



В.В. Карташов, Е.А. Извеков

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ



В.В. Картавцев, Е.А. Извеков

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ



Учебное пособие

Воронеж
2016

УДК 621.31
ББК31.2
К681

Составители: Картавцев В.В., Извеков Е.А.

Рецензенты:

В.П. Шелякин, к.т.н., профессор, заведующий кафедрой
электромеханических систем и электроснабжения
Воронежского государственного технического университета;

Д.Н. Афоничев, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой
электротехники и автоматики Воронежского государственного
агроуниверситета

Учебное пособие предназначено для выработки у обучающихся способности решать инженерные задачи с использованием основных законов электротехники, готовности к профессиональной эксплуатации электроустановок, готовности к участию в проектировании систем электрификации сельскохозяйственных объектов.
Стр. 142. Табл. 23. Ил. 44.

ВВЕДЕНИЕ

Совершенствование систем электроснабжения производственных и коммунально - бытовых потребителей является актуальной задачей. Её решение должно быть основано на использовании современных математических моделей элементов системы, на внедрении современной техники и технологий в решение эксплуатационных и проектных задач.

Решение вопросов электроснабжения должно быть неразрывно связано с требованиями, предъявляемыми к современным системам электроснабжения: экономичность, надёжность электроснабжений потребителей и обеспечение качества отпускаемой потребителям электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ.

Настоящее пособие содержит основные расчётные методики при решении вопросов эксплуатации сети и выбора основных параметров при её развитии. Оно подготовлено на основании многолетнего опыта чтения лекций на агроинженерном факультете Воронежского агроуниверситета для студентов специальности 110302 «Электрификация и автоматизация сельского хозяйства» и бакалавров направления 35.03.06 «Агроинженерия», профиль подготовки «Электрооборудование и электротехнологии в АПК».

Вопросы изучения современного электрооборудования, выбора и проверки аппаратов, эксплуатации и проектирования распределительных устройств подстанций вынесены в специальный курс «Электрооборудование электростанций и подстанций». Углубленное изучение вопросов надёжности элементов электрических сетей и систем электроснабжения в целом предлагаются бакалаврам в элективном курсе «Надёжность систем электроснабжения». В программе подготовки магистров предусмотрен курс «Проектирование систем электроснабжения», в котором предполагается изучение вопросов при оптимальном автоматизированном проектировании.

Надеемся, что пособие будет полезно бакалаврам при изучении теоретического материала, подготовке к практическим и лабораторным занятиям, а также при выполнении курсового проекта и выпускной квалификационной работы бакалавра.

1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА.

1.1 Характеристика энергосистем

Производство электрической энергии концентрируется преимущественно на крупных электростанциях, работающих совместно (параллельно). Центры потребления электрической энергии (промышленные предприятия, города, сельские районы и т. п.) удалены от ее источников на десятки, сотни и тысячи километров и распределены на значительной территории.

В связи с несовпадением центров производства и потребления энергии необходимы электрическая передача и распределение энергии (транспорт электроэнергии) от станций к электропотребителям. Эти функции в сложной цепи «электрическая станция – потребитель» возлагаются на развитые электрические сети и линии электропередачи, которые с устройствами автоматического регулирования, управления и резервирования образуют *систему* передачи и распределения электрической энергии. Задача такой системы централизованного электроснабжения состоит в том, чтобы донести выработанную на станциях электроэнергию до потребителей.

Система (от греч. Systema – целое (соединение), составленное из частей) – множество элементов, находящихся в соотношениях и связях друг с другом, образующих определенную целостность, единство.

Электроустановка – совокупность аппаратов, машин, оборудования и сооружений, предназначенных для производства, преобразования, передачи, распределения или потребления ЭЭ. Электроустановки (ЭУ) разделяют по величине напряжения до 1000 В (низковольтные ЭУ) и выше 1000 В (высоковольтные ЭУ).

Электростанция – электроустановка, служащая для производства (генерации) электрической энергии в результате преобразования энергии, заключенной в природных энергоносителях (уголь, газ, вода и др.) при помощи турбо- и гидрогенераторов.

Подстанция – электроустановка, предназначенная для приема, преобразования (трансформации) и распределения электроэнергии, состоящая из трансформаторов (автотрансформато-

ров) и других преобразователей ЭЭ, распределительных и вспомогательных устройств. В зависимости от назначения подстанции выполняются трансформаторными или преобразовательными – выпрямительными, двигатель - генераторными и др. Подстанция может быть повышающей, если преобразование величины напряжения переменного тока осуществляется с низшего напряжения на высшее (подстанции электростанций) и понижающей – в случае трансформации высшего напряжения на низшее (подстанции предприятий, городов и др.).

Центр электропитания – источник ЭЭ, на сборных шинах которого осуществляется автоматическое регулирование режима напряжения. Наряду с электростанциями, это шины подстанции с трансформаторами, оснащенными регуляторами напряжения под нагрузкой (РПН), регулируемые источниками реактивной мощности, линейными регуляторами и др.

Распределительное устройство (РУ) – электроустановка, входящая в состав любой подстанции, предназначенная для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении (до 1000 В и более). РУ содержат коммутационные аппараты, устройства управления, защиты, измерения и вспомогательные сооружения.

Линия электропередачи (ЛЭП) – электроустановка, предназначенная для передачи электрической энергии на расстояние с возможным промежуточным отбором. Линии выполняют воздушными, кабельными, а также в виде токопроводов на производственных предприятиях и электростанциях и внутренних проводов в зданиях и сооружениях.

На рисунке 1.1 представлена схема, изображающая связь объектов, участвующих в технологическом процессе обеспечения потребителей электрической энергией. В соответствии с данной схемой, элементами системы передачи и распределения ЭЭ являются: линии электропередачи различных конструкций и напряжений (Л), трансформаторные подстанции (силовые трансформаторы (Т) и автотрансформаторы, выключатели, разъединители, контрольно-измерительные приборы и т. п.); устройства защиты и автоматики, т. е. автоматические регуляторы (АР), устройства релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА), средства диспетчерского и технологического управления (СДТУ).

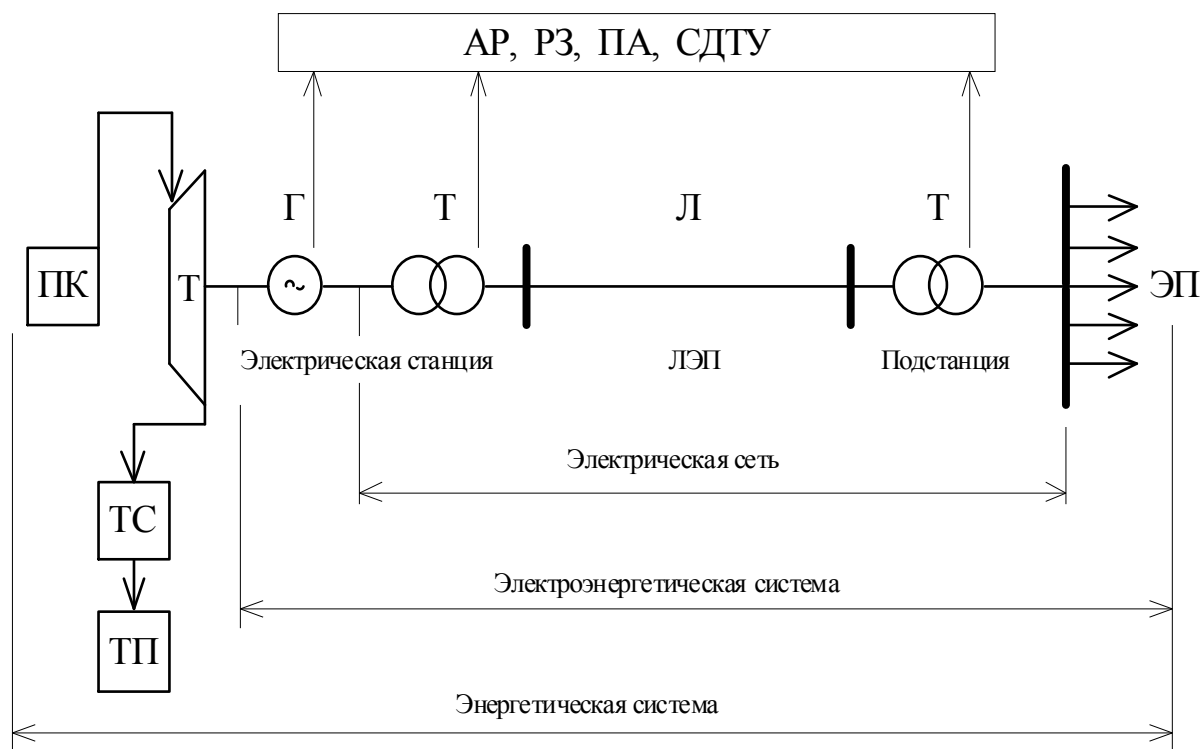


Рисунок 1.1 - Взаимосвязь объектов, обеспечивающих производство, передачу, распределение и потребление электрической и тепловой энергии

Электрическая сеть – объединение преобразующих подстанций, распределительных устройств, переключательных пунктов и соединяющих их линий электропередачи, предназначенных для передачи ЭЭ от электростанции к местам потребления и распределения ее между потребителями. Электрическая сеть эквивалентна развитой высоковольтной сети электропередач. Отдельная электропередача в узком смысле представляет собой электрическую сеть (рис. 1.1). Развитая электрическая сеть, как по составу электроустановок, так и по функциональному назначению образует систему передачи и распределения электроэнергии.

В современных условиях отдельные электропередачи и в целом системы передачи распределения электроэнергии не работают изолированно; они связывают (объединяют) большинство электрических станций в электроэнергетическую систему для совместной (параллельной) работы на общую электрическую нагрузку и централизованного снабжения электроэнергией всех потребителей.

Электроэнергетическая (электрическая) система (ЭЭС) – совокупность электрической части электростанций, электрических сетей (сетей электропередач) и потребителей электроэнергии (ЭП), а также устройств управления, регулирования и защиты, объединенных в одно целое общностью режима и непрерывностью процессов производства, передачи и потребления электрической энергии.

Энергетическая система (энергосистема) – объединение электростанций, электрических и тепловых сетей (ТС) и ряда установок и устройств для производства, передачи, распределения и потребления электрической и тепловой энергии (рис. 1.1). Установки и устройства: источники энергии – паровые котлы (ПК) или гидротехнические сооружения (ГТС), турбины (Т), генераторы (Г), нагрузки – потребители электрические (ЭП) и тепловые (ПТ) и др.

Электрическая сеть, являющаяся частью электроэнергетической системы, должна удовлетворять ряду требований: обеспечивать надежное, а в отдельных случаях – бесперебойное электроснабжение, устойчивость работы, питать потребители электроэнергией нормированного качества, удовлетворять условиям экономичности сооружения, эксплуатации и развития (расширения), безопасности и удобства эксплуатации.

1.2. Электрические станции

Электрическая станция (ЭС) предназначена для преобразования энергии, заключенной в природных энергоносителях (уголь, нефть, природный газ, радиоактивные элементы, потоки воды) в электрическую и тепловую энергию.

Типы электростанций могут быть представлены структурной схемой (рисунок 1.2).

До 70% электроэнергии в РФ вырабатывается на тепловых ЭС (ТЭС), использующих энергию сгорания органического топлива. Среди тепловых выделяют конденсационные ЭС (КЭС) с замкнутым циклом теплоносителя. Как правило, КЭС состоит из крупных блоков и расположены вблизи источников топлива. Другой тип ТЭС – теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), которые используют для производства электрической и тепловой энергии и располагают вблизи потребителей.

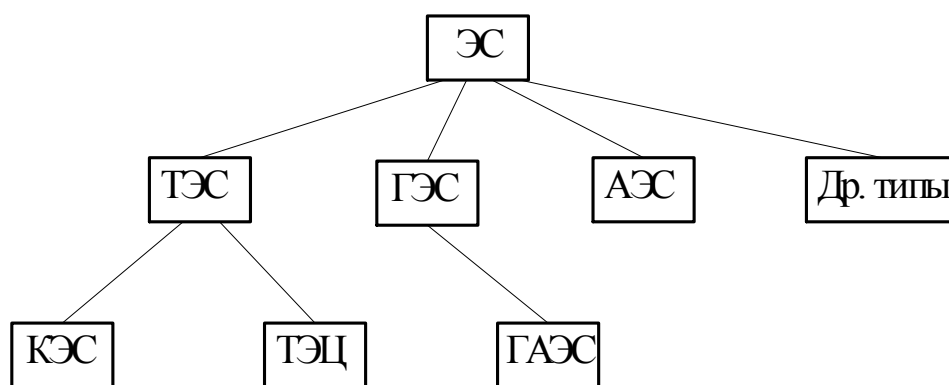


Рисунок 1.2 - Типы электростанций

На гидроэлектростанциях (ГЭС) может вырабатываться 12 – 18 % общего количества электроэнергии в зависимости от условий паводка на равнинных реках. Среди ГЭС выделяют гидроаккумулирующие ЭС (ГАЭС), которые призваны создавать запас воды в верхнем бьефе водохранилища в часы малых внешних нагрузок ЭС.

На девяти атомных ЭС (АЭС) РФ в настоящее время вырабатывается около 15 % электроэнергии. Планируется довести эту величину до 25 %. Для производства электроэнергии используется энергия расщепления ядер радиоактивных элементов.

К другим типам ЭС относятся ветровые, солнечные, приливные, геотермальные, дизельные. Они работают в основном в изолированных энергосистемах, общая выработка не превосходит 1 %.

Общий объем производимой электроэнергии приведен в таблице 1.1 (по данным сайта EnergyLand.info).

Таблица 1.1 - Выработка электроэнергии на электростанциях РФ в 2012 году

Энергосистема, типы электростанций	млрд. кВт·час	%
1. ЕЭС России	1032,1	97,9 %
в том числе		
– ТЭС	647,8	61,5 %
– ГЭС и ГАЭС	155,4	14,7 %
– АЭС	177,1	16,8 %
– ЭС предприятий	51,8	4,9 %
2. Изолированные энергосистемы	21,8	2,1 %
Всего по РФ	1053,9	100 %

Замечания к таблице:

1. Тип электростанций предприятий – в основном ТЭЦ;
2. Типы электростанций изолированных энергосистем – малые ГЭС, ТЭЦ, АЭС (Чукотка), ЭС на возобновляемых источниках;
3. В 2011 году выработка составляла на 1,3 % меньше;
4. К изолированным энергосистемам относятся: Таймырская, Камчатская, Сахалинская, Магаданская, Чукотская, центральной и северной Якутии.

1.3. Электроснабжение сельского хозяйства

Особенности электроснабжения в сельской местности заключаются в охвате электрическими сетями большой территории с малыми плотностями электрических нагрузок, составляющими 1-15 кВт/км². Вместе с тем, ряд сельских потребителей предъявляет повышенные требования к надежности электроснабжения. Особо ответственные потребители допускают перерыв в электроснабжении лишь на время автоматического включения резерва, ряд других – до 0,5-3,5 часов. Для остальных, менее ответственных потребителей допустимы перерывы в электроснабжении до 1 суток. Система распределения электроэнергии включает:

- питающие сети (воздушные линии напряжением 110 и 35 кВ и подстанции с напряжениями 110/35/10, 110/10, 35/10 кВ);
- распределительные сети (воздушные линии напряжением 10 кВ, трансформаторные подстанции 10/0,38 кВ и линии напряжением 0,38 кВ).

Питающие сети 110 и 35 кВ могут выполняться одноцепными и двухцепными радиальными или с двухсторонним питанием.

Распределительные сельские сети 10 кВ в зависимости от требуемой степени надежности выполняют одноцепными радиальными с питанием от одного ЦП или одноцепными кольцевыми с питанием от двух и более ЦП. На подстанциях 10/0,38 кВ обычно устанавливают один трансформатор.

Повышения надежности электроснабжения радиальной нерезервированной сети можно добиться путем применения секционирующих устройств. В качестве их могут использоваться выключатели В, разъединители Р или выключатели нагрузки ВН.

Для особенно ответственных потребителей подстанции 10/0,38 кВ могут выполняться двухтрансформаторными с питанием каждого из них от отдельной линии и устройством автоматического ввода резерва.

Вопросы для самопроверки

1. Какие элементы входят в систему передачи и распределения электроэнергии?
2. Чем отличаются понятия «энергетическая система», «электроэнергетическая система» и «электрическая сеть»?
3. Что такое подстанция? Какова роль трансформаторов в системе передачи и распределения электроэнергии?
4. Какие типы электростанций Вы знаете?
5. Каков баланс выработки электроэнергии на разных типах электростанций в РФ?
6. В чем состоят особенности систем электроснабжения сельского хозяйства?
7. Какие системы напряжений применяются для питающих и распределительных электрических сетей?

2 ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ. ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК . ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1. Потребители электроэнергии в сельском хозяйстве

Электроприемник – это аппарат, агрегат или механизм, предназначенный для преобразования электроэнергии в другие виды энергии.

Потребитель электроэнергии – это электроприемник или группа электроприемников, объединенные технологическим процессом или укладом жизнедеятельности.

Животноводство и птицеводство.

Потребителями являются: помещения для содержания животных и птицы (коровники, телятники, свинарники, птичники, овчарни и др.), кормоцехи, склады комбикормов, молочные блоки, инкубатории, летние лагеря КРС и др.

Электроприемники этих потребителей – электродвигатели привода кормораздаточных и навозоуборочных транспортеров, электродвигатели привода насосов и вентиляторов, электронагревательные установки (тэны, калориферы, электроды, электропанели), осветительные установки.

Растениеводство.

Потребители – элеваторы, зернотоки, зернопункты, зерноочистительные агрегаты, зернохранилища, овощехранилища, склады минеральных удобрений, насосные станции орошения, теплицы, парники, тепличные хозяйства.

Электроприемники – электродвигатели привода транспортеров, вентиляторов сушки и пылеудаления, насосов станций орошения, электрообогрев почвы, осветительные установки.

Вспомогательное сельскохозяйственное производство.

Потребители – ремонтные мастерские, гаражи, автозаправки, предприятия первичной переработки сельхозпродукции (мельницы, маслобойки, крупорушки, хлебопекарни, цехи мясомолочного производства, консервные мини-заводы), вспомогательные объекты строительного и коммунального назначения (цехи столярные, плотницкие, лесопильные, кузницы, производство кирпича, котельные, насосные станции коммунально - бытового назначения).

Электроприемники – электродвигатели привода станков, цехового электротранспорта, сварочное оборудование, электродвигатели привода дробилок, вентиляторов, прессов, насосов,

электронагревательные установки, электроосвещение.

Общественные и коммунально-бытовые объекты.

Потребители – школы, детские сады и ясли, магазины, павильоны, киоски, столовые, кафе, предприятия коммунального обслуживания, медицинские учреждения, церкви, административные здания, кинотеатры, дома культуры.

Электроприемники – электродвигатели станков (школьные мастерские), холодильное оборудование, электроплиты и электрокотлы, стерилизаторы, компьютерная техника, коммунально-бытовые электроприборы, электроосвещение.

Жилые дома.

Потребители – отдельный жилой дом или квартира в многоквартирном жилом доме.

Электроприемники – электрокотел, электроплита (негазифицированная территория), электроосвещение, бытовые электроприборы, холодильники, стиральные машины, радио- и телевизионная аппаратура, компьютерная техника, электродвигатели домашних мастерских.

2.2 Электрические нагрузки и графики

Под электрической нагрузкой понимают активные (кВт) и реактивные (кВАР) мощности потребителей в процессе преобразования электрической энергии в другие её виды. Потребителем электроэнергии является электроприемник или группа электроприемников, объединенные по технологическому или территориальному признаку. Другими характеристиками нагрузки могут выступать полная мощность S , ток I , коэффициент мощности

$\cos\varphi = P/S$, коэффициент реактивной мощности $\tan\varphi = Q/P$.

Связь между составляющими нагрузки иллюстрируется треугольником мощности (рисунок 2.1).

Электрическая нагрузка как отдельных электроприемников, так и потребителей энергии с

течением времени не остается постоянной. Электроприемники включаются и отключаются в соответствии с технологическими процессами производства или бытовыми функциями, с которыми

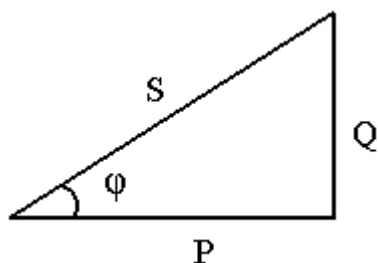


Рисунок 2.1 – Треугольник мощности нагрузки

они связаны. Влияет на нагрузку изменение естественной освещенности и температурных условий в суточном и годовом циклах. Для работающих электроприемников нагрузка может быть не постоянной, особенно это касается электроприводов с переменными механическими нагрузками на валу электродвигателей. Еще одна причина изменения нагрузки – введение в эксплуатацию новых электроприемников и вывод устаревших.

Изображение процесса изменения во времени активной и реактивной мощности называется графиком электрической нагрузки. Графики нагрузок определяют по принадлежности количественному составу электроприемников. Например: график нагрузки электроприемников (индивидуальный график), график группы электроприемников (жилой дом, производственный участок), график нагрузки крупного потребителя, график более крупного узла нагрузки (линии электропередачи или подстанции, питающей несколько потребителей). С другой стороны графики делят по принадлежности к тому интервалу времени, в течение которого рассматривается изменение нагрузки (график рабочей смены, суточный график, недельный график, годовой график).

Для сельскохозяйственных потребителей наибольшее значение имеют суточные графики, так как бытовые и производственные нагрузки соизмеримы по величине, часто связаны с общим узлом питания, а понятие рабочей смены в растениеводстве и животноводстве не имеет таких четких границ как, например, на крупных промышленных предприятиях (в промышленности определяющим является график нагрузки за рабочую смену).

Работа некоторых потребителей имеет ярко выраженный сезонный характер. Поэтому характерный суточный график рассматривается, как правило, для каждого сезона. Другим типом графика является годовой график нагрузки. Графики электрических нагрузок и их характеристики являются основными исходными данными при решении большинства эксплуатационных и проектных задач в системах электроснабжения.

На рисунке 2.2 изображены непрерывный и ступенчатый графики активной мощности некоторого узла системы электро-снабжения. Вид графика определяется способом получения.

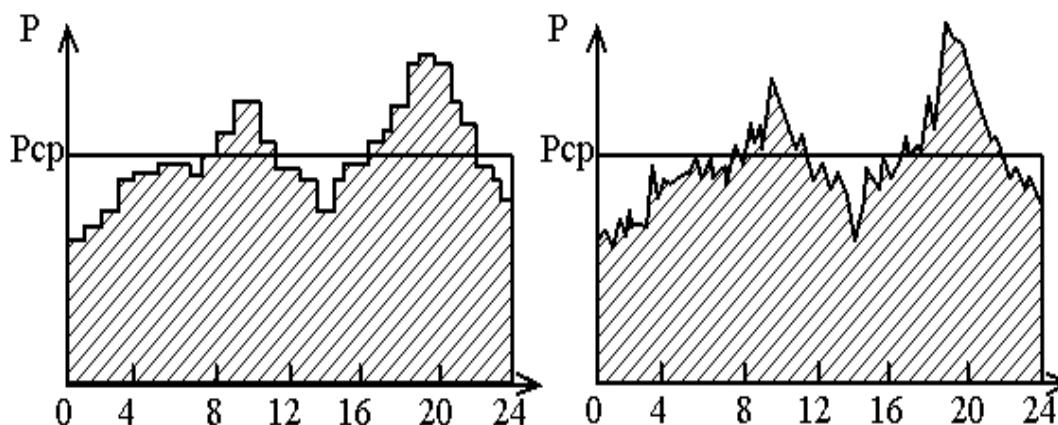


Рисунок 2.2 - Суточные графики электрической нагрузки группы электроприемников.

На суточном графике присутствуют два максимума нагрузки: дневной и вечерний. Дневной максимум, как правило, приходится на период 10-12 часов и связан с наибольшей нагрузкой производственных потребителей. Вечерний максимум (19-21) связан с вечерними технологическими операциями, использования освещения и роста другой бытовой нагрузки.

