text{пр.1}}$; $P_{\text{пр.2}}$ – пропускная способность СЭС при $\cos \varphi_{\text{пр.2}}$;

- вызывает дополнительные потери напряжения ΔU_Q и активной мощности ΔP_Q в участках СЭС (ЛЭП, трансформаторах, реакторах и т.д.).

8.3. Источники реактивной мощности

Централизованными источниками реактивной мощности являются генераторы электростанций. Передача реактивной мощности промышленным потребителям от генераторов электростанций ограничена уровнем

$$Q_s = P_m \operatorname{tg} \varphi_0, \quad (8.8)$$

где P_m – активная мощность, потребляемая в часы максимума нагрузки энергосистемы промышленным предприятием; $\operatorname{tg} \varphi_0$ – оптимальный по приведенным затратам $\operatorname{tg} \varphi$.

При напряжении на вводе промышленного предприятия 220-35 кВ в зависимости от региона страны $\operatorname{tg} \varphi_0 = 0,2 \div 0,47$. Меньшие значения относятся к напряжению 35 кВ.

Местными источниками реактивной мощности в электрических сетях и на промышленных предприятиях являются статические конденсаторы, синхронные двигатели и компенсаторы.

Для исключения надбавок к оплате за электроэнергию подключенная мощность местных источников реактивной мощности на промышленных предприятиях должна удовлетворять уравнению:

$$Q_{\text{м.и}} = Q_{\text{ф}} - Q_{\text{э}} = P_{\text{м}} (\operatorname{tg}\varphi_{\text{ф}} - \operatorname{tg}\varphi_0), \quad (8.9)$$

где $Q_{\text{ф}}$ – фактическая мощность местных источников реактивной мощности; $\operatorname{tg}\varphi_{\text{ф}}$ – фактический $\operatorname{tg}\varphi$.

Статические конденсаторы в условиях промышленных предприятий широко используются для генерации реактивной мощности и устанавливаются на понизительных подстанциях и непосредственно у отдельных электроприемников. Отдельные конденсаторы соединяются последовательно или параллельно и образуют установки поперечной или продольной компенсации заданной реактивной мощности. Достоинством установок поперечной компенсации является невысокая удельная стоимость $K_{\text{у.с}}$ и потери активной мощности на генерацию реактивной. С увеличением номинального напряжения конденсаторов удельная стоимость уменьшается. Удельные потери активной мощности на генерацию реактивной $\Delta P_{\text{г.к}} = 0,0025-0,005$ кВт/квар.

Недостатками статических конденсаторов являются низкие допустимые перегрузки по напряжению и току, низкая надежность, пожароопасность, наличие остаточного заряда после отключения от сети и сложность создания на их базе установок поперечной компенсации с плавным регулированием реактивной мощности.

Синхронные двигатели (СД) так же, как и статические конденсаторы являются местными источниками реактивной мощности. Достоинство СД – способность выдавать в сеть реактивную мощность даже при полной нагрузке на валу. В условиях промышленных предприятий СД – практически единственный плавнорегулируемый источник реактивной мощности. Величина реактивной мощности, которую может выдавать СД в сеть, называется располагаемой реактивной мощностью СД. Выпускаемые промышленностью СД рассчитаны на работу с $\cos\varphi_{\text{н}} = 0,9$ (опережающий). При $\operatorname{tg}\varphi_{\text{н}} = 0,4843$ номинальная реактивная мощность СД при номинальной нагрузке на валу

$$Q_{д.н} = P_{д.н} \frac{\operatorname{tg} \varphi_n}{\eta_n}, \quad (8.10)$$

где $P_{д.н}$ – номинальная мощность на валу СД; η_n – номинальный КПД двигателя.

С учетом реальных значений η_n , $Q_{д.н.} \approx 0,5P_{д.н.}$. В режиме холостого хода СД может использоваться как синхронный компенсатор и выдавать в сеть реактивную мощность, равную его полной номинальной мощности. Поэтому располагаемая реактивная мощность СД зависит от нагрузки на его валу и изменяется в пределах $Q_{д.р} = Q_{д.н.} \div S_{д.н.}$.

