

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ОРЕНБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ
ПО ОСВОЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ**

Б1.В.12 Электроснабжение

**Направление подготовки 35.03.06. Агроинженерия
Профиль образовательной программы «Электрооборудование и электротехнологии»
Форма обучения очная**

СОДЕРЖАНИЕ

1. Конспект лекций	4
1.1 Лекция № 1 Развитие электроэнергетики России и зарубежных стран. Показатели качества электрической энергии	4
1.2 Лекция № 2 Надежность электроснабжения	6
1.3 Лекция №3 Характеристика производственных и коммунально-бытовых потребителей сельского хозяйства	18
1.4 Лекция №4 Вероятностно-статистические методы прогнозирования нагрузок	20
1.5 Лекция №5 Классификация электрических сетей и конструкция опор	21
1.6 Лекция №6 Задачи расчета электрических сетей	22
1.7 Лекция №7 Выбор сечений проводов внутренних проводок по нагреву и расчет электрических сетей по допустимой потере напряжения	29
1.8 Лекция №8 Отклонения напряжения и их влияние на работу электроприемников	34
1.9 Лекция №9 Механический расчет проводов	37
1.10 Лекция №10 Классификация перенапряжений	40
1.11 Лекция №11 Понятие об электрических контактах и электрической дуге постоянного и переменного токов, способы гашения электрической дуги и трансформаторы тока и напряжения, их выбор	43
1.12 Лекция №12 Релейная защита трансформаторов, генераторов малой мощности, электродвигателей	46
1.13 Лекция №13 Схемы первичной коммутации подстанций 110-35/10 кВ	49
1.14 Лекция №14 Типы электростанций	51
1.15 Лекция №15 Схемы автоматизации электростанций	53
1.16 Лекция №16 Основные положения технико-экономических расчетов	54
1.17 Лекция №17 Выбор схем электрических линий и трансформаторных подстанций	55
2. Методические материалы по выполнению лабораторных работ	58
2.1 Лабораторная работа № 1, 2. Измерение показателей качества электрической энергии в однофазной сети напряжением 220В	58
2.2 Лабораторная работа № 3. Исследование и выбор предохранителей напряжением 0,38 кВ	60
2.3 Лабораторная работа № 4. Выбор и исследование магнитных пускателей	62
2.4 Лабораторная работа № 5. Выбор и исследование устройств защитного отключения ..	65
2.5. Лабораторная работа № 6. Исследование контакторов постоянного тока	66
2.6 Лабораторная работа № 7. Исследование и выбор автоматических воздушных выключателей напряжением 0,38 кВ	67
2.7 Лабораторная работа № 8. Разъединители, отделители, короткозамыкатели, высоковольтные выключатели	74
2.8. Лабораторная работа № 9, 10. Исследование характеристик сельских электрических станций	74
2.9. Лабораторная работа № 11, 12. Встречное регулирование напряжения	75
2.10. Лабораторная работа № 13, 14. Регулирование напряжением путем поперечной компенсации реактивной мощности с помощью конденсаторной батареи	76
2.11. Лабораторная работа № 15, 16. Регулирование напряжение путем продольной компенсации реактивной мощности с помощью конденсаторной батареи	77
2.12. Лабораторная работа № 17, 18. Исследование режимов в линии с односторонним питанием	78
2.13. Лабораторная работа № 19, 20. Компенсация высших гармоник тока с помощью фильтрокомпенсирующего устройства	79
2.14. Лабораторная работа № 21, 22. Снижение уровня генерации высших гармоник тока путем замены однополупериодного выпрямителя на двух полупериодного в схеме питания нагрузки постоянным током	80

2.15. Лабораторная работа № 23. Исследование режимов в линии с двухсторонним питанием.....81

1. КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ

1. 1 Лекция №1 (2 часа).

Тема: «Развитие электроэнергетики России и зарубежных стран. Показатели качества электрической энергии»

1.1.1 Вопросы лекции:

1. Современное состояние и перспективы развития электрификации сельского хозяйства России.

2. Типы районных электрических станций - тепловые (в том числе теплоэлектроцентрали), гидравлические, атомные и др.

3. Особенности электроснабжения сельского хозяйства, перспективы его развития.

4. Показатели качества электрической энергии и их нормативные значения по ГОСТ 13109-97. Влияние качества электрической энергии на работу электроприемников.

5. Мероприятия по улучшению показателей качества электроэнергии. Контроль показателей качества электроэнергии.

1.1.2 Краткое содержание вопросов:

1. Современное состояние и перспективы развития электрификации сельского хозяйства России.

Электрификация, т. е. производство, распределение и применение электроэнергии, — основа устойчивого функционирования и развития всех отраслей промышленности и сельского хозяйства страны и комфорта быта населения.

С начала создания энергетики страны началось объединение районных электростанций в ряд энергосистем крупных районов с помощью линий электропередачи (ЛЭП) напряжением* 35 и ПОкВ. На следующем этапе эти системы укрупнялись и были созданы межрайонные системы Центра, Урала и Юга уже на базе линий электропередачи напряжением 220 и 154 кВ.

При строительстве на Волге двух крупных гидроэлектростанций около Самары и Волгограда потребовалось соорудить линию электропередачи напряжением 500 кВ. Была построена линия электропередачи напряжением 800 кВ постоянного тока Волгоград—Донбасе, соединяющая энергосистему Юга с энергосистемами Урала и Центра. В результате освоения сверхвысоких напряжений почти все энергосистемы страны объединены в Единую энергетическую систему. Построены сверхдальние линии переменного и постоянного тока напряжением 1150 и 1500 кВ для передачи электроэнергии из Сибири на Урал и в Центр России.

При развитии районных электростанций, объединении их в энергетические системы создаются благоприятные условия для электрификации всех отраслей промышленности и сельского хозяйства.

Наряду с успехами в области централизованного электроснабжения до 1964 г. увеличивалось число мелких тепловых электростанций на тракторных дизелях. В 1964 г. их насчитывалось 109 тыс. при средней мощности 40 кВт. Совхозы и колхозы стремились в кратчайшие сроки получить электроэнергию. Однако было невозможно немедленно удовлетворить эту потребность за счет сетевого строительства от крупных энергосистем или сооружения укрупненных сельских электростанций. Одновременно уменьшалось число гидроэлектростанций с 4,8 тыс. в 1958 г. до 1,6 тыс. в 1964 г. В последующие годы благодаря присоединению к централизованным энергоисточникам было ликвидировано около 35 тыс. мелких тепловых станций. Снизилось количество электроэнергии, полученной от них сельским хозяйством.

2. Типы районных электрических станций- тепловые (в том числе теплоэлектроцентрали), гидравлические, атомные и др.

Районные электростанции соединены ЛЭП в объединенные электрические системы. В России такие системы связаны и составляют Единую энергетическую систему страны.

Для соединения электростанций в систему применяют сверхвысокие напряжения 500, 750 и 1150 кВ переменного тока и 800, 1500 кВ постоянного тока.

Обеспечение требуемого качества электроэнергии, надежности и экономичности — основные задачи сельского электроснабжения.

Качество электрической энергии при питании электроприемников от трехфазных электрических сетей общего назначения, т. е. для основного варианта сельского электроснабжения, определяют стабильностью и уровнями частоты тока и напряжения у потребителей, а также степенью несимметрии и несинусоидальности (искажения формы кривой по сравнению с синусоидной) напряжений.

3 Особенности электроснабжения сельского хозяйства, перспективы его развития.

Важная задача сельского электроснабжения — поддержание требуемых уровней напряжения у потребителей. Изменение напряжения, особенно сверх допустимого значения, оказывает значительное влияние на работу потребителей. Весьма чувствительны к этому осветительные приборы. При повышении напряжения сверх номинального резко снижается срок службы ламп накаливания, а при понижении заметно падает их световой поток. Для люминесцентных ламп, которые все более широко применяют в сельскохозяйственных осветительных установках, срок службы сокращается как при повышении, так и при понижении напряжения.

4. Показатели качества электрической энергии и их нормативные значения по ГОСТ 13109-97. Влияние качества электрической энергии на работу электроприемников.

Для уменьшения влияния несимметрии нагрузок на качество напряжения необходимо обеспечивать по возможности симметричное распределение однофазных приемников по фазам и включение более мощных из этих приемников на линейное напряжение. Этому способствует также увеличение сечения проводов, и в первую очередь нулевого провода. В результате уменьшаются сопротивление и ток нулевой последовательности.

С этой же целью целесообразно вместо распространенных трансформаторов 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток «звезда—звезда—нуль» устанавливать трансформаторы со схемой «звезда—зигзаг—нуль». Наконец, можно использовать также специальные симметрирующие устройства.

5 Мероприятия по улучшению показателей качества электроэнергии. Контроль показателей качества электроэнергии.

Принципиально существует три возможности улучшения показателей качества электроэнергии и обеспечения электромагнитной совместимости потребителей и электросистемы:

- уменьшение сопротивлений элементов системы электроснабжения;
- изменение напряжений симметричных составляющих;
- ограничение токов симметричных составляющих основной и высших гармонических частот в местах их возникновения.

Первая возможность заключается в использовании сдвоенных реакторов, установок продольной компенсации реактивной мощности, быстродействующих токоограничивающих устройств. Эти методы позволяют осуществить параметрическую стабилизацию режима напряжений, но не устраняют несимметрию и несинусоидальность токов и вызванные ими последствия (перегрузка обмоток вращающихся машин токами обратной последовательности, конденсаторных батарей токами высших гармоник, потери мощности и пр.)

Вторая возможность — создание симметричной системы напряжений на зажимах многофазного электроприемника, подключенного к несимметричной системе. Ее реализация, как правило, сопряжена со значительными затратами и ограничивается индивидуальными ЭП. При этом несимметрия входных токов и напряжений не устраняется. Такой путь может быть

использован, например, при разработке устройств питания трехфазных потребителей от системы два провода — земля, рельс, труба от однофазной сети; для симметрирования напряжений сети, подключенной к неполнофазной линии электропередач; для стабилизации напряжения. При реализации этого способа из-за фильтров симметричных составляющих возникают большие потери энергии, обусловленные активными элементами фильтра.

Третья возможность состоит в ограничении нагрузочных токов симметричных составляющих до допустимых значений с помощью поперечно включаемых компенсирующих устройств. Принципиальное отличие этого метода от двух предыдущих заключается в том, что его использование устраняет причину возникновения несимметрии (токи), а не ее следствие (напряжение).

Действительно, несимметричные нагрузки являются источниками токов симметричных составляющих и максимальные значения напряжений с порядком следования фаз, отличных от прямого, имеют место в точках подключения указанных нагрузок к многофазной системе. Ограничиваая токи симметричных составляющих в местах их возникновения, можно обеспечить допустимый режим во всех узлах сети и, что особенно важно, уменьшить потери электроэнергии. Одновременно при таком способе открываются широкие возможности создания компенсирующих устройств многофункционального назначения. Так, например, симметричные схемы конденсаторных батарей или фильтров с последовательным соединением L—С элементов позволяют осуществить либо только компенсацию реактивной мощности (РМ), либо компенсацию РМ и фильтрацию высших гармоник. Изменив схему подключения этих элементов, можно также осуществить симметрирование токов без дополнительных затрат.

1. 2 Лекция №2 (2 часа).

Тема: «Надежность электроснабжения»

1.2.1 Вопросы лекции:

1. Категории потребителей по надежности электроснабжения.
2. Требования к надежности потребителей первой, второй и третьей категорий.
3. Схемы электроснабжения потребителей первой категории.
4. Норма надежности электроснабжения потребителей первой, второй и третьей категорий.
5. Ущерб от перерывов в электроснабжении с.х. потребителей.
6. Способы и средства повышения надежности.
7. Выбор средств для повышения надежности электроснабжения.
8. Обеспечение высоких технико-экономических показателей систем электроснабжения с.х. потребителей путем рационального использования электроэнергии и снижения с помощью специальных мероприятий (организационных, технических).

1.2.2 Краткое содержание вопросов:

1. Категории потребителей по надежности электроснабжения.

В связи с серьезными количественными и качественными изменениями сельскохозяйственных потребителей электроэнергии значительно возросла актуальность задачи обеспечения надежного электроснабжения. Это связано с появлением сельскохозяйственных предприятий промышленного типа, в первую очередь животноводческих комплексов.

К организационно-техническим мероприятиям относят следующие:

1. Повышение требований к эксплуатационному персоналу, в том числе трудовой и производственной дисциплине, а также повышение квалификации персонала.
2. Рациональная организация текущих капитальных ремонтов и профилактических испытаний, в том числе совершенствование планирования ремонтов и профилактических работ, механизация ремонтных работ, ремонт линий под напряжением.

В сельских электрических сетях линии под напряжением практически не ремонтировали. В то же время в сетях другого назначения, в том числе напряжением выше

110 кВ, линии ремонтируют, так как значительно уменьшаются перерывы в электроснабжении, в первую очередь при планово-предупредительных и профилактических работах. Это объясняется меньшей эффективностью ремонта под напряжением в сельских распределительных сетях 10 кВ, чем, например, в сетях более высоких напряжений, и недостаточной квалификацией обслуживающего персонала. Однако следует предполагать, что в дальнейшем такой ремонт найдет применение и в сельских электрических сетях.

3. Рациональная организация отыскания и ликвидации повреждений, в том числе совершенствование поиска повреждений, в частности с использованием специальной аппаратуры; применение необходимого автотранспорта; диспетчеризация, телемеханизация, радиосвязь и др.; механизация работ по восстановлению линий.

4. Обеспечение аварийных запасов материалов и оборудования. Следует стремиться к оптимальному объему этих запасов, так как их излишек связан с потерей капиталовложений, а недостаток может привести к увеличению срока восстановительных работ.

2. Требования к надежности потребителей первой, второй и третьей категорий.

С точки зрения обеспечения надежного и бесперебойного питания, приемники электрической энергии делятся на четыре категории:



Это потребители первой особой категории электроснабжения, потребители первой категории, потребители второй категории, потребители третьей категории электроснабжения.

Особая категория — приемники, перерыв в электроснабжении которых недопустим.



1-я категория электроснабжения — приемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей или значительный материальный ущерб, связанный с повреждением оборудования, массовым браком продукции или длительным расстройством сложного технологического процесса производства.



2-я категория электроснабжения — приемники, перерыв в электроснабжении которых связан с существенным недоотпуском продукции, простоем людей, механизмов, промышленного транспорта.



3-я категория электроснабжения — приемники, не подходящие под определения 1-й и 2-й категорий (например, приемники второстепенных цехов, не определяющих технологический процесс основного производства).



Вопрос о надежности электроснабжения потребителей связан с числом источников питания, схемой электроснабжения и категорией потребителей. Приемники 1-й категории должны иметь не менее двух независимых источников питания. Приемники 2-й категории могут иметь один-два источника питания (решается конкретно в зависимости от значения, которое имеет данное промышленное предприятие в народном хозяйстве страны, и местных условий). Приемники 3-й категории, как правило, могут иметь один источник питания, но если по местным условиям можно обеспечить питание без существенных затрат от второго источника, то применяется резервирование питания и для этой категории приемников.

Классификация приемников электрической энергии и их общие характеристики

Около 70% всей вырабатываемой в нашей стране электрической энергии потребляется промышленными предприятиями.

Приемники электроэнергии промышленных предприятий делятся на следующие группы:

1. Приемники трехфазного тока напряжением до 1000 В, частотой 50 Гц.
2. Приемники трехфазного тока напряжением выше 1000 В, частотой 50 Гц.
3. Приемники однофазного тока напряжением до 1000 В, частотой 50 Гц.

4. Приемники, работающие с частотой, отличной от 50 Гц, питаемые от преобразовательных подстанций и установок.

5. Приемники постоянного тока, питаемые от преобразовательных подстанций и установок.

Для всех приемников перечисленных выше групп необходимо знать:

1) требования, предъявляемые действующими Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) к надежности питания приемников (1-я, 2-я и 3-я категории);

3) режим работы (продолжительный, кратковременный, повторно-кратковременный);

3) места расположения приемников электроэнергии и являются ли они стационарными или передвижными.

В настоящее время электроснабжение промышленных предприятий ведется на переменном трехфазном токе. Для питания групп приемников постоянного тока сооружаются преобразовательные подстанции, на которых устанавливаются преобразовательные агрегаты: полупроводниковые выпрямители, ртутные выпрямители, двигатели-генераторы и механические выпрямители.

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

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

Часто встречающимися приемниками постоянного тока, требующими питания от преобразовательных подстанций, являются: электрифицированный транспорт, некоторые установки, использующие явление электролиза, некоторые электродвигатели подъемно-транспортных и вспомогательных механизмов.

Согласно ПУЭ электротехнические установки, производящие, преобразующие, распределяющие и потребляющие электроэнергию, подразделяются на электроустановки напряжением до 1000 В и электроустановки напряжением выше 1000 В.

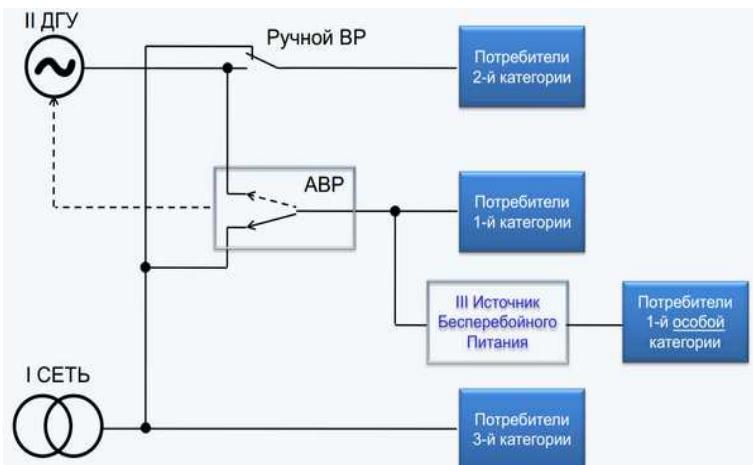
Электротехнические установки напряжением до 1000 В выполняются как с глухо заземленной, так и с изолированной нейтралью, а установки постоянного тока — с глухо заземленной и изолированной нулевой точкой.

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

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

Для преобразования переменного тока промышленной частоты в токи высокой и повышенной частоты служат двигатели-генераторы (электромашинные преобразователи), а также тиристорные или ионные преобразователи. Для получения повышенной частоты до 10 кГц применяют преимущественно тиристорные преобразователи (инверторы). Для получения частот 10 кГц и выше применяются ламповые генераторы. От ионных генераторов можно получать до 2800 Гц. К приемникам с пониженной частотой относятся коллекторные электродвигатели, применяемые для транспортных целей (16 2/3 Гц), перемешиватели жидкого металла (до 25 Гц) и индукционные нагревательные устройства для отливки крупных деталей. Переменный ток пониженной частоты в промышленных установках широкого применения не имеет.

Приемники электрической энергии могут быть подразделены на группы по сходству режимов, т.е. по сходству графиков нагрузки. Деление потребителей на группы позволяет более точно находить суммарную электрическую нагрузку.



Различают три характерные группы электроприемников:

1. Приемники, работающие в режиме с продолжительно неизменной или мало меняющейся нагрузкой. В этом режиме электрическая машина или аппарат может работать продолжительное время без повышения температуры отдельных частей машины или аппарата свыше допустимой. Примерами приемников, работающих в этом режиме, являются электродвигатели компрессоров, насосов, вентиляторов и т. п.

2. Приемники, работающие в режиме кратковременной нагрузки. В этом режиме рабочий период машины или аппарата не настолько длителен, чтобы температура отдельных частей машины или аппарата могла достигнуть установившегося значения. Период остановки машины или аппарата настолько длителен, что машина практически успевает охладиться до температуры окружающей среды. Примерами данной группы приемников являются электродвигатели электроприводов вспомогательных механизмов металорежущих станков (механизмы подъема поперечины, зажимы колонн, двигатели быстрого перемещения суппортов и др.), гидравлических затворов и т. п.

3. Приемники, работающие в режиме повторно-кратковременной нагрузки. В этом режиме кратковременные рабочие периоды машины или аппарата чередуются с кратковременными периодами отключения. Повторно-кратковременный режим работы характеризуется относительной продолжительностью включения (ПВ) и длительностью цикла. В повторно-кратковременном режиме электрическая машина или аппарат может работать с допустимой для них относительной продолжительностью включения неограниченное время, причем превышение температур отдельных частей машины или аппарата не выйдет за пределы допустимых значений. Примером этой группы приемников являются электродвигатели кранов, сварочные аппараты и т. п.

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

В действительности график нагрузки каждого приемника отличается от заданного при проектировании. На режим работы приемника влияют технологические особенности каждой отрасли промышленности. График нагрузки приемника является основным показателем, по которому его следует классифицировать.

Кроме разделения потребителей по режимам работы следует учитывать несимметричность нагрузки или неравномерность загрузки фаз. К симметричным нагрузкам относятся электродвигатели и трехфазные печи. К несимметричным нагрузкам (одно- и двухфазным) следует отнести электрическое освещение, однофазные к двухфазным печи, однофазные сварочные трансформаторы и т. п. в том случае, когда распределить их симметрично по фазам не удается.

3. Схемы электроснабжения потребителей первой категории.

Потребители 1 категории надёжности электроснабжения - это 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 (п. 1.2.18 ПЭУ)

Для потребителей с 1 категорией надежности электроснабжения необходимо осуществить энергоснабжение от двух источников питания. При этом источники питания должны быть независимые. Такая схема энергоснабжения применяется для снижения рисков аварийного отключения электроэнергии для электроприемников 1 категории надежности электроснабжения. При аварии на одном источнике питания, электроснабжение потребителя будет осуществляться по второму источнику (второму вводу). При этом для электроприемников 1 категории надежности допускается прекращение подачи электроэнергии при отключении одного источника питания только на время не превышающее автоматический переход на энергоснабжение потребителя по второму источнику питания.

Также среди потребителей 1 категории надежности электроснабжения выделяют отдельно особую группу. Электроприемники особой группы первой категории характеризуются тем, что их бесперебойная работа необходима для безаварийной остановки производства, предотвращения пожаров и других ЧС. При этом, энергоснабжение особой группы должно осуществляться от третьего независимого источника питания, который может быть дизельным генератором, подключением к аккумуляторным батареям. В случае отсутствия резервного питания электроприемников особой группы, допускается использование технологического резервирования и плавной остановки производственного процесса.

4. Норма надежности электроснабжения потребителей первой, второй и третьей категорий.

При внедрении схем городских распределительных сетей, предложенных С.С. Миловидовым и Д.Е. Павликовым, можно в разы увеличить надежность электроснабжения, а также, благодаря возможности передачи электроэнергии между двумя центрами питания (подстанции (ПС) 110/10(6) кВ), увеличить загрузку этих ПС и почти в два раза снизить потери электроэнергии в сетях, т.е. выполнить требования закона «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности...».

На отдельных участках электрической сети Краснодара проектный институт «ГипроКоммунЭнерго» на протяжении уже продолжительного периода времени, советуясь, конечно, с электросетевыми предприятиями, применяет рассмотренные схемы. И нареканий на работу не имеется.

Категории надежности

Правила устройства электроустановок (ПУЭ) определяют категории электроприемников по надежности электроснабжения. В них определено, что в городах и больших поселках городского типа преобладают потребители 1 и 2 категории электроснабжения. Но практически ничего не говорится о надежности электроснабжения потребителей 3 категории, которые составляют большую часть сельских поселений.

Согласно п. 1.2.21 ПУЭ, для электроприемников 3 категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания, при условии что перерывы в электроснабжении, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают одних суток. Однако представим поселок индивидуальной застройки, в котором для отопления используются газовые котлы, а контроль и управление осуществляется электрической энергией, либо источники снабжения горячей водой и отоплением полностью работают на электричестве. Можно только предполагать, что случится с таким жильем при отключенном электричестве через 23 часа при низкой температуре.

По всей вероятности, схема электроснабжения любых поселений должна быть более надежна и соответствовать уже 2 категории надежности. Количество потребителей 3 категории все время уменьшается, в поселениях появляются потребители, требующие 2 категории надежности, под которых переделывать всю схему внешнего электроснабжения, как правило, никто не будет.

Из вышесказанного следует сделать вывод, что при проектировании новых объектов и реконструкции действующих следует особое внимание уделять надежности. А надежность двухлучевых, многолучевых схем сомнению не подвергается, поэтому их исполнение должно быть принято за правило.

5. Ущерб от перерывов в электроснабжении с.х. потребителей.

В задачах организации системы управления надежностью электроснабжения потребителей категория ущерба последних от нарушений - отказов и отключений - занимает важное место. Во-первых, величина ущерба является определяющей при отнесении потребителя к категории обеспечения надежности электроснабжения, а следовательно, к масштабу резервирования его электропитания. В свою очередь это обстоятельство влияет на выбор потребителя относительно желательного для него уровня надежности электроснабжения и соответствующего "тарифного меню". Величина ущерба от перерывов электроснабжения непосредственно отражается в виде экономических санкций к стороне, виновной в нарушении нормального режима электроснабжения.

Разнообразие целей использования категории ущерба от перерывов электроснабжения, множество субъектов электроэнергетического рынка, заинтересованных в корректной его оценке, а также вариабельность конкретных реализаций событий, которые могут способствовать нанесению ущерба потребителям, предопределяют требования к его оценке. Можно даже говорить о необходимости консенсуса всех заинтересованных сторон относительно методологии определения убытка, нанесенного потребителям по причине сбоев в подаче электроэнергии. При этом следует учитывать, что по проблеме определения объема потерь в силу коммерческой заинтересованности сторон расхождения в подходах и величине, как правило, весьма существенны. Практически полностью устарела информация об ущербах потребителей, накопленная в период 1970-1990 гг., поэтому на сегодня ни для целей проектирования, ни для других задач управления надежностью электроснабжения потребителей сведениями мы не располагаем.

Теперь следует обратиться к опыту определения характеристик ущерба зарубежных стран, где экономика находится на высоком уровне развития, и в частности - США. Объемные исследования в этом направлении дали положительный результат. Американские энергокомпании и исследовательские центры располагают довольно полной информацией об ущербах предприятий практически всех технологических направлений, а также убытков от отключений в коммунальном хозяйстве и в быту. Степень подробностей располагаемой информации позволяет использовать последнюю с высокой точностью в целях управления надежностью электроснабжения практически каждого конкретного потребителя.

Аналогичные исследования и разработки, включая систему постоянного мониторинга за ситуацией, связанной с возникновением ущербов потребителей при перерывах в электроснабжении, необходимо организовать и в нашей стране. Такая система должна стать неотъемлемой частью общей системы управления надежностью в энергосистемах.

Расчет ущерба от перерыва в электроснабжении

При выявлении ущерба от перерыва питания время фактического простоя потребителя складывается из времени перерыва электроснабжения и времени, необходимого для достижения нормальной производительности агрегата, цеха. Существует минимально допустимая продолжительность перерыва питания, которая не отражается на работе данного потребителя вследствие инерционности электроприводных и технологических механизмов. Ее значение зависит от характера процесса и специфики производства и колеблется в больших пределах от 1 с до 30 мин.

Различают два вида ущерба от перерыва питания: прямой и косвенный.

В прямой ущерб входят:

1. стоимость простоя рабочей силы
2. выход из строя или сокращение срока службы механизмов;
3. убытки от энергетических потерь, связанных с утечкой пара, газа, сжатого воздуха, тепла печей;
4. убытки от расстройства технологического процесса;
5. ущерб от брака продукции, порчи сырья, материалов и полуфабрикатов, от увеличения затрат труда, материалов и энергии на единицу продукции.

Косвенный ущерб - убытки от недовыпуска продукции вследствие перерыва питания.

Ущерб имеет место при отклонениях качества электроэнергии от нормированных значений: отклонения напряжения и частоты, колебания напряжения при толчковых нагрузках, несинусоидальность и несимметрия напряжения.

Величина ущерба от перерыва электроснабжения рассчитывается двумя способами.

Первый способ основан на анализе отказов и может применяться для анализа вероятного ущерба. Второй способ применим для анализа уже случившегося перерыва в электроснабжении.

Первый способ.

Ожидаемый среднегодовой ущерб от перерыва в электроснабжении:

$$U = U_0 T^* \mathcal{E}_n ,$$

где U_0 - удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителя, определяемый временем перерыва и характером производства, руб/кВт ч; \mathcal{E}_n - электроэнергия, недоотпущеная потребителю вследствие нарушения электроснабжения, определяемая по формуле.

$$\mathcal{E}_n = \mathcal{E}_{\text{потр}} * q_c ,$$

где $\mathcal{E}_{\text{потр}}$ - годовая потребность предприятия в электроэнергии, кВт ч; q_c - вероятность отказа системы электроснабжения, 1/год.