Основные характеристики графиков нагрузки:

1) Установленная мощность потребителей – суммарная номинальная мощность электроприемников, формирующих данный график нагрузки.

2) Потребление энергии за один цикл графика T :

$$W_T = \sum_{i=1}^n P_i \Delta t_i, \quad (2.1)$$

где n – число ступеней графика;

$P_i, \Delta t_i$ – нагрузка и продолжительность i -ой ступени.

Геометрическая интерпретация потребляемой энергии – площадь, ограниченная графиком нагрузки.

3) Средняя мощность – такая неизменная во времени мощность, при которой потребление энергии составит такую же величину, как и по реальному графику:

$$P_{cp} = \frac{W_T}{T} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \Delta t_i}{\sum_{i=1}^n \Delta t_i} \quad (2.2)$$

Площадь прямоугольника на рисунке 2.2 со сторонами P_{cp} и T равна площади, ограниченной графиком нагрузки.

На годовом графике откладывают ступени, начиная с максимальной нагрузки, с их суммарной длительностью в течение года. Число часов в году: $T_T = 365 \cdot 24 = 8760$ час. Годовой график нагрузки по продолжительности показан на рис. 2.3

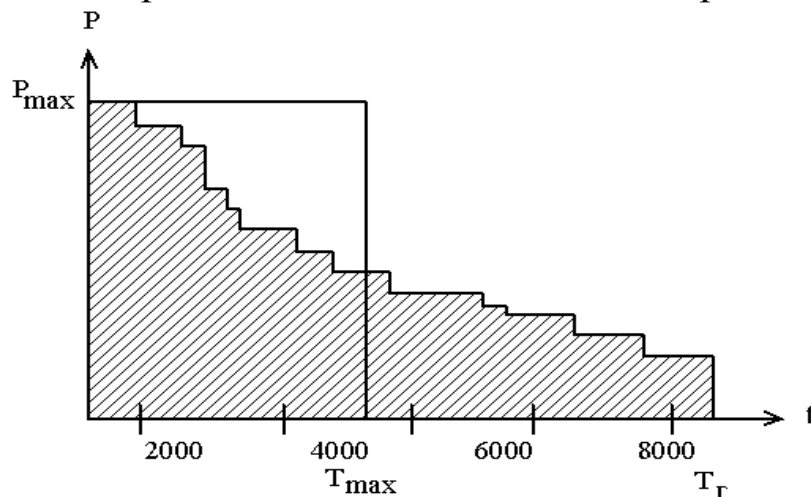


Рисунок 2.3 - Годовой график нагрузки по продолжительности

Годовой график по продолжительности может, так же как и суточный, характеризоваться средней мощностью. Кроме того, для него определяют время, в течение которого при работе с максимальной нагрузкой потребление энергии за год составит ту же величину, что и по реальному графику. Это время называется временем использования максимума нагрузки.

4) Время использования максимума:

$$T_{max} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \Delta t_i}{P_{max}} \quad (2.3)$$

Прямоугольник со сторонами P_{max} и T_{max} , показанный на рисунке, равновелик заштрихованной площади. Время использова-

ния максимума графика – это характеристика его плотности в течение года. Чем более плотный график, тем ближе T_{\max} к T_{Γ} . Для реальных графиков нагрузки сельскохозяйственных потребителей значения T_{\max} лежат в диапазоне 2000-3000 час.

5) Среднеквадратичная нагрузка:

$$P_{CK} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i^2 \Delta t_i} . \quad (2.4)$$

6) Коэффициент формы графика: $k_{\phi} = P_{CK}/P_{CP} \geq 1$.

7) Время потерь:

$$\tau = \frac{1}{P_{\max}^2} \sum_{i=1}^n P_i^2 \Delta t_i \quad (2.5)$$

8) Коэффициент заполнения графика: $k_3 = P_{CP}/P_{\max} = 1$.

2.3 Расчет электрических нагрузок

Задача расчета – по имеющимся статистическим данным определить вероятные характеристики графика нагрузки, необходимые для выбора оптимальной структуры и параметров системы электроснабжения.

Расчетные максимальные нагрузки используют для выбора сечений проводов по условиям допустимого нагрева или потери напряжения; выбора номинальной мощности трансформаторов; уставок защитных аппаратов.

Значения средней мощности и времени использования максимума требуется для оценки объемов потребляемой энергии.

Среднеквадратичная нагрузка и время потерь позволяют определить величину потерь энергии в электрической сети.

При решении эксплуатационных задач графики нагрузки с высокой точностью могут быть получены экспериментально. Результаты их анализа позволяют улучшить технические и экономические показатели работы сети при решении задач: рациональная загрузка технологического оборудования; выбор и размещение компенсирующих устройств; регулирование напряжения трансформаторами и др.

Вопросы для самопроверки

1. Что понимается под электроприемников и потребителем электроэнергии?
2. Назовите основные группы потребителей электроэнергии в сельском хозяйстве и их электроприемники.
3. Что понимается под электрической нагрузкой?
4. В чем причины изменения электрической нагрузки?
5. Что такое график нагрузки, какие виды графиков Вы знаете?
6. Что такое график нагрузки по продолжительности?
7. Как определить среднюю, среднеквадратичную мощность графика, коэффициент формы, время использования максимума нагрузки?
8. Как определить расход энергии по графику нагрузки?
9. Для чего определяют характеристики графиков нагрузки?

3 ПОНЯТИЕ МАКСИМАЛЬНОЙ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ МЕТОДЫ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК КОЭФФИЦИЕНТЫ ОДНОВРЕМЕННОСТИ И СЕЗОННОСТИ ДОБАВКИ МОЩНОСТИ

3.1 Получасовой максимум нагрузки

Важная характеристика графика – максимальная расчетная нагрузка. Реальный процесс изменения электрической нагрузки в узлах системы электроснабжения показан на рисунке 3.1.

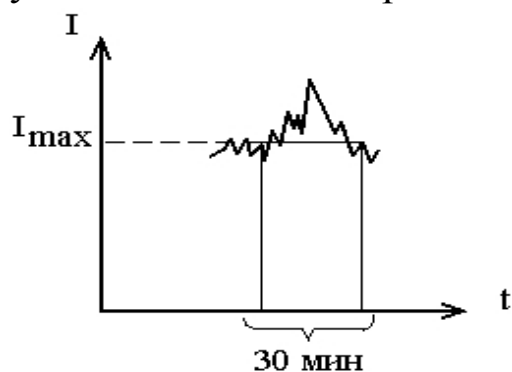


Рисунок 3.1

Пиковые нагрузки и максимальная расчетная нагрузка

Этот процесс связан с постоянным включением и отключением электроприемников. При пуске асинхронных двигателей наблюдаются значительные броски тока. Такие кратковременные максимумы (порядка нескольких секунд) называются пиковыми нагрузками. Пиковые нагрузки важны при отстройке срабатывания защитных аппаратов, но не оказывают значительного влияния на выбор не изменяемых в дальнейшем параметров сети: сечения проводов, мощности трансформаторов и др. Выбор этих параметров связан с тепловым действием тока и нагревом проводников.

Известно, что нагрев проводников при протекании тока – процесс инерционный, малая длительность пиковых нагрузок не может повлиять на формирование установившейся температуры проводников. Изменение температуры происходит по экспоненциальному закону с постоянной времени нагрева около $\theta = 10$ мин. Термическое равновесие устанавливается примерно за время 3θ , поэтому в системах электроснабжения принят минимальный интервал осреднения нагрузки, равный 30 мин. Поэтому, когда речь идет о максимальной нагрузке (суточной или годовой), имеется в виду получасовой расчетный максимум.

3.2 Электрическая нагрузка – случайная величина

Изменение электрической нагрузки зависит от множества факторов. В каждый момент или период времени она представля-

ет собой случайную величину, значение которой можно предсказать с достаточной для практических целей точностью. Для этого применяют вероятностно-статистические методы определения расчетных нагрузок. Реальный процесс изменения нагрузки можно рассматривать как нестационарный случайный процесс, в котором можно различить повторяющиеся суточные, недельные и годовые циклы. Изменение нагрузки в течение каждого цикла также является нестационарным случайным процессом, который в отдельные периоды можно считать стационарным. Такими периодами являются часы максимальных и минимальных нагрузок суточного графика, рассматриваемого как одну из реализаций случайного процесса.

Пример. К линии присоединена группа электроприемников равной мощности, имеющих одну и ту же вероятность включения каждого из них в часы максимальной нагрузки. При достаточно большом числе наблюдений эта вероятность равна отношению времени t_1 , в течение которого электроприемник включен, к общему времени максимальной нагрузки t : $p = t_1/t$.

При взаимной независимости отдельных электроприемников распределение числа включенных приемников является биномиальным. Если к линии присоединено m приемников, то вероятность включения n из них составляет:

$$P_m^n = C_m^n p^n q^{m-n}, \quad (3.1)$$

где C_m^n – число сочетаний из m по n ; $q^{m-n} = 1 - p$. Тогда

$$C_m^n = \frac{m!}{n!(m-n)!}. \quad (3.2)$$

Математическое ожидание нагрузки:

$$M(S) = M = mpS_0, \quad (3.3)$$

где S_0 – единичная мощность приемника.

Среднее квадратическое отклонение:

$$\sigma(S) = \sigma = \sqrt{mpqS_0}. \quad (3.4)$$

При достаточно большом числе m в группе закон распределения нагрузки можно считать нормальным.

Значение среднего квадратического отклонения можно рассматривать как оценку отклонения случайной величины от ее математического ожидания. Тогда расчетное значение нагрузки определится:

$$S_p = M + \beta \sigma, \quad (3.5)$$

где величина β представляет собой коэффициент надежности расчета и определяет вероятность, с которой случайные значения нагрузки останутся меньшими принятого расчетного значения S_p . При определении расчетных нагрузок принимают $\beta = 2 \dots 3$. При нормальном законе распределения нагрузки коэффициенту $\beta = 3$ соответствует вероятность не превышения расчетной нагрузки 99,87%, а коэффициенту $\beta = 2$ – вероятность 97,7%.

3.3 Расчет нагрузок по вероятностным характеристикам

На основании многолетних экспериментальных исследований определены вероятностные характеристики нагрузок сельскохозяйственных потребителей. К ним относятся математические ожидания активной \underline{P} и реактивной \underline{Q} нагрузок в часы максимума и их дисперсии $D = \sigma^2$.

С помощью этих характеристик определяют расчетные электрические нагрузки линий и подстанций, к которым присоединено любое число разных объектов. С этой целью используют теоремы сложения математических ожиданий и дисперсий.

Для математического ожидания суммарной активной нагрузки n потребителей можно записать:

$$\underline{P}_\Sigma = \sum_{i=1}^n \underline{P}_i, \quad (3.6)$$

где \underline{P}_i – математическое ожидание активной нагрузки i -го потребителя.

Для дисперсии суммарной активной нагрузки n потребителей можно записать:

$$D_\Sigma(P) = \sum_{i=1}^n D_i(P), \quad (3.7)$$

где \underline{D}_i – дисперсия активной нагрузки i -го потребителя.

Аналогичные выражения справедливы и для реактивных нагрузок. Расчетные активные и реактивные нагрузки линии или подстанции, питающей n потребителей, определяются:

$$P = P_{\Sigma} + \beta \sqrt{D_{\Sigma}(P)}; \quad (3.8)$$

$$Q = Q_{\Sigma} + \beta \sqrt{D_{\Sigma}(Q)}. \quad (3.9)$$

Расчетная полная мощность:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (3.10)$$

Максимальный расчетный ток:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U}. \quad (3.11)$$

3.4 Использование коэффициентов одновременности

На практике используют упрощенные методы расчета нагрузок. Считаются заданными максимальные расчетные мощности отдельных потребителей, приведенные в справочной литературе. При суммировании нагрузок потребителей возможно применение коэффициента одновременности k_o , под которым понимается отношение расчетной нагрузки группы электроприемников к сумме их максимальных нагрузок. При суммировании нагрузок с расчетными максимумами P_1 и P_2 получим:

$$P_{\Sigma} = (P_1 + P_2)k_o. \quad (3.12)$$

Очевидно, что $k_o = 1$. Метод коэффициента одновременности используют для суммирования нагрузок потребителей незначительно различающихся по величине мощности и характеру нагрузки. Это относится к жилым домам и некоторым производственным потребителям. Коэффициенты одновременности приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Коэффициенты одновременности в сетях напряжением 0,38 кВ в зависимости от числа потребителей для различных объектов

Число потребителей	Жилые дома с нагрузкой		Жилые дома с электроплитами и нагревателями	Производственные потребители
	До 2 кВт на 1 дом	Свыше 2 кВт на 1 дом		
2	0,76	0,75	0,73	0,85
3	0,66	0,64	0,62	0,80
5	0,55	0,53	0,50	0,75
10	0,44	0,42	0,38	0,65
20	0,37	0,34	0,29	0,55
50	0,30	0,27	0,22	0,47
100	0,26	0,24	0,17	0,40
200	0,24	0,20	0,15	0,35
500 и более	0,22	0,18	0,12	0,30

Нагрузки на вводе в сельский жилой дом в часы вечернего максимума определяются в зависимости от годового потребления электроэнергии. Нагрузки дневного максимума учитываются с коэффициентом $k_D = 0,6$ для домов с электроплитами и $k_D = 0,35$ – без электроплит.

3.5 Использование добавок мощности

Если нагрузки потребителей в группе отличаются значительно (более, чем в 3 раза), то их суммируют, пользуясь добавками мощности. Предположим, расчетная нагрузка одного потребителя P_{\max} значительно превышает нагрузку другого P_{\min} . Тогда при суммировании нагрузок получим:

$$P_{\Sigma} = P_{\max} + P_{\text{доб}}(P_{\min}), \quad (3.13)$$

где $P_{\text{доб}}$ – добавка мощности, определяемая величиной меньшей из нагрузок.

Метод добавок мощности используют также для определения расчетной нагрузки на шинах ТП и на участках сети 6-35 кВ.

Значения добавок мощности в зависимости от величины меньшей нагрузки приведены в таблицах 3.2 и 3.3.

3.6 Реактивная составляющая нагрузки

Полная мощность на участках сети определяется:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}. \quad (3.14)$$

$$\text{Реактивная мощность участка: } Q = P \times \operatorname{tg} \varphi. \quad (3.15)$$

Таблица 3.2 – Добавки мощностей для суммирования нагрузок в сетях 0,38 кВ

$P_{\text{мин}}$	$P_{\text{доб}}$	$P_{\text{мин}}$	$P_{\text{доб}}$	$P_{\text{мин}}$	$P_{\text{доб}}$	$P_{\text{мин}}$	$P_{\text{доб}}$
0,2	+0,2	12	+7,3	50	+34,0	170	+123
0,4	+0,3	14	+8,5	55	+37,5	180	+130
0,6	+0,4	16	+9,8	60	+41,0	190	+140
0,8	+0,5	18	+11,2	65	+44,5	200	+150
1,0	+0,6	20	+12,5	70	+48,0	210	+158
2,0	+1,2	22	+13,8	80	+55,0	220	+166
3,0	+1,8	24	+15,0	90	+62,0	230	+174
4,0	+2,4	26	+16,4	100	+69,0	240	+182
5,0	+3,0	28	+17,7	110	+76	250	+190
6,0	+3,6	30	+19,0	120	+84	260	+198
7,0	+4,2	32	+20,4	130	+92	270	+206
8,0	+4,8	35	+22,8	140	+100	280	+214
9,0	+5,4	40	+26,5	150	+108	290	+222
10	+6,0	45	+30,2	160	+116	300	+230

Таблица 3.3 – Добавки мощностей для суммирования нагрузок в сетях 6 - 35кВ

$P_{\text{мин}}$	$P_{\text{доб}}$	$P_{\text{мин}}$	$P_{\text{доб}}$	$P_{\text{мин}}$	$P_{\text{доб}}$	$P_{\text{мин}}$	$P_{\text{доб}}$
1	+0,6	80	+59,5	280	+220	580	+465
2	+1,2	90	+67,0	300	+235	600	+483
4	+2,5	100	+74,5	320	+251	650	+525
6	+3,7	110	+82	340	+267	700	+570
8	+5,0	120	+90	360	+283	750	+610
10	+6,3	130	+98	380	+299	800	+650
15	+9,7	140	+106	400	+315	850	+695
20	+13,0	150	+115	420	+332	900	+740
25	+16,5	160	+123	440	+348	950	+785
30	+20,4	170	+131	460	+365	1000	+830

$P_{мин}$	$P_{доб}$	$P_{мин}$	$P_{доб}$	$P_{мин}$	$P_{доб}$	$P_{мин}$	$P_{доб}$
35	+24,4	180	+139	480	+382	1100	+918
40	+28,4	190	+147	500	+400	1200	+1005
45	32,4	200	+155	520	+416	1300	+1093
50	+36,5	220	+170	540	+432	1400	+1182
60	+44,0	240	+186	560	+448	1500	+1270
70	+52,0	260	+204				

Значения коэффициента мощности $\cos\varphi$ и коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ для характерных производственных и бытовых сельскохозяйственных потребителей приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Коэффициенты мощности и реактивной мощности сельскохозяйственных потребителей и ТП 10/0,4 кВ

Потребитель, трансформаторный пункт	Дневной		Вечерний	
	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$
Животноводческие и птицеводческие помещения	0.75	0.88	0.85	0.62
То же, с электронагревом	0.92	0.43	0.96	0.29
Отопление и вентиляция животноводческих помещений	0.99	0.15	0.99	0.15
Кормоцехи	0.75	0.88	0.78	0.80
Зерноочистительные тока, зернохранилища	0.70	1.02	0.75	0.88
Установки орошения и дренажа почвы	0.80	0.75	0.80	0.75
Парники и теплицы на электрообогреве	0.92	0.43	0.96	0.29
Мастерские, тракторные станы, гаражи	0.70	1.02	0.75	0.88
Мельницы, маслобойки	0.80	0.75	0.85	0.62
Цехи по переработке сельхозпродукции	0.75	0.88	0.80	0.75
Общественные учреждения и коммунальные предприятия	0.85	0.62	0.90	0.48
Жилые дома без электроплит	0.90	0.48	0.93	0.40
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0.92	0.43	0.96	0.29
Трансформаторные пункты напряжением 10/0,4 кВ с нагрузкой потребителей:				
производственных	0.70	1.02	0.75	0.88
коммунально-бытовых	0.90	0.48	0.92	0.43
смешанных	0.80	0.75	0.83	0.67

В вечерние часы реактивная составляющая нагрузки снижается ввиду увеличения доли бытовой и осветительной нагрузки.

При смешанном составе потребителей значения коэффициентов принимаются по тем потребителям, которые преобладают по мощности в группе.

3.7 Нагрузки наружного освещения

Нагрузки уличного освещения принимают по нормам в зависимости от типа покрытия и ширины проезжей части дорог. При средней освещенности 1...4 лк удельная мощность осветительных установок составляет от 3 до 13 Вт на 1 м.

Нормативы нагрузки наружного освещения территории хозяйственных дворов составляют 250 Вт на одно помещение и 3 Вт на 1 м периметра двора.

Нормативы освещения общественных и торговых центров – 0,5 Вт на 1 м² площади.

3.8 Нагрузки сезонных потребителей

В сельском хозяйстве широко распространены сезонные потребители, потребление энергии которыми происходит неравномерно по сезонам. Например, для зернотоков и пунктов переработки период максимального потребления энергии – лето и осень; парников и теплиц – зима и весна и т.д.

Если в зоне электроснабжения имеются такие потребители, то расчетные нагрузки определяются с учетом коэффициентов сезонности, приведенных в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Коэффициенты сезонности сельскохозяйственных потребителей

Потребитель	Зима	Весна	Лето	Осень
Орошение	0...0,1	0,3...0,5	1	0,2...0,5
Парники и теплицы	0,3	1	0	0
Переработка сельхозпродукции	0,2	0	1	1
Другие потребители	1,0	0,8	0,7	0,9

Вопросы для самопроверки

1. Что такое пиковая нагрузка?
2. Почему расчетный интервал осреднения максимальной нагрузки принимается 30 минут?
3. Что такое математическое ожидание и среднее квадратическое отклонение расчетной максимальной нагрузки?
4. Почему коэффициент надежности при определении расчетного максимума принимается $\beta = 2$?
5. Как определить расчетный максимум активной и реактивной нагрузки группы потребителей по вероятностным характеристикам?
6. Как определить расчетную полную мощность и ток?
7. Что такое коэффициент одновременности максимумов нагрузок? Почему он меньше единицы?
8. В каких случаях при суммировании нагрузок следует использовать метод коэффициента одновременности, а в каких – метод добавок мощности?
9. Как учитывается реактивная составляющая производственных, бытовых и смешанных нагрузок?
10. Что такое коэффициент мощности и коэффициент реактивной мощности?
11. Как рассчитать нагрузки наружного освещения?
12. Назовите сезонные потребители электроэнергии в сельском хозяйстве. Что такое коэффициент сезонности?

4 УСТРОЙСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ КОНСТРУКЦИИ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИИ, ПОДСТАНЦИЙ, ВВОДОВ, ВНУТРЕННИХ ПРОВОДОВ

4.1 Воздушные линии электропередачи

Воздушные линии предназначены для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и поддерживаемым с помощью опор и изоляторов. Воздушные ЛЭП сооружаются и эксплуатируются в разнообразных климатических условиях и географических районах, подвержены атмосферному воздействию (ветер, гололед, дождь, изменение температуры). В связи с этим ВЛ должны сооружаться с учетом атмосферных явлений загрязнения воздуха, условий прокладки (слабозаселенная местность, территория города, предприятия) и др. Материалы и конструкции линий должны удовлетворять ряду требований: экономически приемлемая стоимость, хорошая электропроводность и достаточная механическая прочность материалов проводов и тросов, стойкость их к коррозии, химическим воздействиям; линии должны быть электрически и экологически безопасны, занимать минимальную территорию.

Основными конструктивными элементами ВЛ являются опоры, провода, грозозащитные тросы, изоляторы и линейная арматура.

По конструктивному исполнению опор наиболее распространены одно- и двухцепные ВЛ. Трасса линии – полоса земли, на которой сооружается линия. Одна цепь высоковольтной ВЛ объединяет три провода (комплекта проводов) трехфазной линии, в низковольтной – от трех до пяти проводов. В целом конструктивная часть ВЛ (рисунок 4.1) характеризуется типом опор, длинами пролетов, габаритными размерами, конструкцией фаз, количеством изоляторов.

С увеличением длины пролета возрастает провис проводов, необходимо увеличить высоту опор h , чтобы не нарушить допустимый габарит линии H , при этом уменьшится количество опор и изоляторов на линии. Габарит линии – наименьшее расстояние от нижней точки провода до земли (воды, полотна дороги) – должен обеспечивать безопасность движения людей и транспорта под линией. Основные конструктивные размеры ВЛ приведены в таблице 4.1.