Синхронные компенсаторы представляют собой синхронную машину облегченной конструкции, предназначенную только для компенсации реактивной мощности. Удельные потери в них активной мощности на генерацию реактивной мощности составляют 0,003-0,005 кВт/квар. По экономическим соображениям синхронные компенсаторы применяют на районных электроподстанциях.

В отдельных случаях в качестве источников реактивной мощности возможно применение неиспользуемых по прямому назначению синхронных генераторов и синхронизированных асинхронных двигателей.

8.4. Выбор и размещение компенсирующих устройств

Выбор типа и размещение компенсирующих устройств производится на основе результатов технико-экономических расчетов. Рассмотрим методику проведения технико-экономических расчетов применительно к установкам поперечной компенсации (УПЕК) и СД.

Капитальные затраты на УПЕК. Установки поперечной компенсации включают в себя вводные устройства (выключатели, разъединители, ошиновку), секции параллельно и (при необходимости) последовательно соединенных однотипных конденсаторов и устройства автоматического регулирования реактивной мощности и защиты. Капитальные затраты на УПЕК

$$K_K = K_{в.у} + K_{р.у} + K_{у.с} Q_K, \quad (8.11)$$

где $K_{в.у}$ – стоимость вводного устройства, руб.; $K_{р.у}$ – стоимость устройства автоматического регулирования реактивной мощности и защиты, руб.; $K_{у.с}$ – удельная стоимость 1 квар. реактивной мощности, руб.; Q_k – суммарная номинальная реактивная мощность конденсаторов УПЕК, квар.

Стоимость потерь электроэнергии в конденсаторах УПЕК:

$$C_{э.э} = W_y T_{п} \Delta P_{q.k} Q_k = m_y \Delta P_{q.k} Q_k, \quad (8.12)$$

где W_y – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, руб.; $T_{п}$ – число часов потерь электроэнергии в год; m_y – стоимость 1 кВт потерь электроэнергии в год, руб., $m_y = W_y T_{п}$.

Используя выражения (8.11) и (8.12), получим формулу для определения приведенных затрат для УПЕК

$$Z_k = (E_n + E_a + E_{т.р})(K_{в.у} + K_{р.у}) + [(E_n + E_a + E_{т.р})K_{у.с} + m_y \Delta P_{q.k}] Q_k = Z_{к.о} + Z_{к1} Q_k. \quad (8.13)$$

Приведенные затраты для СД. Дополнительные капитальные затраты при использовании в качестве источника реактивной мощности синхронных двигателей не требуются, так как основным назначением СД является приведение во вращение рабочих механизмов. Все серийные СД снабжены автоматическим регулятором тока возбуждения (АРВ), осуществляющим управление их рабочими режимами.

Стоимость потерь электроэнергии в СД при использовании в качестве источников реактивной мощности определяется из уравнения:

$$Z_d = m_y \left[D_1 \frac{Q_d}{Q_{д.н}} + D_2 \left(\frac{Q_d}{Q_{д.н}} \right)^2 \right] = m_y (D_1 \alpha + D_2 \alpha^2), \quad (8.14)$$

где D_1, D_2 – постоянные, кВт; α – коэффициент загрузки СД по реактивной мощности.

Для отечественных СД постоянные D_1 и D_2 изменяются от 3,9 до 23 кВт. Чем выше частота вращения СД и больше их мощность, тем меньше постоянные D_1 и D_2 . Введем обозначения:

$$3_{д1} = m_y \frac{D_1}{Q_{дн}}, \quad 3_{д2} = m_y \frac{D_2}{Q_{дн}^2}.$$

Тогда выражение для определения приведенных затрат имеет вид

$$3_{д} = 3_{д1} Q_{д} + 3_{д2} Q_{д}^2. \quad (8.15)$$

8.5. Оптимальное распределение подлежащей компенсации реактивной мощности между УПЕК и СД

Пусть $Q_{м.и}$ – подлежащая компенсации СД и УПЕК реактивной мощности. Тогда реактивная мощность, генерируемая УПЕК (рис.8.3),

$$Q_{к} = Q_{м.и} - Q_{д}, \quad (8.16)$$

где $Q_{д}$ – реактивная мощность, генерируемая СД, квар.