Определение ущербов (убытков) от перерывов электроснабжения промышленных объектов

Для определения оптимального уровня надежности электроснабжения потребителей второй группы необходимо знать величину годового ущерба при перерывах электроснабжения, которая определяется особенностями технологического процесса, зависит от частоты и длительности перерывов электроснабжения, а также от вероятности совпадения этих перерывов с той или иной фазой технологического процесса, если производство циклическое или периодическое.

При перерыве электроснабжения длительностью более некоторого критического времени t_0 происходит расстройство технологического процесса и возникает ущерб. В общем случае время простоя технологической установки, цеха при перерыве электроснабжения может быть определено из выражения:

$$t_n = t_0 + t_{\text{тех}} + t_{\text{пуск}},$$

где t_0 - длительность перерыва электроснабжения, причем $t_0 > t_0$; $t_{\text{тех}}$ - время, необходимое для доведения параметров технологического процесса после восстановления электроснабжения до регламентируемых величин; $t_{\text{пуск}}$ - время пуска технологической установки, равное времени достижения номинальной производительности после восстановления регламентируемых параметров режима. Обычно в расчетах используют так называемое приведенное время простоя (t'_n), которое равно:

$$t'_n = t_0 + t_{\text{тех}} + t_{\text{пуск}} - t'_0 + t'_\text{пуск}$$

где t'_0 - приведенное время перерыва электроснабжения; $t'_\text{пуск}$ - приведенное время пуска установки;

В общем случае ущерб предприятия при перерыве электроснабжения определяется по формуле

$$U = U_p + U_{n3} + U_{n4},$$

где $У_п$ - составляющая полного ущерба (прямые убытки), которая возникает на отключенной установке из-за потерь и брака продукции, перерасхода энергоресурсов, сырья и материалов, поломок оборудования при внезапной остановке, простое и послеаварийном пуске, а также из-за увеличения условно-постоянной составляющей себестоимости продукции (цеховые и общезаводские расходы, амортизационные отчисления и т.д.), если недовыпуск продукции после восстановления электроснабжения не может быть восполнен; $У_{нз}$ - составляющая полного ущерба, вызываемая недозагрузкой предшествующих или последующих установок технологический цепи и определяемая теми же статьями убытков, что и $У_п$; $У_{нп}$ - составляющая полного ущерба, определяемая недополучением предприятием прибыли, так называемые косвенные убытки.

$$У_{нп}=К*Q_n*t'_{n*}(\mathcal{C}-C),$$

где Q_n - номинальная или доаварийная производительность установки, цеха, предприятия; t'_{n*} - приведенное время простоя установки из-за перерывов электроснабжения; \mathcal{C}, C - соответственно цена и себестоимость единицы товарной продукции; K - доля в выпуске товарной продукции остановленной установки (для концевых товарных цехов $K=1$).

Если недовыпуск продукции восполняется, например, путем форсирования режима, включением резервных агрегатов, использованием сверхурочных часов работы, то все возникающие при этом дополнительные расходы относят к составляющей прямого ущерба, но зато в этом случае не учитывается перерасход условно-постоянной составляющей себестоимости продукции и составляющая ущерба $У_{нп}$ принимается равной нулю. Составляющая ущерба $У_{нз}$ имеет место только в случае сохранения в предшествующих и последующих установках и цехах электроснабжения и отсутствия складов-накопителей промежуточной или готовой продукции, то есть в случаях, когда смежные установки, цехи останавливаются на "горячий простой" при аварийной остановке какого-либо цеха в последовательной технологический цепи из-за перерыва его электроснабжения. С достаточной для расчетов надежности точностью путем калькулирования отдельных убытков удается получить зависимости разового ущерба установки, цеха от длительности перерыва электроснабжения - $У = f(t_s)$. Зная показатели надежности (ω_b, T_b) и зависимости $У = f(t_s)$ для любого узла СЭС, можно определить величину ожидаемого годового ущерба.

6. Способы и средства повышения надежности.

Анализ данных статистики аварий в распределительных сетях карьеров(разрезов) позволил выявить основные конструктивные и эксплуатационные недостатки как отдельных элементов сети, так и систем электроснабжения в целом.

Изучение работы систем электроснабжения, а также опыт эксплуатации показывает, что надежность этих систем зависит от наличия и правильного действия ряда устройств, применяемых в электрических сетях (устройств релейной защиты, автоматики, компенсации емкостных токов и т.д.). Учитывая это, можно определить следующие основные способы повышения надежности систем электроснабжения:

1. Поэлементное усовершенствование схем электроснабжения;
2. Разработка наиболее рациональных схем электроснабжения участков горных работ и карьера (разреза) в целом;
3. Повышение уровня эксплуатации электрических установок;
4. Правильный выбор режима нейтрали электрической сети 6 кВ;
5. Применение совершенных устройств защиты от однофазных замыканий на землю;
6. Автоматизация и телемеханизация систем электроснабжения.

7. Выбор средств для повышения надежности электроснабжения.

К техническим средствам и мероприятиям по повышению надежности электроснабжения относят следующие:

1. Повышение надежности отдельных элементов сетей, в том числе опор, проводов, изоляторов, различного линейного и подстанционного оборудования.

2. Сокращение радиуса действия электрических сетей. Воздушные электрические линии — наиболее повреждаемые элементы системы сельского электроснабжения. Число повреждений растет примерно пропорционально увеличению длины линий.

В системе сельского электроснабжения проведена значительная работа по разукрупнению трансформаторных подстанций и сокращению радиуса действия сетей, который для линий напряжением 10 кВ должен быть повсеместно снижен до 15 км, а в дальнейшем — примерно до 7 км, как это принято во многих зарубежных странах.

3. Применение подземных кабельных сетей. Значительные преимущества перед воздушными линиями имеют подземные кабельные. Они короче воздушных, так как их не нужно прокладывать по обочинам полей севооборотов, а можно вести по кратчайшему расстоянию. При этом полностью устраняются помехи сельскохозяйственному производству. Основное же преимущество кабельных линий — их высокая надежность в эксплуатации. Полностью исключаются повреждения линий от гололеда и сильных ветров, существенно снижаются аварии от атмосферных перенапряжений. Число аварийных отключений снижается в 8... 10 раз. Однако продолжительность ликвидации аварий на кабельных линиях при современном уровне эксплуатации примерно в 3 раза больше, так как сложнее найти место повреждения и приходится проводить земляные работы по вскрытию траншеи. С помощью специальных приборов можно ускорить отыскание повреждений.

Особенно существенно, что капиталовложения на кабельные линии при прокладке кабелеукладчиками оказываются практически одинаковыми по сравнению с капиталовложениями на воздушные.

Благодаря этим преимуществам кабельные линии напряжением 10 кВ весьма перспективны для развития сельских электрических сетей и в будущем по мере роста выпуска кабеля электропромышленностью все большее число линий будут кабельными, а воздушные линии 0,38 кВ будут выполняться с использованием изолированных проводов.

4. Сетевое и местное резервирование. Сельские электрические сети работают в основном в разомкнутом режиме, т. е. они обеспечивают одностороннее питание потребителей. При таком режиме можно снизить значения токов короткого замыкания, применить более дешевую аппаратуру, в частности выключатели, разъединители и др., снизить потери мощности в сетях, облегчить поддержание требуемых уровней напряжения на подстанциях и т. п. При этих условиях надежность электроснабжения потребителей значительно ниже, чем при замкнутом режиме, т. е. при двухстороннем питании потребителей. В качестве резервного источника может быть использована вторая линия электропередачи от другой подстанции (или от другой секции шин двухтрансформаторной подстанции). Такое резервирование называют сетевым. Однако особенно в районах с повышенными гололедно-ветровыми нагрузками возможно повреждение обеих линий и прекращение подачи энергии. Более независимым источником служит резервная электростанция (местное резервирование). В системе сельского электроснабжения для питания наиболее ответственных потребителей в период аварии основной линии чаще всего в качестве резервной используют дизельные электростанции небольшой мощности, применение которых намечается значительно расширить.

5. Автоматизация сельских электрических сетей, в том числе совершенствование релейной защиты, использование автоматического повторного включения (АПВ), автоматического включения резерва (АВР), автоматического секционирования, устройств автоматизации поиска повреждений, автоматического контроля ненормальных и аварийных режимов, телемеханики.

Широкое внедрение большинства рассмотренных ранее технических средств связано с большими капитальными вложениями, учитывая, что протяженность сельских электрических сетей достигла 2,2 млн км. При автоматизации сетей как средства повышения надежности электроснабжения требуются относительно малые затраты при широких возможностях использования в эксплуатируемых сетях без их серьезной реконструкции. Автоматизация —

одно из основных и наиболее эффективных средств повышения надежности электроснабжения.

Следует отметить, что максимальный эффект от повышения надежности электроснабжения может быть получен при комплексном использовании различных мероприятий и средств. Их оптимальные сочетания определяются конкретными условиями. Разрабатывают целую комплексную программу повышения надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, которая будет включать в себя рекомендации по оптимальным комплексам средств для различных условий.

8. Обеспечение высоких технико-экономических показателей систем электроснабжения с.х. потребителей путем рационального использования электроэнергии и снижения с помощью специальных мероприятий (организационных, технических).

Повышение экономичности электроснабжения сельского хозяйства — большая комплексная задача. С ней тесно связаны задачи улучшения качества электроэнергии и надежности электроснабжения. В результате проведения ранее рассмотренных мероприятий в большинстве случаев одновременно растет экономичность электроснабжения. Весьма важны мероприятия по снижению потерь электроэнергии и ее рациональному использованию.

Все электроустановки, составляющие систему электроснабжения, в том числе электрические линии и трансформаторы, характеризуются активными сопротивлениями. Поэтому при передаче, распределении и преобразовании электрической энергии происходят ее потери.

Подавляющая часть потерь энергии в сельских сетях приходится на электрические линии и трансформаторы, и обычно в практических расчетах учитывают потери только в этих элементах сетей. Потери энергии в проводах, кабелях и обмотках трансформаторов пропорциональны квадрату протекающего по ним тока нагрузки, и поэтому их называют нагрузочными потерями. Ток нагрузки, как правило, изменяется во времени, и нагрузочные потери часто называют переменными.

По мере роста нагрузок и присоединения к электрической сети новых потребителей в ней возрастают потери электрической энергии. На предприятиях электрических сетей систематически рассчитывают потери мощности и энергии, и на основе этих расчетов в необходимых случаях проводят мероприятия по снижению потерь.

Различают организационные мероприятия по снижению потерь, совершенствованию систем учета электроэнергии, а также технические.

К основным организационным мероприятиям относят:

- выбор оптимальных мест размыкания воздушных линий (ВЛ) напряжением 10...35 кВ с двухсторонним питанием;

- поддержание оптимальных уровней напряжения на шинах 10 кВ

- районных трансформаторных подстанций (РТП) 110...35/10 кВ и на шинах 0,38 кВ трансформаторных подстанций или пунктов (ТП) 10/0,4 кВ;

- отключение одного из трансформаторов в режимах малых нагрузок на двухтрансформаторных подстанциях, а также трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой;

- выравнивание нагрузок фаз в сетях напряжением 0,38 кВ;

- сокращение сроков ремонта и технического обслуживания (ТО) линий, трансформаторов и распределительных устройств;

- снижение расхода энергии на собственные нужды подстанций.

Организационные мероприятия, а также мероприятия по совершенствованию систем учета электроэнергии, как правило, не требуют значительных первоначальных затрат, и поэтому их проводить всегда целесообразно.

Иначе обстоит дело с техническими мероприятиями, связанными с дополнительными капитальными вложениями.

К основным техническим мероприятиям относят:

- установку в сетях статических конденсаторов, в том числе батарей с автоматическим регулированием мощности;
- установку на РТП 110...35/10 кВ трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН);
- замену недогруженных и перегруженных трансформаторов на потребительских ТП;
- повышение пропускной способности сетей путем строительства новых линий и подстанций;
- замену проводов на перегруженных линиях, в том числе ответвлений от ВЛ напряжением 0,38 кВ к зданиям;
- перевод электрических сетей на более высокое номинальное напряжение.

Наиболее эффективное из этих мероприятий — компенсация реактивной мощности с помощью статических конденсаторов. Принцип такой компенсации параллельно включаемыми конденсаторами заключается в следующем.

Часть мощности, передаваемой по линии, а именно реактивной, не расходуется на теплоту или механическую работу, а является лишь мерой энергии, которой обмениваются магнитные поля источника и приемника. Однако ток, соответствующий реактивной мощности, протекая по линии передачи, вызывает в ней потери мощности и напряжения.

Для обеспечения наивысшей экономической эффективности мощность конденсаторных батарей в сетях напряжением 0,38 кВ нужно выбирать такой, чтобы в часы максимума реактивной нагрузки коэффициент мощности у потребителей был не менее 0,95. При этом коэффициент реактивной мощности не должен превышать 0,33.

Установка на подстанциях 110...35/10 кВ трансформаторов с РПН необходима не только для снижения потерь энергии, но и для соблюдения у потребителей нормированных отклонений напряжения. Из-за несовпадения фактических и расчетных нагрузок некоторые трансформаторы эксплуатируемой сети могут быть недогружены, причем в дальнейшем рост нагрузки части этих трансформаторов маловероятен. В этом случае целесообразно заменить трансформатор на аппарат меньшей мощности. При этом снижаются потери холостого хода, но увеличиваются потери в обмотках трансформатора. С учетом такого обстоятельства можно определить предельную загрузку установленного трансформатора, при которой целесообразна замена на трансформатор меньшей мощности.

Пропускную способность сетей повышают путем строительства новых линий и подстанций, а также замены проводов на перегруженных линиях в процессе развития сети по специальным проектам. Перевод сельских электрических сетей на более высокое номинальное напряжение заключается лишь в переводе сохранившихся в отдельных районах сетей напряжением 6 кВ на напряжение 10 кВ. При рациональном использовании электроэнергии предполагают прежде всего улучшение работы ее приемников. Технико-экономические расчеты нужно выполнять для всей системы электроснабжения, т. е. ее производства, распределения и применения. Экономический эффект должен быть определен в масштабе всей энергосистемы, но не отдельного хозяйства.

Важное значение имеет нормирование расхода электроэнергии, т. е. установление норм удельного расхода. При наличии научно обоснованных, прогрессивных норм и соответствующей системы материального вознаграждения за их выполнение и перевыполнение обеспечивается существенная экономия электроэнергии.

По мере изменения технологического процесса, повышения квалификации персонала, установки более совершенного оборудования нормы необходимо систематически пересматривать; это входит в обязанности работников электротехнической службы.

Удельные нормы расхода электроэнергии, полученные при расчете, обязательно должны быть проверены для данного объекта путем замера расхода электроэнергии в нем в течение определенного срока (год, сезон работы) и при условии нормальной эксплуатации объекта.

Нормирование возможно только при налаженном учете расхода электроэнергии в данном хозяйстве.

Для рационального использования электроэнергии важно регулировать графики нагрузки. Пропускная способность электрических сетей (проводов, трансформаторов и т. д.) определяется максимальной расчетной нагрузкой: чем больше будет передаваться электроэнергии по этим сетям в течение суток или года, тем больше они будут использованы и тем выше будет экономичность электроснабжения.

1. 3 Лекция №3 (2 часа).

Тема: «Характеристика производственных и коммунально-бытовых потребителей сельского хозяйства»

1.3.1 Вопросы лекции:

1. Электрические нагрузки, графики электрических нагрузок суточные, годовые, годовые по продолжительности, время использования максимума нагрузок и время максимальных потерь.

2. Понятие установленной и максимальной расчетной мощностей, расчетного периода

1.3.2 Краткое содержание вопросов:

1. Электрические нагрузки, графики электрических нагрузок суточные, годовые, годовые по продолжительности, время использования максимума нагрузок и время максимальных потерь.

От электрических сетей в сельских районах обычно питается большое число разнообразных потребителей электрической энергии, под которыми понимают приемник или группу приемников электрической энергии, объединенных технологическим процессом и размещенных на определенной территории. Приемником электрической энергии (электроприемником), в свою очередь, называют аппарат, агрегат или механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в энергию другого вида.

В сельских районах находятся следующие потребители электрической энергии:

жилые дома рабочих и служащих в населенных пунктах, фермерские хозяйства;

больницы, школы, клубы, магазины, пекарни, прачечные и другие предприятия, обслуживающие население;

производственные потребители хозяйств (животноводческие фермы, зерноочистительные пункты, теплицы, хранилища сельскохозяйственной продукции, мельницы, гаражи, котельные и т. п.);

предприятия агропромышленного комплекса, хлебоприемные пункты, предприятия по переработке сельскохозяйственной продукции (молокозаводы, консервные заводы, мясокомбинаты и т. п.);

прочие потребители, в числе которых могут быть промышленные предприятия.

Обстоятельное изучение электрических нагрузок в сельском хозяйстве — сложная самостоятельная задача. В данном курсе эту задачу рассматривают частично и сводят в первую очередь к определению расчетных нагрузок, т. е. наибольших значений полной мощности на вводе к потребителю или в электрической сети за промежуток времени 0,5 ч в конце расчетного периода. Различают дневной S_a и вечерний S_a максимум нагрузок потребителя или группы потребителей.

За расчетный период принимают время, истекшее с момента ввода установки в эксплуатацию до достижения нагрузкой расчетного значения. В сельских электроустановках продолжительность такого периода принимают равной 5... 10 годам. Необходимо также знать коэффициент мощности расчетных нагрузок.

Для распространенных в сельском хозяйстве электроприемников показатели нагрузки определяют по нормативам, приведенным далее. При составлении типовых проектов и определении нагрузок, данные по которым отсутствуют в типовой методике, используют реальные графики электрической нагрузки.

Графиком нагрузки называют зависимость активной P , реактивной Q или полной S^1 мощности нагрузки от времени. Графики нагрузки могут быть суточными и годовыми.

В большинстве случаев в разные периоды года суточные графики нагрузки отличаются один относительно другого. Особенно значительно изменяется в средних и северных широтах осветительная нагрузка вследствие изменения продолжительности светового дня. При расчетах часто ограничиваются двумя характерными суточными графиками для зимнего (рис. 3.1, а) и летнего (рис. 3.1, б) дней.

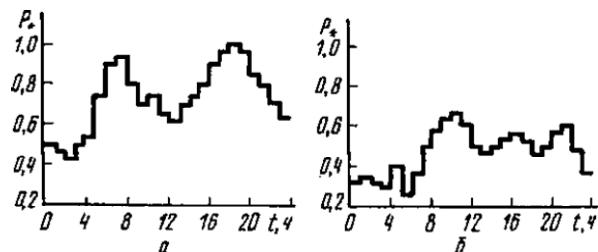


Рис. 3.1. Суточные графики нагрузки для зимнего (а) и летнего (б) дней:
 P — мощность в относительных единицах (по отношению к максимальной)

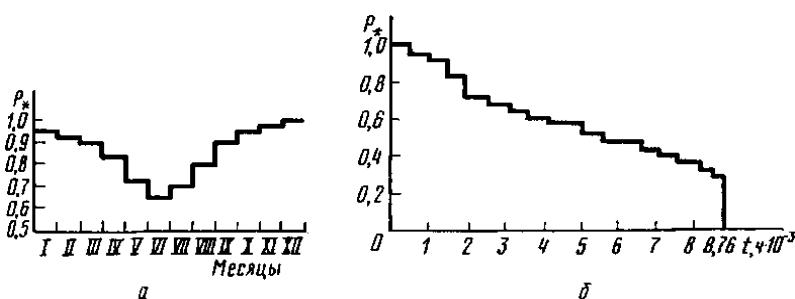


Рис. 3.2. Годовые графики нагрузки: а — по месяцам года; б — по продолжительности

Для всякого потребителя электроэнергии характерна его установленная (или номинальная) мощность $S_{уст}$, указанная в паспорте электрической лампы, электродвигателя или другой установки. Учитывают также присоединенную мощность, т. е. мощность, которую потребляет из сети электроприемник при его полной загрузке. Для всех электроприемников, кроме электродвигателей, присоединенная мощность $S_{пр}$ равна установленной $P_{уст}$. Для электродвигателей

2. Понятие установленной и максимальной расчетной мощностей, расчетного периода.

При серьезных расчетах мощности и потребления электроприемников требуется нахождение расчетной мощности всех потребителей с учетом особенностей их работы. Для этого необходимо изучить ряд понятий и терминов. А чуть позже рассмотрим примеры вычислений.

Расчетная (максимальная) нагрузка - необходима для определения требуемых сечений питающих линий с учетом нагрева и экономической плотности тока, для определения потерь мощности и отклонений напряжения в сетях, выбора мощности питающих трансформаторов, расчета защиты. Расчетная нагрузка приравнивается к постоянной во времени величине нагрузке, которая эквивалентна переменной нагрузке по наиболее тяжелому тепловому воздействию на изоляцию. За расчетную принимается максимальная из средних нагрузок длительностью 30 мин в течение, скажем, смены. Соответственно, при этом будут расчетные 30-минутные максимумы активной мощности P_m , реактивной - Q_m и полной - S_m .

Средняя нагрузка (активная и реактивная) - средняя за максимально загруженную смену $P_{см}$ и $Q_{см}$ - для определения максимальной нагрузки. Среднегодовые нагрузки активной и реактивной энергии $P_{сг}$ и $Q_{сг}$ - для вычисления годовых потерь электроэнергии. В условиях эксплуатации средние нагрузки рассматриваются за определенный характерный интервал времени, например, за время смены $t_{см}$ и определяются по показаниям счетчика активной энергии \mathcal{E}_a и реактивной энергии \mathcal{E}_r . Тогда средние мощности найдутся просто как $P_{см} = \mathcal{E}_a/t_{см}$, а $Q_{см} = \mathcal{E}_r/t_{см}$.

Максимальная кратковременная (пиковая) нагрузка $I_{пик}$, периодически возникающая при пусках электродвигателей, сварочного оборудования и др. - для расчета колебаний напряжения, защиты и проверке сетей по условиям самозапуска двигателей.

При расчете нагрузок используют также следующие величины и коэффициенты:

установленная мощность электроприемника P_u (кВт) - определяемая по паспорту мощность, на которую он рассчитан и может длительно потреблять из сети при номинальном напряжении и продолжительном режиме работы.

1. 4 Лекция №4 (2 часа).

Тема: «Вероятностно-статистические методы прогнозирования нагрузок»

1.4.1 Вопросы лекции:

1. Практические приемы определения электрической нагрузки на вводе в дом, в группу домов, на участках линий электропередачи напряжением 0,38; 6; 10; 110 кВ, на шинах подстанций напряжением 10/0,4 кВ, 35 - 110/10 кВ и т.п. Методы прогнозирования электропотребления крупного с.х. района на перспективу.

1.4.2 Краткое содержание вопросов:

1. Практические приемы определения электрической нагрузки на вводе в дом, в группу домов, на участках линий электропередачи напряжением 0,38; 6; 10; 110 кВ, на шинах подстанций напряжением 10/0,4 кВ, 35 - 110/10 кВ и т.п. Методы прогнозирования электропотребления крупного с.х. района на перспективу.

С течением времени по различным причинам непрерывно изменяются потребляемые электроприемниками активные и реактивные мощности. Отдельные приемники включаются и отключаются в соответствии с технологическим режимом работы предприятий, укладом жизни населения, изменением естественной освещенности. В зависимости от особенностей конкретного производственного процесса могут меняться механические нагрузки на валу электродвигателей. Вследствие различных факторов не остается постоянным напряжение на зажимах приемников. Изменяются число присоединенных к сети приемников и их мощность. Поэтому в каждый момент или период времени электрическая нагрузка представляет собой случайную, или, точнее, неопределенную, величину, значение которой теми или другими методами можно предсказать с достаточной для практических целей точностью.

На первых этапах электрификации сельского хозяйства электроснабжение сельскохозяйственных потребителей осуществлялось главным образом от малочисленных электростанций небольшой мощности и затраты на электрификацию были сравнительно невелики. Соответственно упрощенными были и методы определения расчетных нагрузок. Их значения обычно принимались по нормативам, которым, как правило, недоставало статистического обоснования.

По мере развития сельской электрификации основным источником электроснабжения сельских районов стали районные энергосистемы. Общая протяженность сельских электрических сетей превысила 2,2 млн км. Таким образом, резко возросло применение технических решений, выбираемых по данным о расчетных нагрузках, увеличились затраты на системы электроснабжения и соответственно требования к точности определения нагрузок. Эта точность может быть повышена путем создания адекватных математических моделей процесса изменения нагрузок во времени и достаточно полного информационного обеспечения этих моделей.

В сельскохозяйственной электроэнергетике, как и в других отраслях народного хозяйства, широко применяют вероятностно-статистические методы определения расчетных нагрузок. Реальный процесс изменения электрических нагрузок в общем случае рассматривают как нестационарный случайный процесс, в котором можно различить повторяющиеся суточные, недельные и годовые циклы. В свою очередь, изменение нагрузок в течение каждого цикла также считают нестационарным случайным процессом, который, однако, в отдельные периоды можно представить как стационарный. Такими периодами, например, являются часы максимальных и минимальных нагрузок суточного графика, рассматриваемого как одну из реализаций случайного процесса. Указанные положения легли в основу ряда простых, но достаточно надежных вероятностно-статистических моделей, используемых для определения расчетных значений электрических нагрузок.

1. 5 Лекция №5 (2 часа).

Тема: «Классификация электрических сетей и конструкция опор»

1.5.1 Вопросы лекции:

1. Конструкция и марки проводов для воздушных линий и внутренних проводок, конструкции и марки силовых кабелей напряжением до 10 к

2. Методы пропитки деревянных опор. Изоляторы и линейная арматура.

3. Активные и индуктивные сопротивления проводов и кабелей. Устройство наружных и внутренних электрических сетей. Вводы в здания.

1.5.2 Краткое содержание вопросов:

1. Конструкция и марки проводов для воздушных линий и внутренних проводок, конструкции и марки силовых кабелей напряжением до 10 к.

Опоры воздушных линий поддерживают провода на необходимом расстоянии от поверхности земли, проводов других линий, крыш зданий и т. п. Опоры должны быть механически прочными в различных метеорологических условиях (ветер, гололед и пр.).

В качестве материала для опор на сельских линиях широко применяют древесину деревьев хвойных пород, в первую очередь сосны и лиственницы, а затем пихты и ели (для линий напряжением 35 кВ и ниже). Для траверс и приставок опор ель и пихту применять нельзя.

2. Методы пропитки деревянных опор. Изоляторы и линейная арматура.

Деревянные опоры изготавливают из круглого леса — бревен со снятой корой. Стандартная длина бревен 5... 13 м через 0,5 м, диаметр в верхнем отрубе — 12...26 см через 2 см. Толщину бревна в комле, т. е. в нижнем, толстом конце, определяют естественной конусностью ствола дерева. Изменение диаметра бревна на каждый 1 м его длины, называемое сбегом, принимают 0,8 см. Чем больше длина бревен для опор, тем выше стоимость 1 м³ древесины. На древесину опор в месте заделки в землю воздействуют внешние условия и особенно переменная влажность. Вследствие этого она загнивает, разрушается и может быстро выйти из строя, если не принять специальных мер.

Срок службы опор из непропитанной древесины в средней части России составляет: для опор из сосны 4...5 лет, лиственницы 14... 15, ели 3...4 года. В южных районах, где высокие температуры способствуют ускоренному гниению древесины, срок службы непропитанных опор уменьшается в 1,5...2 раза по сравнению с приведенными цифрами. В связи с этим необходимо применять бревна, пропитанные антисептиком, за исключением лиственницы зимней рубки, которая не требует пропитки.

Наилучшими средствами пропитки древесины опор признаны: каменноугольное масло, получаемое при перегонке сырой каменноугольной смолы; антраценовое масло; флегма. Влажность древесины должна быть не более 25 %.

Бревна, предназначенные для изготовления опор, при пропитке загружают в стальной цилиндр. В него вводят консервирующую жидкость и создают на некоторое время давление до 0,9 МПа для того, чтобы жидкость проникла в глубь древесины. Далее в цилиндре создают разрежение, чтобы жидкость стекла. Срок службы опор при описанном способе пропитки

значительно увеличивается и достигает в средней части России 25...30 лет. В зарубежной практике он составляет 35...40 лет.

Сосновую и еловую древесину можно пропитывать водорастворимыми антисептиками. Для этой цели применяют доналит разных марок. При пропитке древесины в стальных цилиндрах под давлением ее влажность 30...80 %. Древесину загружают в цилиндр на 15 мин, создают в нем вакуум, затем на 1...2,5 ч подают раствор антисептика под давлением 1,3 МПа.

Древесину при влажности 60...80 % можно пропитывать водорастворимыми антисептиками также в ваннах в течение 20 ч с последующим прогревом до температуры 100... 110 °C в течение 2 ч.