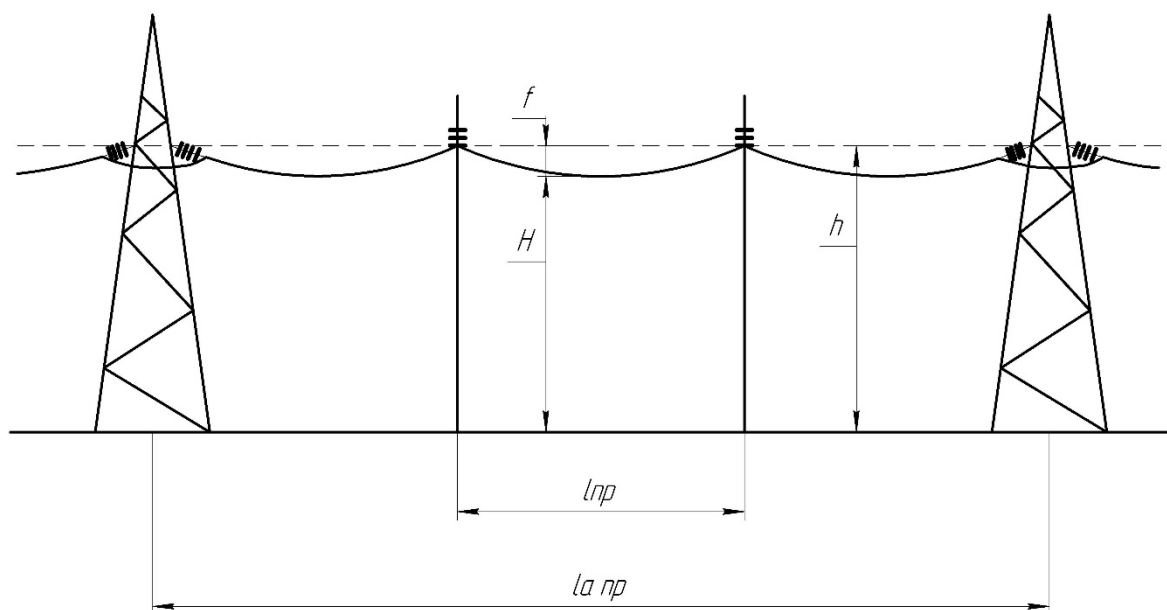


Рисунок 4.1 - Конструктивная схема пролета воздушной линии:
 h – высота подвеса провода; H – габарит линии;
 l_{np} – длина пролета; $l_{a np}$ – длина анкерного пролета;
 f – стрела провеса.

Таблица 4.1 - Конструктивные размеры ВЛ

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние между фазами D , м	Длина пролета l , м	Высота опоры h , м	Габарит линии H , м
<1	0,5	40 – 50	8 – 9	6 – 7
6 – 10	1	50 – 80	10	6 – 7
35	3	150 – 200	12	6 – 7
110	4 – 5	170 – 250	13 – 14	6 – 7
150	5,5	200 – 280	15 – 16	7 – 8
220	7	250 – 350	25 – 30	7 – 8
330	9	300 – 400	25 – 30	7,5 – 8
500	10 – 12	350 – 450	25 – 30	8
750	14 – 16	450 – 750	30 – 41	10 – 12
1150	12 – 19	–	33 – 54	14,5 – 17,5

Конструкция фазы ВЛ в основном определяется количеством проводов в фазе. Если фаза выполнена несколькими проводами, она называется расщепленной. Расщепленными выполняют фазы ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения. При этом в од-

ной фазе используют два провода при 330 (220) кВ, три – при 500 кВ, четыре-пять – при 750 кВ, восемь-двенадцать – при 1150 кВ.

Опоры воздушных линий. Опоры ВЛ – конструкции, предназначенные для поддержания проводов на необходимой высоте над землей, водой или каким - либо инженерным сооружением. Кроме того, на опорах в необходимых случаях подвешивают стальные заземленные тросы для защиты проводов от прямых ударов молнии и связанных с этим перенапряжений.

В зависимости от назначения и размещения на трассе ВЛ опоры подразделяются на промежуточные и анкерные. В зависимости от материала они бывают деревянные, железобетонные и металлические.

Промежуточные опоры наиболее простые, служат для поддержания проводов на прямых участках линии. Они встречаются наиболее часто; доля их в среднем составляет 80-90 % общего числа опор ВЛ. Провода к ним крепят с помощью поддерживающих (подвесных) гирлянд изоляторов или штыревых изоляторов. Промежуточные опоры в нормальном режиме испытывают нагрузку в основном от собственного веса проводов, тросов и изоляторов.

Анкерные опоры устанавливают в местах жесткого крепления проводов; они делятся на концевые, угловые, промежуточные и специальные. Анкерные опоры, рассчитанные на продольные и поперечные составляющие тяжения проводов, испытывают наибольшие нагрузки, поэтому они значительно сложнее и дороже промежуточных; число их на каждой линии должно быть минимальным. Концевые и угловые опоры, устанавливаемые в конце или на повороте линии, испытывают постоянное тяжение проводов и тросов: одностороннее или по равнодействующей угла поворота. Промежуточные анкерные, устанавливаемые на протяженных прямых участках, также рассчитываются на одностороннее тяжение, которое может возникнуть при обрыве части проводов в примыкающем к опоре пролете.

Специальные опоры: переходные – для больших пролетов пересечения рек, ущелий; ответвительные – для выполнения ответвлений от основной линии; транспозиционные – для изменения порядка расположения проводов на опоре. Это необходимо для обеспечения симметрии трехфазной системы и выравнивания

по фазам реактивных параметров на длинных линиях (более 100 км) напряжением 110 кВ и выше.

Деревянные опоры изготавливают из сосны или лиственницы и применяют на линиях напряжением до 110 кВ в лесных районах. Опоры просты в изготовлении, дешевы, удобны в транспортировке. Основной их недостаток – недолговечность из-за гниения древесины, несмотря на ее обработку антисептиком. Применение железобетонных пасынков (приставок) увеличивает срок службы опор до 20-25 лет.

Железобетонные опоры наиболее широко применяются на линиях напряжением до 750 кВ. Они могут быть свободностоящими (промежуточными) и с оттяжками (анкерными). Железобетонные опоры долговечнее деревянных, просты в эксплуатации, дешевле металлических.

Металлические (стальные) опоры применяют на линиях напряжением 35 кВ и выше. Они прочны и надежны, но достаточно металлоемкие, занимают большую площадь, требуют для установки сооружения специальных железобетонных фундаментов и в процессе эксплуатации должны окрашиваться для предохранения от коррозии. Металлические опоры используются в тех случаях, когда технически сложно и неэкономично сооружать ВЛ на деревянных и железобетонных опорах (переходы через реки, ущелья, выполнение отпаяк от ВЛ и т. п.).

Провода воздушных линий. Провода предназначены для передачи электроэнергии. Наряду с хорошей электропроводностью (возможно меньшим электрическим сопротивлением), достаточной механической прочностью и устойчивостью против коррозии, они должны удовлетворять условиям экономичности. С этой целью применяют провода из наиболее дешевых металлов – алюминия, стали, специальных сплавов алюминия.

На ВЛ применяются преимущественно неизолированные (голые) провода. Для придания им гибкости и большей механической прочности провода изготавливают многопроволочными из одного металла (алюминия) и из двух металлов (комбинированные) – алюминия и стали. Сталь в проводе увеличивает механическую прочность.

Исходя из условий механической прочности, алюминиевые провода марок А и АКП применяют на ВЛ напряжением до

35 кВ. Воздушные линии 6-35 кВ могут также выполняться сталеалюминевыми проводами, а выше 35 кВ линии монтируются исключительно сталеалюминевыми проводами. Сталеалюминевые провода имеют вокруг стального сердечника повивы из алюминиевых проволок. Площадь сечения стальной части обычно в 4-8 раз меньше алюминиевой, но сталь воспринимает около 30-40 % всей механической нагрузки; такие провода используются на линиях с длинными пролетами и на территориях с более тяжелыми климатическими условиями (с большей толщиной стенки гололеда). В марке сталеалюминевых проводов указывается сечение алюминиевой и стальной части, например, АС 70/11, а также данные об антикоррозионной защите, например, АСКС, АСКП – такие же провода, как и АС, но с заполнителем сердечника (С) или всего провода (П) антикоррозионной смазкой; АСК – такой же провод, как и АС, но с сердечником, покрытым полиэтиленовой пленкой.

Провода из сплавов алюминия (АН – нетермообработанные, АЖ – термообработанные) имеют большую по сравнению с алюминиевыми механическую прочность и практически такую же электрическую проводимость. Они используются на ВЛ напряжением выше 1 кВ в районах с толщенной стенки гололеда до 20 мм.

Все большее применение находят ВЛ с самонесущими изолированными проводами напряжением 0,38-10 кВ. В линиях напряжением 380/220 В провода состоят из несущего изолированного или неизолированного провода, являющегося нулевым, трех изолированных фазных проводов, одного изолированного провода (любой фазы) наружного освещения. Фазные изолированные провода навиты вокруг несущего нулевого провода (рисунок 4.2).

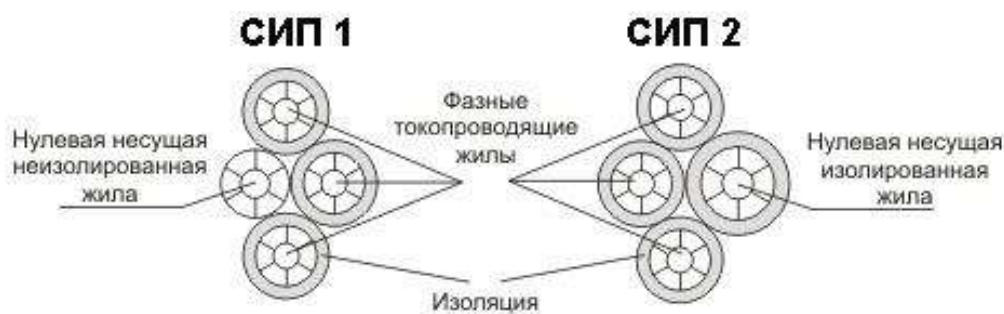


Рисунок 4.2 - Конструктивное исполнение самонесущего изолированного провода

Несущий провод является сталеалюминиевым, а фазные – алюминиевыми. Последние покрыты светостойким термостабилизированным (сшитым) полиэтиленом (провод типа АПВ). К преимуществам ВЛ с изолированными проводами перед линиями с голыми проводами можно отнести отсутствия изоляторов на опорах, максимальное использование высоты опоры для подвески проводов; нет необходимости в обрезке деревьев в зоне прохода линии.

Грозозащитные тросы наряду с искровыми промежутками, разрядниками, ограничителями напряжений и устройствами заземления служат для защиты линии от атмосферных перенапряжений (грозовых разрядов). Тросы подвешивают над фазными проводами на ВЛ напряжением 35 кВ и выше в зависимости от района по грозовой деятельности и материала опор, что регламентируется Правилами устройств электроустановок (ПУЭ). В качестве грозозащитных проводов обычно применяют стальные оцинкованные канаты марок С35, С50 и С70, а при использовании тросов для высокочастотной связи – сталеалюминиевые провода.

Изоляторы воздушных линий. Изоляторы предназначены для изоляции и крепления проводов. Изготавливаются они из фарфора и закаленного стекла – материалов, обладающих высокой механической и электрической прочностью и стойкостью к атмосферным воздействиям. Существенным достоинством стеклянных изоляторов является то, что при повреждении закаленное стекло рассыпается. Это облегчает нахождение поврежденных изоляторов на линии.

По конструкции, способу закрепления на опоре изоляторы разделяют на штыревые и подвесные. Штыревые изоляторы применяются для линий напряжением до 10 кВ. Они крепятся к опорам при помощи крюков или штырей. Подвесные изоляторы используются на ВЛ напряжением 35 кВ и выше. Они состоят из фарфоровой или стеклянной изолирующей части 1, шапки из ковкого чугуна 2, металлического стержня 3 и цементной связки 4 (рис. 5.3).

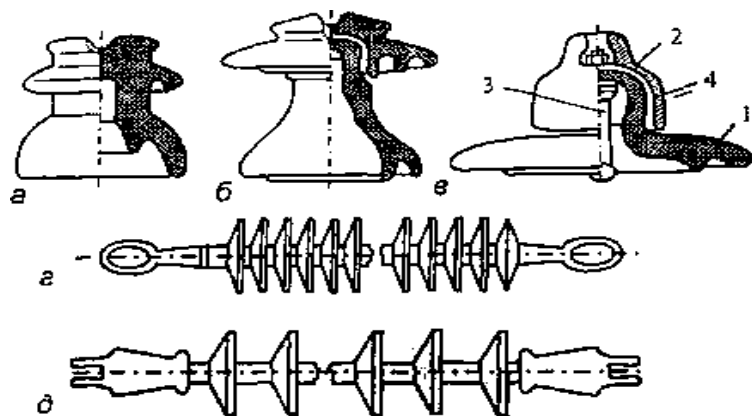


Рисунок 4.3.

Изоляторы воздушных линий:

а – штыревой 6-10 кВ;
 б – штыревой 35 кВ;
 в – подвесной;
 г, д – стержневые полимерные.

Изоляторы собираются в гирлянды: поддерживающие на промежуточных опорах и натяжные – на анкерных. Количество изоляторов в гирлянде зависит от напряжения, типа и материала опор, загрязненности атмосферы. В линии 35 кВ – 3-4 изолятора, 110 кВ – 6-7; 220 кВ – 12-14.

Разработаны и проходят опытную промышленную проверку изоляторы с использованием полимерных материалов. Они представляют собой стержневой элемент из стеклопластика, защищенный покрытием с ребрами из фторопласта или кремнеорганической резины. Стержневые изоляторы по сравнению с подвесными имеют меньший вес и стоимость, более высокую механическую прочность, чем из закаленного стекла. Основная проблема – обеспечить возможность их длительной (более 30 лет) работы.

Линейная арматура предназначена для закрепления проводов к изоляторам и тросов к опорам и содержит следующие основные элементы: зажимы, соединители, дистанционные распорки и др. Поддерживающие зажимы применяют для подвески и закрепления проводов ВЛ на промежуточных опорах с ограниченной жесткостью заделки. На анкерных опорах для жесткого крепления проводов используют натяжные гирлянды и зажимы – натяжные и клиновые. Сцепная арматура (серьги, ушки, скобы, коромысла) предназначена для подвески гирлянд на опорах. Поддерживающая гирлянда закрепляется на траверсе промежуточной опоры с помощью серьги 1, вставляемой другой стороной в шапку верхнего подвесного изолятора 2 (рисунок 4.4). Ушко 3 используется для прикрепления к нижнему изолятору гирлянды поддерживающего зажима 4. Дистанционные распорки, устанавливаемые в пролетах линий 330 кВ и выше с расщепленными фа-

зами, предотвращают схлестывание, соударения и закручивание отдельных проводов фаз. Соединители применяются для участков провода с помощью овальных или прессующих соединителей.

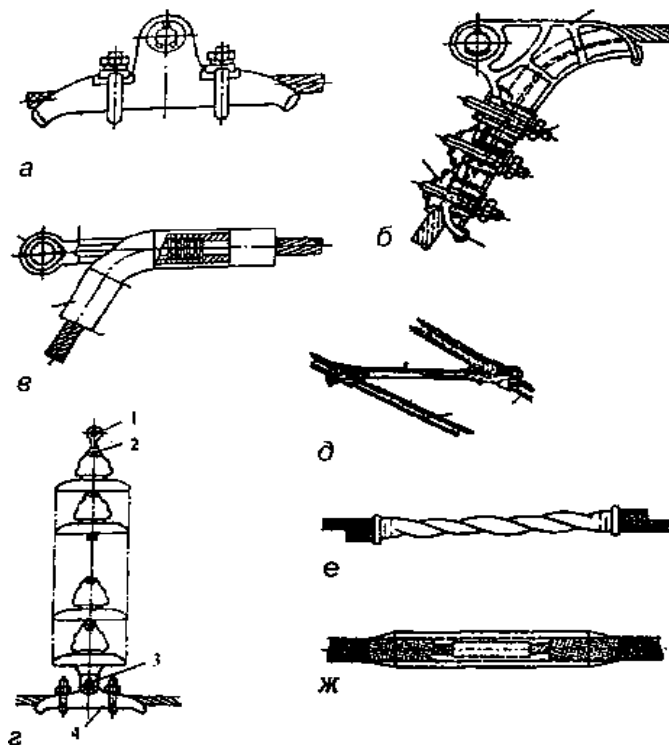


Рисунок 4.4 - Линейная арматура воздушных линий:

а – поддерживающий зажим; б – болтовой натяжной зажим; в – прессуемый (клиновой) болтовой зажим; г – поддерживающая гирлянда изоляторов; д – дистанционная распорка; е – овальный соединитель; ж – прессуемый соединитель

4.2 Кабельные линии электропередачи

Кабельная линия (КЛ) – линия для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей, выполненная каким-либо способом прокладки. Кабельные линии прокладывают там, где строительство ВЛ невозможно из-за стесненной территории, неприемлемо по условиям техники безопасности, нецелесообразно по экономическим, архитектурно - планировочным показателям и другими требованиями. Наибольшее применение КЛ нашли при передаче и распределении ЭЭ на промышленных предприятиях и в городах (системы внутреннего электроснабжения) при передаче ЭЭ через большие водные пространства и т. п. Преимущества кабельных линий по сравнению с воздушными: неподверженность атмосферным воздействиям,

скрытность трассы и недоступность для посторонних лиц, меньшая повреждаемость, компактность линии и возможность широкого развития электроснабжения потребителей городских и промышленных районов. Однако КЛ значительно дороже воздушных того же напряжения (в среднем в 2-3 раза для линий 6-35 кВ и в 5-6 раз для линий 110 кВ и выше), сложнее при сооружении и эксплуатации.

В состав КЛ входят: кабель, соединительные и концевые муфты, строительные конструкции, элементы крепления и др.

Кабель состоит из изолированных токопроводящих жил, заключенных в защитную герметичную оболочку и броню, предохраняющие их от влаги, кислот и механических повреждений. Силовые кабели имеют от одной до четырех алюминиевых или медных жил сечением 1,5-2000 мм². Жилы сечением до 16 мм² – однопроволочные, свыше – многопроволочные. По форме сечения жилы круглые, сегментные или секторные.

Кабели напряжением до 1 кВ выполняются, как правило, четырехжильными, напряжением 6-35 кВ – трехжильными, а напряжением 110-220 кВ – одножильными.

Защитные оболочки изготовляют из свинца, алюминия, резины и полихлорвинила. В кабелях напряжением 35 кВ каждая жила дополнительно заключается в свинцовую оболочку, что создает более равномерное электрическое поле и улучшает отвод тепла. Выравнивание электрического поля у кабелей с пластмассовой изоляцией и оболочкой достигается экранированием каждой жилы полупроводящей бумагой.

В кабелях на напряжение 1-35 кВ для повышения электрической прочности между изолированными жилами и оболочкой прокладывается слой поясной изоляции.

Броня кабеля, выполненная из стальных лент или стальных оцинкованных проволок, защищается от коррозии наружным покрытием из кабельной пряжи, пропитанной битумом и покрытой меловым составом.

В кабелях напряжением 110 кВ и выше для повышения электрической прочности бумажной изоляции их наполняют газом или маслом под избыточным давлением (газонаполненные и маслонаполненные кабели).

Конструкции некоторых кабелей представлены на рисунке 4.5.

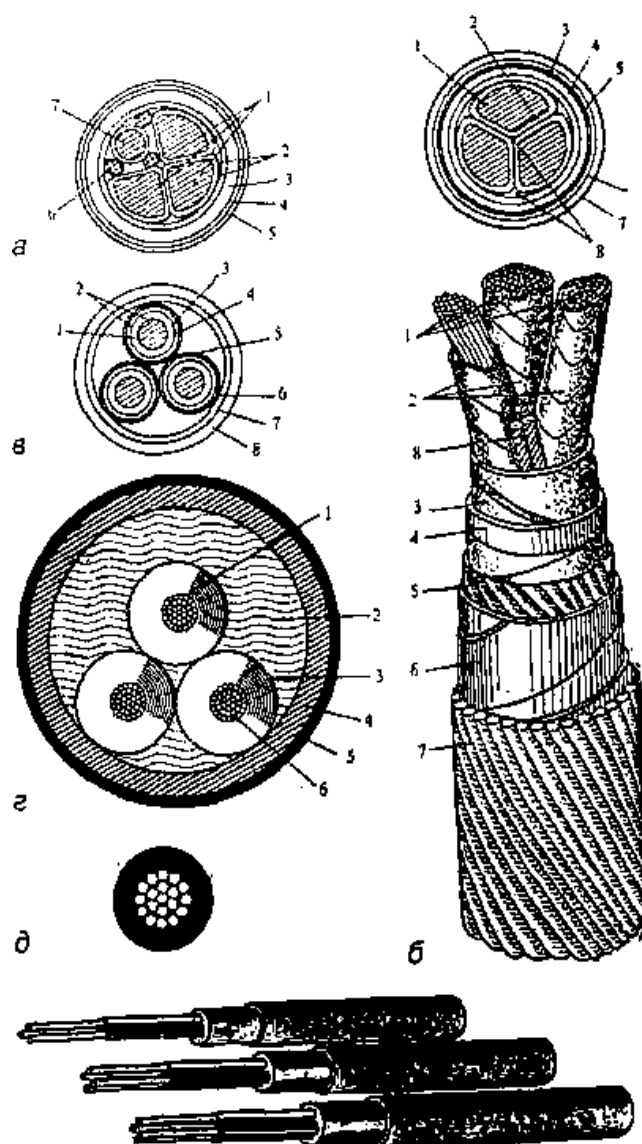


Рисунок 4.5 - Силовые кабели: а – четырехжильный напряжением 380 В; б – трехжильный с бумажной изоляцией напряжением 10 кВ; в – трехжильный напряжением 35 кВ; г – маслонаполненный высокого давления; д – одножильный с пластмассовой изоляцией

Четырехжильный кабель напряжением 380 В (рисунок 4.5, а) содержит элементы: 1 – токопроводящие фазные жилы; 2 – бумажная фазная и поясная изоляция; 3 – защитная оболочка; 4 – стальная броня; 5 – защитный покров; 6 – бумажный наполнитель; 7 – нулевая жила.

Трехжильный кабель с бумажной изоляцией напряжением 10 кВ (рисунок 4.5, б) содержит элементы: 1 – токоведущие жи-

лы; 2 – фазная изоляция; 3 – общая поясная изоляция; 4 – защитная оболочка; 5 – подушка под броней; 6 – стальная броня; 7 – защитный покров; 8 – заполнитель.

Трехжильный кабель напряжением 35 кВ изображен на рисунке 4.5, в. На рисунке 4.5, г представлен *маслонаполненный кабель* среднего и высокого давления напряжением 110-220 кВ. Давление масла предотвращает появление воздуха и его ионизацию, устраняя одну из основных причин пробоя изоляции. Три однофазных кабеля помещены в стальную трубу 4, заполненную маслом 2 под избыточным давлением. Токоведущая жила 6 состоит из медных круглых проволок и покрыта бумажной изоляцией 1 с вязкой пропиткой; поверх изоляции наложен экран 3 в виде медной перфорированной ленты и бронзовых проволок, предохраняющих изоляцию от механических повреждений при протягивании кабеля в трубе. Снаружи стальная труба защищена покровом 5.

Кабели изготавливаются отрезками ограниченной длины в зависимости от напряжения и сечения. При прокладке отрезки соединяют посредством соединительных муфт, герметизирующих места соединения. При этом концы жил кабелей освобождают от изоляции и заделывают в соединительные зажимы.

При прокладке в земле кабелей 0,38-10 кВ для защиты от коррозии и механических повреждений место соединения заключается в защитный чугунный разъемный кожух. Для кабелей 35 кВ используются также стальные или стеклопластиковые кожухи. На концах кабелей применяют концевые муфты или концевые заделки.

Наиболее часто на территории городов, промышленных предприятиях кабели прокладывают в земляных траншеях. Для предотвращения повреждений из-за прогибов на дне траншеи создают мягкую подушку из слоя просеянной земли или песка. При прокладке в одной траншее нескольких кабелей до 10 кВ расстояние по горизонтали между ними должно быть не менее 0,1 м, между кабелями 20-35 кВ – 0,25 м. Кабель засыпают небольшим слоем такого же грунта и закрывают кирпичом или бетонными плитами для защиты от механических повреждений. После этого кабельную траншею засыпают землей. В местах перехода через дороги и на вводах в здания кабель прокладывают в

асбестоцементных или иных трубах. Это защищает кабель от вибраций и обеспечивает возможность ремонта без вскрытия полотна дороги. Наряду с другими подземными коммуникациями используют специальные сооружения: коллекторы, туннели, каналы, блоки и эстакады. В зданиях, по стенам и перекрытиям большие потоки кабелей укладывают в металлические лотки и короба.