Суммарные приведенные затраты на генерацию реактивной мощности УПЕК и СД согласно уравнению (8.9):

$$3_{\Sigma} = 3_{к.о} + 3_{к1} (Q_{м.и} - Q_{д}) + 3_{д1} Q_{д} + 3_{д2} Q_{д}^2. \quad (8.17)$$

Для определения минимума приведенных затрат находим первую производную приведенных затрат по $Q_{д}$ и приравниваем ее нулю:

$$\frac{d3_{\Sigma}}{dQ_{д}} = -3_{к1} + 3_{д1} + 23_{д2} Q_{д} = 0. \quad (8.18)$$

Из уравнения (8.14) следует, что

$$Q_{д} = \frac{3_{к1} - 3_{д1}}{23_{д2}}.$$

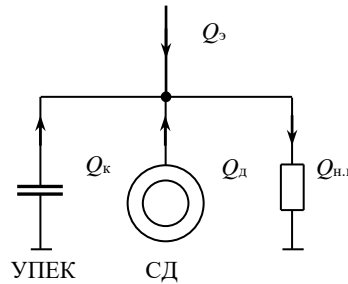


Рис.8.3. Потребители и генераторы реактивной мощности

8.6. Оптимальное размещение установок поперечной компенсации в радиальных электрических сетях

В качестве критерия оптимальности при размещении УПЕК в радиальных электрических сетях промышленных предприятий при заданной величине Q_3 принимается минимум потерь электроэнергии на передачу реактивной мощности.

Необходимая суммарная реактивная мощность УПЕК в радиальной сети (рис.8.4)

$$Q_k = \sum_{i=1}^n Q_{нг.i} - Q_3. \quad (8.19)$$

Потери активной мощности во всей сети на передачу реактивной мощности

$$\Delta P_q = \sum_{i=1}^n \frac{Q_i^2}{U_1^2} R_i, \quad (8.20)$$

где U_1 – напряжение в узле 1; R_i – активное сопротивление линии от узла 1 до i -го приемника; Q_i – реактивная мощность, передаваемая по i -й линии.

Представим реактивную мощность, передаваемую по первой линии после установки УПЕК,

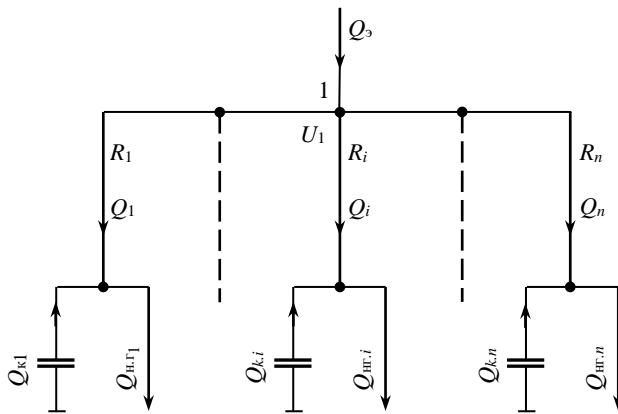


Рис.8.4. Размещение установок поперечной компенсации в радиальных электрических сетях

$$Q_1 = Q_3 - \sum_{i=2}^n Q_i. \quad (8.21)$$

Тогда потери активной мощности в радиальных линиях на передачу реактивной мощности после установки УПЕК определяем из уравнения:

$$\Delta P_q = \frac{1}{U_1^2} \left[\left(Q_3 - \sum_{i=2}^n Q_i \right)^2 R_1 + \sum_{i=2}^n Q_i^2 R_i \right]. \quad (8.22)$$

Для определения минимума потерь электроэнергии на передачу реактивной мощности найдем первую производную ΔP_Q по Q_i и приравняем ее нулю:

$$\frac{d\Delta P_q}{dQ_i} = \frac{1}{U^2} \left[-2 \left(Q_3 - \sum_{i=2}^n Q_i \right) R_1 + 2Q_i R_i \right] = 0. \quad (8.23)$$

Из выражения (8.20) следует

$$Q_1 R_1 = Q_i R_i. \quad (8.24)$$

Обозначим

$$C_{2p} = Q_1 R_1 = Q_i R_i. \quad (8.25)$$

Тогда

$$Q_i = \frac{C_{2p}}{R_i}. \quad (8.26)$$

Для определения коэффициента C_{2p} воспользуемся соотношением

$$Q_3 = \sum_{i=1}^n Q_i = C_{2p} \sum_{i=1}^n \frac{1}{R_i}. \quad (8.27)$$

Реактивная мощность УПЕК, подключенной в конце i -й линии,

$$Q_{k,i} = Q_{нг,i} - Q_i. \quad (8.28)$$

Если $Q_{k,i}$ – отрицательная величина, то установка УПЕК в i -й линии нецелесообразна и весь расчет должен быть выполнен вновь. При этом i -я линия должна быть исключена из рассмотрения.

РЕКОМЕНДАТЕЛЬНЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Гладилин Л.В.* Основы электроснабжения горных предприятий: Учебник для вузов. М.: Недра, 1980. 327 с.
2. *Князевский Б.А.* Электроснабжение промышленных предприятий / Б.А.Князевский, Б.Б.Липкин. М.: Высш. шк., 1986. 400 с.
3. Правила устройства электроустановок. М.: Главгосэнергонадзор России, 1998. 608 с.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Энергетическая система и ее составные части.....	3
1.1. Состав энергетической системы	3
1.2. Типы электростанций, участвующих при выработке электроэнергии .	6
1.3. Категории электроприемников по надежности и бесперебойности электроснабжения	7
2. Схемы электроснабжения промышленных предприятий	9
2.1. Принципы проектирования и выбора схем электроснабжения	9
2.2. Схемы передачи и распределения электроэнергии на промышленных предприятиях	10
2.3. Реализация схем электроснабжения промышленных предприятий.....	12
3. Электрические сети	16
3.1. Виды сетей	16
3.1.1. Воздушные линии	16
3.1.2. Кабельные линии.....	19
3.2. Параметры и схемы замещения воздушных и кабельных линий электропередач	19
4. Моделирование и расчет режимов электроснабжения промышленных предприятий.....	22
4.1. Режимы электроснабжения промышленных предприятий.....	22
4.2. Математические модели элементов СЭС при расчете установившихся и переходных процессов	24
4.3. Алгоритм расчета показателей режимов СЭС	31
5. Методы определения расчетных электрических нагрузок.....	34
5.1. Виды электрических нагрузок.....	34
5.2. Номинальные мощности и токи	35
5.3. Средние активная и реактивная мощности	37
5.4. Среднеквадратичные нагрузки.....	37
5.5. Максимальные нагрузки.....	38
5.6. Расчетные электрические нагрузки	38
5.7. Графики электрических нагрузок	39
5.8. Показатели, характеризующие графики электрических нагрузок	41
5.9. Определение расчетных нагрузок по установленной мощности и коэффициенту максимума (метод упорядоченных диаграмм)	44
5.10. Определение расчетной мощности по коэффициенту спроса	46
5.11. Определение расчетной нагрузки, создаваемой однофазными ЭП.....	47
6. Короткие замыкания в СЭС	48
6.1. Виды коротких замыканий и их относительная вероятность.....	48
6.2. Источники питания места КЗ	50
6.3. Трехфазное симметричное КЗ при питании от энергосистемы.....	51
6.4. Особенности протекания процесса трехфазного КЗ при питании от генератора	53
6.5. Расчет токов трехфазного КЗ в сетях напряжением выше 1000 В	55

6.6. Расчет тока КЗ в сетях напряжением до 1000 В	61
6.7. Нагревание токоведущих частей (термическое действие тока КЗ)	63
7. Техничко-экономические расчеты в электроснабжении	71
7.1. Уровень приведенных затрат – критерий выбора оптимального варианта СЭС.....	71
7.2. Расчет приведенных затрат при выборе оптимального варианта системы электроснабжения	71
8. Компенсация реактивной мощности.....	73
8.1. Потеря напряжения и мощности в участке сети	73
8.2. Потребители реактивной мощности	74
8.3. Источники реактивной мощности.....	75
8.4. Выбор и размещение компенсирующих устройств	77
8.5. Оптимальное распределение подлежащей компенсации реактивной мощности между УПЕК и СД	79
8.6. Оптимальное размещение установок поперечной компенсации в радиальных электрических сетях	80
Рекомендательный библиографический список	82