Древесину из ели, пихты и лиственницы перед пропиткой любым способом следует накалывать на глубину 15 мм. Длина накола 6...19 мм, ширина 3 мм. Сетка наколов зависит от вида пропитки.

3. Активные и индуктивные сопротивления проводов и кабелей. Устройство наружных и внутренних электрических сетей. Вводы в здания.

Для увеличения срока службы опор, пропитанных водорастворимыми антисептиками, рекомендуется через 15...17 лет эксплуатации ставить на них антисептические бандажи. Бандаж размещают на часть опоры, расположенную выше поверхности земли на 30 см и ниже ее также на 30 см. Его изготавливают из полосы толя, рубероида или пергамина шириной 70 см. На опору наносят слой антисептической пасты. Прибивают бандаж гвоздями и обвязывают проволокой. Покрывают столб возле бандажа и сам бандаж слоем битума.

Учитывая ядовитые и опасные в пожарном отношении свойства антисептиков, работу по пропитке древесины диффузионным методом проводят с соблюдением правил техники безопасности.

1. 6 Лекция №6 (2 часа).

Тема: «Задачи расчета электрических сетей»

1.1.1 Вопросы лекции:

- 1.Падение и потеря напряжения в трехфазных линиях переменного тока
- 2.Понятие «регулирование напряжения».
- 3.Расчет электрических сетей по экономическим показателям
- 4.Приведенные затраты на передачу электрической затраты на передачу электрической энергии.
- 5.Потери электрической энергии в линиях и трансформаторах.
- 6.Влияние коэффициента мощности нагрузки на потери электрической энергии.
- 7.Выбор проводов по экономической плотности тока и экономическим интервалам
- 8.Выбор сечений проводов по минимуму расхода металла.

1.6.2 Краткое содержание вопросов:

1. Падение и потеря напряжения в трехфазных линиях переменного тока.

В линиях переменного тока следует различать падение и потерю напряжения. Потерей напряжения называется алгебраическая разность между напряжениями в начале и в конце линии $U_1 - U_2$. Падение и потерю напряжения в линии можно определить по векторной диаграмме, построенной для активно-индуктивной нагрузки Z_h , при которой ток i_L отстает по фазе от напряжения u_2 на угол α . При построении диаграммы исходят из следующего векторного уравнения:

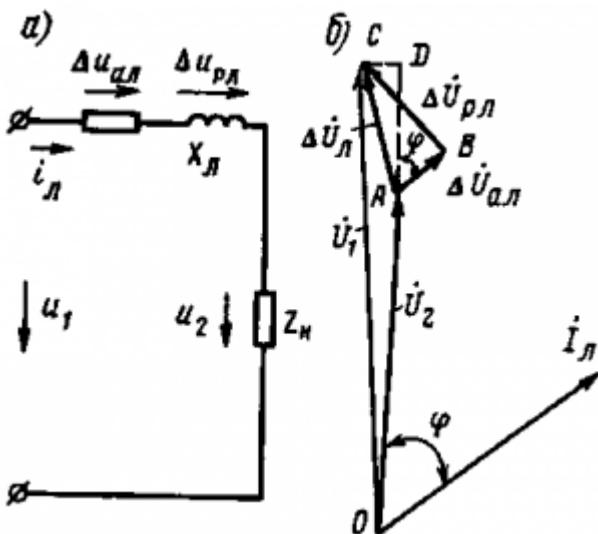


Рис. 203. Схема (а) и векторная диаграмма

(б) электрической линии переменного тока

При этом $U_{\text{ал}} = I_l R_l$ и $U_{\text{пл}} = I_l X_l$ (здесь R_l и X_l — активное и реактивное сопротивления линии).

Его можно подсчитать по формуле

$$U_l = I_l Z_l = I_l (R_l^2 + X_l^2)$$

В качестве потери напряжения в линии обычно принимают отрезок AD. Из треугольника ABC получаем:

$$U_1 - U_2 = I_l (R_l \cos \alpha + X_l \sin \alpha)$$

Таким образом, падение напряжения в линии ΔU_l зависит от ее параметров R_l и X_l и тока I_l в линии, а потеря напряжения, кроме того, от угла α между током I_l и напряжением U_2 .

2. Понятие «регулирование напряжения».

Задачей регулирования напряжения в электрических сетях является обеспечение нормальных технических условий и экономичности совместной работы электрических сетей, электроприемников и связанных с ними производственных механизмов.

Вопросы баланса и распределения реактивной мощности, выбора и размещения ее источников, повышения коэффициента мощности и экономичности работы электрических сетей должны рассматриваться совместно с вопросами регулирования напряжения.

Основным способом регулирования напряжения в распределительных сетях 6-20 кв является регулирование в центрах питания (ЦП). Под ЦП подразумеваются шины 6-20 кв распределительных устройств понизительных подстанций или электрических станций.

В нормальных условиях в ЦП следует осуществлять встречное регулирование, при котором обеспечивается компенсация потери напряжения в сети.

Для распределительных электрических сетей с электроприемниками, которые характеризуются практически однотипными графиками изменений нагрузок во времени, можно ограничиться регулированием напряжения в ЦП. Если такое регулирование не обеспечивает необходимого качества напряжения для отдельных групп потребителей, следует применять средства местного регулирования напряжения.

Для осуществления местного регулирования напряжения могут применяться:

1)автоматически управляемые конденсаторные батареи;

2)линейные регулировочные автотрансформаторы;

3)индивидуальные регулирующие устройства у трансформаторов технологических агрегатов (электрические печи, выпрямительные устройства и т. п.).

3. Расчет электрических сетей по экономическим показателям

Электрический ток, проходя по проводам воздушных и кабельных линий, внутренней электропроводки и обмоток трансформаторов, вызывает потери мощности и энергии на их бесполезный, а порой и вредный нагрев. Потери мощности и энергии должны быть компенсированы генераторами электростанций, что увеличивает их нагрузку и требует дополнительного расхода топлива или гидроэнергии. При проектировании сети всегда

стремятся уменьшить в ней потери энергии. Однако при неизменном коэффициенте мощности этого можно добиться, только увеличивая сечение проводов, а следовательно, и расход металла на сооружение сетей. Поэтому при их проектировании нужно учитывать стоимость электроэнергии, цены на проводниковые материалы и т.д.

Если бы ток в течение всего года в проводе оставался неизменным, то годовые потери энергии в нем при неизменном коэффициенте мощности составляли:

$$\Delta W = \Delta P \cdot 24 \cdot 365 = I^2 r \cdot 8760 \cdot 10^{-3}.$$

4 Приведенные затраты на передачу электрической затраты на передачу электрической энергии.

Затраты сетевых компаний, исходя из производственной структуры, включают затраты по ЛЭП (И_{ЛЭП}) и трансформаторным подстанциям (И_{ПС})

$$И_{\text{сетевые}} = И_{\text{ЛЭП}} + И_{\text{ПС}}.$$

Совокупные затраты сетевой компании отражаются в смете затрат и калькуляции. В составе **материальных затрат** учитываются и планируются:

- затраты на вспомогательные материалы (затраты на смазочные, изоляционные, обтирочные материалы, трансформаторное масло для заливки трансформаторов и масляных выключателей, а также быстроизнашивающиеся предметы);
- стоимость услуг производственного характера (расходы по оплате работ, выполняемых вспомогательными службами и сторонними организациями, в том числе по перевозке материалов, испытанию оборудования, обработке, сушке и испытанию трансформаторного масла. В составе данных затрат в смете затрат ФСК отражается стоимость услуг АО-энерго по ремонтно-эксплуатационному обслуживанию высоковольтных ЛЭП, переданных в имущественный комплекс ФСК, а также стоимость услуг ОРУ атомных электростанций);
- затраты на топливо (стоимость горючего для обычных автотранспортных средств, а также автотранспортных средств и механизмов специализированных для проведения эксплуатационных работ в полевых условиях - осмотр трасс ЛЭП, производство коммутационных переключений на необслуживаемых трансформаторных подстанциях);

Стоимость потерь при передаче электроэнергии по электрическим сетям определяется по формуле:

$$И_{\text{пот}} = \mathcal{E}_{\text{пот}}^{\text{норм}} \cdot T_s,$$

где $\mathcal{E}_{\text{пот}}^{\text{норм}}$ – нормативные потери при передаче энергии; T_s – тариф на электроэнергию.

В расходах сетевых компаний, относимых на себестоимость, данные затраты учитываются в размере нормативных потерь электроэнергии, в то время как источником покрытия сверхнормативных потерь является прибыль.

Стоимость потерь при передаче электроэнергии по высоковольтным сетям ЕНЭС оценивается по тарифу на покупку электроэнергии с оптового рынка. Стоимость потерь в сетях распределительных электросетевых компаний – по тарифу на электроэнергию на розничном рынке.

Амортизационные отчисления на реновацию ОПС сетевых компаний учитываются и планируются в соответствии с первоначальной (восстановительной) стоимостью ОПС и нормами амортизации, определяемыми по сроку полезного использования сетевых объектов. Основные производственные средства сетевых компаний относятся к категории пассивных ОПС, вследствие чего по ним начисляется обычная (не ускоренная) амортизация.

Нормы амортизационных отчислений по электрическим сетям зависят:

- по воздушным ЛЭП – от вида опор (деревянные, железобетонные, металлические), которые в свою очередь определяют уровень напряжения передачи:;

- по кабельным сетям – от характера прокладки кабелей (в земляных траншеях, в трубах, в кабельных туннелях) и от уровня напряжения передачи.

Ввиду высокой капиталоемкости сетевых объектов амортизационные отчисления в затратах на передачу и распределение энергии составляют до 30% и более.

Прочие затраты в основном включают административно-управленческие расходы, расходы по содержанию и амортизации ОПС общесетевого назначения, экологические платежи, налог на землю, величина которого зависит от площади земельных участков, занятых под опоры ЛЭП и подстанции.

В общем случае себестоимость услуг по передаче электроэнергии по воздушным и кабельным сетям рассчитывается на 1 кВт·ч, переданный в сеть:

$$c_{\text{пер. в сеть}} = \frac{I_{\text{мат}}^{\text{без пот}} + I_{\text{пот}} + I_{\text{зак}} + I_{\text{ст}} + I_{\text{с.н.}} + I_{\text{тран}}}{\mathcal{E}_{\text{пер. в сеть}}} \quad (\text{руб./кВт·ч}),$$

где $\mathcal{E}_{\text{пер. в сеть}}$ – электроэнергия, переданная в сеть; $I_{\text{мат}}^{\text{без пот}}$ – материальные затраты без учета стоимости потерь электроэнергии при передаче; $I_{\text{пот}}$ – стоимость потерь электроэнергии при передаче по электрическим сетям.

5. Потери электрической энергии в линиях и трансформаторах.

Потери электроэнергии в трансформаторах – один из видов технических потерь электроэнергии, обусловленных особенностями физических процессов, происходящих при передаче энергии. Передача электрической энергии от источника к конечному потребителю неизбежным образом связана с потерей части мощности и энергии в системе электроснабжения. Сюда относятся потери в линиях электропередач и потери электроэнергии в трансформаторах.

Устройство стандартного двухобмоточного трансформатора включает замкнутый сердечник (магнитопровод), представляющий собой набор пластин из трансформаторной стали, и две обмотки: к генератору (первичная) и к нагрузке (вторичная). Эффект трансформации при этом возникает из-за разного количества витков в обмотках. Потери электроэнергии в трансформаторе такой конфигурации складываются из:

- потерь на нагревание обмоток трансформатора;
- потерь на нагревание сердечника;
- потери на перемагничивание сердечника.

Величина потерь электроэнергии в трансформаторе зависит, главным образом, от качества, конструкции и материала трансформаторной стали, из которой изготовлен сердечник. Потери электроэнергии намного больше в случае, если сердечник имеет монолитную конструкцию, поэтому на практике сегодня монолитные сердечники не применяются. Для дополнительной изоляции друг от друга пластины сердечника лакируются.

Величина указанных потерь и КПД работы трансформатора определяется также величиной передаваемого напряжения и мощностью. Чем больше мощность трансформатора, тем выше КПД и ниже уровень потерь. При правильной конструкции коэффициент полезного действия трансформатора составляет 97-99%. Потери электроэнергии в трансформаторах определяются также длительностью их работы, поэтому одним из ключевых условий, обеспечивающих снижение потерь электроэнергии в трансформаторах, является отключение их при малых загрузках. Это возможно осуществить, если в ночное время, а также в выходные и праздничные дни питать работающие электроустановки, количество которых не особо велико, от одного трансформатора. Данная возможность обеспечивается наличием перемычек между подстанциями на низшем напряжении.

6. Влияние коэффициента мощности нагрузки на потери электрической энергии.

В электрических сетях низкого напряжения 380/220 (400/230) В одним из самых существенных факторов, приводящим к так называемым сверхнормативным потерям

электрической энергии, является несимметрия нагрузки, вызванная однофазными потребителями. Несимметрия токов приводит к возрастанию потерь в сетях до 30...50 %, по сравнению с симметричным режимом [1]. В основном несимметрия токов обусловлена работой коммунально-бытовой нагрузки, неравномерно распределенной по трем фазам и имеющей случайный характер включения. Неравномерное распределение по фазам дает систематическую, в общем устранимую, несимметрию, а случайный характер включений и отключений отдельных электроприемников потребителей обуславливает случайную (вероятностную) несимметрию.

Оценить влияние вероятностной несимметрии на потери электрической энергии возможно с помощью методов теории вероятностей и математической статистики. В данной работе использован метод статистических испытаний (метод Монте-Карло). Электрическая сеть в настоящей работе моделировалась в фазных координатах.

Очевидно, что существуют потребители с различной величиной потребления. Чтобы учесть этот фактор, было произведено разделение потребителей на три группы: мелкие потребители (потребление до 4 кВт); средние потребители (потребление до 30 кВт); крупные потребители (потребление выше 30 кВт). Для каждой из этих групп выполнялись отдельные исследования.

7. Выбор проводов по экономической плотности тока и экономическим интервалам

Метод экономических интервалов применяется для выбора сечений сетей 35-750 кВ. Для принятых на данном номинальном напряжении стандартных сечений проводов рассчитывают приведенные затраты 31км в зависимости от наибольшего тока линии. Расчет с помощью этого метода основывается на затратах на один километр линии без учета ущерба:

$$Z_F = (E_H + p/100)k_F + 3 I^2 R_F \tau c_s \cdot 10^{-3}$$

При выборе сечения по экономическим интервалам нагрузки экономическим для данного сечения проводников называется такой интервал нагрузок, в пределах которого приведенные затраты по передаче единицы тока (или мощности) на единицу длины проводника минимальны по сравнению с другими сечениями:

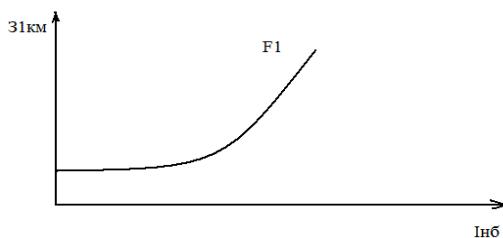


Рисунок 2 – График экономических интервалов

(Анимация: объем – 13,7 кБ, число кадров – 5, задержка – 0,7 с, число циклов повторений – 4)

Значения тока на границе экономического интервала определяются равенством затрат двух сечений:

$$I_{\text{эк}} = \sqrt{\frac{E_H + p/100}{\tau \cdot c_s}} = \sqrt{\frac{(k_{F2} - k_{F1}) \cdot 10^3}{3 \cdot (R_1 - R_2)}}$$

МЭИ учитывает реальную экономическую обстановку (первое подкоренное выражение) реальный график электропотребления и изменяющийся тариф на энергоносители [3], [7]. Если второе подкоренное выражение оказывается отрицательным, то это означает, что кривые не пересекаются и какое-то сечение при любых токах будет экономически не целесообразным.

На основе этого метода построены номограммы. В справочниках Шапира и Файбисовича приведены таблицы экономических интервалов токов и мощностей передаваемых по линиям с разным номинальным напряжением.

В методе учитывается изменение наибольшего тока по годам эксплуатации.

Достоинства метода:

1. Учитывается фактическая нелинейная зависимость кабложения от сечения.
2. Учитывается непрерывность изменения T_m и t .
3. Учитывается ступенчатость стандартных сечений.
4. Метод позволяет учитывать динамику роста нагрузок.
5. Сеть выбранную по МЭИ не нужно проверять по потерям напряжения.

Недостаток: при изменении стоимости ЛЭП необходимо либо перестраивать номограммы либо непосредственно строить зависимость $ZF(I_{нб})$.

Экономические интервалы токов находятся для сечений, которые равны минимально допустимым по условиям короны или больше них. Поэтому проверять по условиям короны надо только воздушные линии 110 кВ и выше, прокладываемые по трассам с отметками выше 1500 м над уровнем моря. Проверять по допустимым потерям и отклонениям напряжения сечения воздушных линий 35 кВ и выше не надо, так как повышение уровня напряжения путем увеличения сечения проводов таких линий экономически нецелесообразно. Сечения проводов воздушных линий необходимо проверить по допустимому нагреву в послеаварийном режиме.). С этой целью производится сравнение тока послеаварийного режима $I_{ав}$ на каждом участке сети с допускаемым $I_{доп}$ для соответствующего марки провода. Аварийный ток определяется с учетом количества цепей.

В разомкнутых сетях аварийная ситуация связана с отключением одной цепи. При этом потокораспределение не изменяется, но вся нагрузка ложится на одну цепь, что ведет к увеличению тока в два раза ($I_{ав} = 2I_p$).

В замкнутой сети наиболее тяжелыми авариями являются случаи отключения одного из головных участков. Это приводит к тому, что сеть становится разомкнутой. Поскольку заранее неизвестно, отключение какого из головных участков приведет к более серьезным последствиям, в работе рассматриваются оба случая.

Провод не перегревается при выполнении соотношений: $I_{ав} < I_{доп}$

Если для какого-то участка сети оказалось, что $I_{ав} > I_{доп}$, то необходимо увеличить сечение провода на этом участке. При этом, однако, необходимо проконтролировать, чтобы оно не превысило максимальное рекомендуемое сечение для используемого номинального напряжения.

Расчеты на корону не выполняются, поскольку минимальные стандартные сечения проводов в сети 110, 220 и 330 кВ сразу выбираются в соответствии с требованиями ПУЭ.

По ПУЭ механическая прочность обеспечивается, если выполняется заданное соотношение алюминиевой и стальной части провода A:C.

8. Выбор сечений проводов по минимуму расхода металла.

Себестоимость передачи электрической энергии (годовые эксплуатационные расходы) складывается из следующих составляющих.

Стоимость потерь энергии в проводах электрических линий и трансформаторах. Она зависит от значения годовых потерь А И⁷ (см. 5.1.2) и стоимости единицы потерь электроэнергии.

На значение потерь энергии влияет коэффициент мощности нагрузки.

Электрический ток, проходя по проводам воздушных и кабельных линий, внутренней электропроводки и обмоток трансформаторов, вызывает потери мощности и энергии на их бесполезный, а порой и вредный нагрев. Потери мощности и энергии должны быть компенсированы генераторами электростанций, что увеличивает их нагрузку и требует дополнительного расхода топлива или гидроэнергии. При проектировании сети всегда стремятся уменьшить в ней потери энергии. Однако при неизменном коэффициенте мощности

этого можно добиться, только увеличивая сечение проводов, а следовательно, и расход металла на сооружение сетей. Поэтому при их проектировании нужно учитывать стоимость электроэнергии, цены на проводниковые материалы и т.д.

Потеря мощности в любом проводнике по закону Джоуля — Ленца $\Delta P = P_R$.

Потери энергии нельзя определять умножением потерь мощности при максимальной нагрузке на число часов работы линии, так как это приведет к увеличенным во много раз результатам. Для расчета потерь энергии в реальной линии с переменной нагрузкой строят график изменения этой нагрузки по продолжительности в течение определенного периода, лучше всего года.

При проектировании систем электроснабжения сельских районов и в процессе их эксплуатации постоянно решают задачи выбора наиболее целесообразного варианта, т. е. с лучшими технико-экономическими показателями. К таким задачам относят выбор сечений проводов, мощностей трансформаторов подстанций, оптимального (наилучшего) варианта развития сетей, мероприятий по снижению потерь электрической энергии, повышению надежности электроснабжения и др. Рассматриваемые варианты могут отличаться как капитальными вложениями, так и текущими ежегодными издержками производства и эксплуатационными расходами. Если среди вариантов есть такой, у которого капитальные вложения и издержки производства меньше, чем у других, естественно, он и будет лучшим. Однако в большинстве случаев у одних вариантов большие капитальные вложения, а у других — выше издержки производства. Рассматриваемые варианты должны сравниваться при прочих равных условиях, т. е. при одинаковых объемах продукции.

1. 7 Лекция №7 (2 часа).

Тема: «Выбор сечений проводов внутренних проводок по нагреву и расчет электрических сетей по допустимой потере напряжения »

1.7.1 Вопросы лекции:

1. Нагревание проводов и кабелей током нагрузки.
2. Длительно допустимые нагрузки для проводов и кабелей разных марок в зависимости от условий прокладки.
3. Выбор сечений проводов, плавких ставок предохранителей и автоматических выключателей в сетях напряжением до 1 кВ.
4. Расчет разомкнутых линий трехфазного тока с неравномерной нагрузкой фаз.
5. Расчет линий с двухсторонним питанием.

1.7.2 Краткое содержание вопросов:

1. Нагревание проводов и кабелей током нагрузки

При изменении тока нагрузки или условий охлаждения кабеля температура его изменяется. Весь процесс нагревания происходит в три стадии. Первая стадия - переходный режим, при котором зависимость температуры от времени выражается суммой экспоненциальных функций. Этот режим длится, как правило, всего несколько десятков секунд. Вторая стадия - регулярный режим, наступающий через несколько минут после начала процесса.

При одинаковой теплоотдаче с поверхности токопроводящей жилы нагрев происходит тем медленнее, чем больше теплоемкость кабеля. Поэтому кабель, имеющий малую теплоемкость, нагревается быстрее, чем кабель, обладающий большой теплоемкостью, при одинаковых условиях теплоотдачи.

Третья стадия - стационарное состояние (установившийся режим) кабеля, при котором температура во всех точках его со временем не изменяется. Однако во время работы нагрузка может периодически изменяться. Если генерируемое в кабеле тепло больше отводимого, то кабель нагревается и его температура повышается. Если же потери в окружающую среду превышают выделение тепла, то кабель охлаждается и его температура понижается.

Изменение температуры кабеля, проложенного в земле, иногда продолжается в течение нескольких недель после включения кабеля под нагрузку. Если продолжительность нагрева

невелика, то можно применять приближенные методы расчета, основанные на предположении, что температура оболочки равна температуре грунта. Если это время достаточно велико, то скорость нагревания кабеля определяется в основном тепловой инерцией грунта, а теплоемкость кабеля играет несущественную роль. При прерывистой нагрузке, когда кабель подвергается охлаждению, максимальная температура нагрева достигается при более высокой нагрузке.

2. Длительно допустимые нагрузки для проводов и кабелей разных марок в зависимости от условий прокладки.

Повышение температуры выше допустимых значений ведет к химическому разложению бумажной изоляции и резкому снижению ее механической прочности. Разложение непропитанной кабельной бумаги в воздухе начинается при температуре выше 130°C. Разложение пропиточного масла-канифольного состава в воздухе начинается при температуре 175°C, а возгорание его паров происходит при температуре 325°C. При длительном нахождении кабеля при повышенной температуре изоляция кабеля становится хрупкой. На величину пробивного напряжения это увеличение хрупкости не влияет, но при перегибах или передвижении кабеля хрупкая изоляция легко повреждается, в результате чего может произойти ее пробой.

Сечение проводов и кабелей определяют, исходя из допустимого нагрева с учетом нормального и аварийного режимов, а также неравномерного распределения токов между отдельными линиями, поскольку нагрев изменяет физические свойства проводника, повышает его сопротивление, увеличивает бесполезный расход электрической энергии на нагрев токопроводящих частей и сокращает срок службы изоляции. Чрезмерный нагрев опасен для изоляции и контактных соединений и может привести к пожару и взрыву.

3. Выбор сечений проводов, плавких ставок предохранителей и автоматических выключателей в сетях напряжением до 1 кВ

Выбор сечения из условий допустимого нагрева сводится к пользованию соответствующими таблицами длительно допустимых токовых нагрузок I_d при которых токопроводящие жилы нагреваются до предельно допустимой температуры, установленной практикой так, чтобы предупредить преждевременный износ изоляции, гарантировать надежный контакт в местах соединения проводников и устранить различные аварийные ситуации, что наблюдается при $I_d \geq I_p$, I_p - расчетный ток нагрузки.

Периодические нагрузки повторно-кратковременного режима при выборе сечения кабеля пересчитывают на приведенный длительный ток

$$I_p = I_{\text{пв}} \frac{\sqrt{\pi B}}{0,875},$$

При окончательном выборе сечения проводов и кабелей из условия допустимого нагрева по соответствующим таблицам необходимо учитывать не только расчетный ток линии, но и способ прокладки ее, материал проводников и температуру окружающей среды.

Кабельные линии на напряжение выше 1000 В, выбранные по условиям допустимого нагрева длительным током, проверяют еще на нагрев токами короткого замыкания. В случае превышения температуры медных и алюминиевых жил кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением до 10 кВ выше 200 °C, а кабелей на напряжения 35 - 220 кВ выше 125 °C сечение их соответственно увеличивают.

Сечение жил проводов и кабелей сетей внутреннего электроснабжения напряжением до 1000 В согласуют с коммутационными возможностями аппаратов защиты линий - плавких предохранителей и автоматических выключателей - так, чтобы оправдывалось неравенство $I_d / I_{\text{з}} \geq k_z$, где k_z - кратность допустимого длительного тока проводника по отношению к номинальному току или току срабатывания аппарата защиты $I_{\text{з}}$ (из ПУЭ). Несоблюдение приведенного неравенства вынуждает выбранное сечение жил соответственно увеличить.

4. Расчет разомкнутых линий трехфазного тока с неравномерной нагрузкой фаз.

В трехфазных электрических сетях может быть не всегда равномерная нагрузка. В сетях низкого напряжения осветительные потребители и бытовые приборы включают на одну фазу, поэтому нагрузка между фазами бывает неодинаковой, особенно на конечных участках. При использовании смешанной трехфазно-однофазной системы распределения электроэнергии в сетях высокого напряжения также возможна неравномерная нагрузка.

Расчет трехфазных сетей с неравномерной нагрузкой между фазами значительно сложнее, чем сетей с равномерной нагрузкой. В этом случае приходится определять междуфазные потери напряжения между всеми тремя фазами.

Будем считать, что в трехфазной линии сопротивления фазных проводов одинаковые и только сопротивление нулевого провода, если он есть, отличается от фазных.

$$\Delta \dot{U}_{\text{пр}} = \dot{I}_{\text{пр}} \underline{Z}; \Delta \dot{U}_{\text{об}} = \dot{I}_{\text{об}} \underline{Z}; \Delta \dot{U}_0 = \dot{I}_0 \underline{Z}_0,$$

где \underline{Z} — полное сопротивление прямой и обратной последовательностей; \underline{Z}_0 — полное сопротивление нулевой последовательности.

Падение напряжения в фазе AO

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{AO} &= \Delta \dot{U}_{\text{пр}} + \Delta \dot{U}_{\text{об}} + \Delta \dot{U}_0 = (\dot{I}_{\text{пр}} + \dot{I}_{\text{об}}) \underline{Z} + \dot{I}_0 \underline{Z}_0 = \\ &= (\dot{I}_{\text{пр}} + \dot{I}_{\text{об}} + \dot{I}_0) \underline{Z} + \dot{I}_0 (\underline{Z}_0 - \underline{Z}). \end{aligned}$$

Ток в фазе A

$$\dot{I}_A = \dot{I}_{\text{пр}} + \dot{I}_{\text{об}} + \dot{I}_0,$$

тогда $\Delta \dot{U}_{AO} = \dot{I}_A \underline{Z} + \dot{I}_0 (\underline{Z}_0 - \underline{Z})$.