4.3 Токопроводы, шинопроводы и внутренние проводки

Токопроводом называют линию электропередачи, токоведущие части которой выполнены из одного или нескольких жестко закрепленных алюминиевых или медных проводов или шин и относящихся к ним поддерживающих и опорных конструкций и изоляторов, защитных оболочек (коробов). *Шинопроводом* называют защищенные и закрытые токопроводы, выполненные жесткими шинами. Шинопроводы до 1 кВ применяют в цеховых сетях промышленных предприятий, более 1 кВ – в цепях генераторного напряжения для передачи ЭЭ к повышающим трансформаторам электростанций. Токопроводы 6-35 кВ используются для магистрального питания энергоемких предприятий при токах 1,5-6,0 кА. Шинопроводы до 1 кВ промышленных предприятий (комплектные токопроводы) монтируют из стандартных секций заводского изготовления. Короба шинопроводов необходимы для защиты от внешних воздействий, иногда их используют в качестве нулевого проводника.

Жесткий симметричный токопровод 6-10 кВ выполняется из шин коробчатого сечения, жестко закрепленных на опорных изоляторах, прикрепленных к общей стальной конструкции по вершинам равностороннего треугольника. Токопровод может прокладываться открыто – на опорах или эстакадах, либо скрыто – в туннелях и галереях.

Внутренними электропроводками называются провода и кабели с электроустановочными и электромонтажными изделиями, предназначенные для выполнения внутренних сетей в зданиях. Они выполняются открытыми и скрытыми, в большинстве случаев изолированными проводами, прокладываемыми на изоляторах или в трубах. Кабели прокладываются в каналах, полах или стенах. Иногда к внутренним электропроводкам относят также токопроводы (шинопроводы) цеховых сетей промышленных предприятий.

4.4 Вводы в здания

Для устройства ввода в здание на ближайшей от здания опоре низковольтной линии делают ответвление. На фазн

х проводах каждого ввода устанавливают предохранители.

Провода линейных вводов подвешивают так, чтобы низшие точки подвеса находились на высоте не менее 2,75 м от поверхности земли. При этом провода не должны пересекать проезжей части улицы. Длину вводного пролета делают не более 10 м. При пересечении вводным пролетом проезжей части улицы высота провода над ней при наиболее неблагоприятных условиях должна быть не меньше 6 м, а над пешеходной дорожкой – 3,5 м.

Если длина ввода превышает 25 м или нужно сделать ввод в низкое здание, то устанавливают дополнительную опору.

Вводы в здания через стену выполняются так, чтобы вода не скапливалась в отверстиях стены и не попадала внутрь здания.

Для прохода проводов через каменную или саманную стену в ней пробивают отверстие. На каждый провод надевают эбонитовую трубку, снаружи на нее надевают фарфоровую воронку, внутри – втулку. Наружную воронку заливают изоляционной массой. Ввод через деревянную стену делают в отдельном отверстии для каждого провода. Нельзя сверлить отверстия для ввода в пазах между бревнами или делать вводы через оконные рамы. При вводе через деревянную стену каждый провод так же прокладывают в эбонитовой трубке с надетыми на ее концы воронкой и втулкой.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите основные конструктивные параметры пролета ВЛ.
2. Что такое габарит линии и стрела провеса?
3. Назовите наименьшие допустимые габаритные размеры для линий разных классов напряжения.
4. Как различаются опоры ВЛ по функциональному назначению?
5. Какие нагрузки несут промежуточные и анкерные опоры?
6. В чем преимущества и недостатки опор, выполняемых из различных материалов?
7. Какие требования предъявляются к проводам ВЛ?
8. Что делают для повышения механической прочности алюминиевых проводов?
9. В чем преимущества самонесущих изолированных проводов, применяемых для ВЛ 0,4-10 кВ?
10. Для чего нужны стальные тросы?
11. Какие типы изоляторов применяют для ВЛ?
12. Что такое линейная арматура? Назовите ее элементы.
13. В чем преимущества и недостатки кабельных линий электропередачи?
14. Поясните устройство кабелей 0,38 и 6-10 кВ.
15. Что такое маслонаполненные и газонаполненные кабели?
16. Каково назначение брони и оболочки кабеля?
17. Поясните конструктивное исполнение токопроводов и внутренних проводок.
18. Как устраивают вводы в здания?

5 СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ И ТРАНСФОРМАТОРОВ. РАСЧЕТ ЭЛЕМЕНТОВ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ

5.1 Схемы замещения линий электропередачи

В расчетах режимов электрических сетей участвуют параметры их схем замещения: активные и реактивные сопротивления и проводимости. Поэтому необходимо уметь их правильно определять в зависимости от применяемых материалов, геометрических размеров, типоразмеров оборудования. Схемы замещения представляют однолинейными с учетом симметрии фазных параметров.

Схема замещения воздушной или кабельной линии электропередачи представлена на рисунке 5.1.

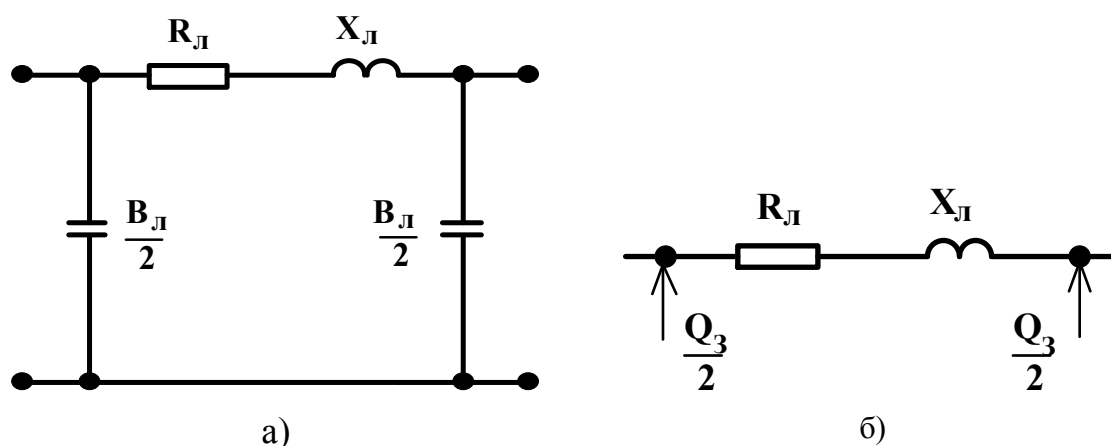


Рисунок 5.1 - Схема замещения линии электропередачи

Активное сопротивление линии определяется:

$$R_{\text{Л}} = r_0 l, \quad (5.1)$$

где

r_0 – погонное сопротивление линии при температуре 20°C, Ом/км;

l – длина линии, км.

Значение r_0 может быть выбрано по справочным таблицам в зависимости от марки и сечения провода, либо рассчитано по удельному сопротивлению проводников:

$$r_0 = \frac{\rho}{F}, \quad (5.2)$$

где F – сечение провода, мм²;

ρ – удельное сопротивление материала провода, для меди $\rho = 18,9$ Ом·мм²/км; для алюминия $\rho = 31,2$ Ом·мм²/км.

Активное сопротивление проводников переменному току несколько отличается от омического сопротивления постоянному току. Однако при частоте 50 Гц эта разница незначительна, и в практических расчетах ею пренебрегают.

Поскольку температура провода может изменяться, сопротивление при температуре t определяется:

$$R_t = R_{20}[1 + 0.004(t - 20)] . \quad (5.3)$$

Активное сопротивление стальных проводов является нелинейным и зависит от силы тока, поэтому значения параметров следует выбирать по специальным справочным кривым.

Индуктивное сопротивление линии обусловлено наличием переменного магнитного поля как в пространстве между проводниками, так и внутри проводов. Поэтому погонное индуктивное сопротивление линии имеет две составляющие, называемые соответственно внешней и внутренней. При частоте $f = 50$ Гц погонное индуктивное сопротивление определяется:

$$x_0 = 0,145 \lg \frac{D_{cp}}{R_9} + 0,0157 \mu , \quad (5.4)$$

где D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между проводами;
 R_9 – эквивалентный радиус проводника;
 μ – относительная магнитная проницаемость провода.

Если расстояние между проводами неодинаково, то среднегеометрическое расстояние определяется:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{AB} D_{BC} D_{CA}} , \quad (5.5)$$

где D_{AB}, D_{BC}, D_{CA} – расстояние между соответствующими фазами.

Для медных и алюминиевых проводов внешнее индуктивное сопротивление значительно больше внутреннего, поэтому последним часто пренебрегают. У воздушных линий расстояние между фазами значительно больше, чем у кабельных, поэтому соответственно больше их индуктивные сопротивления.

Для стальных проводов значение μ велико, поэтому нельзя пренебрегать внутренним индуктивным сопротивлением.

Так как μ для них зависит от напряженности магнитного поля, то определять x_o следует по специальным справочным кривым.

Индуктивное сопротивление схемы замещения:

$$X_{\text{Л}} = x_o l, \quad (5.6)$$

где l – длина линии, км.

Емкостная проводимость линии электропередачи $B_{\text{Л}}$ обусловлена емкостями между проводами разных фаз и емкостью провод-земля. Она также определяется через погонную проводимость:

$$B_{\text{Л}} = b_o l. \quad (5.7)$$

Погонная проводимость измеряется в См/км и определяется:

$$b_o = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(D_{\text{cp}} / R_s)}. \quad (5.8)$$

Для кабельных линий емкостная проводимость больше, чем для воздушных, однако в обоих случаях для сельских линий 0,4, 6, 10 кВ она очень мала и ей пренебрегают.

Иногда емкость линии характеризуется генерируемой зарядной мощностью (рисунок 5.1, б): $Q_3 = B_{\text{Л}} U^2$.

Таблица 2.1 – Характеристики самонесущих изолированных проводов ВЛ 0,4 кВ

Сечение фазного проводника, мм ²	Погонное активное сопротивление r_o , Ом/км	Погонное индуктивное сопротивление x_o , Ом/км	Длительно допустимый ток по нагреву, А
16	1,91	0,108	70
25	1,20	0,106	90
35	0,868	0,104	115
50	0,641	0,101	140
70	0,443	0,097	180
95	0,357	0,095	215
120	0,253	0,092	250

5.2 Схема замещения трансформатора

Схема замещения двухобмоточного понижающего трансформатора приведена на рисунке 5.2.



Рисунок 5.2 - Схема замещения двухобмоточного трансформатора

Для силового трансформатора известны паспортные данные: номинальная мощность S_H ; номинальные напряжения обмоток U_{BH} (высшее) и U_{HH} (низшее); номинальные потери холостого хода ΔP_X ; номинальные потери короткого замыкания ΔP_K ; напряжение короткого замыкания в % от номинального напряжения u_K %; ток холостого хода в % от номинального тока i_x %.

С использованием паспортных данных определяется параметры схемы замещения трансформатора:

$$\left\{ \begin{array}{l} R_T = \frac{\Delta P_K}{S_H} \cdot \frac{U_H^2}{S_H}; \\ X_T = \frac{u_K \%}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H}; \\ G_T = \frac{\Delta P_X}{S_H} \cdot \frac{S_H}{U_H^2}; \\ B_T = \frac{i_x \%}{100} \cdot \frac{S_H}{U_H^2}. \end{array} \right. \quad (5.9)$$

Параметры трансформатора приводятся либо к стороне высшего напряжения, либо к стороне низшего в зависимости от решаемой задачи.

При расчетах параметров по (6.9) необходимо соблюдать размерности величин. Первое слагаемое должно быть безразмерной величиной, а второе иметь размерность сопротивления (Ом) или проводимости (См).

Вопросы для самопроверки

1. Что такое однолинейная схема замещения трехфазной линии?
2. Какова физическая сущность активного сопротивления линии?
3. Как следует учитывать температуру провода?
4. Каков физический смысл индуктивного сопротивления воздушных и кабельных линий?
5. Как определяются погонные активное и индуктивное сопротивления ВЛ?
6. Чем обусловлена емкостная проводимость ЛЭП?
7. Как отличаются погонные параметры воздушных и кабельных линий одного напряжения и сечения фаз?
8. Что относится к паспортным данным двухобмоточных трансформаторов?
9. В чем состоит опыт холостого хода и короткого замыкания трансформаторов?
10. Как определить параметры схемы замещения трансформатора?

6 ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

6.1 Потери мощности и энергии в линиях электропередачи

При прохождении электрического тока по проводам воздушных и кабельных линий, внутренних электропроводок происходит нагрев проводов и выделение тепла согласно закону Джоуля-Ленца. Часть электроэнергии, переходящая при этом в тепло, называют потерями энергии. Потери мощности и энергии должны быть компенсированы генераторами электростанций, что увеличивает их нагрузку и требует дополнительного расхода топлива. Расчет потерь мощности и энергии важен как при проектировании, так и при эксплуатации линий электропередач и подстанций.

Потери активной мощности в линии определяется ее сопротивлением и нагрузкой. В зависимости от того, какими параметрами определяется нагрузка, потери мощности могут быть рассчитаны по одной из следующих формул:

$$\begin{cases} \Delta P = 3I^2 R_{\text{л}}; \\ \Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_{\text{л}}; \\ \Delta P = \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi} R_{\text{л}}. \end{cases} \quad (6.1)$$

Если нагрузка в течение времени T остается неизменной, то потери энергии составляют:

$$\Delta W = \Delta P T. \quad (6.2)$$

В действительности нагрузка изменяется в соответствии с графиком, при этом потери мощности пропорциональны квадрату нагрузки. На практике используют специальные характеристики графика нагрузки для расчета потерь энергии. Так как потери энергии рассчитывают за длительный период (месяц, год), то эти характеристики относят к графику нагрузки по продолжительности (рисунок 6.1).

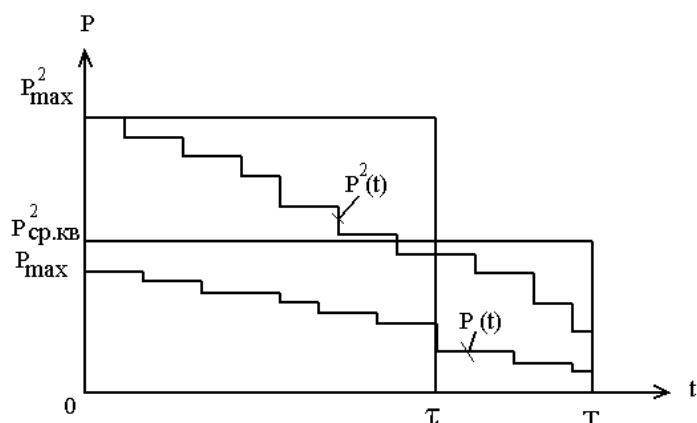


Рисунок 6.1 Характеристики графика нагрузки для расчета потерь энергии

линии составят такую же величину, что и при реальном графике.

Таким образом, потери энергии могут быть определены по среднеквадратичной нагрузке линии за период времени T :

$$\Delta W = \frac{P_{СК}^2}{U^2 \cos^2 \varphi} R_L T. \quad (6.3)$$

Среднеквадратичная мощность может быть определена по средней мощности и коэффициенту формы графика $P_{СК} = P_{СР} \cdot k_\phi$; для реальных графиков нагрузки в сельских сетях

$$k_\phi = 1,05 \dots 1,15.$$

Другой эквивалентной характеристикой графика является время потерь τ . При этом потери энергии могут быть определены по максимальной нагрузке линии и времени τ :

$$\Delta W = \frac{P_{\max}^2}{U^2 \cos^2 \varphi} R_L \tau. \quad (6.4)$$

На практике время потерь определяют по графикам в зависимости от времени использования максимума T_{\max} . Для сельских сетей T_{\max} составляет 1000–3000 час, при этом τ соответственно 800 – 2500 час.

Если мощность на каждой ступени графика возвести в квадрат, то получим график квадратичной функции нагрузки $P^2(t)$. Площадь, ограниченная квадратичной функцией, пропорциональна потерям энергии в линии за период T . При неизменной нагрузке $P_{ср.кв}$ за время T потери энергии в

6.2 Потери мощности и энергии в трансформаторах

В силовых трансформаторах токи, проходящие по обмоткам, также вызывают их нагрев и обуславливают потери энергии. Кроме того, переменный магнитный поток в сердечнике трансформатора является причиной потерь энергии на перемагничивание стали и вихревые токи (нагрев сердечника).

В схеме замещения трансформатора потери в обмотках отражены активным сопротивлением R_T , а потери в сердечнике (потери в стали) – активной проводимостью G_T . Потери в сердечнике определяются квадратом напряжения и проводимостью трансформатора; потери в обмотках пропорциональны току нагрузки и определяются аналогично потерям в линии. Таким образом, суммарные потери:

$$\Delta P_T = U^2 G_T + 3I^2 R_T = U^2 G_T + \frac{S^2}{U^2} R_T . \quad (6.5)$$

Если напряжение считать номинальным, а параметры R_T и G_T определить через паспортные данные трансформатора в соответствии с (6.9), получим:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + \Delta P_K \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 . \quad (6.6)$$

Таким образом, можно считать, что потери активной мощности в трансформаторе состоят из двух составляющих, одна из которых (потери в сердечнике) неизменна при любой нагрузке, другая (потери в обмотках) – зависит от квадрата коэффициента загрузки трансформатора.

При определении потерь энергии в трансформаторе постоянные потери мощности надо умножить на время T графика, а переменные потери при максимальной нагрузке – на время потерь:

$$\Delta W_T = \Delta P_X T + \Delta P_K \left(\frac{S_{\max}}{S_n} \right)^2 \tau . \quad (6.7)$$

6.3 Экономия электроэнергии

Структура мероприятий по экономии электроэнергии приведена на рисунке 6.2.

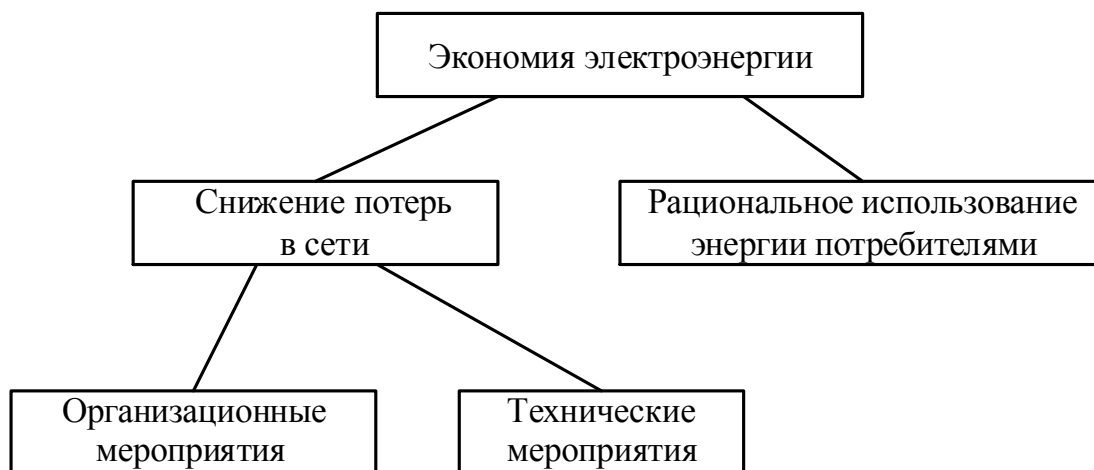


Рисунок 6.2 - Структура мероприятий по экономии электроэнергии

К *организационным* мероприятиям относятся:

1. Выбор оптимальных мест размыкания линий 10 и 35 кВ с двухсторонним питанием.
2. Поддержание оптимальных уровней напряжения на шинах 10 кВ районных трансформаторных подстанций и на шинах 0,38 кВ потребительских подстанций.
3. Отключение одного трансформатора двухтрансформаторной подстанции в режиме малых нагрузок; отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой.
4. Выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,38 кВ.
5. Сокращение сроков ремонта и технического обслуживания линий, трансформаторов и распределительных устройств.
6. Снижение расхода энергии на собственные нужды подстанций.

Технические средства и мероприятия:

1. Установка в сетях 0,38 и 10 кВ батарей статических конденсаторов, в том числе с автоматическим регулированием мощности. Основные элементы нагрузки и сети (двигатели, трансформаторы, линии) – индуктивные, т.е. работают с отстающим по фазе током. Использование дополнительных емкостных устройств позволяет снизить угол φ отставания тока. В настоящее время рекомендуется выдерживать $\operatorname{tg}\varphi$ не более 0,4 (при этом

$\cos\varphi$ не менее 0,93).

2. Установка на районных подстанциях трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН).

3. Замена недогруженных трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности и перегруженных – на трансформаторы большей мощности.

4. Повышение пропускной способности сети путем строительства новых линий и подстанций.

5. Своевременная замена проводов на линиях 0,38 кВ и от- ветвлениях от нее при росте нагрузок.

6. Перевод электрических сетей на более высокое номи- нальное напряжение. Под этим понимается с одной стороны пе- ревод сохранившихся сетей 6 кВ на напряжение 10 кВ, с другой стороны – применение глубокого ввода высокого напряжения, т.е. приближение подстанций к потребителям и уменьшение про- тяженности сети низкого напряжения.

Мероприятия по рациональному использованию электро- энергии:

1. Нормирование расхода электроэнергии. (Совершенство- вание технологического процесса; материальное стимулирование персонала за экономию; использование современного энергосбе- регающего оборудования.)

2. Регулирование графиков нагрузки потребителей. Для вы- равнивания графиков стремиться включать меньше электропри- емников в часы максимума и загружать сеть в часы снижения на- грузки (например, в ночные часы). Применение двухставочных тарифов.

3. Правильный выбор электродвигателей. При завышении номинальной мощности двигателя он остается недогруженным и работает с низким $\cos\varphi$. Следует также ограничивать холостой ход работы двигателей.

4. Организация учета расходования электроэнергии на про- изводстве и в быту. Ограничение несанкционированного потреб- ления электроэнергии.

5. Использование возобновляемых и вторичных энергетиче- ских ресурсов для снижения расхода электроэнергии: солнечной, тепловой энергии, отходов низкопотенциальной теплоты металлур- гических, химических производств, газокompрессорных станций, тепловых и атомных электростанций, биохимические ресурсы.

Вопросы для самопроверки

1. Чем обусловлены потери активной мощности в линиях?
2. Как учитывается нагрузка при расчете потерь мощности?
3. Как определяются потери энергии за период времени?
4. Поясните характеристики графика нагрузки: среднеквадратичная мощность; коэффициент формы; время потерь.
5. Что такое постоянные и переменные потери в трансформаторе?
6. Назовите технические и организационные мероприятия по экономии электроэнергии.

7. ПАДЕНИЕ И ПОТЕРЯ НАПРЯЖЕНИЯ . РАСЧЕТ РЕЖИМА НАПРЯЖЕНИЙ

7.1 Напряжения на участке сети

Рассмотрим пример расчета напряжений в 3-х линейной схеме. На рисунке 7.1 приведена симметричная 3-х фазная цепь с активно-индуктивной нагрузкой.

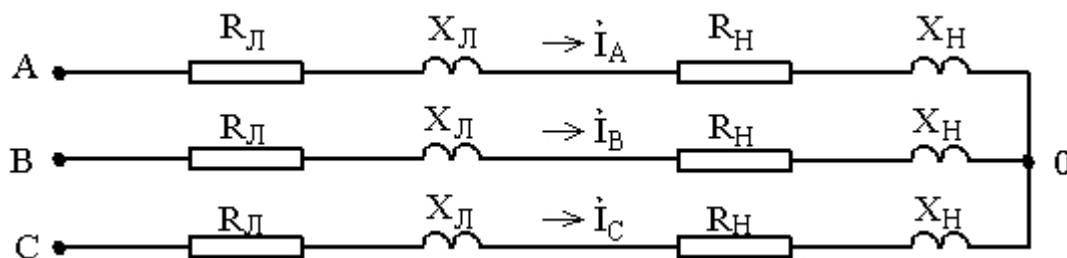


Рисунок 7.1 - Расчетная схема линии.

Дано:

$U_{1\phi} = 220 \text{ В}$; $R_H = 40 \text{ Ом}$; $X_H = 26 \text{ Ом}$; $R_L = 2 \text{ Ом}$; $X_L = 5 \text{ Ом}$.