По аналогии

$$\left. \begin{aligned} \Delta \dot{U}_{BO} &= \dot{I}_B \underline{Z} + \dot{I}_0 (\underline{Z}_0 - \underline{Z}); \\ \Delta \dot{U}_{CO} &= \dot{I}_C \underline{Z} + \dot{I}_0 (\underline{Z}_0 - \underline{Z}). \end{aligned} \right\} \quad (5.64)$$

105

Межфазные падения напряжения определяют как геометрическую разность падений напряжения соответствующих фаз:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \dot{U}_{AB} &= \Delta \dot{U}_{AO} - \Delta \dot{U}_{BO} = (\dot{I}_A - \dot{I}_B) \underline{Z}; \\ \Delta \dot{U}_{BC} &= \Delta \dot{U}_{BO} - \Delta \dot{U}_{CO} = (\dot{I}_B - \dot{I}_C) \underline{Z}; \\ \Delta \dot{U}_{CA} &= \Delta \dot{U}_{CO} - \Delta \dot{U}_{AO} = (\dot{I}_C - \dot{I}_A) \underline{Z}. \end{aligned} \right\} \quad (5.65)$$

Пользуясь выведенными формулами, можно найти падение напряжения в любой трехфазной сети с неравномерной нагрузкой.

Соединение однофазных нагрузок в треугольник. Если однофазные нагрузки в трехфазной сети соединить в треугольник (рис. 5.12, а), то в такой схеме нейтраль отсутствует и, следовательно, составляющей тока нулевой последовательности нет.

$$\Delta U_{AB} = (i_A - i_B) Z.$$

Общее сопротивление фазного провода

$$Z = r \cos \varphi' + x \sin \varphi',$$

где φ' — угол сдвига между линейными токами $i_A - i_B$ и напряжением U_{AB} .

Для точки A справедливо соотношение $i_A = i_1 - i_3$. Соответственно $i_B = i_2 - i_1$. И окончательно $i_A - i_B = 2i_1 - i_2 - i_3$.

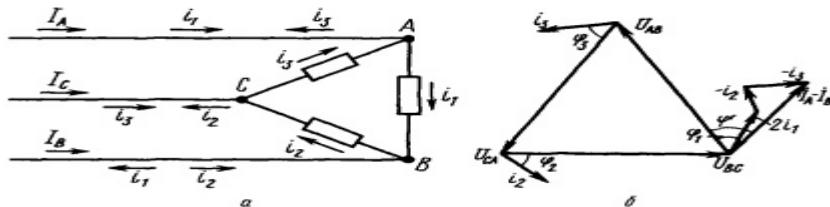


Рис. 5.12. Схема соединения однофазных нагрузок в треугольник (a) и соответствующая ей векторная диаграмма токов и напряжений (b)

106

Построим векторную диаграмму токов и напряжений (рис. 5.12, б) и найдем в ней разность токов $i_A - i_B$. Тогда

$$\Delta U_{AB} = (i_A - i_B) r \cos \varphi' + (i_A - i_B) x \sin \varphi'.$$

Выразив векторы их проекциями на вектор напряжения U_{AB} и перпендикулярный к нему, получим

$$\Delta U_{AB} = [2i_1 \cos \varphi_1 - i_2 \cos(\varphi_2 + 120^\circ) - i_3 \cos(\varphi_3 + 240^\circ)] r + [2i_1 \sin \varphi_1 - i_2 \sin(\varphi_2 + 120^\circ) - i_3 \sin(\varphi_3 + 240^\circ)] x.$$

Подставив в формулу значения синуса и косинуса углов, получим окончательно:

$$\begin{aligned} \Delta U_{AB} = & \left(2i_1 \cos \varphi_1 + \frac{1}{2}i_2 \cos \varphi_2 + \frac{\sqrt{3}}{2}i_2 \sin \varphi_2 + \right. \\ & \left. + \frac{1}{2}i_3 \cos \varphi_3 - \frac{\sqrt{3}}{2}i_3 \sin \varphi_3 \right) r + (2i_1 \sin \varphi_1 + \\ & + \frac{1}{2}i_2 \sin \varphi_2 - \frac{\sqrt{3}}{2}i_2 \cos \varphi_2 + \frac{1}{2}i_3 \sin \varphi_3 + \\ & \left. + \frac{\sqrt{3}}{2}i_3 \cos \varphi_3 \right) x. \end{aligned}$$

При равномерной нагрузке, т.е. при $i_1 = i_2 = i_3$ и $\varphi_1 = \varphi_2 = \varphi_3$, уравнение превращается в обычную формулу для определения междуфазной потери напряжения в цепи с симметричной нагрузкой:

$$\Delta U_{AB} = 3(i r \cos \varphi + i x \sin \varphi) = \sqrt{3}(I r \cos \varphi + I x \sin \varphi).$$

Вследствие того что формула для определения ΔU при неравномерной нагрузке неудобна для вычислений, упростим ее, допустив, что

$$\frac{\sqrt{3}}{2}i_2 \sin \varphi_2 - \frac{\sqrt{3}}{2}i_3 \sin \varphi_3 = 0;$$

$$\frac{\sqrt{3}}{2}i_3 \cos \varphi_3 - \frac{\sqrt{3}}{2}i_2 \cos \varphi_2 = 0.$$

Как показывают расчеты, при коэффициентах мощности нагрузок, мало отличающихся один относительно другого, такое допу-

107

щение не приводит к значительным ошибкам. В этом случае потеря напряжения в сопротивлениях:

активных

$$\Delta U'_{AB} = [2i_{a1} + 0.5(i_{a2} + i_{a3})] r; \quad (5.66)$$

реактивных

$$\Delta U''_{AB} = [2i_{p1} + 0.5(i_{p2} + i_{p3})] x. \quad (5.67)$$

Полная междуфазная потеря напряжения

$$\Delta U_{AB} = \Delta U'_{AB} + \Delta U''_{AB}.$$

Потерю напряжения между другими фазами определяют по аналогичным уравнениям. Потерю напряжения в активных сопротивлениях находят по участкам (рис. 5.13), а затем суммируют:

$$\Delta U'_{AB} = (2i_{a6} + 0,5i_{a5})r_{IV} + [2i_{a6} + 0,5(i_{a5} + i_{a4} + i_{a3})]r_{III} + [2i_{a6} + 0,5(i_{a5} + i_{a4} + i_{a3} + i_{a2})]r_{II} + [2(i_{a6} + i_{a1}) + 0,5(i_{a5} + i_{a4} + i_{a3} + i_{a2})]r_I.$$

Потеря напряжения в реактивных сопротивлениях

$$\Delta U''_{AB} = (2i_{p6} + 0,5i_{p5})x_{IV} + [2i_{p6} + 0,5(i_{p5} + i_{p4} + i_{p3})]x_{III} + [2i_{p6} + 0,5(i_{p5} + i_{p4} + i_{p3} + i_{p2})]x_{II} + [2(i_{p6} + i_{p1}) + 0,5(i_{p5} + i_{p4} + i_{p3} + i_{p2})]x_I.$$

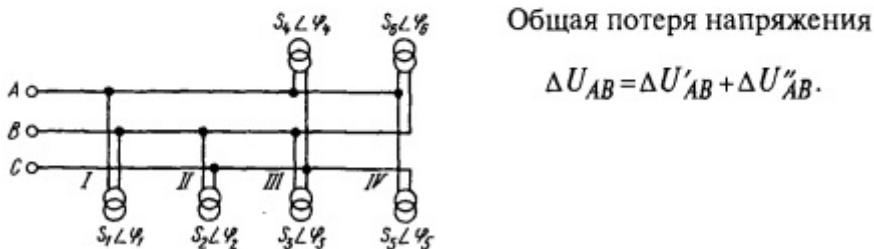


Рис. 5.13. Схема сети высокого напряжения с однофазными трансформаторами,ключенными в треугольник

Аналогичным способом находят потери напряжения.

Все выведенные ранее соотношения справедливы для проводов из цветных металлов, у которых сопротивления фазных проводов одинаковы. При использовании стальных проводов такого равенства нет, однако во многих случаях можно пренебречь этой разницей и вести расчет как для проводов из цветных металлов, считая, что сопротивления всех фазных проводов одинаковы.

Для практических целей большое значение имеет то обстоятельство, что потеря напряжения в сети с неравномерной нагрузкой при правильном исполнении, т.е. при соответствующем распределении нагрузок по фазам, не превышает потери напряжения в ней с такой же нагрузкой сети, но распределенной равномерно. Покажем это в общем виде, допустив, что коэффициент мощности всех нагрузок одинаков.

5. Расчет линий с двухсторонним питанием.

Линии с двухсторонним питанием. Пусть есть линия (рис. 5.23) с двумя источниками питания А и В и нагрузками. Обозначим токи, протекающие по участкам, сопротивления

длины

участков

соответствующими

индексами.

Например, на участке $1-2$ ток I_{1-2} , сопротивление Z_{1-2} и длина l_{1-2} . Линия выполнена проводами из цветного металла. В общем случае напряжения источников питания не равны, т.е. $U_A \neq U_B$. Предположим, что точка 2 получает питание с двух сторон. Ее называют точкой токораздела и обозначают значком треугольника. Определим значение токов I_{A-1} и I_{B-3} источников питания.

Падение напряжения на участках $A-2$ и $B-2$:

$$\begin{aligned} U_A - U_2 &= \sqrt{3} (I_{A-1} Z_{A-1} + I_{1-2} Z_{1-2}); \\ U_B - U_2 &= \sqrt{3} (I_{B-3} Z_{B-3} + I_{3-2} Z_{3-2}). \end{aligned}$$

Вычтем из первого уравнения второе:

$$U_A - U_B = \sqrt{3} (I_{A-1} Z_{A-1} + I_{1-2} Z_{1-2} - I_{B-3} Z_{B-3} - I_{3-2} Z_{3-2}).$$

Сумма токов источников питания равна сумме нагрузочных токов:

$$I_{A-1} + I_{B-3} = i_1 + i_2 + i_3.$$

Используя это выражение и первый закон Кирхгофа, выразим все линейные токи через ток I_{A-1} и нагрузочные токи, как:

$$I_{B-3} = i_1 + i_2 + i_3 - I_{A-1};$$

$$I_{3-2} = i_1 + i_2 - I_{A-1};$$

$$I_{1-2} = I_{A-1} - i_1.$$



Рис. 5.23. Схема распределения токов в линии с двухсторонним питанием

Подставляя эти значения в предпоследнее выражение, получаем

$$\frac{U_A - U_B}{\sqrt{3}} = I_{A-1} Z_{A-1} + (I_{A-1} - i_1) Z_{1-2} + (I_{A-1} - i_1 - i_2 - i_3) Z_{B-3} + (I_{A-1} - i_1 - i_2) Z_{3-2}$$

и после преобразования

$$\frac{U_A - U_B}{\sqrt{3}} = I_{A-1} (Z_{A-1} + Z_{1-2} + Z_{B-3} + Z_{3-2}) - i_1 (Z_{1-2} + Z_{B-3} + Z_{3-2}) - i_2 (Z_{B-3} + Z_{3-2}) - i_3 Z_{B-3}.$$

В свою очередь,

$$\begin{aligned} Z_{A-1} + Z_{1-2} + Z_{B-3} + Z_{3-2} &= Z_{A-B}; \\ Z_{1-2} + Z_{B-3} + Z_{3-2} &= Z_{1-B}; \\ Z_{B-3} + Z_{3-2} &= Z_{2-B}; \\ Z_{B-3} &= Z_{3-B}. \end{aligned}$$

Тогда

$$\frac{U_A - U_B}{\sqrt{3}} = I_{A-1} Z_{A-B} - i_1 Z_{1-B} - i_2 Z_{2-B} - i_3 Z_{3-B}.$$

Последние три члена уравнения можно выразить так:

$$i_1 Z_{1-B} + i_2 Z_{2-B} + i_3 Z_{3-B} = \sum i_k Z_{k-B},$$

откуда

$$I_{A-1} = \frac{U_A - U_B}{\sqrt{3} Z_{A-B}} + \frac{\sum i_k Z_{k-B}}{Z_{A-B}}. \quad (5.78)$$

По аналогии

$$I_{B-3} = \frac{U_B - U_A}{\sqrt{3} Z_{A-B}} + \frac{\sum i_k Z_{k-A}}{Z_{A-B}}. \quad (5.79)$$

Первую составляющую тока источника питания называют уравнительным током. Она обусловлена разницей напряжений питающих пунктов и сдвигом фаз между этими напряжениями. Вторая составляющая обусловлена только нагрузками, ее называют линейным нагрузочным током.

1.8 Лекция №8 (2 часа).

Тема: «Отклонения напряжения и их влияние на работу электроприемников»

1.8.1 Вопросы лекции:

1. Влияние различных элементов электрической установки на отклонение напряжения.
2. Определение допустимой потери напряжения.

Проверка сети на кратковременные понижения при пуске электродвигателей.

3. Методы регулирования напряжения в сельских электрических сетях

4. Стабилизация, встречное регулирование напряжения, средства регулирования напряжения (сетевые регуляторы напряжения, конденсаторы продольного и поперечного присоединения).

1.8.2 Краткое содержание вопросов:

1. Влияние различных элементов электрической установки на отклонение напряжения.

Основными факторами, вызывающими отклонения напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий, являются изменение режимов работы приемников электроэнергии в узле нагрузки, изменение режима источника питания, нерациональное подключение однофазных и ударных нагрузок к элементам системы электроснабжения.

В настоящее время наибольшее распространение для привода разнообразных механизмов получили асинхронные двигатели.

При изменении напряжения сети по сравнению с номинальным активная мощность на валу асинхронного двигателя остается практически постоянной, однако изменяются потери активной мощности, которые оказываются такого же порядка, что и потери в питающих сетях.

2. Определение допустимой потери напряжения.

Отклонения напряжения и их влияние на работу приемников электроэнергии. Электрическая нагрузка никогда не остается постоянной. Вследствие этого изменяется потеря напряжения в линии, а следовательно, напряжение у потребителя. Постепенные изменения напряжения, вызываемые изменениями нагрузки в течение суток и года, называются отклонениями напряжения в отличие от кратковременных понижений напряжения, происходящих, например, при пусках короткозамкнутых электродвигателей.

Отклонение напряжения — это алгебраическая разность между напряжением в данной точке при данном режиме и номинальным напряжением сети. Отклонения напряжения выражают в вольтах или в процентах от номинального напряжения сети.

3. Проверка сети на кратковременные понижения при пуске электродвигателей.

Значительное влияние оказывают отклонения напряжения на срок службы асинхронного двигателя (срок службы сокращается при понижении напряжения и большой загрузке двигателя). В этом случае увеличивается ток двигателя и происходит более интенсивное старение изоляции. Так, при отклонениях напряжения на зажимах 10% и номинальной загрузке двигателя срок его службы сокращается вдвое. Повышение напряжения на зажимах двигателя приводит к увеличению потребляемой им реактивной мощности за счет увеличения тока XX .

Частота вращения вала асинхронного двигателя меняется в зависимости от подведенного напряжения. В установках поточных линий, автоматизированных станках и т.д. это существенно может повлиять на производительность технологического оборудования.

Снижение производительности машин и рост потерь мощности приводит к увеличению удельного расхода электроэнергии на единицу выпускаемой продукции до 0,3% на каждый процент отклонения напряжения. При положительных отклонениях напряжения удельный расход электроэнергии уменьшается до 0,2% на каждый процент отклонения.

Значительное влияние оказывают отклонения напряжения на протекание технологических процессов в электротермии. При снижении напряжения увеличивается длительность технологического процесса, а в ряде случаев может иметь место полное его расстройство. При снижении напряжения на 8-10% технологический процесс в печах сопротивления и индукционных нельзя довести до конца.

Неблагоприятно оказывается отклонение напряжения и на электрической сварке. Снижение напряжения ухудшает качество сварных швов. Повышение напряжения приводит к увеличению реактивной мощности сварочных агрегатов.

4. Методы регулирования напряжения в сельских электрических сетях.

Изменение качества напряжения существенно влияет на работу осветительных установок: приводит к нестабильной работе источников света, вызывает мигание и вспышки, которые создают повышенную утомляемость глаз работающих.

Под регулированием напряжения следует понимать комплекс мероприятий с применением технических средств по ограничению отклонений напряжений у потребителей электроэнергии в допустимых пределах. На промышленном предприятии регулирование напряжения может осуществляться следующими способами:

1) изменением добавочного напряжения U_d включением последовательно регулировочных трансформаторов или изменением коэффициента трансформации трансформаторов;

2) изменением продольной и поперечной составляющих падения напряжения за счет регулирования потоков реактивной мощности в питающих и распределительных линиях электрической сети с помощью устройств компенсации (батарей конденсаторов, синхронных машин);

3) изменением напряжения в питающей сети энергосистемы путем изменения тока возбуждения генераторов, изменением схемы электрической сети (например, отключением одной из двух цепей для увеличения общего сопротивления линии).

Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) имеют довольно большой диапазон регулирования - от 10% до 16%. Количество ступеней регулирования зависит от напряжения одной ступени, которое может иметь значение от 1,25 до 2,5%, регулирование напряжения может осуществляться вручную или автоматически.

Уменьшение отклонения напряжения можно получить за счет уменьшения активного (увеличение сечения проводов и жил линий электрической сети) и реактивного (расщепление фаз токопроводов, применение продольной емкостной компенсации) сопротивлений элементов системы электроснабжения.

Наиболее эффективно комплексное регулирование, когда вместе с изменением коэффициента трансформации трансформаторов согласованно изменяется мощность компенсирующих устройств предприятия.

5. Стабилизация, встречное регулирование напряжения, средства регулирования напряжения (сетевые регуляторы напряжения, конденсаторы продольного и поперечного присоединения).

Напряжение сети постоянно меняется вместе с изменением нагрузки, режима работы источника питания, сопротивлений цепи. Отклонения напряжения не всегда находятся в интервалах допустимых значений. Причинами этого являются: а) потери напряжения, вызываемые токами нагрузки, протекающими по элементам сети; б) неправильный выбор сечений токоведущих элементов и мощности силовых трансформаторов; в) неправильно построенные схемы сетей.

Контроль за отклонениями напряжения проводится тремя способами: 1) по уровню – ведется путем сравнения реальных отклонений напряжения с допустимыми значениями; 2) по месту в электрической системе – ведется в определенных точках сети, например в начале или конце линии, на районной подстанции; 3) по длительности существования отклонения напряжения.

Регулированием напряжения называют процесс изменения уровней напряжения в характерных точках электрической системы с помощью специальных технических средств. Исторически развитие методов и способов регулирования напряжения и реактивной мощности происходило от низших иерархических уровней управления энергосистемами к высшим. В частности, вначале использовалось регулирование напряжения в центрах питания распределительных сетей — на районных подстанциях, где изменением коэффициента трансформации поддерживалось напряжение у потребителей при изменении режима их работы.

Регулирование напряжения вначале применялось также непосредственно у потребителей и на энергообъектах (электростанциях, подстанциях).

1. 9 Лекция №9 (2 часа).

Тема: «Механический расчет проводов»

1.9.1 Вопросы лекции:

1. Определение механических нагрузок на провода.
2. Уравнения состояния провода в пролете.
3. Критический пролет, выбор режима максимального напряжения в проводе
4. Критическая температура, выбор условий максимальной стрелы провеса провода в пролете.
5. Монтажные таблицы.
6. Механический расчет опор методы предельных состояний.
7. Расчет горизонтальных и вертикальных сил, действующих на опору.
8. Изгибающий момент в опасных сечениях опоры и проверка прочности опоры.
9. Закрепление опоры в грунте.

1.9.2 Краткое содержание вопросов:

1. Определение механических нагрузок на провода.

Провод нагревается проходящим по нему током до температуры, при которой количество теплоты, получаемой проводом, становится равным количеству теплоты, отдаваемой его поверхностью окружающей среде. По мере повышения температуры провода скорость ее нарастания снижается.

Для данного провода при заданном токе превышение температуры над температурой окружающей среды — величина постоянная, если неизменны окружающие условия (сила ветра, осадки и т.п.).

Потери теплоты проводами воздушных линий происходят главным образом за счет конвекции, т.е. теплового движения воздуха, окружающего провод. Значительно меньше теплоты теряется при лучеиспускании и совсем ничтожное количество — за счет теплопроводности воздуха. Сказанное ранее целиком относится также к изолированным проводам и кабелям, проложенным на воздухе в блоках, каналах и т.п. У кабелей, проложенных непосредственно в земле, отдача теплоты происходит только благодаря теплопроводности почвы.

Температура провода не должна превышать установленное значение. Поэтому задача расчета — определить ток, который можно пропустить по проводу при данных условиях, с тем чтобы температура провода не превзошла допустимую.

2. Уравнения состояния провода в пролете.

Для неизолированных проводов воздушных линий максимальная допустимая температура не должна превышать 70 °С. Такое небольшое значение объясняется не опасениями за состояние провода, а необходимостью создания надежных соединений. Дело в том, что при повышении температуры усиливаются окислительные процессы и на проводах образуются окиси с высоким сопротивлением. Это увеличивает сопротивление контакта, а значит, и количество выделяемой в нем теплоты. Температура соединения растет, увеличивается окисление и т.д. до полного разрушения провода в месте соединения.

Предельная температура неизолированных проводов, проложенных внутри зданий, также не должна превышать 70 °С. Это обусловлено необходимостью обеспечить пожарную безопасность и исключить неприятный запах, возникающий вследствие сухой перегонки пыли, оседающей на поверхности провода.

Для расчета провода по нагреву необходимо знать температуру окружающего воздуха. За расчетную принимают среднемесячную температуру окружающего воздуха в 13 ч для

наиболее жаркого месяца. В различных районах России это значение колеблется от 15 °С для северных и до 35 °С для южных районов.

Для проводов, расположенных внутри помещений, за расчетную принимают максимальную среднемесячную температуру воздуха. Обычно при расчете она бывает задана.

3. Критический пролет, выбор режима максимального напряжения в проводе

Критический пролет — это такой пролет, при котором для данного провода и климатического района напряжение на растяжение в проводе одинаково как при гололеде и температуре —5 °С, так и при его отсутствии и минимальной температуре.

4. Критическая температура, выбор условий максимальной стрелы провеса провода в пролете.

Под критической температурой понимают такую температуру, при которой стрела провеса равна стреле провеса при гололеде и температуре —5 °С. Если для данного случая критическая температура больше максимальной, то, очевидно, максимальная стрела провеса будет при гололеде и температуре —5 °С. Напротив, если критическая температура меньше максимальной, то наибольшая стрела провеса будет при максимальной температуре окружающего воздуха.

6. Механический расчет опор методы предельных состояний.

При расчете по этому методу конструкция рассматривается в своем расчетном предельном состоянии. За расчетное предельное состояние принимается такое состояние конструкции, при котором она перестает удовлетворять предъявляемым к ней эксплуатационным требованиям, т. е. либо теряет способность сопротивляться внешним воздействиям, либо получает недопустимую деформацию или местное повреждение.

Для стальных конструкций установлено два расчетных предельных состояния:

первое расчетное предельное состояние, определяемое несущей способностью (прочностью, устойчивостью или выносливостью); этому предельному состоянию должны удовлетворять все стальные конструкции;

второе расчетное предельное состояние, определяемое развитием чрезмерных деформаций (прогибов и перемещений); этому предельному состоянию должны удовлетворять конструкции, в которых величина деформаций может ограничить возможность их эксплуатации.

Первое расчетное предельное состояние выражается неравенством

$$N \leq \Phi,$$

где N — расчетное усилие в конструкции от суммы воздействий расчетных нагрузок P в наиболее невыгодной комбинации;

Φ — несущая способность конструкции, являющаяся функцией геометрических размеров конструкции, расчетного сопротивления материала R и коэффициента условий работы m .

Установленные нормами (СНиП) наибольшие величины нагрузок, допускаемые при нормальной эксплуатации конструкций, называются нормативными нагрузками P^h (смотрите приложение I).

Расчетные нагрузки P , на которые рассчитывается конструкция (по предельному состоянию), принимаются несколько больше нормативные. Расчетная нагрузка определяется, как произведение нормативной нагрузки на коэффициент перегрузки n (больший единицы), учитывающий опасность превышения нагрузки по сравнению с ее нормативным значением вследствие возможной изменчивости нагрузки:

$$P = P^h n.$$

Значения коэффициентов n приведены в таблице Нормативные и расчетные нагрузки, коэффициенты перегрузки.

Таким образом, конструкции рассматривают под воздействием не эксплуатационных (нормативных), а расчетных нагрузок. От воздействия расчетных нагрузок в конструкции определяют расчетные усилия (осевое усилие N или момент M), которые находят по общим правилам сопротивления материалов и строительной механики.

7. Расчет горизонтальных и вертикальных сил, действующих на опору.

Расчет опоры следует начинать с определения приложенных к ней сил от всех нагрузок и воздействий.

Нормативные значения собственного веса частей опоры рассчитывают по предварительно назначенным размерам и объемному весу материалов, а также примеров конструкции опор. Пролетные строения, как правило, проектируют раньше, чем опоры, поэтому постоянные опорные давления от пролетных строений A_p определить нетрудно.

Нормативное вертикальное давление от веса грунта на выступающие подземные части опор (например, на обрезы фундамента) определяют по формуле

$$p = \gamma_n H,$$

где γ_n – нормативное значение объемного веса грунта, $\text{тс}/\text{м}^3$; H – высота столба грунта, м.

Нормативное значение горизонтального давления грунта от его собственного веса определяют по формуле

$$e_p = \mu \gamma_n H,$$

$$\mu = \tan^2 \left(45 - \frac{\phi_n}{2} \right)$$

где ϕ_n – нормативный угол внутреннего трения грунта.

Эпюра нормативного горизонтального давления e_p представляет собой треугольник. Равнодействующую этого давления можно определить, находя объем этой эпюры в зависимости от ширины и очертания грани опоры, на которую передается давление. В простейшем случае, если эта грань имеет постоянную по высоте ширину B , равнодействующая

$$E = \frac{1}{2} B \mu \gamma_n H$$

и приложена на расстоянии $\frac{1}{3}H$ от низа рассматриваемой грани опоры.

9. Закрепление опоры в грунте.

При нормальных режимах работы опоры рассчитывают при условии, что провода не оборваны и покрыты гололедом или свободны от него. Скорость ветра соответствует климатическому району. При аварийном режиме предполагают обрыв одного или нескольких проводов, вследствие чего опора испытывает одностороннее натяжение.

Для промежуточных опор аварийными считают случаи, когда при любом числе проводов на опоре оборван один, дающий наибольший изгибающий момент на опору, верхний провод и когда оборван один провод, дающий наибольший врачающий момент на опору, дальше всех расположенный от опоры.

Промежуточные опоры с креплением провода на штыревых изоляторах проволочной вязкой рассчитывают на нормативное тяжение одного провода, но не более 1500 Н. Это объясняется тем, что оборвавшийся провод проскальзывает в креплении к изолятору и одностороннее тяжение уменьшается.

Анкерные опоры нормального типа рассчитывают в аварийном режиме на обрыв двух проводов одного пролета при любом числе проводов на опоре. Анкерные опоры облегченного типа рассчитывают на обрыв одного провода при любом числе проводов на опоре.

При пролете больше критического провода покрыты гололедом, температура —5 °С. При пролете меньше критического его нет, температура минимальная. При всех аварийных режимах принимают, что ветер отсутствует.

1. 10 Лекция №10 (2 часа).

Тема: «Классификация перенапряжений»

1.10.1 Вопросы лекции:

- 1.Грозовые (атмосферные) перенапряжения.
- 2.Интенсивность грозовой деятельности.
- 3.Защита установок от прямых ударов молнии.
- 4.Стержневые, тросовые молниевыводные, защитные сетки.
- 5.Защита электроустановок от волн перенапряжений.
- 6.Искровые промежутки, трубчатые, вентильные разрядники, ограничители перенапряжений.
- 7.Защита от перенапряжений электрических сетей напряжением до 1 кВ.

1.10.2 Краткое содержание вопросов:

1. Грозовые (атмосферные) перенапряжения.

Грозовые перенапряжения возникают вследствие разрядов молний в объекты электроэнергетики, а также рядом с ними в землю. Например, на изоляции воздушной линии электропередачи грозовые перенапряжения появляются при ударах молний в опоры, в молниезащитные тросы, в фазные провода. При ударе молний в деревья рядом с линии также возникают грозовые перенапряжения, но как правило их величина оказывается меньше, чем при прямом ударе молний в воздушную линию.

На изоляции распределительных устройств грозовые перенапряжения появляются главным образом из-за разрядов молний в присоединенные воздушные линии. В месте удара молний в воздушную линию возникает грозовая волна, которая распространяется влево и вправо вдоль линии в стороны концевых распределительных устройств. По мере распространения грозовой волны вдоль линии она затухает и становится менее опасной. Поэтому самые опасные грозовые перенапряжения на изоляции концевых распределительных устройств характерны только при разрядах молний на удалении не более нескольких километров от них.

Если молния ударила в опору или трос, то ток молнии по телу опоры уходит в заземляющее устройство опоры, не создавая на изоляции фазных проводов грозовых перенапряжений. Если опора недостаточно хорошо заземлена, то ток молнии может создать значительное напряжение на теле опоры, и произойдет перекрытие с тела опоры на фазный провод, называемое обратным и сопровождаемое появлением на фазном проводе грозовых перенапряжений, которые далее приходят в распределительное устройство.

Еще одним опасным воздействием молний можно считать прорыв молний мимо троса на фазный провод – оно также сопровождается появлением на проводе грозовых перенапряжений и далее их приходом в распределительное устройство.

2. Интенсивность грозовой деятельности

Формирование грозовой облачности и, следовательно, грозовая деятельность зависит от климатических условий и рельефа местности. Поэтому грозовая деятельность над различными участками земной поверхности неодинакова. Для расчета грозозащитных мероприятий необходимо знать конкретную величину, характеризующую грозовую деятельность в данной местности. Такой величиной является интенсивность грозовой деятельности, которую принято определять числом грозовых часов или грозовых дней в году,

вычисляемым как среднеарифметическое значение за ряд лет наблюдений для определенного места земной поверхности.

Интенсивность грозовой деятельности в данном районе земной поверхности определяется также числом ударов молнии в год, приходящихся на 1 км² земной поверхности.

3. Защита установок от прямых ударов молнии.

Прямой удар является наиболее опасным из всех проявлений молнии с точки зрения поражений зданий и сооружений. Многолетние наблюдения и данные свидетельствуют о том, что подавляющее большинство пожаров и разрушений при грозовых разрядах вызвано именно прямыми ударами молнии.

Поскольку прямой удар молнии в здание или сооружение представляет большую опасность, то следует подробнее рассмотреть отдельные элементы различных систем, обеспечивающих надежную молниезащиту.

4. Стержневые, тросовые молниевыводные, защитные сетки.

Если ток короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме неизвестен, то, зная тип выключателя, установленного в этом месте, можно узнать по каталогу его предельно допустимую отключающую мощность и принять ее с некоторым запасом за мощность короткого замыкания в месте присоединения.

В сетях, присоединенных к энергосистеме, ток короткого замыкания в значительной степени зависит от сопротивления проводов воздушных линий.

Для проводов из цветных металлов необходимо учитывать их активное сопротивление в зависимости от сечения, а затем определять модульное значение общего сопротивления. В сельских воздушных линиях напряжением выше 1 кВ применяют стальные многопроволочные провода ПС25. В ранее построенных линиях можно встретить многопроволочные стальные провода ПС35 и больших сечений.

Активные и внутренние индуктивные сопротивления стальных проводов зависят от силы протекающего по ним тока.

В электрических сетях чаще всего происходят несимметричные короткие замыкания, из которых наибольший интерес представляют двух- и однофазные. Последние могут быть в сельских трехфазных сетях напряжением 380/220 В и 110 кВ с заземленной нейтралью, так как в сетях напряжением 6...35 кВ нейтраль изолирована от земли.

Ток несимметричного к. з. определяют методом симметричных составляющих. Вычисление токов и напряжений несимметричного к. з. заменяют вычислением этих величин при некотором фиктивном трехфазном к. з. Поэтому может быть использован весь изложенный ранее материал о симметричных коротких замыканиях.

5. Защита электроустановок от волн перенапряжений.

Перенапряжением, называется кратковременное повышение напряжения до значения, опасного для изоляции электрооборудования. Перенапряжения возникают вследствие электромагнитных колебательных процессов, вызванных изменением режима работы электрических цепей и при разрядах молнии. Главную опасность в электрических установках напряжением 1 ...220 кВ представляют возникающие при грозовых разрядах атмосферные перенапряжения.

6. Искровые промежутки, трубчатые, вентильные разрядники, ограничители перенапряжений.

В электроустановках эксплуатируются следующие серии вентильных разрядников отечественного производства

РВП - разрядники вентильные подстанционные;

РВС - разрядники вентильные станционные;

РВМ - разрядники вентильные магнитные;

РВМГ - разрядники вентильные магнитные грозовые;
РВМК - разрядники вентильные магнитные комбинированные
РВТ - разрядники вентильные токоограничивающие;
РВРД - разрядники вентильные с растягивающейся дугой

Разрядники всех классов напряжений по защитным свойствам разделены на четыре группы - 1 - серии РВТ и РВРД; 2 - серии РВМ; 3 - серии РВС; IV - серии РВП. Наилучшими свойствами обладают разрядники 1 группы, имеющие меньшие значения оставшегося напряжения, наихудшим и - IV.

Серия разрядников РВП выпускается на напряжения 3, 6 и 10 кВ и изготавливается в одноэлементном исполнении.

Разрядники серии РВС на напряжения 15, 20 и 35 кВ состоят из одного элемента, на более высокие напряжения комплектуются из стандартных рабочих элементов.

Вентильные разрядники серии РВМ выпускаются на напряжения 3-35 кВ и предназначены в основном для защиты вращающихся машин, а серии РВМГ - на напряжения 110-500 кВ и выполняются на основе стандартного элемента РВМГ-33, который самостоятельного применения не имеет.

Разрядники серии РВМК предназначены для защиты электроустановок от грозовых и внутренних перенапряжений, поэтому они называются комбинированными и разработаны на напряжения до 1150 кВ. Разрядники серии РВТ разработаны на напряжения 3-10 и 110- 500 кВ. В них применяются токоограничивающие искровые промежутки с узкощелевой камерой (с растягивающейся дугой). При растяжении дуги увеличивает свое сопротивление, которое ограничивает сопровождающий ток, поэтому искровой промежуток обладает токоограничивающими свойствами и увеличенной дугогасящей способностью.

7. Защита от перенапряжений электрических сетей напряжением до 1 кВ.

Автоматические защиты от перенапряжения в сети отлично справляются с задачами быстро снять напряжение с электроприемников уже многие десятилетия. Их по старинке электрики называют «Разрядники».

Объяснить это можно тем, что первоначальные конструкции использовали принцип разряда через искровой промежуток. Этот термин плавно перешел к последующим устройствам на базе полупроводниковых элементов или металл-оксидных варисторах. Хотя их называют еще «ОПН» или «Ограничители повышенного напряжения».

Многие ведущие производители бытовой техники встраивают защиту ОПН в свои изделия. Поэтому новые холодильники при созданном критическом режиме электриками просто отключились. Эта функция указывается в паспорте на изделие.

Перенапряжения чаще всего появляются при грозе, когда молния проникает в электрические сети через протяженные ЛЭП. Не исключен также вариант пробоя изоляции высоковольтного оборудования с проникновением высокого потенциала в низковольтную схему. Для таких случаев защиты систем 0,4 кВ используются трехфазные или однофазные устройства.

1. 11 Лекция №11 (2 часа).

Тема: «Понятие об электрических контактах и электрической дуге постоянного и переменного токов, способы гашения электрической дуги и трансформаторы тока и напряжения, их выбор»

1.11.1 Вопросы лекции:

1. Автоматические выключатели напряжением до 1000 В. предохранители с плавкими вставками .
2. Выключатели (масленые и безмасляные), выключатели нагрузки, короткозамыкатели, отделители, разъединители и приводы к ним
3. Косинусные конденсаторы

4. Тепловое и электродинамическое воздействие токов короткого замыкания.
5. Выбор высоковольтной аппаратуры.

1.11.2 Краткое содержание вопросов:

1. Автоматические выключатели напряжением до 1000 В. предохранители с плавкими вставками.

Общие сведения. Для соединения генераторов, шин, трансформаторов, линий электропередачи, выключателей, электроприемников в системах электроснабжения применяют контакты различных типов. При низком качестве контактов возможны повреждения и нарушения нормальной работы электроустановок. Слово «контакт» означает соприкосновение, касание. Электрическая проводимость в контактах обеспечивается давлением на контактные части с помощью винтов и пружин.

По назначению и условиям работы различают неразмыкаемые и размыкаемые контакты. Неразмыкаемые контакты делят на неподвижные и подвижные. В неподвижных контактах части не перемещаются одна относительно другой. Примером могут служить винтовые контакты, т. е. соединения с помощью винтов шин. В подвижных контактах их части испытывают скольжение или качение, как, например, в выключателях и разъединителях.

По типу соприкасающихся поверхностей размыкаемые подвижные контакты бывают плоские, линейные и точечные. Плоский контакт образуется при соприкосновении плоских деталей, например плоских шин в распределительных устройствах (КРУН-10). Линейный контакт может быть образован двумя поверхностями цилиндров с параллельными осями или цилиндром и плоскостью. Точечный контакт возможен между двумя сферическими поверхностями или двумя цилиндрами с осями, расположенными под прямым углом.

Понятия плоского, линейного и точечного контактов условны, поскольку поверхности контактных деталей неидеально ровные. В действительности контактные элементы соприкасаются по небольшим площадкам, образованным в результате деформации материала в точках соприкосновения поверхностей под действием силы сжатия.

Площадь контактной поверхности, воспринимающей давление, во много раз меньше общей площади поверхности контактов. Как бы тщательно последние не были обработаны, они остаются неровными и имеют выступы и углубления. Из-за этого при соприкосновении элементов сначала возникает контакт выступающих точек поверхностей, а затем по мере увеличения давления деформируется материал в точках соприкосновения и эти точки превращаются в небольшие площадки.

Чем больше сила нажатия контактов и мягче материал контактных поверхностей, тем больше площадь соприкосновения контактов и, следовательно, меньше электрическое сопротивление в месте их соединения. Активное сопротивление в зоне переходного слоя между контактирующими поверхностями называется переходным. Такое сопротивление — один из основных показателей качества контактов. Оно характеризует количество энергии, выделяющейся в контактных соединениях и нагревающей контакт.

На поверхности металла имеется тонкий инородный слой большей или меньшей толщины, который препятствует непосредственному соприкосновению металла контактов. Этот слой состоит из оксидов, жиров, адсорбированных газов и др. Получить чистые контактные поверхности трудно. Для этого они должны быть механически очищены и затем подвергнуты длительному нагреванию в вакууме. Однако при длительном нахождении на воздухе на чистые контакты воздействуют вода, газы и кислород с образованием относительно толстого слоя, состоящего из оксидов, сульфидов, хлоридов и др. Важное значение имеет скорость образования этого слоя. Для алюминиевых контактов при наличии окисной пленки значительно увеличивается переходное сопротивление. Благородные металлы, например серебро, также подвержены окислению, однако процесс окисления в них протекает медленнее, слой менее прочен и легко разлагается при нагревании.

Слой оксидов является практически непроводящим. Однако под давлением он может быть частично разрушен, так как из-за хрупкости не способен следовать деформации металлов. При давлении на контакты инородный слой скальвается, появляются трещины, в них проникает металл, образуя контактные точки. По мере увеличения давления число контактных точек и проводящая поверхность увеличиваются.

Таким образом контактная поверхность, воспринимающая давление, состоит из участков трех типов: с металлическим контактом; покрытых тонкой пленкой с небольшим сопротивлением току; покрытых оксидами, практически не проводящими ток.

2. Выключатели (масленые и безмасляные), выключатели нагрузки, короткозамыкатели, отделители, разъединители и приводы к ним

Выключатели нагрузки - это простейшие автогазовые выключатели на напряжение 6...10 кВ и номинальные токи 400 и 200 А. Они представляют собой трехфазные коммутационные аппараты, предназначенные для включения и отключения токов нагрузки, а также обеспечивают видимый разрыв цепи при отключениях. Токи короткого замыкания отключаются предохранителями, включенными в цепь последовательно с выключателем. Выключатели нагрузки на напряжение 6... 10 кВ устанавливают в закрытых (комплектных) распределительных устройствах.

Разъединители. Эти коммутационные аппараты предназначены для включения и отключения цепи без тока или с небольшими токами, значения которых установлены нормативными документами. Разъединитель создает видимый разрыв цепи, что важно для обеспечения электробезопасности при ревизиях и ремонтных работах на электроустановках.

3. Косинусные конденсаторы

Конденсаторы косинусные высоковольтные применяются в электрических установках на переменном токе частотой 50 Герц с целью увеличения значения коэффициента его мощности, а также при комплектации различных конденсаторных установок. Конденсаторы косинусные высоковольтные сертифицированы соответственно регламенту международного стандарта, действующего на территории Российской Федерации.

4. Тепловое и электродинамическое воздействие токов короткого замыкания.

Термическое действие токов КЗ. При протекании тока КЗ температура проводника повышается. Длительность процесса КЗ обычно мала (в пределах нескольких секунд), поэтому тепло, выделяющееся в проводнике, не успевает передаться в окружающую среду и практически целиком идет на нагрев проводника. Проводник или аппарат следует считать термически стойким, если его температура в процессе КЗ не превышает допустимых величин.

Определить температуру нагрева проводника в процессе КЗ можно следующим путем. При КЗ за время dt в проводнике выделяется определенное количество тепла

$$dQ=I_{k,t}^2r_0dt,$$

где $I_{k,t}$ – действующее значение полного тока КЗ в момент t КЗ; r_0 – активное сопротивление проводника при данной его температуре θ :

$$r_0=\rho_0(1+\alpha\theta)l/q,$$

здесь ρ_0 – удельное активное сопротивление проводника при $\theta=0^0$; l – длина проводника; q – его сечение; α - температурный коэффициент сопротивления.

Практически все тепло идет на нагрев проводника

$$dQ=Gc_0d\theta,$$

где G – масса проводника; c_0 – удельная теплоемкость материала проводника при температуре θ .

5. Выбор высоковольтной аппаратуры.

Порядок выбора высоковольтного выключателя:

1) выбор начинается с номинального напряжения сети:

$$U_{\text{ном}}^{\text{мин}} \geq U_{\text{ном}}^{\text{макс}}$$

2) выбор по длительному току по условию

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{длительн}}$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{длительн}}$$

$I_{\text{норм макс}}$ - максимальный ток нормального режима;

$I_{\text{длительн}}$ - максимальный ток длительного режима.

Перечисленные 2 тока учитывают аварийные и послеаварийные режимы работы сети. Например, если сеть имеет две параллельные взаиморезервирующие друг друга линии, то максимальный длительный ток в послеаварийном режиме при отключении одной из линий будет равняться двойному расчетному току

$$I_{\text{длительн}} = 2 \cdot I_p$$

3) выбор по симметричному току отключения по условию

$$I_{\text{нр}} = I_{\text{нр}} + I_{\text{нд}}$$

$$I_{\text{нр}} \leq I_{\text{ожн}}$$

$$I_{\text{нр}}$$

где $I_{\text{нр}}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ к моменту расхождения контактов;

$$I_{\text{нр}}$$

- действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы;

$$I_{\text{нд}}$$

- действующее значение периодической составляющей тока КЗ от двигателей;

4) определяется нормированное (номинальное) значение апериодической составляющей в токе отключения. Для успешного отключения асимметричного тока КЗ (апериодической составляющей) должно выполняться следующее условие:

$$i_{\text{нр}} \leq i_{\text{нном}},$$

$$i_{\text{нр}}$$

где $i_{\text{нр}}$ - апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов;

5) проверка по включающей способности производится по условиям

$$i_y \leq i_{\text{вклн}}$$

$$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{вклн}},$$

$$i_y$$

где i_y - ударный ток КЗ;

$$I_{\text{н0}}$$

- начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя;

$$I_{\text{вклн}}$$

- номинальный ток включения.

6) проверка на электродинамическую стойкость по сквозным токам КЗ

$$i_y \leq i_{\text{дозв}}$$

$$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{дозв}}$$

7) проверка на термическую стойкость производится по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{\text{неп}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$$

Вк - расчетный тепловой импульс

Расчеты выбора выключателя должны быть занесены в сравнительную таблицу.

Выбор разъединителей

Учитывают место его установки (ЗРУ или ОРУ), предусматривают заземляющие ножи.

Выбор производится по напряжению сети, длительному току, электродинамической и термической стойкости. Выбор по отключающей способности не производится, так как разъединители не предусмотрены для отключения токов КЗ.

1. 12 Лекция №12 (2 часа).

Тема: «Релейная защита трансформаторов, генераторов малой мощности, электродвигателей»

1.12.1 Вопросы лекции:

1.Релейная защита электрических сетей напряжением до 1 кВ.

2.Трехфазное автоматическое повторное включение линий с односторонним питанием (АПВ).

3.Автоматическое включение резервного питания (АВР).

4.Устройства для определения мест повреждения в электрических сетях.

5.Автоматизация электростанций.

6.Регулирование возбуждения генераторов.

7.Автоматическая форсировка возбуждения (АФВ), автоматическое гашение поля (АГП) и синхронизация генераторов.

1.12.2 Краткое содержание вопросов:

1. Релейная защита электрических сетей напряжением до 1 кВ.

Любая схема релейной защиты включает в себя несколько реле различного назначения, действующих совместно по заданной программе.

В устройствах релейной защиты применяют электрические, механические и тепловые реле. Электрические реле реагируют на воздействие электрических величин, в качестве которых могут быть токи, напряжения, их симметричные составляющие, мощность, сопротивление, частота. Механические и тепловые реле реагируют на неэлектрические величины: давление, скорость истечения жидкости или газа, уровень жидкости, количество выделенной теплоты или изменение температуры и т. п.

В любом реле можно выделить пять основных функциональных органов: воспринимающий, преобразующий, сравнивающий, исполнительный и замедляющий. Например, в электромагнитном реле обмотка электромагнита служит воспринимающим органом, к которому подводится контролируемая воздействующая электрическая величина. Электромагнит реле (преобразующий орган) преобразует электрическую энергию в энергию магнитного поля, а затем в механическое усилие на якоре, которое сравнивают с усилием противодействующей пружины (сравнивающий орган). Исполнительным органом реле служат контакты. Реле может иметь замедляющий (замедляет начало перемещения якоря) и регулировочный (изменяет параметры срабатывания) органы.

Наибольшее применение в релейной защите получили электрические реле. Реле, срабатывающие с определенной точностью при заранее установленном значении

воздействующей величины в пределах непрерывного диапазона ее изменения, называют измерительными.

В соответствии с перечисленными видами воздействующих величин электрические измерительные реле подразделяют на реле тока, напряжения, мощности, сопротивления и частоты.

2. Трехфазное автоматическое повторное включение линий с односторонним питанием (АПВ).

В соответствии с ПУЭ для силовых трансформаторов схем электроснабжения должны быть предусмотрены защиты от всех видов к.з. в обмотках и на выводах; токов в обмотках, обусловленных внешними к.з. и перегрузками; возгорания масла и понижения его уровня; однофазных замыканий на землю со стороны обмотки, присоединенной к сети с изолированной нейтралью, в которой необходимо отключение однофазных замыканий на землю по требованиям техники безопасности.

Для защиты трансформаторов от к.з. в обмотках и на выводах применяют продольную дифференциальную защиту или токовую отсечку без выдержки времени. Дифференциальную защиту устанавливают на трансформаторах мощностью 6,3 МВ А и более, а также на трансформаторах мощностью 4 МВ А при их параллельной работе. Защиту предусматривают на трансформаторах мощностью 1...4 МВА, если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с или если трансформатор установлен в районе, подверженном землетрясениям. Выбор параметров защиты и схемы ее выполнения описаны ранее (см. п. 10.8 и 10.10).

Схемы дифференциальной защиты трансформаторов сельских сетей обычно выполняют двухрелейными. Схемы с тремя реле применяют в случаях, когда требуется обеспечить нормируемую чувствительность, а также для защиты трехобмоточных трансформаторов мощностью 40 МВ • А и более. При повреждении в трансформаторе дифференциальная защита и отсечка действуют на отключение трансформатора со всех сторон.

В систему сельского электроснабжения входят электростанции с генераторами относительно небольшой мощности до 1 МВт и напряжением до 1 кВ и выше. Такие станции используют в качестве автономных источников питания для потребителей, значительно удаленных от централизованных источников, или в качестве резервных источников. К ним относят дизельные станции, причем большая часть из них с генераторами мощностью до 150 кВт. В соответствии с ПУЭ для генераторов мощностью до 1 МВт и напряжением выше 1 кВ, работающих непосредственно на сборные шины генераторного напряжения, должны быть предусмотрены защиты от междуфазных внешних к.з. и от к.з. в обмотке статора генератора и на его выводах, однофазных замыканий на землю в обмотке статора и двойных замыканий, одно из которых возникает в обмотке статора, а второе — во внешней цепи и от перегрузки в симметричном режиме работы.

3. Автоматическое включение резервного питания (АВР).

Автоматический ввод резерва (АВР) — метод защиты, предназначенный для бесперебойной работы сети электроснабжения. Реализован с помощью автоматического подключения к сети других источников электропитания в случае аварии основного источника электроснабжения.

Рассмотрим основные требования, предъявляемые к этим устройствам при построении системы гарантированного электроснабжения.

1. Как известно (гл.1.2 ПУЭ), электроприемники первой категории надежности должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, а для электроснабжения особой группы электроприемников первой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого источника.

2. В обоих случаях в качестве одного из резервирующих источников питания может использоваться автоматизированная дизель-электрическая электростанция, что требуется учитывать при выборе конкретной схемы АВР.

3. При использовании АВР должны быть приняты меры, исключающие возможность замыкания между собой двух независимых источников питания друг на друга, причем в дополнение к требованиям ПУЭ службы энергонадзора, как правило, требуют наличия не только электрической, но и механической блокировки коммутирующих элементов.

4. Максимальное время переключения резерва зависит от характеристик потребителей электроэнергии, но при наличии в системе источников бесперебойного питания (ИБП) не имеет определяющего значения. Для исключения ложных срабатываний при переключениях АВР на стороне высокого напряжения должна быть предусмотрена возможность регулировки задержки переключения при неисправностях одной из сетей.

5. Важное значение имеет наличие регулировки порогов срабатывания АВР в диапазоне контролируемого напряжения для каждого ввода. Так, например, в случае подключения к выходу АВР ИБП согласование между собой диапазонов входных напряжений обоих устройств позволяет обеспечить своевременное переключение на резервную сеть при отклонении напряжений основной питающей сети за заданные значения и тем самым исключить длительную работу ИБП на батареях при исправной резервной сети.

6. Желательно наличие индикации состояния и возможности ручного управления АВР.

4. Устройства для определения мест повреждения в электрических сетях.

Устройства для определения места замыкания на землю в воздушных распределительных сетях, работающих с изолированной нейтралью или в режиме компенсации емкостного тока, и прежде всего в сетях 6—20 кВ, особенно эффективны. Однофазные замыкания на землю в этих сетях составляют до 80 % всех повреждений. Отыскание этих повреждений без специальных устройств связано с большими затратами времени и длительным перерывом электроснабжения потребителей. Кроме того, при нескольких повреждениях практически невозможно визуально обнаружить поврежденный изолятор. Определение места замыкания на землю в сети 6—20 кВ с помощью стационарных устройств является до статочно сложной задачей, что, в частности, связано со сложной структурой линий этих сетей. Поэтому в энергосистемах нашли применение переносные приборы, позволяющие путем ряда последовательных измерений определить место повреждения без отключения токоприемников.

5. Автоматизация электростанций.

В последнее время вопросы гарантированного электроснабжения индивидуальных жилых домов приобретают все большее значение. Решение купить бензиновый или дизельный генератор является самым распространенным и обоснованным. Это оборудование позволяет обеспечить бесперебойное энергоснабжение, не зависящее от перебоев в работе централизованных сетей, что гарантирует нормальное функционирование всех бытовых электроприборов и систем жизнеобеспечения жилища. Дом, в современном его понимании, это не только архитектурная композиция, но и целый комплекс сложных инженерных систем. Обесточивание этих систем даже на непродолжительное время приводит к сбою(а часто и к отказу) в работе всего комплекса.

Не секрет, что основной причиной всех аварий, выводящих оборудование из строя, являются кратковременные перебои в электроснабжении. Решить эту проблему поможет использование специальных систем автоматизации, которые запускают генераторную установку и подают питание к потребителям в самый короткий срок.

6. Регулирование возбуждения генераторов.

Основным назначением автоматического регулирования возбуждения (АРВ) является повышение устойчивости параллельной работы генераторов при нарушениях нормального

режима. В этих условиях АРВ, реагируя на сравнительно небольшие отклонения напряжения (или тока) генератора от нормального значения, значительно увеличивают (форсируют) возбуждение генераторов. При увеличении (особенно форсировке) возбуждения до потолочного значения, увеличивается ЭДС генератора, что способствует повышению предела устойчивости генератора.

Форсировка возбуждения генераторов облегчает и ускоряет процесс восстановления напряжения на шинах после отключения КЗ, что способствует также быстрому самозапуску электродвигателей.

В нормальных условиях АРВ обеспечивают поддержание заданного уровня напряжения и необходимое распределение реактивной нагрузки между параллельно работающими генераторами.

Все автоматические регуляторы возбуждения (АРВ), применяемые на синхронных генераторах, различаются по параметру, на который они реагируют, по способу воздействия на систему возбуждения генератора и подразделяются на три основные группы.

К первой группе относятся электромеханические АРВ. Эти АРВ реагируют на отклонение напряжения генератора от заданного значения (уставки) и воздействуют на изменение сопротивления в цепи обмотки возбуждения возбудителя. К таким АРВ относятся ранее широко применяющиеся регуляторы напряжения реостатного и вибрационного типов.

Ко второй группе относятся электрические АРВ. Эти АРВ реагируют на отклонение напряжения или тока генератора от заданного значения и подают дополнительный выпрямленный ток в обмотку возбуждения возбудителя от внешних источников питания (трансформаторов тока, напряжения или собственных нужд).

К третьей группе относятся также АРВ, применяемые в основном с выпрямительными системами возбуждения: высокочастотной, тиристорной, бесщёточной. В отличие от АРВ первой и второй группы, эти АРВ не имеют собственных силовых органов (внешних источников питания), а только управляют работой возбудителей.

7. Автоматическая форсировка возбуждения (АФВ), автоматическое гашение поля (АГП) и синхронизация генераторов.

Гашением поля называется процесс, заключающийся в быстром уменьшении магнитного потока возбуждения генератора до величины, близкой к нулю. При этом соответственно уменьшается ЭДС генератора.

Гашение магнитного поля приобретает особое значение при аварийных режимах, вызванных повреждениями внутри самого генератора или на его выводах.

Короткие замыкания внутри генератора обычно происходят через электрическую дугу - именно это обстоятельство обуславливает значительное повреждение обмоток статора и активной стали. Это тем более вероятно, что ток I_K при внутреннем повреждении может быть больше тока при коротком замыкании на выводах генератора. В таком случае быстрое гашение поля генератора необходимо, чтобы ограничить размеры аварии и предотвратить выгорание обмотки и стали статора.

Таким образом, при внутренних коротких замыканиях в генераторах необходимо не только отключить их от внешней сети, но и быстро погасить магнитное поле возбуждения, что приведет к уменьшению ЭДС генератора и погасанию дуги.

1.13 Лекция №13 (2 часа).

Тема: «Схемы первичной коммутации подстанций 110-35/10 кВ»

1.13.1 Вопросы лекции:

1. Конструкции распределительных устройств.

2. Потребительские трансформаторные подстанции 35-10/0,4 кВ: схемы соединений, конструкции, типы, применяемая аппаратура

3. Выбор мощности трансформаторов подстанции.

4. Определение места расположения трансформаторной подстанции.

1.13.2 Краткое содержание вопросов:

1. Конструкции распределительных устройств.

Распределительным устройством (РУ) называется электрическая установка, служащая для приема и распределения электрической энергии.

По существу распределительное устройство — это конструктивное выполнение принятой электрической схемы, т. е. расстановка электрических аппаратов внутри помещений или на открытом воздухе с соединениями между ними голыми (редко изолированными) шинами или проводами строго в соответствии с электрической схемой. Компоновкой РУ обеспечивается размещение всех намеченных схемой аппаратов в таком порядке, при котором вся конструкция в наибольшей степени отвечает всем действующим требованиям и правилам.

Для энергетической системы распределительное устройство является узлом сети, оборудованным электрическими аппаратами и защитными устройствами, служащими для управления распределением потоков энергии, отключения поврежденных участков, обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

Каждое РУ состоит из подходящих и отходящих присоединений, которые связаны между собой сборными шинами, перемычками, кольцевыми и многоугольными соединениями, с размещением различного числа выключателей, разъединителей, реакторов, измерительных трансформаторов и прочих электрических аппаратов, обусловленных принятой схемой. Все аналогичные присоединения выполняются одинаково, так что РУ собирается из стандартных, как бы типовых, ячеек.

Основным аппаратом РУ является выключатель — устройство, способное включать, нести и отключать нормальные токи нагрузки, а также включать и автоматически отключать (при заранее заданных условиях) токи аварийного режима, такие, как токи короткого замыкания.

Разъединители служат для замыкания и размыкания цепей без нагрузки; в качестве оперативных они используются для переключений в схемах соединений, а как неоперативные применяются для отсоединения участков коммутации и оборудования, выводимых в ремонт.