Эквивалентное сопротивление фазы:

$$Z_{\phi} = (R_L + R_H) + j(X_L + X_H) = 42 + j31 = 52.2e^{j36^\circ}, \text{ Ом.}$$

Ток фазы А:

$$I_A = \frac{\dot{U}_{1\phi}}{Z_{\phi}} = \frac{220}{52.2e^{j36^\circ}} = 4.2e^{-j36^\circ}, \text{ А.}$$

Фазное напряжение в конце линии:

$$\dot{U}_{2\phi} = I_A Z_H = 4.2e^{-j36^\circ} (40 + j26) = 4.2e^{-j36^\circ} 47.7e^{j33^\circ} = 200.34e^{-j3^\circ}, \text{ В.}$$

Режим напряжения 3-х фазной линии проиллюстрирован на рисунке 7.2. Если учитывать реальные параметры линии R_L и X_L то и фазные и линейные напряжения в конце электропередачи отличаются от соответствующие напряжений в начале. По модулю напряжения в конце линии всегда меньше, чем в начале, а фаза их зависит от соотношений активной и индуктивной составляющих сопротивлений линии и нагрузки.

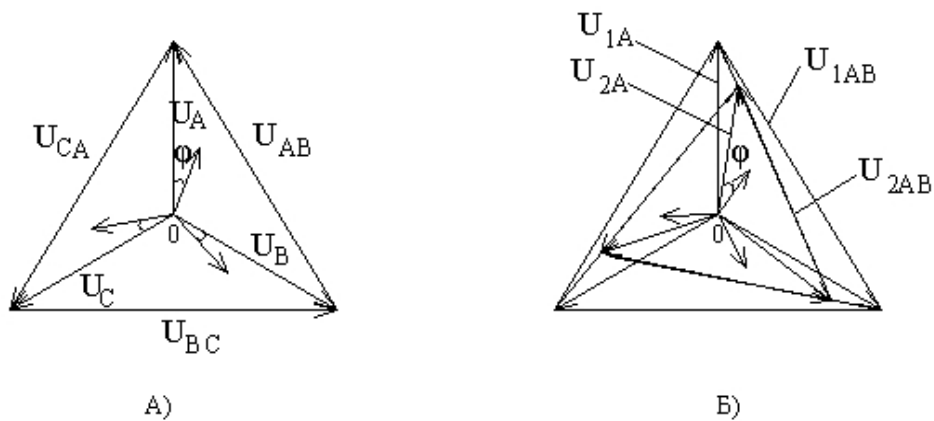


Рисунок 7.2 - Векторные диаграммы 3-х фазной линии электропередачи без учета (а) и с учетом (б) сопротивления линии.

На рисунке 7.3, а приведена однолинейная схема электропередачи, а на рисунке 7.3, б – векторная диаграмма одной из фаз. Из векторных диаграмм на рис. 7.2 следует, что соотношение для каждой фазы одинаковы.

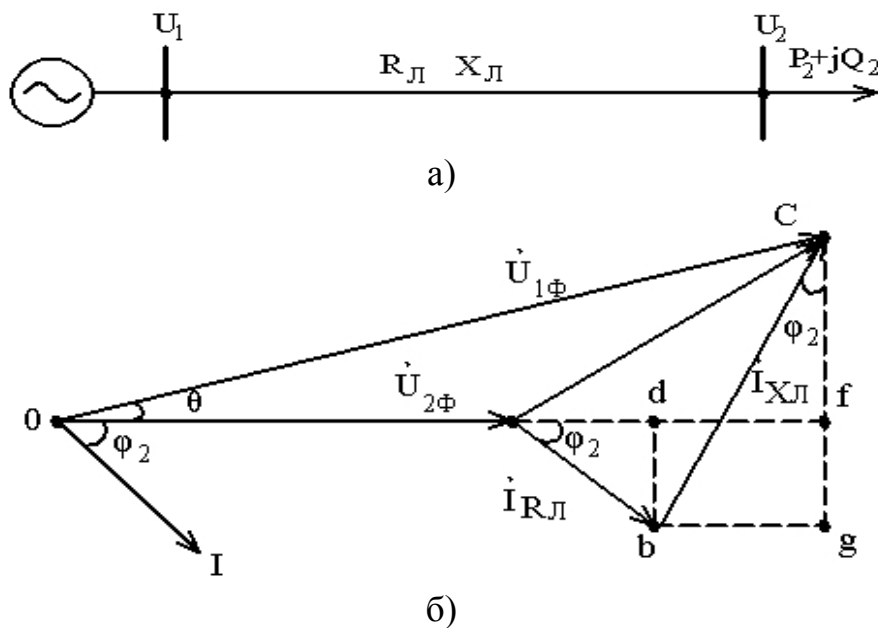


Рисунок 7.3 - Однолинейная схема (а) и векторная диаграмма (б) одной фазы электропередачи.

На векторной диаграмме (рисунок 7.3,б) отложены фазное напряжение в конце линии $\dot{U}_{2\phi}$. На угол φ_2 от него отстает ток нагрузки. Вектор $\dot{I}R_L$ представляет собой напряжение на R_L , он отложен параллельно току \dot{I} . Вектор $\dot{I}X_L$ – напряжение на индуктивном сопротивлении линии он опережает вектор тока на 90° .

Сумма этих двух векторов (вектор $iZ_{\text{л}}$) называется падением напряжения в линии. А сумма векторов $iZ_{\text{л}}$ и $\dot{U}_{2\phi}$ дает вектор напряжения в начале линии $\dot{U}_{1\phi}$. Таким образом, падением напряжения в линии называется векторная разность напряжений в начале и в конце линии.

$$\Delta \dot{U}_{\phi} = iZ_{\text{л}} = \dot{U}_{1\phi} - \dot{U}_{2\phi}. \quad (7.1)$$

В тоже время потеря напряжения – это разность модулей $\dot{U}_{1\phi}$ и $\dot{U}_{2\phi}$.

$$|\Delta \dot{U}_{\phi}| = U_{1\phi} - U_{2\phi}. \quad (7.2)$$

Отрезок af (Рис 2.3,б) называется продольной составляющей падения напряжения. Из геометрических соображений:

$$af = ad + bg = IR_{\text{л}} \cos \varphi_2 + IX_{\text{л}} \sin \varphi_2. \quad (7.3)$$

Отрезок cf называется поперечной составляющей падения напряжения.

$$cf = cg - db = IX_{\text{л}} \cos \varphi_2 - IR_{\text{л}} \sin \varphi_2. \quad (7.4)$$

Продольная и поперечная составляющая обозначаются ΔU_{ϕ} и δU_{ϕ} соответственно. Таким образом:

$$\begin{cases} \Delta U_{\phi} = IR_{\text{л}} \cos \varphi_2 + IX_{\text{л}} \sin \varphi_2; \\ \delta U_{\phi} = IX_{\text{л}} \cos \varphi_2 - IR_{\text{л}} \sin \varphi_2. \end{cases} \quad (7.5)$$

Для линейных напряжений соответствующие составляющие будут больше в $\sqrt{3}$.

$$\begin{cases} \Delta U = \sqrt{3}IR_{\text{л}} \cos \varphi_2 + \sqrt{3}IX_{\text{л}} \sin \varphi_2; \\ \delta U = \sqrt{3}IX_{\text{л}} \cos \varphi_2 - \sqrt{3}IR_{\text{л}} \sin \varphi_2. \end{cases} \quad (7.6)$$

Соотношение параметров нагрузки в конце линии:

$$\begin{cases} P_2 = \sqrt{3}U_2 I \cos \varphi_2; \\ Q_2 = \sqrt{3}U_2 I \sin \varphi_2. \end{cases} \quad (7.7)$$

Выразив ток и подставив в (7.6), получим:

$$\begin{cases} \Delta U = \frac{P_2 R_{\text{л}} + Q_2 X_{\text{л}}}{U_2}; \\ \delta U = \frac{P_2 X_{\text{л}} - Q_2 R_{\text{л}}}{U_2}. \end{cases} \quad (7.8)$$

Модули напряжений в начале и конце линии могут быть связаны:

$$U_1^2 = (U_2 + \Delta U)^2 + \delta U^2. \quad (7.9)$$

Фазовый сдвиг между ними определяется:

$$\operatorname{tg} \theta = \frac{\delta U}{U_2 + \Delta U}. \quad (7.10)$$

Составляющие падения напряжения аналогично могут быть определены через мощности и напряжения в начале линии. При этом под продольной составляющей понимается проекция вектора $iZ_{\text{л}}$ на направление \dot{U}_1 , на под поперечной составляющей – на перпендикулярное направление.

В реальной сети величина вектора $iZ_{\text{л}}$ может составлять несколько процентов от U_1 и U_2 . Для сетей 0,38; 6; 10 кВ угол θ пренебрежительно мал. В расчетах, как правило, пренебрегают поперечной составляющей δU , и при этом считается, что продольная составляющая падения напряжения равна потере напряжения. Если в формулах (2.9) и (2.10) принять $\delta U = 0$, получим:

$$\begin{cases} U_1 = U_2 + \Delta U; \\ \theta = 0. \end{cases} \quad (7.11)$$

Величина ΔU приближенно определяется без учета потерь мощности (мощности в начале и в конце одинаковы) при номинальном напряжении электропередачи.

7.2 Напряжения на шинах трансформаторных подстанций

Схема замещения двухобмоточного трансформатора с параметрами, приведенными к обмотке высокого напряжения, приведена на рисунке 7.4.

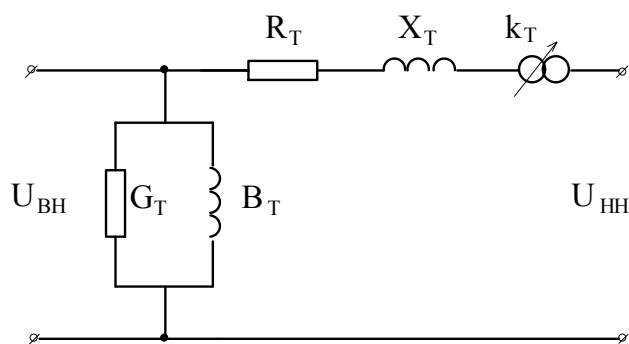


Рисунок 7.4

Схема замещения трансформатора, приведенная к высокому напряжению

Продольная ветвь, так же как ветвь ЛЭП, содержит активное и индуктивное сопротивления. При нагрузке трансформатора $P+jQ$ потеря напряжения в продольной ветви:

$$\Delta U_T = \frac{PR_T + QX_T}{U_{BH}}. \quad (7.12)$$

Трансформатор – элемент сети, в котором происходит потеря напряжения и преобразование напряжения в другое номинальное значение. Поэтому связь между напряжениями высокой и низкой стороны отражается соотношением:

$$U_{HH} = (U_{BH} - \Delta U_T) \frac{1}{k_T}, \quad (7.13)$$

где k_T – коэффициент трансформации.

Номинальный коэффициент трансформации – отношение номинальных напряжений обмоток трансформатора:

$$k_{НОМ} = \frac{U_{1НОМ}}{U_{2НОМ}}. \quad (7.14)$$

Фазовый сдвиг высокого и низкого напряжений трансформатора определяется группой соединения обмоток. Коэффициент трансформации в общем случае определяется комплексным числом:

$$\dot{k}_T = \frac{U_{1НОМ}}{U_{2НОМ}} e^{-jm\frac{\pi}{6}}, \quad (7.15)$$

где m – номер группы соединений обмоток трансформатора, определяющий сдвиг по фазе низкого напряжения в режиме холостого хода.

Вопросы для самопроверки

1. Что такое потеря и падение напряжения?
2. Как определяются продольная и поперечная составляющие падения напряжения?
3. Как связаны по модулю и по фазе напряжения в начале и в конце электропередачи?
4. В каких случаях можно не учитывать поперечную составляющую?
5. Как определить напряжение на низкой стороне трансформатора?
6. Что такое номинальный коэффициент трансформации?
7. Как влияет на фазу низкого напряжения группа соединений обмоток трансформатора?

8. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРАМИ

8.1 Регулирование напряжения

Возможность регулирования и изменения напряжения определяется параметрами РПН (регулирование под нагрузкой) и ПБВ (переключение без возбуждения). Устройства РПН применяются на трансформаторах районных подстанций 35/10 и 110/10 кВ.

Трансформаторы без регулирования под нагрузкой (ПБВ) в настоящее время изготавливают с основным и четырьмя дополнительными ответвлениями. Схема обмотки такого трансформатора приведена на рисунке 8.1.

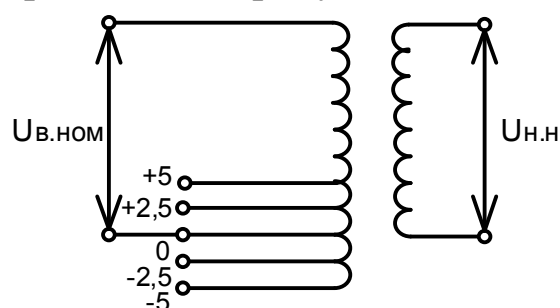


Рисунок 8.1 - Схема обмоток трансформатора с ПБВ

Характеристики регулируемых трансформаторов задаются в виде максимального числа положительных и отрицательных по отношению к основному выводу обмотки ВН регулировочных ответвлений с указанием шага коэффициента трансформации Δk_T в виде $\pm n \times \Delta k_m$.

Например, для РПН: $\pm 6 \times 1,5 \%$, $\pm 8 \times 1,5 \%$, $\pm 10 \times 1,5 \%$, $\pm 9 \times 1,78 \%$, $\pm 12 \times 1 \%$; для ПБВ: $\pm 2 \times 2,5 \%$.

Изменение коэффициента трансформации достигается изменением числа отпаяк (витков) на одной из обмоток. Для трансформаторов с регулированием напряжения, в частности РПН, коэффициент трансформации должен соответствовать реальному положению переключателя для его n -го ответвления:

$$k_T = \frac{U_{1НОМ} \pm n \cdot \frac{\Delta k\%}{100} U_{1НОМ}}{U_{2НОМ}}.$$

Управление коэффициентами трансформации трансформаторов осуществляется с целью обеспечения и регулирования заданных режимов напряжения. Если трансформаторы выполнены без РПН (что имеет место обычно в сетях 6 - 20 кВ и на ряде электростанций), то регулирование их коэффициентов трансформации, как правило, осуществляется посезонно. При наличии на трансформаторах РПН регулирование производится при необходимости ежедневно, в зависимости от изменения нагрузки.

8.2 Принципы регулирования напряжения в центрах питания распределительных электрических сетей

Основным средством регулирования напряжения в центре питания (ЦП) распределительных электрических сетей (на линиях 6 - 10 кВ) являются трансформаторы с высшим напряжением 110-35 кВ с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). В качестве дополнительных средств могут использоваться компенсирующие устройства, установленные в распределительной сети или на шинах 6 - 10 кВ ЦП, а также некоторые другие средства (генераторы малых местных электростанций, синхронные электродвигатели и др.). Диапазоны регулирования напряжения на трансформаторах с РПН, выпускаемых отечественной промышленностью, достаточно велики. Для трансформаторов районных подстанций 35/10 кВ пределы регулирования, как правило, составляют $\pm 6 \times 1,5 \%$ (т.е. с диапазоном регулирования 18 %), реже встречаются пределы $\pm 9 \times 1,78 \%$ (диапазон 32 %).

Такие диапазоны регулирования позволяют осуществлять регулирование напряжения в распределительных сетях практически независимо от режима напряжений в системообразующей сети, если в ней обеспечены нормативные эксплуатационные уровни напряжения.

Поддерживать точно выбранное напряжение в ЦП не удается. Это связано с тем, что устройства РПН трансформаторов имеют дискретные ступени регулирования и при переключении ответвления трансформатора с одного положения на другое изменение напряжения происходит ступенчато. Следовательно, ступень (шаг) регулирования непосредственно влияет на точность поддержания заданного в ЦП напряжения. Кроме того, на трансформаторах с РПН, как правило, устройства переключения ответвлений выполняют автоматическими, которым придают какую-то зону нечувствительности. При малой зоне нечувствительности будут происходить частые переключения, что, в свою очередь, приведет к быстрому износу контактов переключателя. Поэтому точность регулирования напряжения определяется зоной нечувствительности $\pm \delta U_{нч}$, характеризующейся некоторой полосой изменения напряжения на шинах ЦП, при которой не происходит срабатывания регулирующей аппаратуры:

$$\delta U_{HЧ} = \pm \frac{n \Delta k_T}{2}, \quad (8.1)$$

где Δk_T – ступень (шаг) регулирования на обмотке трансформатора; n – коэффициент чувствительности регулятора, принимаемый обычно равным 1,2 ... 1,4.

Так, например, при $n = 1,4$ и $\Delta k_T = 1,78 \%$ $\delta U_{HЧ} = \pm 1,25 \%$, т. е. устройство автоматического регулирования напряжения будет поддерживать напряжение в интервале 2,5 %. Предельные значения напряжения в ЦП обычно составляют 1,1; 1,05; 1,0 номинального напряжения сети.

В табл. 8.1 приведены наиболее характерные режимы напряжения в ЦП. Режимы 1-3 соответствуют стабилизации напряжения, а режимы 4-6 – встречному регулированию напряжения. С учетом зоны нечувствительности (8.1) отклонение напряжения на шинах ЦП не будет точно поддерживаться в соответствии с выбранным по табл. 8.1. Для соответствующих выбранных режимов 1-6 оно может находиться в пределах, приведенных в табл. 8.2.

Таблица 8.1 – Возможные режимы напряжения в ЦП

Номер режима	Отклонения напряжения от номинального	
	Верхняя граница $\delta U_{ЦП\text{ нб}}$	Нижняя граница $\delta U_{ЦП\text{ нм}}$
1	0 %	0 %
2	+5 %	+5 %
3	+10 %	+10 %
4	+5 %	0 %
5	+10 %	+5 %
6	+10 %	0 %

Таблица 8.2 – Пределы возможного отклонения напряжения на шинах ЦП

Номер режи- ма	Пределы отклонения напряжения на шинах ЦП	
	При наибольших нагрузках $\delta U''_{\text{цп}}$	При наименьших нагрузках $\delta U'_{\text{цп}}$
1	$\delta U''_{\text{цп нб}} = 0 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U''_{\text{цп нм}} = 0 - \delta U_{\text{нч}}$	$\delta U'_{\text{цп нб}} = 0 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U'_{\text{цп нм}} = 0 - \delta U_{\text{нч}}$
2	$\delta U''_{\text{цп нб}} = 5 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U''_{\text{цп нм}} = 5 - \delta U_{\text{нч}}$	$\delta U'_{\text{цп нб}} = 5 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U'_{\text{цп нм}} = 5 - \delta U_{\text{нч}}$
3	$\delta U''_{\text{цп нб}} = 10 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U''_{\text{цп нм}} = 10 - \delta U_{\text{нч}}$	$\delta U'_{\text{цп нб}} = 10 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U'_{\text{цп нм}} = 10 - \delta U_{\text{нч}}$
4	$\delta U''_{\text{цп нб}} = 5 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U''_{\text{цп нм}} = 5 - \delta U_{\text{нч}}$	$\delta U'_{\text{цп нб}} = 0 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U'_{\text{цп нм}} = 0 - \delta U_{\text{нч}}$
5	$\delta U''_{\text{цп нб}} = 10 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U''_{\text{цп нм}} = 10 - \delta U_{\text{нч}}$	$\delta U'_{\text{цп нб}} = 5 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U'_{\text{цп нм}} = 5 - \delta U_{\text{нч}}$
6	$\delta U''_{\text{цп нб}} = 10 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U''_{\text{цп нм}} = 10 - \delta U_{\text{нч}}$	$\delta U'_{\text{цп нб}} = 0 + \delta U_{\text{нч}}$ $\delta U'_{\text{цп нм}} = 0 - \delta U_{\text{нч}}$

8.3 Регулирование напряжения в распределительных сетях

Основная цель регулирования напряжения в распределительных сетях 10(6) – 0,38 кВ заключается в обеспечении допустимых отклонений напряжения у электроприемников по межгосударственному стандарту. Для регулирования напряжения могут быть использованы устройства РПН трансформаторов или иные устройства, установленные в центре питания распределительной сети, и трансформаторы трансформаторных подстанций (ТП) 10(6)/ 0,38 кВ, а в некоторых случаях также компенсирующие устройства, подключенные к сети 10(6) кВ или 0,38 кВ.

Выбор отвлечения трансформатора 10(6)/ 0,38 кВ производят совместно с выбором режима регулирования напряжения в центре питания. Предварительно выполняют расчеты режимов при наибольших и наименьших нагрузках.

При расчете режимов распределительной сети 10(6) кВ вводятся следующие упрощения:

а) расчет потоков мощности на участках сети ведут по номинальному напряжению без учета потерь мощности. В резуль-

тате на каждом участке будет получена одна какая - то мощность;

б) не учитывают поперечные проводимости линий и потери мощности холостого хода трансформаторов ТП;

в) пренебрегают поперечной составляющей падения напряжения, а потерю напряжения принимают равной продольной составляющей падения напряжения. При этом потеря напряжения в Вольтах определяется:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_{НОМ}} \quad (8.2)$$

Потеря напряжения в процентах:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{НОМ}} 100\% \quad (8.3)$$

По данным параметров участков сети (сопротивлениям) и нагрузкам ТП в соответствующем режиме находят потоки мощности на всех участках сети. Расчет ведут от концов сети вплоть до ЦП, используя для каждой точки разветвления в сети 1-й закон Кирхгофа.

По найденным потокам мощности, с использованием (8.2) и (8.3), находят потери напряжения на каждом участке сети и затем – от шин ЦП до шин 0.38 кВ каждой ТП в режиме наибольших $\Delta U''_H$ и наименьших $\Delta U'_H$ нагрузок.

Нормальные длительно допустимые отклонения напряжения у электроприемников по межгосударственному стандарту должны находиться в пределах $\pm 5\%$. Если ориентироваться на то, что у ближайшего к ТП электроприемника отклонение напряжения будет равно верхнему допустимому пределу $\delta U_B = + 5\%$, а потеря напряжения в сети 0,38 кВ от ТП до него равна $\Delta U_{HH.B}$, то наибольшее допустимое отклонение напряжения на шинах 0,38 кВ по условию работы ближайшего приемника составит:

$$\delta U_{ТП.НБ} = \delta U_B + \Delta U_{HH.B}, \quad (8.4)$$

где $\Delta U_{HH.B}$ – потеря напряжения от шин 0,38 кВ до ближайшего приемника.

Относительно наиболее удаленного от ТП приемника можно ориентироваться на то, что у него отклонение напряжения будет равно нижнему допустимому пределу $\delta U_y = -5\%$.

Если при этом потеря напряжения в сети 0,38 кВ от ТП до него равна $\Delta U_{HH.y}$, то наименьшее допустимое отклонение напряжения на шинах 0,38 кВ ТП по условию работы удаленного электроприемника будет равно:

$$\delta U_{ТП.НМ} = \delta U_y + \Delta U_{HH.y}, \quad (8.5)$$

Где $\Delta U_{HH.y}$ – потеря напряжения от шин 0.38 кВ ТП до удаленного электроприемника.

Таким образом, с учетом соблюдения требований стандарта, как у ближайшего, так и удаленного приемника напряжение на шинах 0,38 кВ ТП должно находиться в пределах:

$$\delta U_{ТП.НМ} \leq \delta U_{ТП.Доп} \leq \delta U_{ТП.НБ}. \quad (8.6)$$

Условие должно соблюдаться как для режима наибольших $\Delta U''_{ТП.Доп}$, так и для режима наименьших $\Delta U'_{ТП.Доп}$ нагрузок:

$$\delta U''_{ТП.НМ} \leq \delta U''_{ТП.Доп} \leq \delta U''_{ТП.НБ}; \quad (8.7)$$

$$\delta U'_{ТП.НМ} \leq \delta U'_{ТП.Доп} \leq \delta U'_{ТП.НБ}.$$

Если иметь в виду, что нормируемые допустимые отклонения напряжения у электроприемников не зависят от режима сети, т. е.

$$\delta U''_B = \delta U'_B = \delta U_B \quad \text{и} \quad \delta U''_y = \delta U'_y = \delta U_y,$$

$$\text{то} \quad \delta U''_{ТП.НБ} = \delta U_B + \Delta U''_{HH.B}, \quad (8.8)$$

$$\delta U''_{ТП.НМ} = \delta U_y + \Delta U''_{HH.y};$$

$$\delta U'_{ТП.НБ} = \delta U_B + \Delta U'_{HH.B},$$

$$\delta U'_{ТП.НМ} = \delta U_y + \Delta U'_{HH.y}. \quad (8.9)$$

В распределительной сети 10(6) кВ, как правило, устанавливают трансформаторы, не имеющие устройства регулирования напряжения под нагрузкой. Вместе с тем, эти трансформаторы имеют ответвления, позволяющие устанавливать различные коэффициенты трансформации. Поскольку на них нет устройств РПН, то на каждом конкретном трансформаторе, в различных режимах (наибольших и наименьших нагрузок) может быть установлено только одно ответвление. На трансформаторах обычно имеется 5 ответвлений со ступенью регулирования коэффициентов трансформации 2,5 %.

Величина добавки напряжения, создаваемая трансформатором, зависит от установленного ответвления:

$$\delta U_T = \left(\frac{U_{2НОМ}^*}{U_{1НОМ}^*} - 1 \right) \times 100\%, \quad (8.10)$$

где $U_{1НОМ}^*$ – номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора (в отн. ед.) с учетом установленного ответвления

$$U_{1НОМ}^* = \frac{U_{1НОМ}}{10(6)};$$

$U_{2НОМ}^*$ – номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора (в отн. ед.), $U_{2НОМ}^* = 0,4/0,38$.

Для трансформаторов $10 \pm 2 \times 2,5\%/0,4$ и $6 \pm 2 \times 2,5\%/0,4$ значения добавок напряжения приведены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Добавки напряжения на трансформаторах ТП

Номер от- ветвления	Ответвление первичной об- мотки трансформатора, %	Напряжение от- ветвления, кВ	Округленное значение добавки напряжения. δU_T %
1	+5	10,5(6,3)	0,25
2	+2,5	10,25(6,15)	2,70
3	0	10(6)	5,26
4	-2,5	9,75(5,85)	7,96
5	-5	9,5(5,7)	10,80

Для обеспечения допустимых отклонений напряжения у электроприемников целесообразно использовать все имеющиеся ответвления трансформаторов. При этом каждому из ответвлений будет соответствовать определенная зона распределительной се-

ти. На ТП, близких к ЦП, следует стремиться установить ответвления с меньшими добавками напряжения (т. е. с наибольшей трансформацией +5 или +2,5 %), а на удаленных ТП – наоборот, с большими добавками напряжения (т. е. с наименьшей трансформацией –2,5 % или –5 %).

Сформулируем условия перехода с одного ответвления трансформатора на другое. Для этого определим величины потерь напряжения, при которых на трансформаторных ТП, ближайших к ЦП, может быть установлена наименьшая добавка напряжения 0,25 %, соответствующая ответвлению трансформатора +5 %.

Запишем выражение для отклонения напряжения на шинах 0,38 кВ ТП:

$$\delta U_{ТП} = \delta U_{ЦП} - \Delta U_H + \delta U_T,$$

где $\delta U_{ЦП}$ – отклонение напряжения на шинах ЦП;

ΔU_H – потеря напряжения от шин ЦП до шин 0,38 кВ ТП;

δU_T – добавка напряжения на трансформаторе ТП.

Отсюда

$$\Delta U_H = \delta U_{ЦП} - \delta U_{ТП} + \delta U_T. \quad (8.11)$$

Допустимые отклонения напряжения на шинах 0,38 кВ ТП определяются выражениями (4.6), (4.8), (4.9).

Режимы отклонений напряжения на шинах ЦП с учетом зоны нечувствительности регулятора выбираются по одному из вариантов в соответствии с таблицей 8.2.

С учетом отмеченного наибольшая потеря напряжения от шин ЦП до шин 0,38 кВ ТП, при которой на трансформаторах ТП может быть установлено ответвление, соответствующее наименьшей добавке напряжения $\delta U_{Т.НМ} = 0,25$, может быть определено из следующих выражений.

Для режима наибольших нагрузок:

$$а) \quad \Delta U''_{Н.НБ} = \delta U''_{ЦП.НБ} - \delta U''_{ТП.НМ} + 0,25;$$

$$\Delta U''_{Н.НМ} = \delta U''_{ЦП.НБ} - \delta U''_{ТП.НБ} + 0,25, \quad (8.12)$$

отсюда:

$$\Delta U''_{H.HM} \leq \Delta U''_H \leq \Delta U''_{H.HB}; \quad (8.13)$$

$$\begin{aligned} \text{б)} \quad \Delta U''_{H.HB} &= \delta U''_{ЦП.HM} - \delta U''_{ТП.HM} + 0,25; \\ \Delta U''_{H.HM} &= \delta U''_{ЦП.HM} - \delta U''_{ТП.HB} + 0,25, \end{aligned} \quad (8.14)$$

отсюда:

$$\Delta U''_{H.HM} \leq \Delta U''_H \leq \Delta U''_{H.HB}. \quad (8.15)$$

Таким образом, по условию наибольших нагрузок наименьшая добавка напряжения на трансформаторах может быть выбрана на ТП, для которых одновременно выполняются условия (8.13) и (8.15).

Для режима наименьших нагрузок:

$$\begin{aligned} \text{а)} \quad \Delta U'_{H.HB} &= \delta U'_{ЦП.HB} - \delta U'_{ТП.HM} + 0,25; \\ \Delta U'_{H.HM} &= \delta U'_{ЦП.HB} - \delta U'_{ТП.HB} + 0,25, \end{aligned} \quad (8.16)$$

отсюда:

$$\Delta U'_{H.HM} \leq \Delta U'_H \leq \Delta U'_{H.HB}; \quad (8.17)$$

$$\begin{aligned} \text{б)} \quad \Delta U'_{H.HB} &= \delta U'_{ЦП.HM} - \delta U'_{ТП.HM} + 0,25; \\ \Delta U'_{H.HM} &= \delta U'_{ЦП.HM} - \delta U'_{ТП.HB} + 0,25, \end{aligned} \quad (8.18)$$

отсюда:

$$\Delta U'_{H.HM} \leq \Delta U'_H \leq \Delta U'_{H.HB}. \quad (8.19)$$

Таким образом, по условию наименьших нагрузок, наименьшая добавка напряжения может быть выбрана на ТП, для которых одновременно выполняются условия (8.17) и (8.19).

Следовательно, добавка напряжения 0,25 (ответвление +5%) будет удовлетворять требованиям допустимых отклонений напряжения у всех электроприемников на ТП, для которых одновременно выполняются условия (8.13), (8.15), (8.17) и (8.19). После установления зоны сети, в которой могут быть выбраны ответвления +5%, переходят к нахождению зоны сети, удовлетворяющей следующему ответвлению, +2,5% с добавкой напряжения $\delta U_T = 2,7\%$ (таблица 8.3).

Вопросы для самопроверки

1. Что обозначает аббревиатура РПН и ПБВ?
2. Как можно изменить коэффициент трансформации силового трансформатора?
3. Что такое встречное регулирование напряжения?
4. Какие допущения принимаются при установлении принципов регулирования напряжения в распределительной сети?
5. Как определяется надбавка напряжения, создаваемая трансформатором?
6. В чем состоит баланс напряжений в распределительной сети?

9 ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА РАБОТУ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ

9.1 Показатели качества электроэнергии

Формирование принципов регулирования режимов основывается на определенных требованиях к качеству электрической энергии. Такие требования сформулированы в межгосударственном стандарте ГОСТ 13109 - 97.

Для большинства нормированных показателей качества электроэнергии установлены нормально допустимые и предельно допустимые значения. При этом за интервал времени измерений не менее 24 ч значения показателя не должны выходить за предельно допустимые значения и с вероятностью 0,95 должны находиться в пределах нормально допустимого значения. Данные требования должны соблюдаться во всех нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах, кроме режимов, обусловленных стихийными бедствиями и непредвиденными ситуациями (ураган, землетрясение, наводнение, пожар и т. п.).

Качество электроэнергии характеризуется качеством частоты напряжения переменного тока и качеством напряжения.

Для оценки качества частоты установлен один показатель – *отклонение частоты*, под которым понимают медленные плавные изменения частоты (менее одного процента в секунду) относительно ее номинального значения:

$$\Delta f = f - f_{ном} . \quad (9.1)$$

Причина появления отклонения частоты заключается в нарушении баланса генерируемой и потребляемой активной мощности в электроэнергетической системе. Стандартом установлено нормально допустимое и предельно допустимое значения отклонения частоты соответственно $\delta f_{ном} = \pm 0,2$ Гц и $\delta f_{пред} = \pm 0,4$ Гц.

Качество напряжения оценивают несколькими показателями, большинство из которых также характеризуется допустимыми значениями (таблица 9.1).

Таблица 9.1 - Нормы основных показателей качества напряжения

Показатель качества напряжения	Нормы качества напряжения	
	нормально допустимые	предельно допустимые
Установившееся отклонение напряжения δU_y , %	± 5	± 10
Размах изменения напряжения δU_t ,	—	В зависимости от частоты повторения
Коэффициент искажения синусоидальности напряжения k_U , %, при $U_{ном}$, кВ, 0,38 6-20 35 110-330	8 5 4 2	12 8 6 3
Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения $k_{U(n)}$, %	В зависимости от напряжения и исполнения сети, номера гармоники	$1,5k_{U(n)ном}$
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности k_{2U} , %	2	4
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности k_{0U} , %	2	4
Длительность провала напряжения при напряжении до 20 кВ включительно, Δt_n , с	—	30

Основным показателем является *отклонение напряжения* в данной точке сети, под которым понимают медленные плавные изменения напряжения относительно его номинального значения. Они вызываются изменением режима работы подключенных к сети потребителей, включением (отключением) дополнительных потребителей и, как следствие, изменением при этом падения напряжения в элементах сети. Другая причина появления отклонений напряжения заключается в изменении напряжения в центрах питания, т. е. на шинах электростанций или шинах вторичного напряжения понижающих подстанций, к которым присоединены распределительные сети.

Количественно отклонение напряжения оценивают значением установившегося отклонения напряжения:

$$\delta U_V = \frac{U_V - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% . \quad (9.2)$$

Действующим стандартом допустимые отклонения напряжения нормируются на выводах приемников электроэнергии (табл. 9.1), которые могут быть присоединены к сетям до 1000 В, а также непосредственно к сети 6-10 кВ. При этом полагается, что в распределительных сетях 6-110 кВ, в сетях районного и системного значения отклонения напряжения допускаются такими, при которых на выводах электроприемников соблюдаются требования стандарта. Вместе с тем, по условию работы изоляции ограничиваются верхние пределы допустимых отклонений напряжения, которые равны: при номинальных напряжениях 6-20 кВ – 20 %, 35-220 кВ – 15 %, 330 кВ – 10 %, 500-750 кВ – 5 %. Нижние пределы напряжения ограничены условиями статической устойчивости в сетях 110 кВ и выше и возможностью устройств регулирования напряжения.

Под *колебаниями напряжения* понимают резкие кратковременные изменения напряжения (со скоростью свыше 1 % в секунду) относительно значения напряжения до наступления изменения. Они вызываются внезапными достаточно большими изменениями нагрузки потребителей, например, пусковыми токами электродвигателей. Колебания напряжения в сети появляются также при питании нагрузки с повторно - кратковременным режимом работы, например, сварочных агрегатов. При этом из-за изменения тока в сети изменяется падение напряжения и, как следствие, напряжение в узлах сети.

Количественно колебания напряжения оцениваются *размахом изменения напряжения*:

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{\sqrt{2}U_{ном}} \cdot 100\% , \quad (9.3)$$

где U_i , U_{i+1} – значения следующих один за другим экстремумов огибающей амплитудных значений напряжения.

Допустимые значения размаха изменения напряжения установлены в зависимости от частоты его появления. С увеличением частоты изменения напряжения допустимое значение размаха уменьшается.

Для оценки колебания напряжения используется также такое понятие как *доза фликера*, которая характеризуется мерой восприимчивости человека к воздействию фликера за установленный промежуток времени. При этом под *фликером* понимается субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения.

Несинусоидальность напряжения характеризуется отличием формы кривой напряжения от синусоидальной. Ее появление связано с наличием в сети нелинейных элементов. К ним относятся все перегруженные электромагнитные устройства (от катушки магнитного пускателя до силового трансформатора), работающие на нелинейной части кривой намагничивания и потребляющие из сети несинусоидальный ток, а также выпрямительные установки промышленных предприятий, электрифицированного железнодорожного транспорта и других установок, работающих с другой частотой переменного тока.

Несинусоидальность напряжения количественно оценивается *коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения* (табл. 9.1) как результат i -го наблюдения по формуле:

$$k_{Ui} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{ном}} \cdot 100\% , \quad (9.4)$$

где $U_{(n)i}$ – действующее значение напряжения n -й гармоники для i -го наблюдения.

Кроме того, нормируется *коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения* (табл. 9.1):

$$k_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{ном}} \cdot 100\% . \quad (9.5)$$

Нормально допустимые значения $k_{U(n)норм}$ устанавливаются в зависимости от номинального напряжения сети, исполнения сети (трехфазная или однофазная) и номера гармоники (нечетные, в том числе кратные 3 и некратные 3 или четные). Чем выше номинальное напряжение, тем меньше допустимый уровень гармоник. Допустимый уровень гармоник находят по формуле:

$$K_{U(n)прел} = 1,5 U_{U(n)норм.}$$

Несимметрия напряжений характеризуется различием значений напряжения в разных фазах. Она обусловлена неравномерным присоединением однофазных электроприемников по фазам и случайным одновременным включением и отключением некоторой части однофазных электроприемников (вероятностная симметрия). В результате подключения неодинаковой нагрузки к разным фазам в какой-то момент времени падения напряжения в фазах оказываются различными.

Несимметрия напряжений количественно характеризуется следующими показателями:

– коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности при i -м наблюдении:

$$k_{2Ui} = \frac{U_{2(1)i}}{U_{ром}} \cdot 100\% ; \quad (9.6)$$

– коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности при i -м наблюдении:

$$k_{0Ui} = \frac{U_{0(1)i}}{U_{ном}} \cdot 100\% , \quad (9.7)$$

где $U_{2(1)i}$ – действующее междуфазное значение напряжения обратной последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений в i -м наблюдении;

$U_{0(1)i}$ – действующее значение напряжения нулевой последовательности основной частоты;

$U_{ном}$ – номинальное междуфазное напряжение.

Дополнительными показателями качества напряжения являются:

Провал напряжения – резкое снижение напряжения ниже уровня $0,9U_{ном}$ с последующим восстановлением до этого уровня. Причина появления провалов напряжения заключается в электрической сети. Продолжительные короткие замыкания недопустимы из-за чрезмерных токов по элементам сети, невозможности нормального функционирования электроприемников при сниженном напряжении. Поэтому провал количественно оценивается *длительностью провала* напряжения:

$$\Delta t_n = t_k - t_n, \quad (9.8)$$

где t_H и t_K – начальный и конечный моменты времени провала напряжения.

Нормами устанавливается предельно допустимое значение длительности провала напряжения (таблица 9.1).

При этом длительность автоматически устраняемого провала напряжения не нормируется и определяется выдержками времени релейной защиты и автоматики. Глубина провала напряжения также не нормируется.

$$\delta U_{II} = \frac{U_{ном} - U_{мин}}{U_{ном}} \cdot 100\%$$

Качество напряжения рекомендуется также оценивать *импульсным напряжением*, которое связано с грозowymi и коммутационными импульсами, а также *коэффициентом временного перенапряжения*, оценивающим временные перенапряжения, возникающие при различных нарушениях в сетях. Предельно допустимые значения указанных показателей не нормируются.

9.2 Влияние качества электроэнергии на работу электроприемников

Отклонение напряжения влияет на работу как непосредственно электроприемников, так и элементов электрической сети. Например, такие наиболее распространенные электроприемники, как асинхронные электродвигатели, при отклонении напряжения изменяют скорость вращения, что в ряде случаев может приводить к изменению производительности механизмов, которые приводятся в движение этими электродвигателями. Отрицательные отклонения напряжения приводят к снижению освещенности, что может быть причиной уменьшения производительности труда на ряде предприятий, требующих зрительного напряжения. Отклонения напряжения влияют на потери холостого хода и нагрузочные потери в трансформаторах и линиях электропередачи, на зарядную мощность линий.

В условиях эксплуатации невозможно постоянно контролировать отклонения напряжения у каждого электроприемника. По-

этому в системах передачи и распределения электроэнергии устанавливаются так называемые контрольные точки, для которых путем расчета устанавливаются допустимые отклонения напряжения. Если в этих наиболее характерных точках напряжения находятся в допустимых пределах, то, значит, у большинства потребителей оно также не выходит за допустимые пределы. Контрольные точки обычно выбираются на шинах вторичного напряжения в основных узлах нагрузки, а также на шинах электростанций.

Колебания напряжения вызывают мигания ламп и другие нежелательные явления, что в ряде случаев может приводить к повышенной утомляемости людей, снижению производительности труда и др. Они возникают, как правило, в электрических сетях до 1000 В.

При наличии несинусоидальности напряжения по элементам сетей протекают токи высших гармоник, которые приводят к ряду отрицательных последствий: дополнительному нагреву проводников линий, генераторов, трансформаторов, двигателей; повреждению силовых конденсаторных батарей, ложным срабатываниям ряда релейных защит и автоматики и др.

Следствием несимметрии являются различия напряжений фаз в узлах сети. Несимметрия значительна в сетях, имеющих крупные однофазные электроприемники, например, электровозы в сетях с тяговыми подстанциями, а также в сетях до 1000 В с коммунально-бытовой нагрузкой.

Несимметрия напряжения вызывает появление токов обратной и нулевой последовательностей. Эти токи создают дополнительные потери мощности в элементах сети (линиях, трансформаторах) и асинхронных электродвигателях, вызывая их дополнительный нагрев. Несимметрия нагрузок может приводить к недопустимым отклонениям напряжения в отдельных фазах.

Вопросы для самопроверки

1. Какие известны показатели качества электроэнергии?
2. Каким показателем оценивается качество частоты?
3. Какими показателями оценивается качество напряжения?
4. Что понимают под отклонением напряжения и каковы причины его появления?
5. Как влияет отклонение напряжения на работу электроприемников?
6. Каковы верхние пределы допустимых отклонений напряжения в сетях 35-750 кВ?
7. Что понимают под колебанием напряжения, и каковы причины его появления?
8. Как количественно оценивается колебание напряжения?
9. По каким причинам возникает несинусоидальность напряжения?
10. Каковы отрицательные последствия несинусоидальности?
11. Как количественно оценивается несинусоидальность напряжения?
12. Каковы причины появления несимметрии напряжений и отрицательные последствия ее появления?
13. Какими количественными показателями оценивается несимметрия напряжения?
14. Что понимают под провалом напряжения?

10 РАСЧЕТ РЕЖИМА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА СЕТИ 0,4 КВ РАСЧЕТ СЕТИ ПО ПОТЕРЯМ НАПРЯЖЕНИЯ И ПО НАГРЕВУ

10.1 Расчет режима электропередачи

В предыдущих разделах рассмотрены вопросы расчета потерь мощности и потерь напряжения как отдельные задачи при средних для линии нагрузках и номинальном напряжении. В действительности потоки мощности (активной и реактивной) и напряжения различны для разных точек линии. Рассмотрим взаимосвязь указанных задач на примере расчета режима отдельной электропередачи.

В реальных практических случаях заданными режимными параметрами являются: напряжение в начале линии U_1 и мощность в конце $S_2 = P_2 + jQ_2$.

Схема сети и схема замещения приведены на рисунке 8.1.

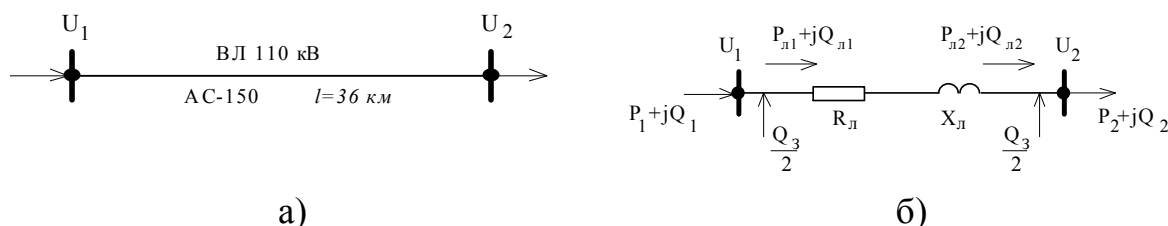


Рисунок 10.1 - Схема сети (а) и схема замещения (б)

Параметры ВЛ 110 кВ приведены на схеме. Напряжение в начале линии $U_1 = 115$ кВ; мощность нагрузки $S_2 = 38,7 + j27,4$ МВА. В схеме замещения емкостная проводимость линии учтена в виде постоянной генерируемой зарядной мощности при номинальном напряжении.

По справочным данным находим погонные параметры ВЛ 110 кВ с проводом АС-150: $r_0 = 0,198$ Ом/км; $x_0 = 0,420$ Ом/км; $b_0 = 2,7 \cdot 10^{-6}$ 1/Ом·км. Активное и индуктивное сопротивления и емкостная проводимость линии составят:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l = 0,198 \cdot 36 = 7,13 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l = 0,420 \cdot 36 = 15,12 \text{ Ом};$$

$$B_{\text{л}} = b_0 \cdot l = 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 36 = 97,2 \cdot 10^{-6} \text{ 1/Ом}.$$

Зарядная мощность линии:

$$Q_3 = U_{ном}^2 \cdot B_l = 110^2 \cdot 97,2 \cdot 10^{-6} = 1,2 \text{ МВАр.}$$

Определим недостающие параметры режима. Активная и реактивная мощности в конце продольной ветви схемы замещения линии:

$$P_{л2} = P_2 = 38,7 \text{ МВт};$$

$$Q_{л2} = Q_2 - \frac{Q_3}{2} = 27,4 - \frac{1,2}{2} = 26,8 \text{ МВАр.}$$

Так как напряжение в конце ВЛ неизвестно, определяем потери мощности в продольной ветви в первом приближении при $U_{ном}$:

$$\Delta P_l = \frac{P_{л2}^2 + Q_{л2}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_l = \frac{38,7^2 + 26,8^2}{110^2} \cdot 7,13 = 1,3 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_l = \frac{P_{л2}^2 + Q_{л2}^2}{U_{ном}^2} \cdot X_l = \frac{38,7^2 + 26,8^2}{110^2} \cdot 15,12 = 2,8 \text{ МВАр.}$$

Активная и реактивная мощности в начале продольной ветви схемы замещения линии:

$$P_{л1} = P_{л2} + \Delta P_l = 38,7 + 1,3 = 40,0 \text{ МВт};$$

$$Q_{л1} = Q_{л2} + \Delta Q_l = 26,8 + 2,8 = 29,6 \text{ МВАр.}$$

Мощность, поступающая в линию, с учетом части зарядной мощности ВЛ:

$$P_1 = P_{л1} = 40,0 \text{ МВт};$$

$$Q_1 = Q_{л1} - \frac{Q_3}{2} = 29,6 - \frac{1,2}{2} = 29,0 \text{ МВАр.}$$

Получены первые приближения мощности в различных точках линии. Определим составляющие падения напряжения по данным начала продольной ветви. Продольная составляющая:

$$\Delta U = \frac{P_{л1} R_l + Q_{л1} X_l}{U_1} = \frac{40,0 \cdot 7,13 + 29,6 \cdot 15,12}{115} = 6,37 \text{ кВ.}$$

Поперечная составляющая:

$$\delta U = \frac{P_{л1}X_{л} - Q_{л1}R_{л}}{U_1} = \frac{40,0 \cdot 15,12 - 29,6 \cdot 7,13}{115} = 3,42 \text{ кВ.}$$

Модуль напряжения в конце ВЛ составит:

$$U_2 = \sqrt{U_1^2 - \delta U^2} - \Delta U = \sqrt{115^2 - 3,42^2} - 6,37 = 108,58 \text{ кВ.}$$

Вектор напряжения U_2 отстает от вектора U_1 на угол δ :

$$\delta = \arcsin \frac{\delta U}{U_1} = \arcsin \frac{3,42}{115} = 1,7^\circ.$$

Так как в начале расчета мы приняли напряжение в конце линии номинальным, следует повторить проделанные шаги при новом приближении напряжения U_2 . При этом получим уточненные значения мощности в начале и в конце ВЛ. Расчет продолжается до тех пор, пока вновь получаемые значения мощности и напряжения будут мало отличаться от значений, полученных на предыдущем шаге (с учетом заданной точности расчета).