2. Потребительские трансформаторные подстанции 35-10/0,4 кВ: схемы соединений, конструкции, типы, применяемая аппаратура

Схемы подстанций определяют их положением в сети, напряжением, числом присоединений, используемым оборудованием (трансформаторы, сборные шины, коммутационная и другая аппаратура). К схемам предъявляют следующие требования: обеспечение необходимой надежности электроснабжения потребителей и транзита мощности через подстанцию, а также возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения соседних присоединений; учитывание перспективы развития; обеспечение поэтапного развития РУ без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей.

Различают следующие типы подстанций по их положению в сети высшего напряжения: тупиковые (концевые); ответвительные (присоединенные на ответвлениях); проходные; узловые.

Для сельских трансформаторных подстанций стремятся использовать простейшие схемы. В частности, для РУ на напряжение 35 кВ и особенно ПОкВ применяют упрощенные схемы без выключателей с установкой короткозамыкателей и отделителей, а для РУ на напряжение 35 кВ подстанций мощностью 630... 1600 кВ · А — с установкой предохранителей.

Подстанции на напряжение 35... 110/10 кВ проектируют и строят в соответствии с типовыми схемами первичных соединений. После выбора типовой схемы подстанции для конкретного объекта или при использовании схемы, отличающейся от типовой, необходимо уточнить следующее: типы и параметры трансформаторов, выключателей, отделителей, короткозамыкателей, разъединителей и другого оборудования, а также характеристики и

места установки разрядников, измерительных трансформаторов и прочих аппаратов; число отходящих линий; режимы нейтрали трансформаторов; целесообразность высокочастотной обработки линий; требования к релейной защите и автоматике, а также их схемы.

3. Выбор мощности трансформаторов подстанции

Выбор схем электроснабжения включает в себя выбор номинальных напряжений сети, ее конфигурацию, выбор и размещение трансформаторных подстанций различных напряжений, схемы их присоединения к источникам питания.

Мощность трансформаторов на однотрансформаторных подстанциях выбирают по экономическим интервалам нагрузки при работе в нормальном режиме с учетом допустимых систематических перегрузок. При возможных дополнительных нагрузках в пос-леаварийном режиме выбранный трансформатор следует проверить на нагрузочную способность при этих условиях так же, как при наличии короткозамкнутых асинхронных электродвигателей соизмеримой мощности — на условия их пуска.

При выборе мощности трансформаторов на двухтрансформаторных подстанциях учитывают условия их работы в нормальном и аварийных режимах.

4. Определение места расположения трансформаторной подстанции.

Выбор типа, мощности и местоположения подстанции зависит от величины и характера электрических нагрузок и дислокации их в цехе или на генеральном плане предприятия. При этом должны приниматься во внимание архитектурно-строительные, производственные и эксплуатационные требования, а также условия окружающей среды.

ГПП размещают по возможности ближе (в пределах разрывов, допускаемых ПУЭ) к центрам электрических нагрузок с учетом планировки предприятия и возможности прохождения воздушных линий 35 - 110 кВ. Цеховые ТП размещают с максимальным приближением к центру питаемых ими групп потребителей электроэнергии с некоторым смещением в сторону источника питания.

При напряжении питания 6-10 кВ местоположение трансформаторов определяется в зависимости от величины, характеристики и расположения нагрузок напряжением до 1 кВ с учетом установки конденсаторов, а также возможности размещения трансформаторной подстанции (ТП) в намеченном месте.

Рекомендуется применение комплектных трансформаторных подстанций (КТП), обеспечивающих не зависящий от строительной части индустриальный монтаж, приближение КТП по возможности к центру нагрузки, что обеспечивает максимальную экономию цветного металла и снижение потерь электроэнергии в цеховых сетях.

Место расположения КТП должны учитывать условия окружающей среды, необходимую степень бесперебойности и динамику технологии. Кроме того, должна быть обеспечена возможность дальнейшего увеличения мощности однотрансформаторных КТП при росте нагрузки установкой второго трансформатора.

1. 14 Лекция №14 (2 часа).

Тема: «Типы электростанций»

1.14.1 Вопросы лекции:

1. Типы электростанций, в том числе работающих от нетрадиционных возобновляемых источников энергии, и применяемые на них первичные двигатели.

2. Электрические схемы соединений. КПД и коэффициент мощности при индукционном нагреве

1.14.2 Краткое содержание вопросов:

1. Типы электростанций, в том числе работающих от нетрадиционных возобновляемых источников энергии, и применяемые на них первичные двигатели.

В малонаселенных и не охваченных сетями энергетических систем районах сооружают автономные электростанции постоянного действия. Они считаются сельскими, если более 50 % нагрузки составляют сельскохозяйственные потребители. Первичными двигателями на

сельских станциях могут служить двигатели внутреннего сгорания либо гидравлические турбины.

Электростанции с двигателями внутреннего сгорания сооружают в качестве основного источника питания, когда потребители находятся далеко от энергетических систем, а по местным условиям не может быть сооружена гидроэлектростанция. В качестве первичных двигателей на таких станциях чаще всего применяют дизели.

Кроме дизельных электрических станций сооружают станции с двигателями внутреннего сгорания. Они используют газ. Он получается в газогенераторных установках, работающих на местном твердом топливе, включая органические отходы сельскохозяйственного, деревообрабатывающего и других производств. Однако такие станции требуют больших затрат на подготовку топлива и производство газа.

В местах, где имеется гидроэнергия, целесообразно сооружать гидростанции малых мощностей. Использование потенциала небольших рек выгодно даже в районах, где есть сети энергосистем. Гидроэнергетические ресурсы малых рек в нашей стране составляют десятки миллиардов киловатт-часов. Однако первоначальная стоимость сооружения гидроэлектростанций значительно выше стоимости сооружения тепловых электростанций из-за больших объемов земляных и строительных работ. Лучшее использование водного потока обеспечивается параллельной работой гидравлических станций с тепловыми или энергосистемой.

Для выбора мощности, числа агрегатов и режимов работы электростанций необходимо знать электропотребление и максимальную нагрузку. Эти параметры могут быть получены из графиков нагрузки, которые можно строить, используя типовые суточные графики (см. гл. 3). К ординатам совмещенного графика нагрузки следует прибавить потери мощности на передачу электрической энергии в линиях и трансформаторах, а также мощность собственных нужд станции.

2. Электрические схемы соединений. КПД и коэффициент мощности при индукционном нагреве.

Дизельные электрические станции (ДЭС) применяют в качестве основного источника электроснабжения потребителей в районах, удаленных от сетей энергосистем. ДЭС — это стационарные установки. Их местоположение и мощность определяют с учетом схем развития электрических сетей и энергосистем района строительства.

В состав стационарных ДЭС входят следующие основные элементы и системы: дизель-электрический агрегат, топливное хозяйство, хозяйство смазочных масел, система пуска, воздухоочистительная система, щит управления, аккумуляторное хозяйство и распределительное устройство низкого напряжения.

Все элементы и основные системы стационарных ДЭС размещают в несгораемых зданиях, выполненных из кирпича или железобетонных блоков. Повышающую подстанцию и распределительное устройство высокого напряжения в соответствии с рекомендациями действующих норм технологического проектирования можно располагать на открытом воздухе рядом со зданием электростанции.

Проблема загрязнения воздуха выбросами при работе тепловых и дизельных электростанций обуславливает поиск нетрадиционных возобновляемых источников энергии (солнца, ветра, теплоты земли, морей и океанов, малых водных потоков, биомассы).

Гидравлические электрические станции (ГЭС) имеют ряд преимуществ по сравнению с тепловыми. Себестоимость вырабатываемой на них электроэнергии ниже, расход электроэнергии на собственные нужды во много раз меньше, чем на тепловых станциях. Пуск и набор нагрузки на гидрогенератор происходят в течение нескольких минут, кроме того, ГЭС используют возобновляемые природные ресурсы.

К недостаткам ГЭС относят: высокую стоимость и длительные сроки их сооружения, дополнительные затраты на возможное переселение жителей с затопляемых земель,

подготовку ложа водохранилища, ирригационные сооружения, а также ущерб, наносимый затоплением сельскохозяйственных угодий.

Для районов, удаленных от сетей мощных энергосистем, энергия ветра может служить источником электроснабжения. Ветер — один из нетрадиционных источников энергии. Установлено, что современные ветроэнергетические установки могут быть эффективно использованы в районах со среднегодовой скоростью ветра, превышающей 3...5 м/с.

Ветровые зоны имеются на побережье Северного Ледовитого океана и Крайнем Севере, в районах Нижней Волги и др. Потенциал электроэнергии, получаемой от ветроэлектрических станций, в несколько раз превышает выработку электроэнергии на действующих электрических станциях страны.

1. 15 Лекция №15 (2 часа).

Тема: «Схемы автоматизации электростанций»

1.15.1 Вопросы лекции:

1. Помещения для электростанций, порядок их обслуживания
2. Выбор мощности резервной электростанции.

1.15.2 Краткое содержание вопросов:

1. Помещения для электростанций, порядок их обслуживания

Потребители электроэнергии, отнесенные к первой категории по надежности электроснабжения, должны обеспечиваться питанием от двух независимых источников (см. гл. 2). При этом можно использовать как сетевое, так и местное резервирование. В последнем случае в качестве резервного источника для сельскохозяйственных объектов наиболее часто применяют дизельные электростанции (ДЭС).

Резервные электростанции имеют важное преимущество перед сетевым резервированием по воздушным электрическим линиям, являясь действительно независимым вторым источником питания. Сетевое резервирование, особенно в условиях повышенных гололедно-ветровых нагрузок, полностью не устраняет перерывы в подаче электроэнергии. В районах с тяжелыми климатическими условиями резервные электростанции эффективно применяют совместно с сетевым резервированием, а в ряде случаев их используют также для потребителей второй категории. Автономные (местные) источники резервного питания предусматривают устанавливать для электроприемников первой категории, а также для электроприемников второй категории, не допускающих перерыва в электроснабжении длительностью более 0,5 ч независимо от наличия резервного питания по электрическим сетям.

2. Выбор мощности резервной электростанции.

Существует несколько различных подходов к выбору мощности резервных станций. Значение этой мощности можно принять равным суммарной мощности электроприемников первой категории. Это самое простое, хотя в определенной степени формальное решение задачи.

Более обоснованно сопоставлять ожидаемый ущерб от перерывов в электроснабжении с дополнительными затратами на резервные станции. При этом можно не только определить эффективность резервирования электроприемников первой категории, которое является обязательным, и выбрать для них наиболее экономичное решение, но и экономически обосновать целесообразность хотя бы частичного резервирования электроприемников второй категории, а также использование электростанции при наличии сетевого резерва.

Как показывают проведенные расчеты, с достаточной точностью можно принять, что суммарные годовые приведенные затраты определяются числом агрегатов и мощностью станции и не зависят от продолжительности ее работы. Установка резервной электростанции будет экономически целесообразна, если ожидаемый годовой ущерб от перерывов в электроснабжении будет равен годовым приведенным затратам 3 на электростанцию или

больше их. Целесообразность использования резервной электростанции при мощности резервируемой нагрузки P_n .

При этом целесообразно выбрать электростанцию с наименьшей мощностью, при которой обеспечивается резервирование нагрузки.

Такой подход к выбору мощности резервной станции при использовании средних значений исходных данных достаточно прост, однако он может привести к ошибочным решениям. Дело в том, что показатели надежности работы сетей в зависимости от района их прокладки, уровня эксплуатации и других факторов могут колебаться в широких пределах. Большой разброс может быть и в значениях удельных ущербов u_0 . Кроме того, ущерб зависит не только от частоты и длительности отключений, но и от момента начала каждого отключения, т. е. соответственно от числа и типа технологических процессов, которые совпадают с перерывом в электроснабжении.

1. 16 Лекция №16 (2 часа).

Тема: «Основные положения технико-экономических расчетов»

1.16.1 Вопросы лекции:

- 1.Капитальное вложение в электрические сети.
- 2.Годовые эксплуатационные расходы по сельским электрическим сетям
- 3.Затраты на производство и передачу энергии.
- 4.Технико-экономическое обоснование выбора оптимального варианта в задачах сельского электроснабжения
- 5.Технико-экономические показатели установок сельского электроснабжения.

1.16.2 Краткое содержание вопросов:

1. Капитальное вложение в электрические сети.

При проектировании систем электроснабжения сельских районов и в процессе их эксплуатации постоянно решают задачи выбора наиболее целесообразного варианта, т. е. с лучшими технико-экономическими показателями. К таким задачам относят выбор сечений проводов, мощностей трансформаторов подстанций, оптимального (наилучшего) варианта развития сетей, мероприятий по снижению потерь электрической энергии, повышению надежности электроснабжения и др. Рассматриваемые варианты могут отличаться как капитальными вложениями, так и текущими ежегодными издержками производства и эксплуатационными расходами. Если среди вариантов есть такой, у которого капитальные вложения и издержки производства меньше, чем у других, естественно, он и будет лучшим. Однако в большинстве случаев у одних вариантов большие капитальные вложения, а у других — выше издержки производства. Рассматриваемые варианты должны сравниваться при прочих равных условиях, т. е. при одинаковых объемах продукции.

2. Годовые эксплуатационные расходы по сельским электрическим сетям

Годовые эксплуатационные издержки (текущие затраты) включают в себя издержки на амортизацию, обслуживание сетей, потери электрической энергии и прочие непроизводственные расходы. Издержки прочие на производственные и непроизводственные расходы, включающие затраты на вспомогательные производства и общесетевые, составляют 3...4 % капитальных вложений. Издержки на обслуживание сетей включают в себя расходы на заработную плату обслуживающего персонала и прочие расходы, в первую очередь общесетевые и на текущий ремонт.

3. Затраты на производство и передачу энергии.

Число условных единиц на обслуживание районной трансформаторной подстанции, например напряжением 110/10 кВ с отделителем и короткозамыкателем, с двумя питающими линиями напряжением 110 кВ, двумя трансформаторами на подстанции и восемью отходящими линиями напряжением 10 кВ.

Стоимость потерь электрической энергии и соответственно издержки на потери определяют для каждого варианта как сумму потерь электроэнергии или издержек в различных элементах сети

Удельные затраты на 1 кВт ч на производство и передачу электроэнергии — превращенная форма стоимости отпущеной потребителю электроэнергии. По этому показателю устанавливают цену выработанного и переданного по сети 1 кВт • ч.

Приведенные затраты на производство и передачу электрической энергии сельскохозяйственным потребителям зависят от затрат на сооружение энергетической системы: затрат на сеть, передающую электроэнергию от энергосистемы по сельским питающим и распределительным сетям напряжением ПО, 35, 10 кВ, включая подстанции напряжением 35(110)/10 кВ, и затрат на передачу электроэнергии по линиям напряжением 0,38 кВ и подстанции напряжением 10/0,38 кВ.

4. Технико-экономическое обоснование выбора оптимального варианта в задачах сельского электроснабжения

Целью расчёта является выбор оптимального варианта числа и мощности трансформаторов по технико-экономическому обоснованию.

Исходные данные:

- Преобладающим является число электроприёмников 1 и 2 категории электроснабжения 87% от общего числа электро-приемников;
- двухтрансформаторная подстанция – ТП 10 / 0,4 кВ;
- максимальная нагрузка на стороне 0,4 кВ $S_{\max,0.4} = 1493,4$ кВА;
- стоимость электроэнергии $C_o = 0,6136$ руб; [3]
- коэффициент допустимой перегрузки в послеаварийном режиме $K_{д.п.} = 1,4$;
- коэффициент потерь $K_{эк} = 0,01$ кВт / кВАР;
- время потерь $\tau = 4000$ час.;
- фактическое время работы в год $T_g = 8760$ час;
- коэффициент эффективности капитальных вложений $E_h = 0,15$;

5. Технико-экономические показатели установок сельского электроснабжения.

Объекты электроснабжения сельского хозяйства представляют собой большие материальные средства, поэтому каждое техническое решение, принимаемое при разработке проектов, должно быть экономически обосновано. Экономическую оценку и техническое решение следует прорабатывать как единое целое, но в сравниваемых вариантах экономические показатели являются решающими.

К основным техническим показателям относятся вопросы надежности и долговечности, технологичность производства, его строительства и монтажа. Основными экономическими показателями являются капитальные вложения К, ежегодные эксплуатационные издержки С и затраты на покрытие народнохозяйственного ущерба от нарушения электроснабжения У:

$$3 = E_h K + C + U \rightarrow \min.$$

Народнохозяйственный ущерб составляется из убытков предприятий по следующим причинам: недовыработка — * ботка продукции предприятиями, брак продукции во время отключения, порча оборудования, болезни животных, нарушение технологического процесса, оплата простоев рабочих. Суммарный ущерб от перерывов электроснабжения определяют по выражению

$$U = U_{\text{осн}} + U_{\text{сист.}}$$

Основной ущерб по сельскохозяйственному объекту (процессу) рассчитывают по формуле

$$y_{och} = \frac{(E_h + P_a) K + C}{8760} T \eta \gamma,$$

Где γ — коэффициент, учитывающий долю недополученной продукции за время перерывов. Для ферм КРС $\gamma = 0,12—0,4$, для

Птицеферм $\gamma = 1$; E_h и P_a — нормативный коэффициент эффективности и коэффициент амортизационных отчислений; K — балансовая стоимость основных фондов с учетом стоимости животных и птицы; C — ежегодные расходы предприятия, включая стоимость кормов; T — время перерывов электроснабжения за год; γ — коэффициент, учитывающий неравномерность перерывов во времени. Для животноводческих ферм $\gamma = 1,15$.

Системный ущерб (Усис) пропорционален всей не — доотпущеной электроэнергии и составляет для современных условий $3,5—4,5$ к/кВт — ч.

Годовой ущерб от перерывов электроснабжения по объекту может быть определен по следующему выражению:

$$Y = Y_{уд} NT\beta,$$

Где $Y_{уд}$ — удельный ущерб от перерыва электроснабжения на 1 голову скота в 1 час; N — количество голов животных; T — общее время перерывов электроснабжения за год, ч; β — коэффициент, показывающий отношение фактического времени перерывов к общему времени перерывов ($\beta = 0,2—0,4$). Введен потому, что не всякий перерыв питания приводит к ущербу.

1.17 Лекция №16 (2 часа).

Тема: «Выбор схем электрических линий и трансформаторных подстанций»

1.17.1 Вопросы лекции:

1. Обеспечение при проектировании нормативных уровней качества электроэнергии и надежности электроснабжения.

2. Проектирование электропроводок в производственных и общественных зданиях.

1.17.2 Краткое содержание вопросов:

1. Обеспечение при проектировании нормативных уровней качества электроэнергии и надежности электроснабжения.

Энергетика тесно взаимосвязана с устойчивым развитием экономики, требующей адекватного обеспечения электроэнергией.

Страна наша огромна, малонаселенная, с преимущественно холодным климатом, поэтому надежность — важнейший аспект электроснабжения. Неожиданные длительные отключения от источников электроэнергии слишком дорого обходятся всему обществу и должны быть исключены. Надежность электроснабжения потребителей и высокое качество поставляемой электроэнергии становятся главным социально-политическим фактором, существенным компонентом социального развития и экономического роста страны в целом.

Ключевым элементом системы электроснабжения территорий является распределительная сеть напряжением 110 кВ и ниже, поскольку она является окончным звеном технологической цепи: источник генерации — потребительский электроприемник. Представляя сеть общего назначения, она питает разнородных потребителей, не объединенных общим технологическим процессом. Надежное функционирование сети и способность пропускать прогнозируемые объемы электроэнергии являются определяющими условиями бесперебойности электроснабжения и слагаемым элементом энергетической безопасности страны.

В условиях рынка нормативная надежность электроснабжения является технико-экономической категорией. Уровень надежности должен быть экономически обоснован сопоставимостью первоначальных материальных затрат на его достижение и величиной

потенциально предотвращенного расчетного ущерба, который понесли бы потребители при перерывах в электроснабжении.

Исходя из высокой ресурсоемкости мер по обеспечению бесперебойности электроснабжения, очевидно, что уровень надежности и экономическая ответственность за ее соблюдение должны быть предметом договорных отношений между субъектами энергрынка. Гарантированная конкретному энергоемкому потребителю повышенная надежность электроснабжения, достигаемая за счет дополнительных капитальных вложений, должна компенсироваться увеличением тарифа (плата за надежность) на поставляемую ему электроэнергию, что следует фиксировать в соответствующем договоре между поставщиком и потребителем. В этой связи потребуется доработка порядка расследования причин аварий, определения виновника и юридической ответственности за допущенный ущерб, а также формирование четкого договорного механизма.

После ввода сетевого объекта в эксплуатацию, поддержание проектного уровня надежности в большой мере зависит от строгого соблюдения регламентов эксплуатационного обслуживания.

2. Проектирование электропроводок в производственных и общественных зданиях.

Электропроводки выполняют в соответствии с условиями окружающей среды, назначением и ценностью сооружений, их конструкцией и архитектурными особенностями. Электропроводки должны быть долговечными, экономичными, безопасными в обслуживании, удовлетворять требованиям электробезопасности, пожарной безопасности и технической эстетики. Это в значительной степени обеспечивается правильным выбором вида электропроводки, способа прокладки проводов и кабелей, их марки, сечения токопроводящих жил, качеством выполнения электромонтажных работ.

Различают три вида электропроводок: открытые, скрытые и наружные.

Открытые электропроводки выполняют по поверхностям стен, потолков, по фермам и другим строительным элементам зданий и сооружений, по опорам и т. п.

Способы прокладки проводов и кабелей при открытых электропроводках могут быть различными: на изолирующих опорах (изоляторах, роликах), непосредственно по поверхностям стен, потолков, по фермам и другим строительным элементам зданий, на струнах, полосах, тросах, лотках, в трубах, коробах, гибких металлических рукавах и т. п.

Скрытые электропроводки выполняют внутри строительных конструкций зданий и сооружений (в стенах, потолках, полах, перекрытиях), а также по перекрытиям, в подготовке пола и т. п.

Способы прокладки проводов и кабелей при скрытых электропроводках могут быть следующие: под штукатуркой, в заштукатуренных бороздах, в замкнутых каналах и пустотах строительных конструкций, в трубах, гибких металлических рукавах, коробах, а также замоноличиванием проводов в строительные конструкции при их изготовлении.

Наружные электропроводки выполняют по наружным стенам зданий и сооружений, под навесами, а также между зданиями на опорах (не более четырех пролетов до 25 м каждый) вне улиц, дорог и т. п.

Наружные электропроводки разделяют на открытые и скрытые.

Выбор вида электропроводки, характеристики провода или кабеля в зависимости от условий окружающей среды и способа их прокладки осуществляют в соответствии с требованиями ПУЭ.

2. МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ

2.1 Лабораторная работа №1, 2 (4 часа).

Тема: «Измерение показателей качества электрической энергии в однофазной сети напряжением 220В»

2.1.1 Цель работы: изучение режимов работы и приобретение навыков в измерение параметров электрической энергии в однофазной сети при помощи измерителя показателей качества электроэнергии ЭРИС-КЭ.05. Оформить результаты измерения показателей качества электрической энергии с помощью персонального компьютера.

2.1.2 Задачи работы:

1. изучить показатели качества электроэнергии.

2.1.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. Однофазный источник питания

2. Однофазный трансформатор

3. Модель линии электропередачи

4. Активная нагрузка

5. Индуктивная нагрузка

6. Регулируемый автотрансформатор

7. Блок мультиметров

8. Измеритель мощностей

9. Измеритель показателей качества электроэнергии

2.1.4 Описание (ход) работы:

(По данной форме необходимо представить все лабораторные работы)

• Убедитесь, что устройства, используемые в эксперименте, отключены от сети электропитания.

• Соедините гнезда защитного заземления "⊕" устройств, используемых в эксперименте, с гнездом "РЕ" однофазного источника питания G1.

• Соедините аппаратуру в соответствии со схемой электрической соединений, приведенной на рис. 2.1.

• Отключите (если включен) выключатель «СЕТЬ» автотрансформатора A9 и установите регулировочную рукоятку последнего в крайнее против часовой стрелки положение.

• Выключите тумблер питания (если включен) измерителя P3.

• Установите переключателем желаемое значение коэффициента трансформации трансформатора A1.

• Установите переключателями желаемые параметры моделей A2, A3 линий электропередачи и нагрузок A4...A7.

• Включите источник G1. О наличии напряжения на его выходе должна сигнализировать светящаяся лампочка.

• Включите выключатели «СЕТЬ» блока мультиметров P1 и измерителя мощностей P2.

• Активизируйте используемый мультиметр.

• Включите выключатель «СЕТЬ» автотрансформатора A9 и установите на его выходе по вольтметру блока мультиметров P1 требуемое напряжение, например, 220 В.

• С помощью измерителя P2 определяйте величины активной и реактивной мощностей потребляемые нагрузками A4 и A6.

• Включите тумблер питания измерителя P3 и в соответствии с руководством по его эксплуатации 4222-005-02066411-03-РЭ измеряйте показатели качества электрической энергии в контрольной точке.

• По завершении эксперимента отключите тумблер питания измерителя P3, источник G1, выключатели «СЕТЬ» автотрансформатора A9, измерителя мощностей P2, блока мультиметров P1 и измерителя P3.

2.2 Лабораторная работа №3 (2 часа).

Тема: «Исследование и выбор предохранителей напряжением 0,38 кВ»

2.2.1 Цель работы: Изучить основы эксплуатации и выбор предохранителей напряжением 0,38 кВ.

2.2.2 Задачи работы:

1. изучить выбор предохранителей напряжением 0,38 кВ.

2.2.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. предохранители 0,38 кВ.

2.2.4 Описание (ход) работы:

Выбор номинальных напряжений в этой книге уже сделан: на стороне ВН — 10 кВ, на стороне НН — 0,4 кВ. Необходимо выбрать значения номинального тока отключения $I_{\text{ном.} \text{ откл}}$ и номинального тока предохранителя. Для предохранителей типа ПКТ номинальный ток предохранителя равен номинальному току заменяемого элемента, и в том числе плавкой вставки. При необходимости после выбора этих номинальных токов производится проверка селективности работы защитных аппаратов, последовательно включенных в защищаемой электрической сети.

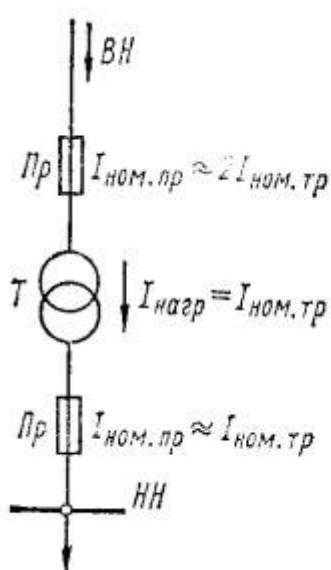
Выбор предохранителей по номинальному току отключения производится по выражению

$$I_{\text{ном.} \text{ откл}} > I_{\text{k. max}}, \quad (13)$$

где $I_{\text{k. max}}$ — максимальное значение тока при КЗ в месте установки предохранителя (§ 2).

Предохранители ПКТ-10 выпускаются с номинальными токами отключения от 12,5 до 31,5 кА, что, как правило, позволяет выполнить условие (13). Например, трансформатор 10/0,4 кВ, защищаемый предохранителями типа ПКТ-103-10-80-20У3, по этому условию может быть практически всегда включен вблизи питающей подстанции с трансформатором 110/10 кВ мощностью до 40 МВ-А включительно ($I_{\text{k. max.}} \leq 20$ кА). Предохранители типа ПН-2 рассчитаны на отклонение токов КЗ не более 25 кА при напряжении 0,4 кВ. Максимальное значение тока при трехфазном КЗ за наиболее мощным трансформатором 10/0,4 кВ, который еще, как правило, защищается плавкими предохранителями, т. е. мощностью 0,63 МВ-А, равно 16,5 кА (см. табл. 2), что меньше, чем 25 кА.