10.2 Расчет распределительной сети по потере напряжения

Расчет напряжений в сельских распределительных сетях имеет важное значение, поскольку плотность нагрузок невелика и линии 0,38 и 10 кВ имеют значительную протяженность по сравнению с городскими и промышленными сетями.

Допустимые отклонения напряжения у потребителей в соответствии с ГОСТ составляют $\pm 5\%$. Надбавка напряжения в точке присоединения питающей ВЛ 10 кВ определяется режимом регулирования напряжения на районной подстанции. Примем надбавку $+5\%$ в часы максимальных нагрузок и 0% – в часы минимальных. Схема сети и график отклонения напряжения при максимальных нагрузках и минимальных нагрузках приведены на рисунке 10.2.

Минимальная нагрузка для сельских потребителей принимается $P_{\min} = 0,25 \times P_{\max}$. Надбавку трансформаторов КТП 10/0,38 кВ принимаем $+5\%$. Потери напряжения в трансформаторе при максимальной нагрузке – 4% ; при минимальной – 1% . Результаты сводим в таблицу 8.1.

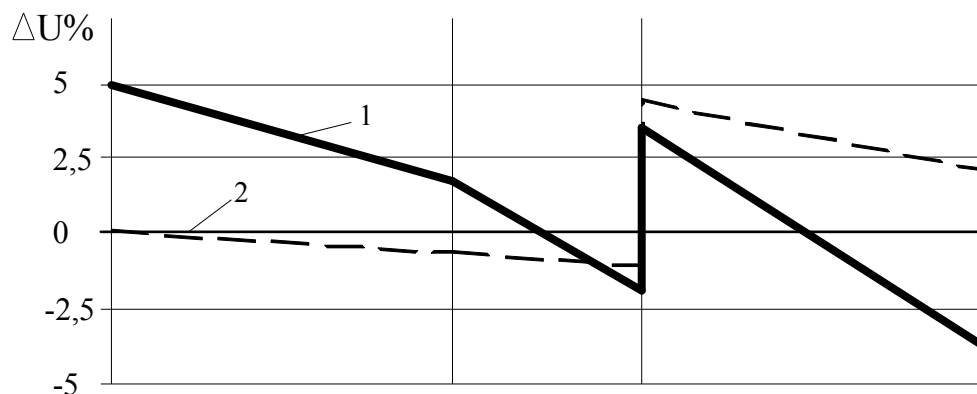
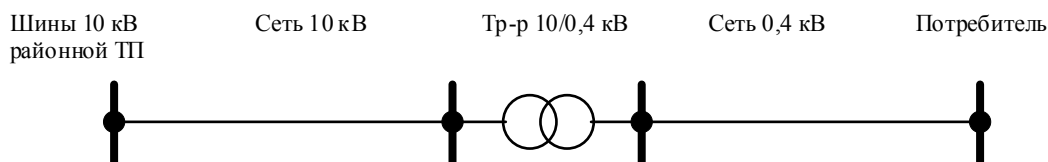


Рисунок 10.2 - Схема сети и график отклонения напряжения:
1 – при максимальных нагрузках; 2 – при минимальных

Таблица 10.1 - Отклонения напряжения в элементах сети

Элементы сети	Отклонение напряжения, % при нагрузке	
	P_{\max}	$P_{\min} = 0,25 \times P_{\max}$
Точка присоединения ВЛ 10 кВ	+5%	0
Линия 10 кВ	-5%	-1,25%
Трансформатор 10/0,4 кВ		
Надбавка	+5%	+5%
Потери	-4%	-1%
Линия 0,38 кВ	-6%	-1,5%
Потребитель	-5%	+2%

Допустимая потеря напряжения в линиях 10 и 0,4 кВ при максимальной нагрузке составит:

$$\Delta U_{\max} \% = +5\% + 5\% - 4\% + 5\% = 11\%.$$

Допустимая потеря напряжения распределяется между ВЛ 10 и 0,4 кВ в соответствии со средней длиной. Принимаем: для ВЛ 10 кВ $\Delta U_{\text{доп}}^{10} = 5\%$; для ВЛ 0,4 кВ – $\Delta U_{\text{доп}}^{0,4} = 6\%$.

Проверим уровень напряжения у потребителей при минимальной нагрузке. При этом учтем, что потери напряжения в линиях и трансформаторе уменьшаются в 4 раза:

$$\Delta U_{\min} = 0\% - 1,25\% + 5\% - 1\% - 1,5\% = +1,25\%.$$

Потеря напряжения в линии 0,38 кВ, состоящей из нескольких участков, определяется:

$$\Delta U = \sum_{i=1}^n \frac{P_i R_i + Q_i X_i}{U_n}, \quad (10.1)$$

где: P_i , Q_i – активная и реактивная мощность участка;
 R_i , X_i – активное и индуктивное сопротивление участка;
 U_n – номинальное напряжение ВЛ сети.

Поскольку участки магистральной ВЛ выполняются проводами одного сечения, то $R_i = r_o \times l_o$; $X_i = x_o \times l_o$ и формула (10.1) может быть представлена в виде:

$$\Delta U = \frac{r_o}{U} \sum_{i=1}^n P_i \times l_i + \frac{x_o}{U} \sum_{i=1}^n Q_i \times l_i, \quad (10.2)$$

или

$$\Delta U = \frac{r_o}{U} \times M_a + \frac{x_o}{U} \times M_p, \quad (10.3)$$

где: $M_a = \sum_{i=1}^n P_i \times l_i$ – суммарный момент активной мощности магистрали (кВт·км);

$M_p = \sum_{i=1}^n Q_i \times l_i$ – суммарный момент реактивной мощности (кВАр·км).

Как следует из таблицы 10.1, допустимая потеря напряжения ВЛ 0,38 кВ $\Delta U_{\text{доп}} = 6\%$, что в именованных единицах составляет:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}} \%}{100} \times U_n = \frac{6}{100} \times 380 = 22,8 \text{ В.}$$

При выборе сечения проводов необходимо сравнить максимальное расчетное значение потери напряжения с величиной допустимого. Для этого выбирается наиболее загруженная магистраль сети (с максимальным моментом нагрузки). Так как номенклатура применяемых сечений невелика, целесообразно проверить минимально допустимое сечение по механической прочности (25 мм²). Если расчетная потеря напряжения больше допустимой, необходимо перейти к следующей ступени напряжения (35 мм²) с меньшими погонными параметрами r_o и x_o . Если ни одно из применяемых сечений не подходит по потере напряжения, требуется пересмотреть схему сети, т.е. предусмотреть дополнительную ВЛ 0,38 кВ или ТП 10/0,4 кВ.

10.3 Расчет проводов и кабелей по нагреву

При протекании электрического тока в проводнике выделяется тепло в соответствии с законом Джоуля - Ленца. Провод нагревается до температуры, при которой количество теплоты, получаемой проводом, становится равным количеству теплоты, отдаваемой его поверхностью окружающей среде.

Отдача теплоты проводами воздушных линий происходит главным образом за счет конвекции, т.е. теплового движения воздуха, окружающего провод. Значительно меньше теплоты теряется лучеиспусканием и совсем ничтожное количество – за счет теплопроводности воздуха. У кабелей, проложенных в земле, отдача теплоты происходит только благодаря теплопроводности почвы.

Температура провода не должна превышать установленное значение. Задача расчета – определить ток, который можно пропустить по проводу при данных условиях, чтобы температура провода не превзошла допустимую.

В зависимости от изоляции и условий прокладки допустимая температура проводников может составлять 60 - 80°C.

Длительно допустимые токи различных видов проводников приводятся в справочной литературе. В таблице 8.2 приведены допустимые токи по нагреву сельских воздушных линий 0,38 и 10 кВ.

Таблица 10.2 - Длительно допустимые токи сельских ВЛ 0,38 и 10 кВ

Сечение фазного проводника, мм ²	Марка провода		
	А	СИП-2А	АС
16	105	70	111
25	136	90	142
35	170	115	175
50	215	140	210
70	265	180	265
95	320	215	330

Вопросы для самопроверки

1. Какие параметры при расчете режима электропередачи считаются заданными?
2. Из каких этапов состоит расчет режима?
3. В чем суть пошагового расчета с последовательным приближением?
4. Как определить допустимую потерю напряжения в сети 0,38 кВ?
5. Для чего необходимо проводить расчет для максимальных и минимальных нагрузок?
6. Что такое момент активной и реактивной нагрузки?
7. Как выбирается сечение проводов сельских ВЛ по потере напряжения?
8. Каким образом происходит отдача теплоты проводниками с током при различных условиях прокладки?
9. Что такое длительно допустимый ток по нагреву?

11 ВИДЫ, ПРИЧИНЫ И ПОСЛЕДСТВИЯ ТОКОВ КЗ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ И РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ ТЕРМИЧЕСКОЕ И ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

11.1 Классификация нарушений режима работы сети

Короткими замыканиями (КЗ) называют замыкания между фазами (фазными проводниками электроустановки), замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах. Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения. Основные виды повреждений сети приведены на рисунке 11.1.

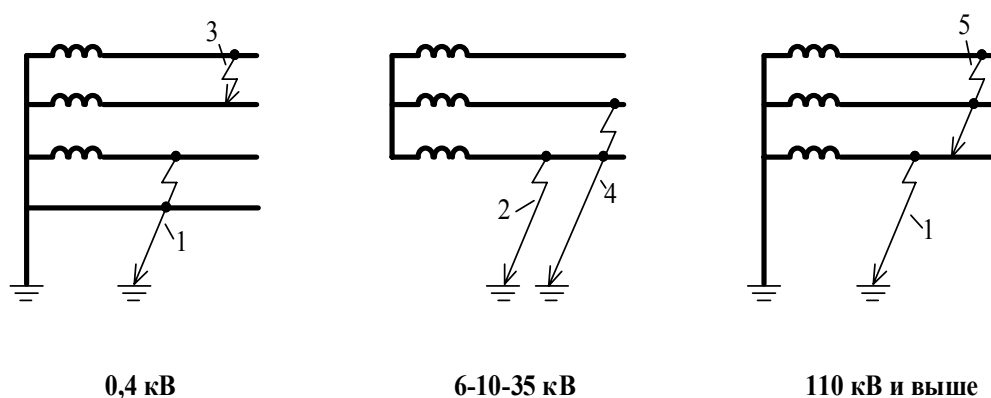


Рисунок 11.1 – Виды повреждений в электрических сетях:

- 1 – однофазное КЗ; 2 – однофазное замыкание на землю;
3 – двухфазное КЗ; 4 – двухфазное КЗ на землю;
5 – трехфазное КЗ.

По статистике нарушения вида 1 и 2 составляют около 70 %; 3 и 4 – 25 % и 5 – 5 %. Причины: чаще всего схлестывание проводов и перекрытия изоляции ВЛ, нарушения изоляции, ошибки персонала.

Возможны и более сложные виды повреждений, представляющие сочетание некоторых из перечисленных. В процессе развития повреждения возможны переходы одного вида повреждения в другой, чаще с охватом большего числа фаз.

На относительное число тех или иных видов повреждений и характер их протекания оказывают влияние рабочее напряже-

ние, режим заземления нейтралей сети, время отключения повреждения и некоторые другие факторы. Трехфазные КЗ принято учитывать для сетей всех видов и напряжений, хотя по мере роста номинального напряжения и увеличения расстояния между фазами их вероятность резко уменьшается.

Различают однофазные замыкания на землю в сетях с глухо- (эффективно-) заземленными нейтралями – однофазные КЗ и однофазные замыкания в сетях с изолированными или заземленными через дугогасящие реакторы (катушки) нейтралями, не называемые КЗ.

11.2 Последствия коротких замыканий

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т.п. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т.е. должны быть термически стойкими.

Протекание токов КЗ сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты и электрические машины должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т.е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Короткие замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения. Снижение напряжения на шинах у потребителя может привести к опасным последствиям. Особенно чувствительна к снижениям напряжения двигательная нагрузка. При глубоких снижениях напряжения уменьшается вращающий момент электродвигателя до значений, меньших момента сопротивления механизма. Электродвигатель тормозится, что влечет за собой увеличение потребляемого им тока. При этом еще больше увеличивается падение напряжения в сети, вследствие чего может раз-

виться лавинообразный процесс, захватывающий все большее количество потребителей электроэнергии.

Резкое понижение напряжения при КЗ может привести к нарушению устойчивости параллельной работы генераторов и к системной аварии. Для обеспечения надежной работы энергосистем и предотвращения повреждений оборудования при КЗ необходимо быстро отключать поврежденный участок. К мерам, уменьшающим опасность развития аварий, относится также правильный выбор аппаратов по условиям КЗ, применение токоограничивающих устройств, выбор рациональной схемы сети.

11.3 Переходный процесс КЗ

Короткое замыкание сопровождается переходным процессом, при котором значения токов и напряжений, а также характер их изменения во времени зависят от соотношения мощностей и сопротивлений источника питания (генератор, система) и цепи, в которой произошло повреждение. С учетом этого все возможные случаи КЗ можно условно разделить на две группы, а именно: КЗ в цепях, питающихся от шин неизменного напряжения (энергосистемы); КЗ вблизи генератора ограниченной мощности.

Шинами неизменного напряжения условно считают такой источник, напряжение, на зажимах которого остается практически неизменным при любых изменениях тока в подключенной к нему цепи. Иначе говоря, отличительным признаком этого источника (его называют системой бесконечной мощности) является то, что его собственное сопротивление ничтожно мало по сравнению с сопротивлением цепи КЗ.

Ко второй группе относят повреждения, происходящие на выводах генераторов или на таком удалении от них, что сопротивление цепи КЗ соизмеримо с сопротивлением генератора. В этом случае изменение параметров самого генератора при КЗ существенно влияет на ход процесса и им нельзя пренебречь.

На рисунке 11.2 показан переходный процесс изменения тока в одной из фаз при 3-х фазном КЗ. Результирующая кривая образуется периодической и аperiodической составляющими. Основными характеристиками являются: действующее значение установившегося тока КЗ I_k ; ударный ток i_y ; мощность, выделяющаяся в цепи короткого замыкания S_k .

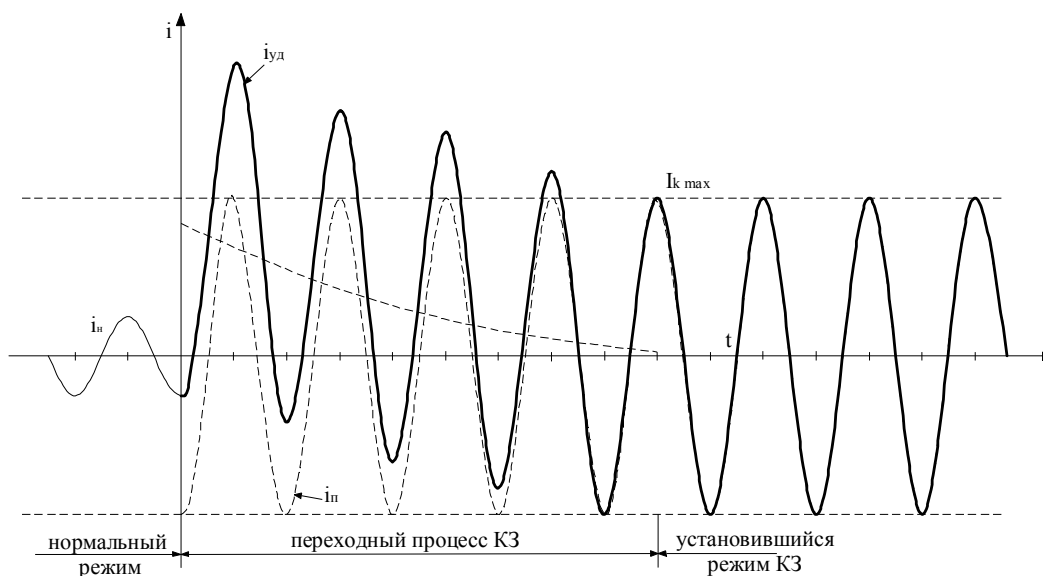


Рисунок 11.2 – Переходный процесс КЗ

Максимальное мгновенное значение тока – ударный ток – определяется:

$$i_y = \sqrt{2}k_y I_k, \quad (11.1)$$

где k_y – ударный коэффициент, который зависит от соотношения активного и реактивного сопротивлений цепи КЗ.

Общее время протекания тока КЗ до отключения его защитными устройствами составляет от 0,2...0,3 с до нескольких секунд. Это время определяется инерционностью устройств защиты и выдержкой времени срабатывания токовых реле.

11.4 Расчет токов КЗ

Расчет токов короткого замыкания производится по расчетным схемам замещения. Целью расчета токов короткого замыкания (КЗ) являются: проверка аппаратов на термическую и электродинамическую стойкость; выбор защитных аппаратов линий и трансформатора; проверка условий надежности, селективности и чувствительности защиты.

На рисунке 11.3 приведена схема сельской распределительной сети. В качестве расчетных точек КЗ принимают шины 10 и 0,4 кВ подстанций (точки K_1 и K_2) и места ввода к потребителям в конце ВЛ 0,38 кВ (точки K_3).

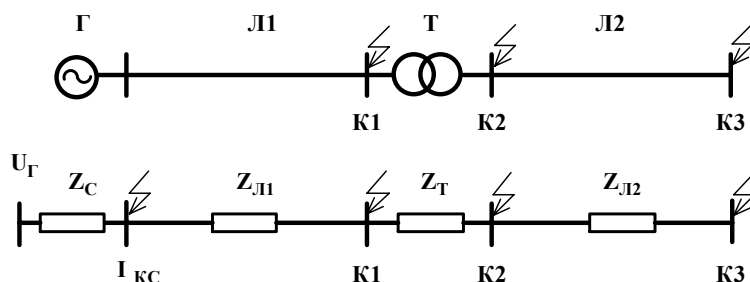


Рисунок 11.3 – Схема сети и схема замещения

Источник, питающий сеть КЗ, может быть принят системой бесконечной мощности. Тогда сопротивление системы $Z_c = 0$, и ток КЗ на шинах источника $I_{КЗ}$ бесконечно большой.

Если ток КЗ на шинах 10 кВ районной подстанции имеет конечное значение, то сопротивление системы определяется:

$$Z_c = \frac{U_\Gamma}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}}. \quad (11.2)$$

Сопротивление системы отражает сопротивление трансформатора 35/10 кВ и других элементов сети высокого напряжения энергосистемы. При расчете напряжение источника принимают $U_H = 1,05U_{ном}$.

Ток трехфазного КЗ в точке К1:

$$I_K = \frac{U_\Gamma}{\sqrt{3}z_K} = \frac{U_\Gamma}{\sqrt{3}(z_C + z_{Л1})}; \quad (11.3)$$

в точке К2:

$$I_K = \frac{U_\Gamma}{\sqrt{3}z_K} = \frac{U_\Gamma}{\sqrt{3}(z_C + z_{Л1} + z_T)}; \quad (11.4)$$

в точке К3:

$$I_K = \frac{U_\Gamma}{\sqrt{3}z_K} = \frac{U_\Gamma}{\sqrt{3}(z_C + z_{Л1} + z_T + z_{Л2})}. \quad (11.5)$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_K^{(3)}. \quad (11.6)$$

Ток однофазного КЗ в наиболее удаленной точке:

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\Pi} + \frac{Z_{\Gamma}}{3}} . \quad (11.7)$$

где: U_{ϕ} – фазное напряжение;
 Z_{Π} – сопротивление петли «фаза – ноль».

Максимальное мгновенное значение тока – ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} k_y I_K . \quad (11.8)$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_K = \sqrt{3} U_{\Gamma} I_K . \quad (11.9)$$

11.5 Термическое действие токов КЗ

При протекании тока КЗ температура проводников и токоведущих частей электрических аппаратов повышается. Поскольку ток КЗ значительно превышает ток рабочего режима, нагрев может достигать опасных значений, превышающих наибольшие допустимые температуры. Критерием термической стойкости проводников является допустимая температура его нагрева токами КЗ.

Предельные значения допустимых температур нагрева при КЗ устанавливаются с учетом снижения механических свойств проводниковых материалов, изолирующих свойств изоляционных материалов, а также надежности работы контактных систем при повышении их температуры. Значительное повышение температуры приводит к снижению временного сопротивления разрыву проводниковых материалов и пробивного напряжения изоляции, а также к интенсивному окислению контактов аппаратов и контактных (особенно болтовых) соединений проводников. Длительное повышение температуры сокращает срок службы изоляции, приводя к ее плавлению или обугливанию.

Степень термического воздействия тока КЗ на проводники и электрические аппараты производят с помощью интеграла Джоуля:

$$B_K = \int_0^{t_K} i_K^2(t) dt , \quad (11.10)$$

где i_K – ток КЗ в произвольный момент времени t ,
 A ; t_K – расчетная продолжительность КЗ, с.

Термически эквивалентный ток КЗ $I_{тер}$ – неизменный по амплитуде (синусоидальный) ток, который за время, равное расчетной продолжительности КЗ, оказывает на проводник или электрический аппарат такое же термическое воздействие, как и реальный ток КЗ за это же время. Этот ток связан с интегралом Джоуля соотношением:

$$I_{тер.эк} = \sqrt{\frac{B_{\kappa}}{t_{\kappa}}} . \quad (11.11)$$

Интеграл Джоуля (и соответственно термически эквивалентный ток КЗ) является сложной функцией параметров источников энергии (генераторов, синхронных компенсаторов, электродвигателей), конфигурации исходной расчетной схемы, положения расчетной точки КЗ относительно источников энергии и других факторов.

В тех случаях, когда $t_{\kappa} > 3T_a$ (T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ), интеграл Джоуля и термически эквивалентный ток КЗ можно определять по формулам:

$$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 (t_{\kappa} + T_a) ; \quad (11.12)$$

$$I_{тер.эк} = I_{\kappa} \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_{\kappa}}} . \quad (11.13)$$

Уравнение теплового баланса проводника при КЗ сводится к виду:

$$B_{\kappa} / S^2 = A_{\kappa} - A_n, \quad (11.14)$$

где B_{κ} – интеграл Джоуля;

A_{κ} и A_n – постоянные, соответствующие значению интеграла в начале и в конце процесса нагрева;

S – сечение проводника.

Определение температуры нагрева проводников к моменту отключения КЗ производят с использованием кривых зависимости температуры нагрева проводников θ от величины A (рис. 11.4).

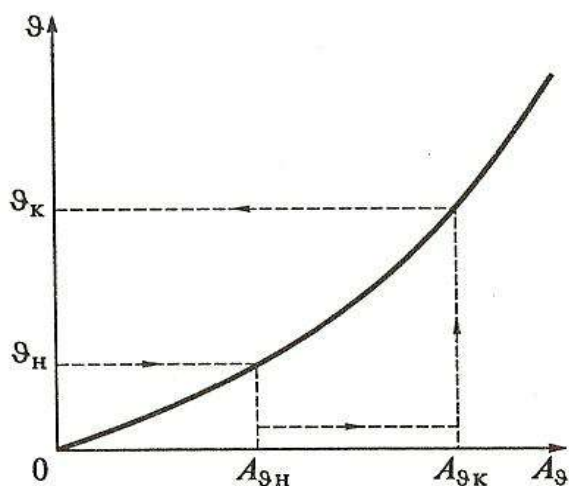


Рисунок 11.4.