Рис. 9. Рекомендуемые значения номинальных токов плавких предохранителей на сторонах ВН и НН понижающего трансформатора 10/0,4 кВ при его работе с номинальной нагрузкой



Номинальный ток предохранителей (плавких вставок) типа ПКТ и ПН-2 выбирается из условий несрабатывания при допустимых перегрузках трансформатора и при работе трансформатора в режиме холостого хода (отстройка от бросков тока намагничивания, которые в течение небольшого промежутка времени могут в несколько раз превосходить номинальный ток трансформатора), а также из условий селективности по отношению к другим защитным аппаратам и их между собой и из условия обеспечения необходимой чувствительности к токам КЗ в основной зоне и в зонах дальнего резервирования. На основании многолетнего

опыта обслуживания электроустановок директивные материалы Минэнерго СССР рекомендуют выбирать номинальные токи предохранителей (плавких вставок) следующими (рис. 9):

$$I_{\text{ном.}} \approx 2I_{\text{ном. тр. ВН}} \quad (14)$$

— на стороне ВН

$$I_{\text{ном.}} \approx I_{\text{ном. тр. НН}} \quad (15)$$

— на стороне НН, при условии, что трансформатор работает без длительных перегрузок. В этих случаях предохранители на стороне НН защищают трансформатор от перегрузок и резервируют защитные аппараты отходящих линий НН при КЗ в сети этого напряжения. Предохранители на стороне ВН защищают трансформатор только от КЗ на его выводах ВН и частично — от внутренних повреждений. Рекомендуемые значения номинальных токов плавких предохранителей (и их заменяемых элементов) для защиты трансформаторов 10/0,4 кВ приведены в табл. 5. При выбранных по этой таблице номинальных токах обеспечиваются все условия выбора плавких предохранителей, в том числе и селективность между предохранителями ПКТ-10 и ПН-2 при КЗ на шинах 0,4 кВ.

2.3 Лабораторная работа №4 (2 часа).

Тема: «Выбор и исследование магнитных пускателей»

2.3.1 Цель работы: изучение конструкции магнитного пускателя типа ПМЕ исследование электрических схем управления магнитных пускателей.

2.3.2 Задачи работы:

1. исследовать условия выбора магнитного пускателя.

2.3.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. магнитные пускатели.

2.3.4 Описание (ход) работы:

Условия выбора магнитного пускателя

0 Величина электромагнитного пускателя (ток нагрузки, который способен включать и выключать пускатель своими главными контактами) Электромагнитные пускатели бывают 1-й величины (ток главных контактов – 10 и 16А), 2-й величины (25А), 3-й величины (40А), 4-й величины (63А). Если нагрузки выше 63 А, то в цепях управления электродвигателями и другими силовыми элементами схемы находят применение электромагнитные контакторы. Ток главных контактов аппарата должен быть больше максимального тока нагрузки (рабочего тока электродвигателя или другого электроприемника, для включения которого мы выбираем пускатель).

1 Рабочее напряжение катушки Должно соответствовать напряжению цепей управления – стандартные значения напряжения ~24 В, ~110 В, ~220 В, ~380 В, DC 24 В

2 Количество дополнительных контактов электромагнитного пускателя Должно соответствовать необходимому числу контактов в схеме управления. Отдельно необходимо считать контакты замыкающие и размыкающие. В случае, если количество контактов оказывается аппарата оказывается меньше необходимого и в качестве аппарата была выбрана серия ПМЛ, то существует возможность использовать приставку с дополнительными контактами серии ПКЛ. Существует еще один тип приставок - ПВЛ. В отличие от приставок ПКЛ, эти приставки могут обеспечивать замедление срабатывания контактов на небольшое время, т. е. фактически, пускатели серии ПМЛ с приставками ПВЛ можно использовать, как простое реле времени (иногда для простых схем этот вариант оказывается дешевле, чем установка обычного реле в ремени)

3 Степень защиты, IP Электромагнитный пускатель должен соответствовать условиям окружающей среды в которой он работает. Необходимо учитывать то, что аппарат

установленный в пыльном помещении, но находящийся в шкафу управления со степенью защиты IP44, может иметь степень защиты IP20.

4 Наличие теплового реле Если электромагнитный пускатель включает и выключает электродвигатели, которые по своим технологическим режимам могут испытывать перегрузки, то необходимо выбирать аппарат с тепловыми реле.

5 Наличие реверса Для управления реверсивным электродвигателем существует возможность использовать реверсивный магнитный пускатель, который содержит 2 электромагнитных катушки, 6 силовых контактов, механическую блокировку.

6 Дополнительные элементы управления (кнопки на корпусе, лампочка)

7 Класс износостойкости (количество срабатываний) Важный параметр в том случае, когда аппарат предназначен для коммутации нагрузки, работающей в режиме частых включений и выключений. При большом значении количества включений и выключений в час используют бесконтактные пускатели.

2.4 Лабораторная работа № 5 (2 часа).

Тема: «Выбор и исследование УЗО»

2.4.1 Цель работы: Цель работы изучение области применения, назначения, принципа действия, конструкции и основных технических характеристик устройств защитного отключения (УЗО).

2.4.2 Задачи работы:

1 Изучить принцип действия УЗО.

2 Проверить работоспособность УЗО с помощью кнопки «Тест».

3 Измерить значение отключающего дифференциального тока УЗО в различных режимах.

4 Испытать действие УЗО при включении его на дифференциальный ток, превышающий значение номинального отключающего дифференциального тока.

5 Оценить быстродействие УЗО путем измерения скорости срабатывания в различных режимах.

6 Оценить влияние тока нагрузки на точность работы УЗО.

2.4.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. лабораторный стенд

2.4.4 Описание (ход) работы:

1. Измерение отключающего дифференциального тока I_{Δ} в зависимости от формы дифференциального тока и значения тока нагрузки.

- Установить переключатели на панели «А» в следующие положения:

- переключатель «РЕЖИМ» - в положение « I_{Δ} »;

- переключатель «ДИФФ. ТОК» - в положение «~»;

- регулятор дифференциального тока « I_{Δ} » - в положение минимального тока

(данную операцию проводить после считывания результата после каждого опыта)',

- автоматический выключатель «AB1» и УЗО включить.

• Проверить работоспособность УЗО путем нажатия тестовой кнопки «Т», расположенной на лицевой панели УЗО. Немедленное срабатывание УЗО подтверждает его исправность.

• Взвести УЗО.

• Увеличивая дифференциальный ток регулятором « I_{Δ} » зафиксировать факт срабатывания УЗО. Значение тока, при котором произошло срабатывание, занести в таблицу 5.1.

• Установить переключатель тока нагрузки « I_n » в положение «2». Включить автоматическим выключателем AB2 нагрузку.

- Увеличивая дифференциальный ток регулятором « $I\Delta$ » фиксировать срабатывание УЗО. Значение тока, при котором произошло срабатывание, занести в таблицу 5.1.

« Установить переключатель тока нагрузки в положения «5» и добиться регулировкой « $I\Delta$ » срабатывания УЗО.

- Установить переключатель тока нагрузки в положения «8» и добиться регулировкой « $I\Delta$ » срабатывания УЗО.

•Аналогично, изменив форму дифференциального тока переключателем «ДИФФ. ТОК», произвести замеры отключающих токов.

- Все полученные результаты занести в таблицу 5.1.

Таблица 5.1-Результаты измерений

Дифференциальный ток	Без нагрузки	Ток нагрузки I_n А		
Синусоидальный				
Пульсирующий (положит.)				
Пульсирующий (отриц.)				

2. Измерение времени отключения T при изменении дифференциального отключающего тока.

- Установить переключатели на панели «А» в следующие положения:

-переключатель «РЕЖИМ» - в положение измерения времени « $1I_n$ »;

-переключатель «ДИФФ. ТОК» — в положение «~»;

-автоматический выключатель «AB2» выключить;

-автоматический выключатель «AB1» и УЗО включить.

•На таймере нажать кнопку «СБРОС», а затем кнопку «ПУСК». УЗО срабатывает и на индикаторе таймера высвечивается значение времени отключения.

•Повторить опыт при последовательной установке переключателя «РЕЖИМ» в положение измерения времени « $2 I_n$ » и « $5 I_n$ ».

•Аналогично, изменив форму дифференциального тока переключателем «ДИФФ. ТОК», произвести замеры времени отключения для пульсирующих дифференциальных токов (положительных и отрицательных).

- Все полученные результаты занести в таблицу 5.2.

Таблица 5.2-Результаты измерений

Дифференциальный ток	Кратность дифференциального тока		
	I_n	$2 I_n$	$5 I_n$
Синусоидальный			
Пульсирующий (положит.)			
Пульсирующий (отриц.)			

3. Измерение -времени отключения T в зависимости от значения тока нагрузки.

Установить переключатели на панели «А» в следующие положения:

-переключатель «РЕЖИМ» - в положение измерения времени « I_n »;

- переключатель «ДИФФ. ТОК» - в положение «~»;
- переключатель тока нагрузки «Ін» - в положение «2»;
- автоматический выключатель «АВ1» и УЗО включить.

Включить нагрузку автоматическим выключателем «АВ2».

На таймере нажать кнопку «СБРОС», а затем кнопку «ПУСК». УЗО срабатывает и на индикаторе таймера высвечивается значение времени отключения.

Повторить опыт при последовательной установке переключателя «РЕЖИМ» в положение измерения времени $\langle 2 I_{\Delta_n} \rangle$ и $\langle 5 I_{\Delta_n} \rangle$. Аналогично, изменяя ток нагрузки переключателем «Ін», измерить время отключения УЗО. Все полученные результаты занести в таблицу 5.3.

Таблица 5.3.. Результаты измерений

Дифференциальный ток	Ток нагрузки I_n , А		
	2	5	8
I_{Δ_n}			
$2I_{\Delta_n}$			
$5I_{\Delta_n}$			

4;. Исследование работоспособности УЗО в составе электроустановки. Установить переключатели на панели «Б» в следующие положения:

- выключатель S1— замкнут;
- переключатель «ФАЗА» - фаза «А»;
- регулятор дифференциального тока «7Д» - в положение минимального тока (данную операцию проводить после считывания результата после каждого опыта)',
- переключатель «ВАРИАНТ» - в положение «ОТКЛ»;
- автоматический выключатель АВ1 и УЗО включены;
- автоматический выключатель нагрузки АВ2 выключен.

Проверить работоспособность УЗО путем нажатия тестовой кнопки

«Т», расположенной на лицевой панели УЗО. Немедленное срабатывание УЗО подтверждает его исправность.

Взвести УЗО.

Увеличивая дифференциальный ток регулятором «ІΔ» зафиксировать факт срабатывания УЗО. Значение тока, при котором произошло срабатывание, будет являться отключающим дифференциальным током данного экземпляра УЗО - I_{Δ} ,

Установить переключатель «ВАРИАНТ» - в положение «1». Включить автоматическим выключателем АВ2 нагрузку.

Увеличивая дифференциальный ток регулятором «ІΔ» фиксировать срабатывание УЗО. Значение тока, при котором произошло срабатывание, будет являться отключающим дифференциальным током УЗО с учетом утечки тока в нагрузке - I_{Δ_n} .

Изменяя положения переключателя «ВАРИАНТ» от «1» до «10» (по указанию преподавателя), измерить отключающий дифференциальный ток в каждом случае.

Вычислить ток утечки в нагрузке по формуле: $I_{ут} = I_{\Delta} - I_{\Delta_n}$

где I_{Δ} - отключающий дифференциальный ток данного экземпляра УЗО;

I_{Δ_n} - отключающий дифференциальный ток УЗО с учетом утечки тока в нагрузке.

УЗО нормально функционирует в составе электроустановки, если выполняется условие:

$I_{ут} < 1/3 I_{\Delta_n}$

В данном случае $I_{\Delta_n} \sim 30$ мА, поэтому должно выполняться следующее условие:

$I_{ут} < 10$ мА

В случае невыполнения данного условия в реальной электроустановке необходимо провести профилактические мероприятия по снижению токов утечки либо заменить УЗО на УЗО с большим номинальным отключающим дифференциальным током ($I_{\Delta_n} = 100$ мА). Все полученные результаты занести в таблицу 5.4

Таблица 5.4 Результаты измерений и расчетов

Вария	Отключающий ток Без нагрузки IΔ, мА	Ток С нагрузкой IΔ, мА	Ток I ут, мА	Работоспособность УЗО (да/нет)
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				

5. Проверка работоспособности УЗО, независимого от напряжения питания, при обрыве нулевого проводника.

Установить переключатели на панели «Б» в следующие положения:

- выключатель S1 - разомкнут;
- переключатель «ФАЗА» - фаза «А»;
- автоматический выключатель АВ1 и УЗО включены;
- автоматический выключатель нагрузки АВ2 выключен.

Создать цепь утечки тока нажатием кнопки «УТЕЧКА». Немедленное срабатывание УЗО подтверждает его работоспособность.

Подключить цепь утечки переключателем «ФАЗА» поочередно к фазам «В» и «С» и путем нажима кнопки «УТЕЧКА» фиксировать факт срабатывания УЗО.

2.5 Лабораторная работа №6 (2 часа).

Тема: «Исследование контакторов постоянного тока»

2.5.1 Цель работы: Изучить конструкцию, область применения, работу контакторов постоянного тока. Выполнить программу испытаний контакторов постоянного тока серии КПВ-602.

2.5.2 Задачи работы:

1. Изучить конструкцию, область применения, работу контакторов постоянного тока.

2.5.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1 Лабораторный стенд (левая часть стенд) предназначен для проведения испытаний контакторов (рис 1.) Питание в силовую часть схемы подается автоматическим выключателем АП₁ (переменного тока) и АП₂ (постоянного тока). Для проведения испытаний используют амперметр А₁, вольтметр U₁, трансформатор тока с КТТ 100/5, секундомер, переключатели В₂, В₃, В₄, потенциометр. Контактор закреплен на стенде.

2.5.4 Описание (ход) работы:

1. Ознакомиться с целью работы, теоретическим материалом, изучить работу силовой части схемы.

2. Ознакомиться с конструкцией, назначением основных узлов контактора постоянного

тока серии КПВ-602.

3. Выполнить программу испытаний контактора постоянного тока серии КПВ-602:

- а) определить напряжение срабатывания и возврата;
- б) измерить ток втягивающей катушки;
- в) измерить собственное время включения контактора;
- г) измерить собственное время отключения контактора;

4. Определение напряжения срабатывания и возврата.

Необходимо включить АП₁ и В₃ (рис 1.), затем плавно передвигая движок потенциометра (п) повысить напряжение, соответствующее началу движения якоря.

2.6 Лабораторная работа № 7 (2 часа).

Тема: «Исследование и выбор автоматических воздушных выключателей напряжением 0,38 кВ»

2.6.1 Цель работы: ознакомится и изучить, устройство, принцип действия и условия выбора автоматических воздушных выключателей; типа А37, АЕ, АВМ и ВА.

2.6.2 Задачи работы:

1. изучить устройство, принцип действия и условия выбора автоматических воздушных выключателей.

2.6.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. автоматический выключатель

2.6.4 Описание (ход) работы:

Автоматические выключатели предназначены для автоматического отключения электрических цепей при К.З. или ненормальных режимах (перегрузках, исчезновении или снижении напряжения), а также для нечастого включения и отключения токов нагрузки. Отключение выключателя при перегрузках и К.З. выполняется встроенным в выключатель автоматическим реле прямого действия, которое называется расцепителем.

Различают нетокоограничивающие и токоограничивающие выключатели.

Нетокоограничивающие выключатели не ограничивают ток К.З. в цепи, и он достигает максимального ожидаемого значения.

Токоограничивающие выключатели ограничивают значение тока К.З. с помощью быстрого введения в цепь дополнительного сопротивления электрической дуги (в первый же полупериод, до того, как ток К.З. значительно возрастает) и последующего быстрого отключения К.З., при том ток К.З. не достигает ожидаемого расчетного максимального значения. Токоограничение начинается с некоторого значения тока, определяемого характеристикой токоограничения. Например, в токоограничивающих автоматах серии А3700Б при больших ожидаемых токах К.З. контакты, имеющие специальную конструкцию, сразу же отбрасываются электродинамическими силами, вводя в цепь сопротивление дуги, и затем уже не соприкасаются, так как своевременно сбрасывает электромагнитный расцепитель. При малых токах К.З. контакты не отбрасываются, а отключение производится так же расцепителем.

Номинальным током $I_{n.a}$ и напряжением $U_{a.n}$ выключателя называют значения тока и напряжения, которые способны выдерживать главные токоведущие части выключателя в длительном режиме.

Предельной коммутационной способностью выключателя (ИКС) называют максимальное значение тока К.З., которое выключатель способен включить и отключить несколько раз, оставаясь в исправном состоянии.

Одноразовой ПКС (ОПКС) называют наибольшее значение тока, которое выключатель может отключить один раз. После этого дальнейшая работа выключателя не гарантируется, может потребоваться его капитальный ремонт или замена.

Понятия ПКС и ОПКС относятся к процессу отключения. Однако выключатель во включенном состоянии должен пропускать протекающий по нему ток К.З., оставаясь в

исправленном состоянии, независимо от того должен ли он или другой аппарат отключить этот ток. Это свойство выключателя характеризуется понятием электродинамической и термической стойкости.

Электродинамическая стойкость характеризуется амплитудой ударного тока К.З., который способен пропустить выключатель без остаточных деформаций деталей или недопустимого отброса контактов, приводящего к их привариванию или выгоранию. Если значение электродинамической стойкости в каталоге не приводиться, то это означает, что стойкость выключателя определяется его коммутационной способностью.

Термическая стойкость характеризуется допустимым значением так называемого «джоулема интервала», отражающего количество тепла, которое может быть выделено в выключателе за время действия тока К.З. Если термическая стойкость в каталоге отсутствует, то это означает, что выключатель является термически стойким при всех временах отключения, определяемой его защитной характеристикой.

По времени срабатывания t_{cp} различают: нормальные автоматические выключатели с $t_{cp}=0,02-0,1$ с, селективные автоматы с регулируемой выдержкой времени до 1 с, быстродействующие автоматы с $t_{cp} < 0,005$ с.

Автоматические выключатели изготавливают на токи до 6000 А при напряжении переменного тока до 660 В и постоянного тока до 440 В, отключающая способность автоматических выключателей достигает 200-300 кА.

Автоматические выключатели имеют исполнения: общепромышленного назначения, морское - для применения на судах, для поставки на экспорт в страны с умеренным и тропическим климатом.

2.7 Лабораторная работа № 8 (2 часа).

Тема: «Разъединители, отделители, короткозамыкатели, высоковольтные выключатели»

2.7.1 Цель работы: изучить приборы высокого напряжения.

2.7.2 Задачи работы:

1. изучить приборы высокого напряжения.

2.7.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

2.7.4 Описание (ход) работы:

Отделители и короткозамыкатели

Отделитель, рассчитанный на напряжение 35 и 110 кВ (рис. 1), представляет собой разъединитель с автоматическим отключающим приводом (ШПОМ). Отделитель на 220 кВ выполняется в виде аппарата с тремя отдельными полюсами с самостоятельными приводами. Включается отдельитель вручную. Отделители могут отключать токи намагничивания трансформаторов мощностью до 16 МВ·А при напряжении 35 кВ и до 63 МВ·А — при напряжении 110 кВ. Применяются отдельители с ножами заземления (типа ОДЗ) и без ножей (типа ОД) (рис. 2).

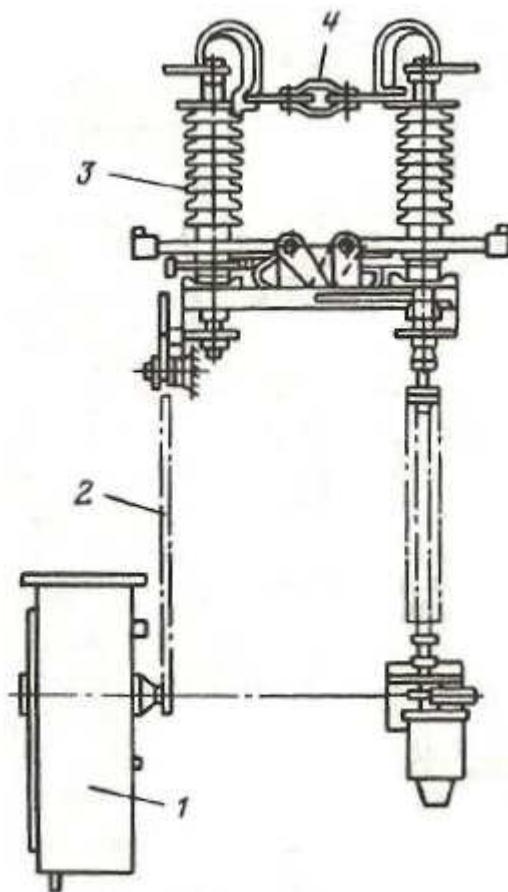


Рис. 1. Отделитель типа ОДЗ-35 с ножами заземления: 1 – шкаф управления; 2 – штанга; 3 – изолятор фарфоровый; 4 – ножи отделителя.

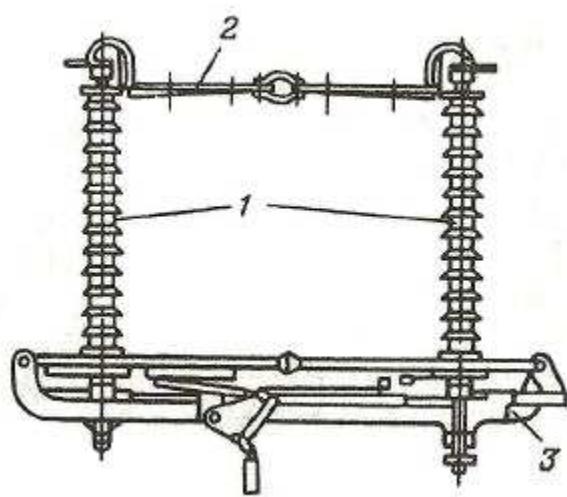


Рис. 2. Отделитель типа ОД-110: 1 – изолятор; 2 – ножи отделителя; 3 – механизм поворота колонок.

Короткозамыкатель (КЗ) — аппарат, предназначенный для создания искусственного короткого замыкания. Короткозамыкатель на напряжение 35 кВ выполняются в виде двухполюсного аппарата, на напряжение 110 кВ и 220 кВ — в виде однополюсного (рис. 3). Управление короткозамыкателями осуществляется приводом типа ШПКМ,

выполненным с двумя реле максимального тока и катушкой отключения. Включается короткозамыкатель автоматически под действием пружинного механизма при срабатывании привода от релейной защиты.

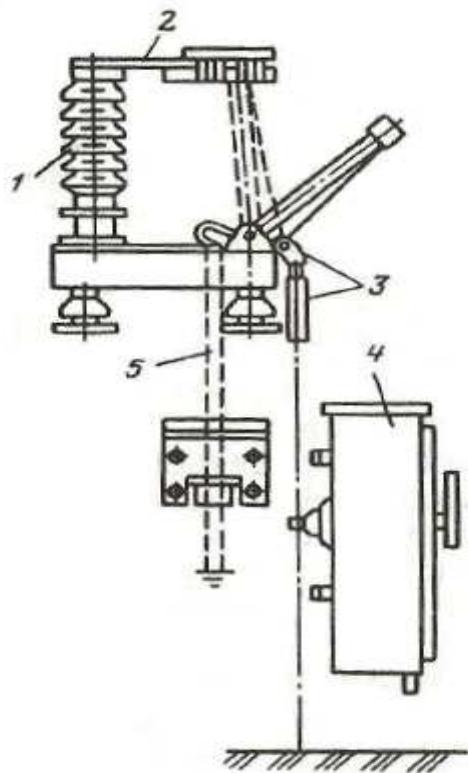


Рис. 3. Короткозамыкатель типа КЗ: 1 – изолятор колонки; 2 – шина; 3 – тяги механизма управления приводом; 4 – привод; 5 – заземлитель.

Совместное применение отделителя и короткозамыкателя на подстанциях, рассчитанных на напряжение 35...220 кВ, позволяет отказаться от установки выключателей высокого напряжения, а также упростить и удешевить подстанции без уменьшения надежности.

На рис. 4. приведена схема, поясняющая совместную работу отделителя ОД и короткозамыкателя КЗ. Защита трансформатора ТР вызывает срабатывание короткозамыкателя КЗ, который создает ток короткого замыкания, на что реагирует защита питающей линии. Линия отключается. В течение бестоковой паузы отключается отделитель ОД. На этом операция вывода из работы поврежденного трансформатора окончена. Остается восстановить схему для питания потребителей П, подключенных к линии. Это выполняет автоматика повторного включения АПВ.

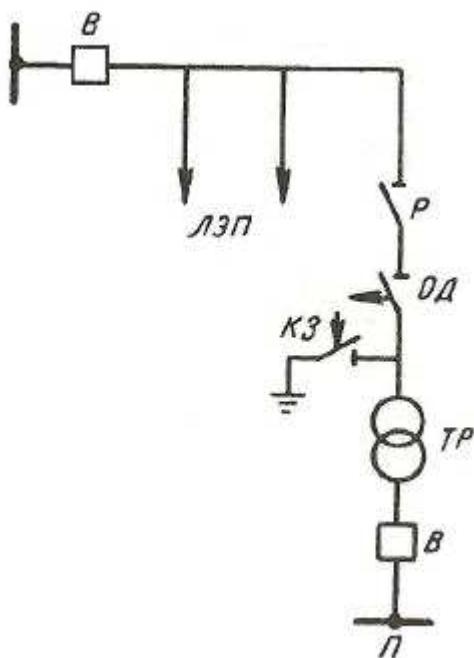


Рис. 4. Схема, поясняющая работу отделителя и короткозамыкателя: В – выключатель; ЛЭП – линия электропередачи; Р – разъединитель; ОД – отделитель; КЗ – короткозамыкатель; ТР – трансформатор; П – потребитель.

Назначение и принцип действия.

В настоящее время начинают широко применяться высоковольтные подстанции без выключателей на питающей линии. Это позволяет удешевить и упростить оборудование при сохранении высокой надежности. Для замены выключателей на стороне высокого напряжения используются короткозамыкатели и отделители.

Кроткозамыкатель — это быстродействующий контактный аппарат, с помощью которого по сигналу релейной защиты создается искусственное КЗ сети.

Отделитель представляет собой разъединитель, который быстро отключает обесточенную цепь после подачи команды на его привод. Если в обычном разъединителе скорость отключения мала, то в отделителе процесс отключения длится 0,5—1 с.

В качестве примера применения короткозамыкателей и отделителей на рис. 9 приведена схема питания от одной линии двух трансформаторных групп 77 и Т2. В схему кроме быстродействующих короткозамыкателей QK1 и QK2, введены отделители Q1 и Q2, которые при нормальном режиме работы замкнуты. Допустим, вследствие ухудшения изоляции трансформатора Т1 внутри него возникают электрические разряды, которые приводят к разложению масла и выделению газа. Газовые пузырьки, поднимаясь вверх, приводят к срабатыванию газового реле. По сигналу этого реле включается короткозамыкатель и в цепи возникает искусственное КЗ. Под действием тока КЗ срабатывает выключатель защиты QF1 и обе группы Т1 и Т2 обесточиваются.

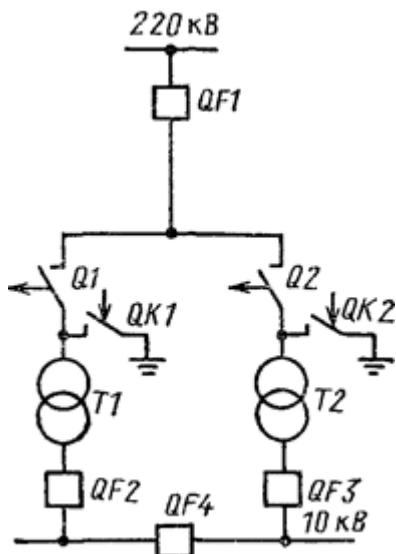


Рис. 9. Схема коммутации с отделителями и короткозамыкателями

С помощью релейной защиты трансформатора 77 отключается также выключатель QF2, после чего с некоторой выдержкой отключается отделитель Q1. Затем, так как режим искусственного КЗ оказался отключенным, снова включается выключатель QF1. Если до аварии выключатель QF4 был отключен, то после включения выключателя QF1 он может быть включен. При этом будет восстановлено питание потребителей на шинах 10 кВ первой трансформаторной группы.

Таким образом, в этой схеме удается не ставить выключатели на стороне 220 кВ трансформаторов T1 и T2. Однако для надежной работы необходима четкая последовательность в работе короткозамыкателей, выключателей и отделителей. Иначе возможны такие тяжелые аварийные случаи, как отключение тока КЗ отделителями и др.

Эффективность такой схемы тем выше, чем больше номинальное напряжение сети. Указанный эффект достигается за счет отсутствия выключателей на стороне 35—220 кВ, а также аккумуляторных батарей и компрессорных установок. Уменьшается площадь подстанции. Создается возможность приближения напряжения 35—220 кВ непосредственно к потребителям. Сокращаются сроки строительства.

По справочным данным, применение отделителей и короткозамыкателей позволяет уменьшить стоимость подстанции на 40—50 % и практически сохранить ту же надежность.

б) Конструкция короткозамыкателей и отделителей. На рис. 10

представлен короткозамыкатель КЗ-110 на напряжение 110 кВ. На стальной коробке 1 установлен опорный изолятор 2. Вверху опорного изолятора расположен неподвижный контакт 3, находящийся под высоким напряжением. Подвижный заземленный контакт — нож 4 укреплен на валу 5 привода короткозамыкателя. Для создания необходимой прочности нож 4 имеет ребро жесткости 6. Основание 1 изолировано от земли и присоединяется к одному концу первичной обмотки трансформатора тока, второй конец которой заземлен (рис. 12). На вал 5 действует пружина привода, которая заводится в отключенном состоянии. Для включения подается команда на электромагнит привода, который освобождает защелку механизма. Под действием пружины нож перемещается в вертикальной плоскости вверх и заземляет контакт 3. Время включения такого короткозамыкателя 0,15—0,25 с.

В основу конструкции отделителя ОД-110У на 110 кВ (рис. 11) положен двухколонковый разъединитель с вращением ножей 1 в горизонтальной плоскости. Приведение в движение колонок 2 осуществляется пружинным приводом 3 с электромагнитным управлением. Во включенном положении пружины привода заведены.

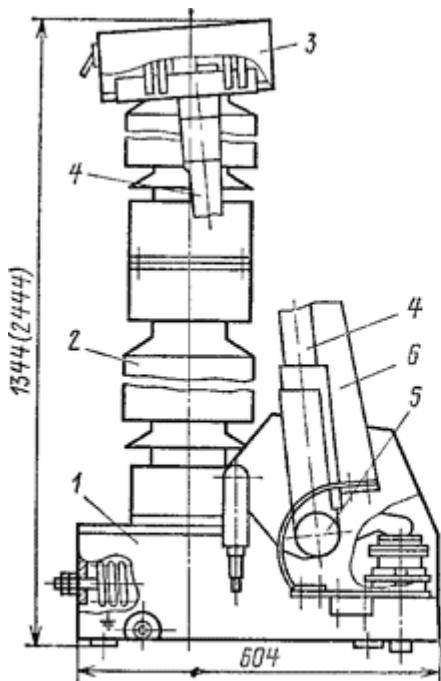


Рис. 10. Короткозамыкатель

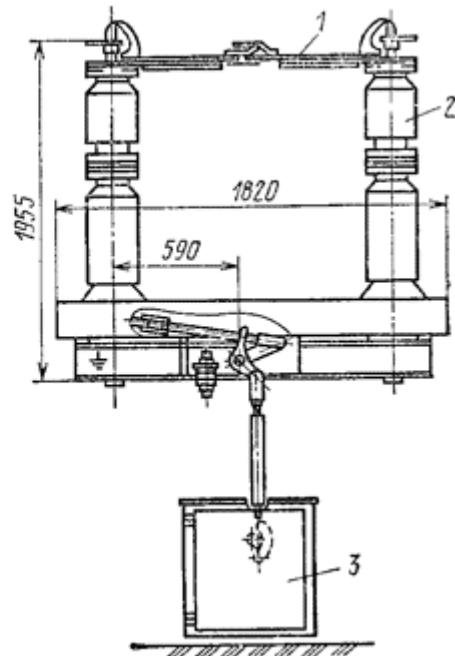


Рис. 11. Отделитель

При подаче команды пружина освобождается и контакты расходятся за время 0,4—0,5 с.

Параметры отечественных короткозамыкателей и отделителей приведены в справочной литературе.

Схема релейной защиты при использовании отделителей и короткозамыкателей приведена на рис. 12. Короткозамыкатель 1 имеет пружинный привод 4. Механизм расцепления 6 привода может срабатывать от реле максимального тока мгновенного действия 8 и независимого расцепителя 10. От трансформатора тока 3 питается электромагнит 9 расцепителя отделителя 2. Отделитель отключается под действием пружины 5. При нормальной работе подстанции отделитель 2 включен, а короткозамыкатель 1 выключен. При внутреннем повреждении трансформатора срабатывает либо реле дифференциальной защиты КА, либо газовое реле Вг. Промежуточное реле при этом включает электромагнит 9 независимого расцепителя 10. В результате короткозамыкатель 1 включается и через трансформатор тока 3 течет ток КЗ. Электромагнит 9 включается, и его якорь 11 заводит пружину 12. Схема будет находиться в таком состоянии до тех пор, пока от своей защиты не отключится выключатель, установленный на стороне высокого напряжения 220 кВ (выключатель QF1 на схеме рис. 9). После отключения этого выключателя ток через короткозамыкатель 1 и в обмотке трансформатора 3 прекратится. Электромагнит 9 обесточится, его якорь под действием возвратной пружины освобождает защелку 7, и отделитель 2 размыкается.

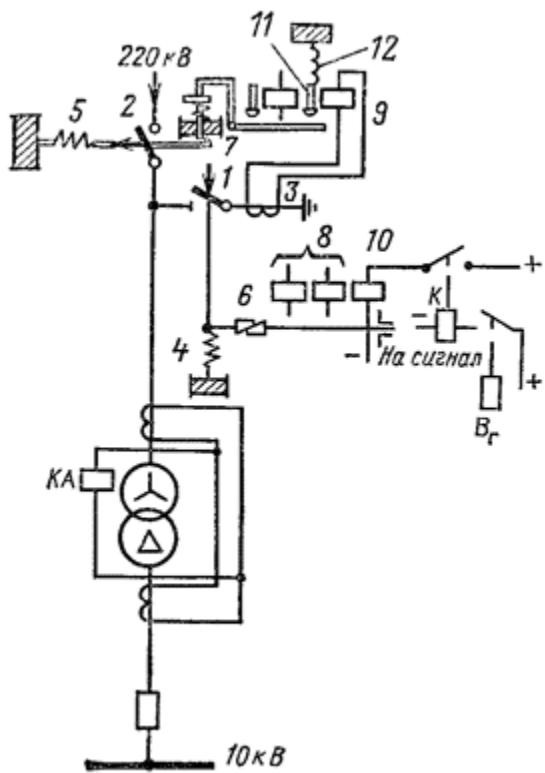


Рис. 12. Схема релейной защиты при использовании отделителей и короткозамыкателей

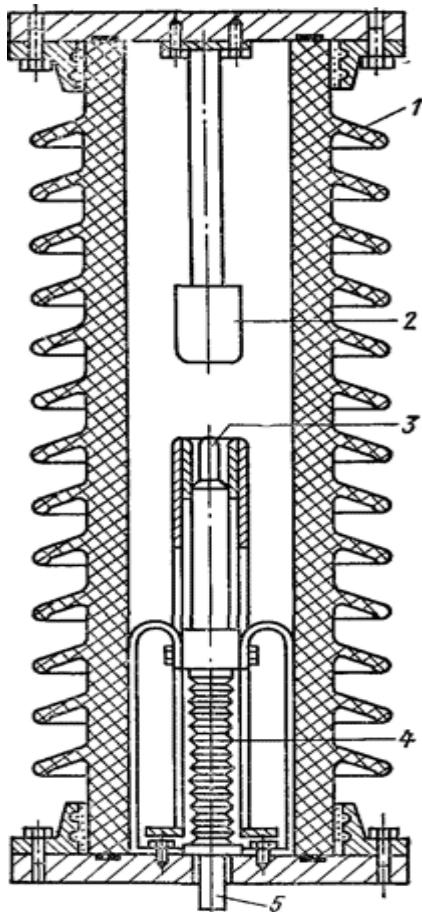


Рис. 13. Элегазовый короткозамыкатель 110 кВ

Теперь выключатель на питающем конце линии может включаться вновь. Такая схема применяется только тогда, когда выключатель срабатывает (отключается) от замедленно действующей защиты. При быстродействующей защите линии применяются другие схемы.

Описанные выше конструкции короткозамыкателей и отделителей имеют большое время срабатывания (0,5—1 с), что удовлетворяет современные требования к энергосистемам. В перспективе это время должно быть уменьшено до 0,08—0,12 с при напряжениях до 220 кВ. Рассмотренные аппараты не обеспечивают также достаточную надежность работы при гололеде и сильных морозах. Для уменьшения времени включения замыкателя и времени отключения отделителя необходимо сокращать междуконтактное изоляционное расстояние путем применения элегазовой или вакуумной среды. Более перспективным является использование элегазовых аппаратов, так как удается получить необходимую прочность при одном разрыве. Для вакуумных аппаратов необходимо включение нескольких разрывов последовательно.

На рис. 13 представлен элегазовый короткозамыкатель на напряжение 110 кВ. В фарфоровом цилиндре 1 установлены контакты 2 и 3. Давление элегаза в цилиндре составляет 0,3 МПа. Привод подвижного контакта 3 осуществляется тягой 5. Стальной сильфон 4 обеспечивает герметизацию полости цилиндра 1. Расстояние между контактами 85—110 мм. Время срабатывания в 4—5 раз меньше, чем у существующих короткозамыкателей открытого типа. Короткозамыкатель защищен от климатических воздействий окружающей среды.

Выбор разъединителей

Номинальное напряжение разъединителя должно соответствовать номинальному напряжению высоковольтной сети.

Наибольший длительный ток нагрузки потребителя не должен превышать номинальное значение длительного тока разъединителя.

Ударный ток КЗ в месте установки разъединителя не должен превышать допустимую амплитуду ударного тока КЗ разъединителя.

Внешние условия работы разъединителя должны соответствовать реальным условиям эксплуатации аппарата (скорость ветра, температура, гололед).

Выбор короткозамыкателей и отделителей

Номинальное напряжение короткозамыкателя должно соответствовать номинальному значению напряжения сети.

Динамическая и термическая стойкости короткозамыкателя должны соответствовать току КЗ в месте его установки.

Время включения короткозамыкателя должно соответствовать требованиям схемы автоматики.

Номинальные данные по току и напряжению отделителя выбираются так же, как и для разъединителя. Кроме того, время отключения должно соответствовать требованиям схемы автоматики.

2.8 Лабораторная работа № 9, 10 (4 часа).

Тема: «Исследование характеристик сельских электрических станций»

2.8.1 Цель работы: Исследовать характеристики сельских электрических станций

2.8.2 Задачи работы:

1. изучить работу сельских электрических станций.

2.8.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. теоретический материал.

2.8.4 Описание (ход) работы:

Электрическую энергию (ЭЭ) производят на электрических станциях с помощью электрических генераторов, вращаемых первичными двигателями – паровыми машинами или турбинами, гидравлическими турбинами, двигателями внутреннего сгорания и т. д.

Электрические станции разделяют по особенностям технологического процесса преобразования энергии и виду используемого энергетического ресурса. Более 80 % ЭЭ вырабатывается тепловыми электростанциями на органическом топливе, остальная – гидравлическими и атомными электростанциями. Использование для производства других

источников энергии (солнце, ветер, морские приливы, геотермальные воды и др.) пока ограничено только опытными или опытно-промышленными установками.

В России и большинстве других стран для производства и распределения ЭЭ принят трехфазный переменный ток частотой 50 Гц, что объясняется большей экономичностью и эффективностью ее передачи на значительные расстояния, а также использованием в качестве электропровода простых и надежных асинхронных электродвигателей.

Выгодно сооружать крупные электростанции (сотни тысяч кВт), так как себестоимость ЭЭ на них значительно ниже, чем на мелких. Наибольший эффект дает сооружение электрических станций вблизи потребителей. Однако источники энергии (месторождения нефти, газа, угля, гидроэнергия) находятся в отдалении от городов, населенных пунктов. Перевозка топлива на железнодорожном, водном и других видах транспорта чрезвычайно дорога, поэтому строительство электростанций ведется, как правило, вблизи источников энергоресурсов, а передача ЭЭ осуществляется по линиям электропередачи (ЛЭП) высокого напряжения.

По типу первичного двигателя тепловые электростанции подразделяют на паротурбинные, газотурбинные и дизельные. В последнее время все чаще применяют комбинированные схемы с паротурбинными и газотурбинными двигателями, называемые парогазовыми энергоустановками. Дизельные электростанции используют в качестве автономных источников для резервирования электроснабжения особо ответственных потребителей, а также для производства электроэнергии в зонах, где отсутствует централизованное электроснабжение от энергосистемы.

На тепловых электростанциях в качестве топлива применяют уголь, торф, горючие сланцы, газ, мазут. Энергия сжигаемого топлива преобразуется в паровом кotle в энергию водяного пара, приводящего во вращение турбоагрегат (паровую турбину, соединенную с генератором). Паровые турбины имеют ряд преимуществ по сравнению с другими первичными двигателями. Турбину можно изготовить на частоту вращения генератора и соединять с ним непосредственно. Паровые турбины обладают равномерным ходом, что важно для получения постоянной частоты электрического тока.

Атомные электростанции – это тепловые электростанции, которые используют тепловую энергию ядерных реакций. Одним из основных элементов атомных электростанций является реактор, в котором имеются замедлитель нейтронов и теплоноситель. В связи с аварией в 1986 году на Чернобыльской атомной электростанции приняты меры по повышению их надежности, созданию систем аварийной защиты, улучшению технологического процесса, повышению квалификации обслуживающего персонала.

2.9 Лабораторная работа № 11, 12 (4 часа).

Тема: «Встречное регулирование напряжения»

2.9.1 Цель работы: изучение режимов работы и приобретение навыков встречного регулирования напряжения

2.9.2 Задачи работы:

1. изучить режим работы встречного напряжения.

2.9.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. Однофазный источник питания

2. Однофазный трансформатор

3. Модель линии электропередачи

4. Активная нагрузка

5. Регулируемый автотрансформатор

6. Блок мультиметров

7. Измеритель мощностей

2.9.4 Описание (ход) работы:

•Убедитесь, что устройства, используемые в эксперименте, отключены от сети электропитания.

•Соедините гнезда защитного заземления "⊕" устройств, используемых в эксперименте, с гнездом "PE" однофазного источника питания G1.

•Соедините аппаратуру в соответствии со схемой электрической соединений, приведенной на рис. 3.1.

•Отключите (если включен) выключатель «СЕТЬ» автотрансформатора A9 и установите регулировочную рукоятку последнего в крайнее против часовой стрелки положение.

•Установите переключателем желаемое значение коэффициента трансформации трансформатора A1.

•Установите переключателями желаемые параметры моделей A2, A3 линий электропередачи и нагрузок A4, A6.

•Включите источник G1. О наличии напряжения на его выходе должна сигнализировать светящаяся лампочка.

•Включите выключатели «СЕТЬ» блока мультиметров P1 и измерителя мощностей P2.

•Активизируйте используемые мультиметры.

•Включите выключатель «СЕТЬ» автотрансформатора A9 и установите на его выходе по вольтметру блока мультиметров P1 требуемое напряжение, например, 220 В.

•С помощью мультиметров, включенных как вольтметры, блока P1 измеряйте напряжения в интересующих точках исследуемой сети.

•С помощью измерителя P2 определяйте величины активной и реактивной мощностей, потребляемых нагрузкой.

•Встречное регулирование напряжения осуществляйте изменением коэффициента трансформации трансформатора A1.

•По завершении эксперимента отключите источник G1, выключатели «СЕТЬ» измерителя мощностей P2, блока мультиметров P1 и автотрансформатора A9.

2.10 Лабораторная работа № 13, 14 (4 часа).

Тема: «Регулирование напряжением путем поперечной компенсации реактивной мощности с помощью конденсаторной батареи»

2.10.1 Цель работы: изучение режимов работы и приобретение навыков в регулирование напряжения путем поперечной компенсации реактивной мощности с помощью конденсаторной батареи.

2.10.2 Задачи работы:

1. изучить режим работы регулирования напряжения.

2.10.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. Однофазный источник питания

2. Однофазный трансформатор

3. Модель линии электропередачи

4. Активная нагрузка

5. Индуктивная нагрузка

6. Регулируемый автотрансформатор

7. Емкостная нагрузка

8. Устройство продольной емкостной компенсации

9. Блок мультиметров

10. Измеритель мощностей

2.10.4 Описание (ход) работы:

•Убедитесь, что устройства, используемые в эксперименте, отключены от сети электропитания.

•Соедините гнезда защитного заземления "⊕" устройств, используемых в эксперименте, с гнездом "PE" однофазного источника питания G1.

•Соедините аппаратуру в соответствии со схемой электрической соединений, приведенной на рис. 3.2.

•Отключите (если включен) выключатель «СЕТЬ» автотрансформатора A9 и установите регулировочную рукоятку последнего в крайнее против часовой стрелки положение.

•Установите переключателем желаемое значение коэффициента трансформации трансформатора A1.

•Установите переключателями желаемые параметры моделей A2, A3 линий электропередачи и нагрузок A4, A6.

•Переключатель емкостной нагрузки A12 установите в положение «0».

•Включите источник G1. О наличии напряжения на его выходе должна сигнализировать светящаяся лампочка.

•Включите выключатели «СЕТЬ» блока мультиметров P1 и измерителя мощностей P2.

•Активизируйте используемые мультиметры.

•Включите выключатель «СЕТЬ» автотрансформатора A9 и установите на его выходе по вольтметру блока мультиметров P1 требуемое напряжение, например, 220 В.

•С помощью мультиметров, включенных как вольтметры, блока P1 измеряйте напряжения в интересующих точках исследуемой сети.

•С помощью измерителя P2 определяйте величины активной и реактивной мощностей, потребляемых нагрузкой.

•Регулирование напряжения осуществляйте изменением реактивной мощности, генерируемой емкостной нагрузкой A12.

•По завершении эксперимента отключите источник G1, выключатели «СЕТЬ» измерителя мощностей P2, блока мультиметров P1 и автотрансформатора A9.

2.11 Лабораторная работа №15, 16 (4 часа).

Тема: «Регулирование напряжение путем продольной компенсации реактивной мощности с помощью конденсаторной батареи»

2.11.1 Цель работы: изучение режимов работы и приобретение навыков регулирования напряжения путем продольной компенсации реактивной мощности с помощью конденсаторной батареи

2.11.2 Задачи работы:

1. изучить режим работы регулирование напряжения.

2.11.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. Однофазный источник питания

2. Однофазный трансформатор

3. Модель линии электропередачи

4. Активная нагрузка

5. Индуктивная нагрузка

6. Регулируемый автотрансформатор

7. Емкостная нагрузка

8. Устройство продольной емкостной компенсации

9. Блок мультиметров

10. Измеритель мощностей

2.11.4 Описание (ход) работы:

•Убедитесь, что устройства, используемые в эксперименте, отключены от сети электропитания.

•Соедините гнезда защитного заземления "⊕" устройств, используемых в эксперименте, с гнездом "PE" однофазного источника питания G1.

•Соедините аппаратуру в соответствии со схемой электрической соединений, приведенной на рис. 3.3.

•Отключите (если включен) выключатель «СЕТЬ» автотрансформатора A9 и установите регулировочную рукоятку последнего в крайнее против часовой стрелки положение.

•Установите переключателем желаемое значение коэффициента трансформации трансформатора A1.

•Установите переключателями желаемые параметры моделей A2, A3 линий электропередачи и нагрузок A4, A6.

•Переключатель устройства продольной емкостной компенсации A13 установите в положение «0 мкФ».

•Включите источник G1. О наличии напряжения на его выходе должна сигнализировать светящаяся лампочка.

•Включите выключатели «СЕТЬ» блока мультиметров P1 и измерителя мощностей P2.

•Активизируйте используемые мультиметры.

•Включите выключатель «СЕТЬ» автотрансформатора A9 и установите на его выходе по вольтметру блока мультиметров P1 требуемое напряжение, например, 220 В.

•С помощью мультиметров, включенных как вольтметры, блока P1 измеряйте напряжения в интересующих точках исследуемой сети.

•С помощью измерителя P2 определяйте величины активной и реактивной мощностей, потребляемых нагрузкой.

•Регулирование напряжения осуществляйте изменением величины емкости устройства продольной емкостной компенсации A13.

•По завершении эксперимента отключите источник G1, выключатели «СЕТЬ» измерителя мощностей P2, блока мультиметров P1 и автотрансформатора A9.

2.12 Лабораторная работа №17, 18 (4 часа).

Тема: «Исследование режимов в линии с односторонним питанием »

2.12.1 Цель работы: изучение режимов работы и приобретение навыков в измерение параметров установившегося режима работы электрической сети с односторонним питанием.

2.12.2 Задачи работы:

1. изучить режим работы линии с односторонним питанием.

2.12.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. Однофазный источник питания

2. Однофазный трансформатор

3. Модель линии электропередачи

4. Активная нагрузка

5. Индуктивная нагрузка

6. Коммутатор измерителя мощностей

7. Регулируемый автотрансформатор

8. Блок мультиметров

9. Измеритель мощностей

2.12.4 Описание (ход) работы:

•Убедитесь, что устройства, используемые в эксперименте, отключены от сети электропитания.

• Соедините гнезда защитного заземления "⊕" устройств, используемых в эксперименте, с гнездом "РЕ" однофазного источника питания G1.

• Соедините аппаратуру в соответствии со схемой электрической соединений, приведенной на рис. 1.

• Отключите (если включен) выключатель «СЕТЬ» автотрансформатора A9 и установите регулировочную рукоятку последнего в крайнее против часовой стрелки положение.

• Установите переключателем желаемое значение коэффициента трансформации трансформатора A1.

• Установите переключателями желаемые параметры моделей A2, A3 линий электропередачи и нагрузок A4...A7.

• Включите источник G1. О наличии напряжения на его выходе должна сигнализировать светящаяся лампочка.

• Включите выключатели «СЕТЬ» блока мультиметров P1 и измерителя мощностей P2.

• Активизируйте используемые мультиметры.

• Включите выключатель «СЕТЬ» автотрансформатора A9 и установите на его выходе по вольтметру блока мультиметров P1 требуемое напряжение, например, 220 В.

• С помощью мультиметров, включенных как вольтметры, блока P1 измеряйте напряжения в интересующих точках исследуемой сети.

• Меняя положение переключателя коммутатора A8, с помощью измерителя P2 определяйте величины потоков активной и реактивной мощностей на интересующих участках исследуемой сети.

• По завершении эксперимента отключите источник G1, выключатели «СЕТЬ» автотрансформатора A9, измерителя мощностей P2 и блока мультиметров P1.

2.13 Лабораторная работа № 19, 20 (4 часа).

Тема: «Компенсация высших гармоник тока с помощью фильтрокомпенсирующего устройства»

2.13.1 Цель работы: изучение режимов работы и приобретение навыков Компенсация высших гармоник тока с помощью фильтрокомпенсирующего устройства

2.13.2 Задачи работы:

1. изучить режим работы компенсации высших гармоник тока.

2.13.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. Однофазный источник питания

2. Однофазный трансформатор

3. Модель линии электропередачи

4. Активная нагрузка

5. Емкостная нагрузка

6. Выпрямитель

7. Фильтрокомпенсирующее устройство

8. Измеритель показателей качества электроэнергии

2.13.4 Описание (ход) работы:

• Убедитесь, что устройства, используемые в эксперименте, отключены от сети электропитания.

• Соедините гнезда защитного заземления "⊕" устройств, используемых в эксперименте, с гнездом "РЕ" однофазного источника питания G1.

• Соедините аппаратуру в соответствии со схемой электрической соединений, приведенной на рис. 3.5 а.

• Установите переключателем желаемое значение коэффициента трансформации трансформатора A1.

•Установите переключателями желаемые параметры моделей А2, А3 линий электропередачи и нагрузок А5, А12.

•Включите источник G1. О наличии напряжения на его выходе должна сигнализировать светящаяся лампочка.

•Включите тумблер питания измерителя Р3 и в соответствии с руководством по его эксплуатации 4222-005-02066411-03-РЭ измерьте процентное содержание высших гармоник напряжения в контролируемой точке электрической сети.

•Отключите тумблер питания измерителя Р3 и источник G1.

•Соедините аппаратуру в соответствии со схемой электрической соединений, приведенной на рис. 3.5 б.

•Включите источник G1. О наличии напряжения на его выходе должна сигнализировать светящаяся лампочка.

•Включите тумблер питания измерителя Р3 и в соответствии с руководством по его эксплуатации 4222-005-02066411-03-РЭ измерьте процентное содержание высших гармоник напряжения в контролируемой точке электрической сети.

•По завершении эксперимента отключите источник G1 и тумблер питания измерителя Р3.

•Сопоставьте результаты двух измерений и сделайте вывод о влиянии фильтрокомпенсирующего устройства на уровень содержания высших гармоник напряжения.

2.14 Лабораторная работа № 21, 22 (4 часа).

Тема: «Снижение уровня генерации высших гармоник тока путем замены однополупериодного выпрямителя на двух полупериодного в схеме питания нагрузки постоянным током»

2.14.1 Цель работы: изучение режимов работы и приобретение навыков снижения уровня генерации высших гармоник тока путем замены однополупериодного выпрямителя на двухполупериодный в схеме питания нагрузки постоянным током

2.14.2 Задачи работы:

1. Сопоставьте результаты двух измерений и сделайте вывод о влиянии схемы выпрямления на уровень содержания высших гармоник напряжения.

2.14.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. Однофазный источник питания

2. Однофазный трансформатор

3. Модель линии электропередачи

4. Активная нагрузка

5. Емкостная нагрузка

6. Выпрямитель

7. Измеритель показателей качества электроэнергии

2.14.4 Описание (ход) работы:

•Убедитесь, что устройства, используемые в эксперименте, отключены от сети электропитания.

•Соедините гнезда защитного заземления "⊕" устройств, используемых в эксперименте, с гнездом "РЕ" однофазного источника питания G1.

•Соедините аппаратуру в соответствии со схемой электрической соединений, приведенной на рис. 3.4 а.

•Установите переключателем желаемое значение коэффициента трансформации трансформатора А1.

•Установите переключателями желаемые параметры моделей А2, А3 линий электропередачи и нагрузок А4, А12.

• Включите источник G1. О наличии напряжения на его выходе должна сигнализировать светящаяся лампочка.

• Включите тумблер питания измерителя Р3 и в соответствии с руководством по его эксплуатации 4222-005-02066411-03-РЭ измерьте процентное содержание высших гармоник напряжения в контролируемой точке электрической сети.

• Отключите тумблер питания измерителя Р3 и источник G1.

• Соедините аппаратуру в соответствии со схемой электрической соединений, приведенной на рис. 3.4 б.

• Включите источник G1. О наличии напряжения на его выходе должна сигнализировать светящаяся лампочка.

• Включите тумблер питания измерителя Р3 и в соответствии с руководством по его эксплуатации 4222-005-02066411-03-РЭ измерьте процентное содержание высших гармоник напряжения в контролируемой точке электрической сети.

2.15 Лабораторная работа №23 (2 часа).

Тема: «Исследование режимов в линии с двухсторонним питанием»

2.15.1 Цель работы: изучение режимов работы и приобретение навыков в измерение параметров установившегося режима работы электрической сети с двухсторонним питанием.

2.15.2 Задачи работы:

1. изучить режим работы линии с двухсторонним питанием.

2.15.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. Однофазный источник питания

2. Однофазный трансформатор

3. Модель линии электропередачи

4. Активная нагрузка

5. Индуктивная нагрузка

6. Коммутатор измерителя мощностей

7. Регулируемый автотрансформатор

8. Блок мультиметров

9. Измеритель мощностей

2.15.4 Описание (ход) работы:

• Убедитесь, что устройства, используемые в эксперименте, отключены от сети электропитания.

• Соедините гнезда защитного заземления "⊕" устройств, используемых в эксперименте, с гнездом "РЕ" однофазного источника питания G1.

• Соедините аппаратуру в соответствии со схемой электрической соединений, приведенной на рис. 1.2.

• Отключите (если включен) выключатель «СЕТЬ» автотрансформатора А9 и установите регулировочную рукоятку последнего в крайнее против часовой стрелки положение.

• Установите переключателем желаемые значения коэффициентов трансформации трансформаторов А1 и А14.

• Установите переключателями желаемые параметры моделей А2, А3, А10 линий электропередачи и нагрузок А4...А7.

• Включите источник G1. О наличии напряжения на его выходе должна сигнализировать светящаяся лампочка.

• Включите выключатели «СЕТЬ» блока мультиметров Р1 и измерителя мощностей Р2.

• Активизируйте используемые мультиметры.

• Включите выключатель «СЕТЬ» автотрансформатора А9 и установите на его выходе по вольтметру блока мультиметров Р1 требуемое напряжение, например, 220 В.

• С помощью мультиметров, включенных как вольтметры, блока Р1 измеряйте напряжения в интересующих точках исследуемой сети.

• Меняя положение переключателя коммутатора А8 при нахождении переключателя коммутатора А11 в положении «1», с помощью измерителя Р2 определяйте величины потоков активной и реактивной мощностей на первых пяти интересующих участках исследуемой сети. При нахождении переключателя коммутатора А11 в положении «2» определяйте величины потоков активной и реактивной мощностей на последнем шестом участке исследуемой сети.

• По завершении эксперимента отключите источник G1, выключатели «СЕТЬ» автотрансформатора А9, измерителя мощностей Р2 и блока мультиметров Р1.