К определению температуры нагрева проводников при КЗ

ника, используя формулу:

Порядок определения температуры нагрева проводника, заключается в следующем:

- исходя из начальной температуры проводника θ_n по кривой рис. 11.4 находят значение величины A_n при этой температуре;
- определяют значение интеграла Джоуля B_k при расчетных условиях КЗ;
- находят значение величины A_k , соответствующее конечной температуре нагрева провод-

$$A_k = A_n + B_k / S^2, \quad (11.15)$$

причем для сталеалюминевых проводов S – площадь поперечного сечения алюминиевой части провода;

- по найденному значению величины A_k с помощью кривой на рис. 11.4 определяют температуру нагрева проводника к моменту отключения КЗ θ_k .

11.6 Электродинамическое действие токов КЗ

Два проводника с токами i_1 и i_2 испытывают механическое воздействие между собой. Оно выражается в притяжении проводников друг к другу или в отталкивании друг от друга. Указанное явление объясняется взаимодействием магнитных полей, возникающих вокруг проводников с токами.

Силы взаимодействия проводников с токами определяются с учетом того, что проводник с током i_1 оказывается в магнитном поле проводника с током i_2 и, наоборот, проводник с током i_2 – в магнитном поле проводника с током i_1 (рисунок 11.5).

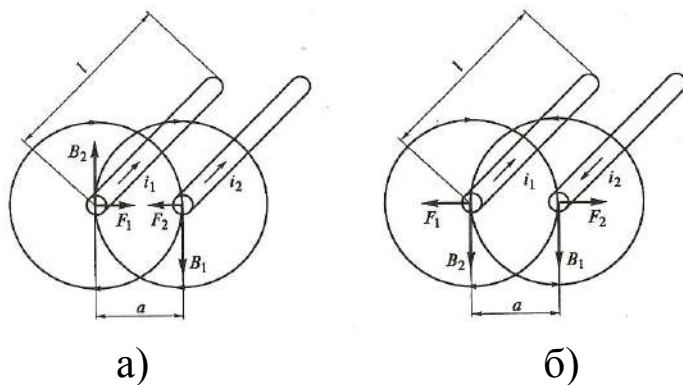


Рисунок 11.5 – Взаимодействие двух параллельных проводников с током: а – при одинаковом направлении токов в проводниках; б – при встречном направлении токов

Если проводники расположены параллельно на расстоянии a друг от друга, причем расстояние l , на котором они идут параллельно друг другу, значительно больше расстояния между проводниками a , то магнитная индукция B_l , созданная током i_l в тех точках, где расположен второй проводник:

$$B_l = \mu\mu_0 \frac{i_l}{2\pi a}, \quad (11.16)$$

где μ – относительная магнитная проницаемость воздуха;
 μ_0 – магнитная проницаемость вакуума, Гн/м.

Направление вектора B_l перпендикулярно плоскости, в которой расположены проводники, и определяется по правилу буравчика.

На второй проводник действует сила:

$$F_2 = B_l i_2 l = \mu\mu_0 l \frac{i_1 i_2}{2\pi a}. \quad (11.17)$$

В свою очередь, первый проводник находится в магнитном поле, созданном током i_2 , причем сила, действующая на первый проводник:

$$F_1 = B_2 l i_1 = \mu\mu_0 l \frac{i_1 i_2}{2\pi a}. \quad (11.18)$$

Силы F_1 и F_2 равны по значению, а направления векторов этих сил определяются по правилу левой руки. При этом оказывается, что проводники с токами одинакового направления притягиваются друг к другу, а проводники с токами противоположного направления отталкиваются друг от друга. В трехфазной системе токи фаз А, В и С записываются в виде:

$$i_A = I_m \sin(\omega t);$$

$$i_B = I_m \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right);$$

$$i_C = I_m \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right).$$

При расположении фаз в одной плоскости проводники крайних и средней фаз находятся в различных условиях. Для определения наибольшей силы, действующей на ту или иную фазу рассматриваемой системы, необходимо сравнить силы, действующие на крайние и среднюю фазы. В наиболее тяжелых условиях находится средняя фаза, которая и должна являться расчетной при проверке на электродинамическую стойкость трехфазных систем.

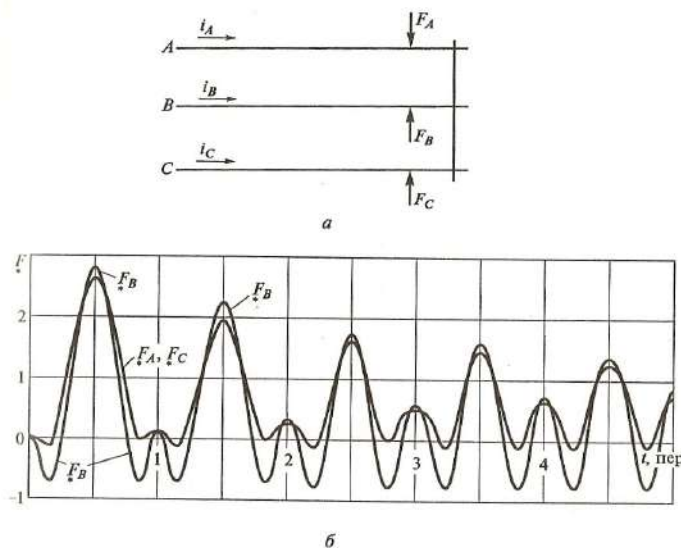


Рисунок 11.6 – Электродинамические силы в шинной линии при 3-х фазном КЗ:

а – поясняющая схема;
б – силы, действующие на проводники фаз

Силы взаимодействия между проводниками фаз с учетом положительных направлений (рисунок 11.6, а) определяются уравнениями:

$$F_A = A \left(i_A i_B + \frac{1}{2} i_A i_C \right);$$

$$F_B = A (i_A i_B + i_B i_C); \quad (11.19)$$

$$F_C = A \left(\frac{1}{2} i_A i_C + i_B i_C \right).$$

Силы F_A , F_B , F_C имеют наибольшие значения при одних и тех же условиях, когда $\Psi = 75, 165, 255, 345$ эл. град. Изменение эти сил во времени при $\Psi = 30$ эл. град. показано на рисунке 11.6, б. При удаленных КЗ отношение токов двухфазного и трехфазного замыканий составит:

$$\frac{I_K^{(2)}}{I_K^{(3)}} = \frac{\sqrt{3}}{2},$$

поэтому сила взаимодействия между проводниками при двухфазном КЗ меньше сил, действующих на проводники при трехфазном КЗ. Таким образом, расчетным видом КЗ при проверке проводников и электрических аппаратов на электродинамическую стойкость является трехфазное КЗ.

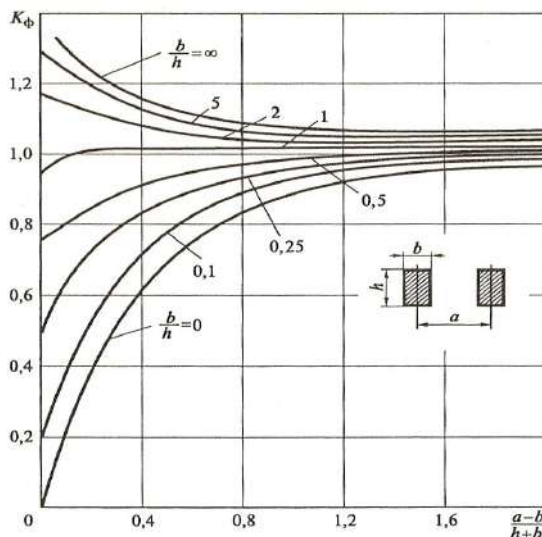


Рисунок 11.7 – Кривые для определения коэффициента формы шин прямоугольного сечения

корытного сечения с высотой последнего 0,1 м и более следует принимать $K_\phi = 1$.

В случае расположения проводников, отличного от расположения в одной плоскости, в формулы вводится коэффициент $K_{расп}$, учитывающий схему их взаимного расположения (рисунок 11.8).

Приведенные формулы сил взаимодействия проводников с током получены для проводников сплошного круглого поперечного сечения. В случае проводников прямоугольного сечения в выражения (11.17), (11.18), (11.19) вводится коэффициент формы K_ϕ . Для проводников (шин) прямоугольного сечения K_ϕ определяется по кривым, приведенным на рисунке 11.7.

Для проводников кольцевого, а также проводников (шин)

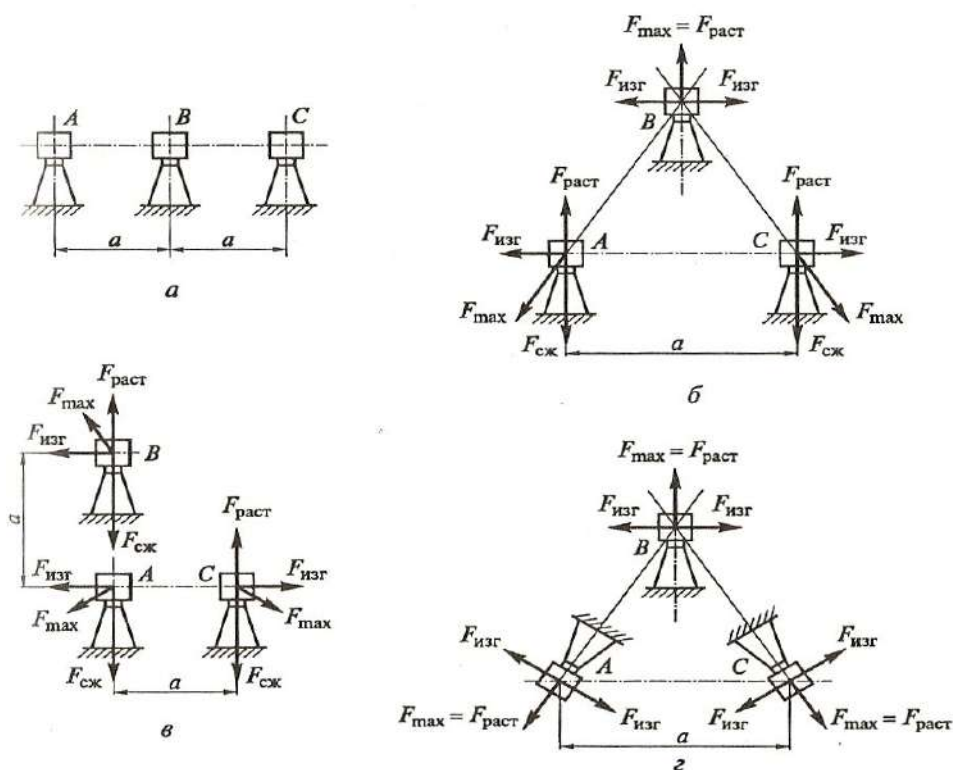


Рисунок 11.8 – Схемы взаимного расположения проводников (шин) при трехфазном КЗ

Взаимодействие проводников при рабочих токах, как правило, незначительно. При КЗ наибольшие электродинамические усилия F определяются значением ударного тока КЗ.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите виды коротких замыканий. Какова их доля в общем количестве аварийных отключений?
2. Каковы причины и последствия коротких замыканий?
3. Что такое однофазное замыкание на землю? Является ли оно коротким?
4. Какова длительность протекания токов КЗ при аварии?
5. От чего зависит длительность переходного процесса при КЗ?
6. Что такое ударный ток?
7. От чего зависит ударный коэффициент?
8. Как составить схему замещения при расчете токов КЗ?
9. Почему все сопротивления нужно привести к одному напряжению?
10. Как определить сопротивление питающей системы?
11. Как рассчитать ток симметричного трехфазного КЗ?
12. Как рассчитать токи двухфазного и однофазного КЗ?
13. Что является критерием термической стойкости проводников?
14. Что такое интеграл Джоуля?
15. К чему ведет повышение температуры проводников и токоведущих частей аппаратов?
16. Что такое термически эквивалентный ток КЗ?
17. Как определяется температура нагрева проводников при КЗ?
18. Как определить величину и направление силы, действующей между проводниками с током?
19. Какая фаза является расчетной в трехфазной системе проводников?
20. Поясните качественную картину мгновенных электродинамических сил при трехфазном КЗ.
21. Что такое коэффициенты формы и расположения проводников?

12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ВЫБОР АППАРАТОВ ЗАЩИТЫ В СЕТЯХ 0,38 КВ ЭЛЕМЕНТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

12.1 Требования, предъявляемые к устройствам релейной защиты

Релейная защита – составная часть комплекса устройств автоматического управления электроэнергетической системой. Ее основное назначение – защита от аварийных (КЗ) и ненормальных (перегрузок, однофазных замыканий на землю, разрывов фаз и др.) режимов в системах электроснабжения. В первом случае защита действует на отключение поврежденного участка сети, во втором, как правило – подает предупредительный сигнал персоналу. При аварийных отключениях защита должна воздействовать на другие устройства противоаварийной автоматики (АПВ, АВР и др.) с целью восстановления электроснабжения потребителей.

Требования, предъявляемые к релейной защите:

- *быстродействие* – свойство защиты обеспечить минимальное время аварийного режима и тем самым снизить негативное влияние токов КЗ; обеспечивается минимальной инерционностью срабатывания отдельных элементов систем защиты;
- *надежность* – требование состоит в том, чтобы защита надежно срабатывала при внутренних КЗ (т.е. внутри защищаемого участка) и не срабатывала при внешних КЗ и нормальных режимах работы;
- *чувствительность* – способность защиты реагировать на повреждения, когда изменение контролируемых параметров в аварийных режимах минимально (минимальных токах КЗ);
- *селективность* (избирательность) – свойство защиты обеспечивать отключение при КЗ только поврежденного элемента с помощью его выключателей.

Термин «релейная защита» отражает факт исполнения защиты на основе реле – аппаратов, которые при заданном значении входной воздействующей величины приходят в действие (срабатывают) и вызывают скачкообразное изменение выходной величины, поступающей на вход управляемых цепей. Защиты,

для которых воздействующей величиной служит ток, называют *токовыми защитами*. В зависимости от способа обеспечения селективности токовые защиты делят на максимальные токовые защиты (МТЗ) и токовые отсечки. Защиты, которые используют факт снижения напряжения при КЗ, называют *защитами напряжения*. В некоторых случаях дополнительно необходимо контролировать фазу тока по отношению к напряжению, такую защиту называют *токовой направленной*. Отношение напряжения к току по мере удаления точки КЗ от места установки защиты увеличиваются, защиту, реализующую этот принцип, называют *дистанционной*. Защиты, основанные на принципе сравнения токов в начале и в конце защищаемого элемента, называют *дифференциальными*. Используют и другие признаки, характеризующие КЗ: тепловое действие тока (*защиты от перегрузки*), появление светового излучения от дуги (*дуговая защита*), выделение газов в процессе разложения трансформаторного масла (*газовая защита*) и др.

12.2 Основные виды релейной защиты линий и трансформаторов

Схема МТЗ на постоянном оперативном токе представлена на рисунке 12.1.

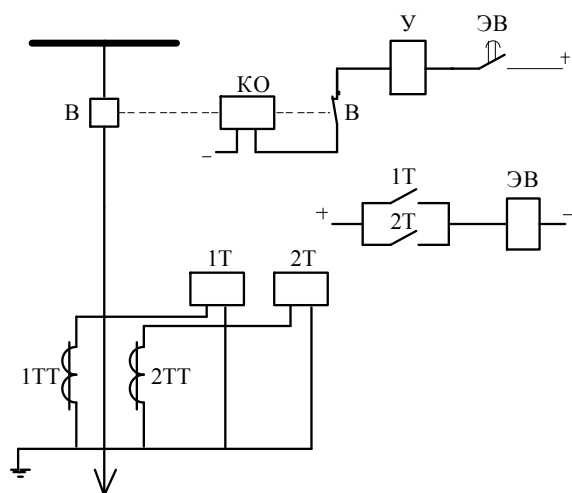


Рисунок 12.1 – Схема максимальной токовой защиты на постоянном оперативном токе

Первичными датчиками служат трансформаторы тока, установленные в двух фазах. В качестве токовых реле 1Т и 2Т могут использоваться, например, РТ - 40, а реле времени – РТВ. Функции реле тока и реле времени могут быть объединены в одном – РТ - 80. Селективность защиты обеспечивается отстройкой выдержки времени, при

этом раньше всех должен сработать выключатель, ближайший от места КЗ.

Токовая отсечка – это токовая защита без выдержки времени. Селективность обеспечивается выбором тока срабатывания. Выбор зоны защиты отсечки l_o иллюстрирует схема на рисунке 12.2.

Схема продольной дифференциальной защиты трансформаторов представлена на рисунке 12.3.

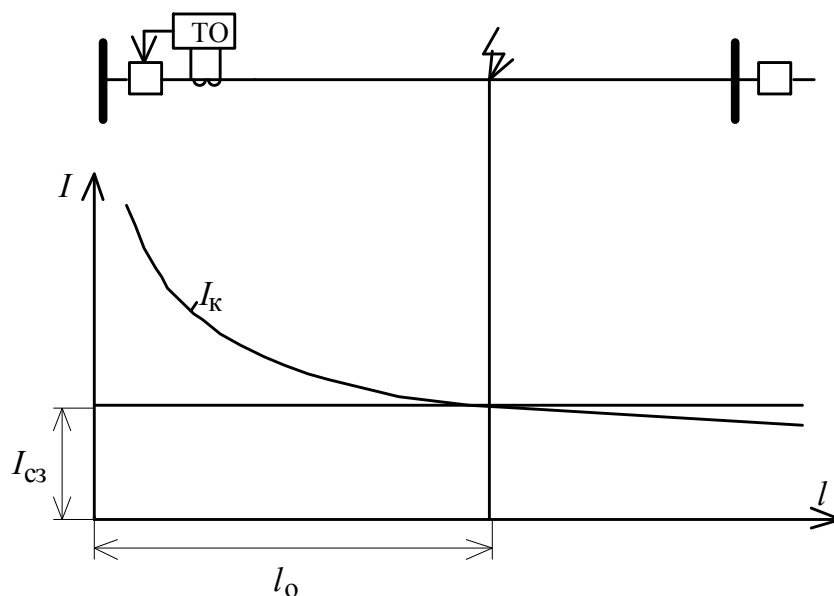


Рисунок 12.2 – Иллюстрация зоны действия токовой отсечки

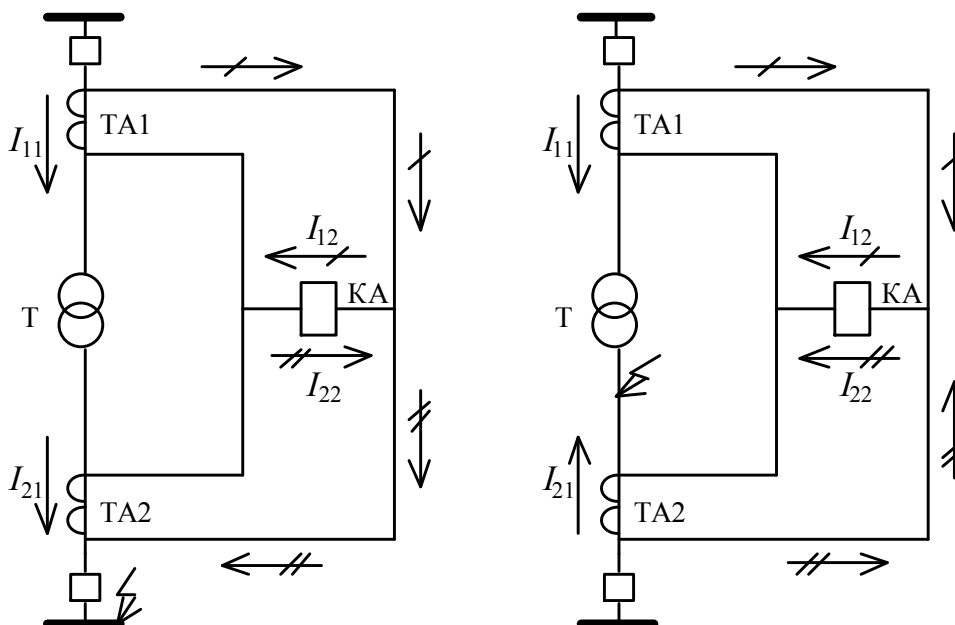


Рисунок 12.3 – Принципиальная схема продольной дифференциальной защиты

Токовое реле КА срабатывает только в случае возникновения КЗ в защищаемой зоне (между трансформаторами тока ТА1 и ТА2).

Основные параметры защит: ток срабатывания защиты:

$$I_{CЗ} = I_{MAX.P} \times k_H,$$

где $k_H > 1$ – коэффициент надежности; ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{I_{CЗ}}{k_{TT}},$$

где k_{TT} – коэффициент трансформации трансформатора тока; коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{MIN.K}}{I_{CЗ}} > 1.$$

Газовая защита – защита от всех видов повреждений внутри бака (кожуха) трансформатора, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, а также от понижения уровня масла в баке. В соответствии с ГОСТ 11677-85 газовое реле устанавливается на всех масляных трансформаторах с расширителем начиная с мощности 1 МВА, в связи с чем для таких трансформаторов должны быть выполнены и электрические цепи газовой защиты. Для сухих трансформаторов выполняется манометрическая защита.

Основные защиты – дифференциальная, газовая, токовые максимальные защиты, и в том числе отсечка, действуют на отключение трансформатора как со стороны высшего напряжения (выключателем), так и со стороны низшего напряжения. Защита от перегрузки может действовать на сигнал, на разгрузку, а в некоторых случаях на необслуживаемых подстанциях – на отключение трансформатора.

12.3 Источники оперативного тока

Оперативным называется ток, обеспечивающий работу логической (иногда и измерительной) части релейной защиты, ее исполнительного и сигнального органов, а также электромагнитов управления коммутационных аппаратов. Очевидно, что надежное функционирование устройства релейной защиты в целом во многом определяется надежностью источников питания и схемы оперативного тока.

Источники оперативного тока должны всегда, в любых аварийных режимах обеспечивать такие значения напряжения и мощности, которые гарантируют надежное действие релейной защиты и электромагнитов управления коммутационных аппаратов.

На подстанциях распределительных сетей могут применяться следующие виды оперативного тока и их источники:

- постоянный – аккумуляторные батареи;
- переменный – измерительные трансформаторы тока ТТ и трансформаторы напряжения ТН, а также трансформаторы собственных нужд ТСН;
- выпрямленный – блоки питания (токовые называются БИТ, напряжения – БПН, БПНС) и другие выпрямительные устройства;
- ток разряда конденсаторов – предварительно заряженные конденсаторы, собранные в блоки (БК), которые устанавливаются совместно с блоками для заряда конденсаторов (УЗ, БПЗ).

Из всех перечисленных источников оперативного тока самым надежным является аккумуляторная батарея. Это автономный источник, обеспечивающий работу устройств защиты, автоматики и управления даже при полном отключении подстанции от питающей электрической сети. Аккумуляторные батареи устанавливаются только на электростанциях и на крупных районных подстанциях, где защиты всех элементов, и в том числе трансформаторов 10 и 6 кВ, выполняются на постоянном оперативном токе.

Источники переменного оперативного тока – измерительные трансформаторы тока и напряжения ТТ и ТН, а также трансформаторы собственных нужд ТСН могут обеспечить надежное питание устройств релейной защиты только при их совместном использовании. Например, при близких трехфазных КЗ не смогут обеспечить защиту оперативным током ТН и ТСН, так как в этих случаях происходит глубокое, вплоть до нуля, снижение напряжения на подстанции. Но ТТ, через первичную обмотку которых проходит основной ток КЗ, могут обеспечить работу и устройств релейной защиты, и электромагнитов управления.

Схемы, в которых измерительные трансформаторы тока используются также как источники оперативного тока, называются схемами с дешунтированием электромагнитов управления. Если

же повреждение трансформатора не сопровождается большими токами КЗ, как, например, при витковом замыкании в одной из фаз его обмоток, или вообще не происходит увеличения тока сверх нормального, например, при уходе масла из бака трансформатора, то в качестве источников оперативного тока для работы соответствующих устройств защиты могут использоваться ТН или ТСН.

По тому же принципу, строится схема питания устройств защиты выпрямленным оперативным током. Для защиты трансформаторов 10 кВ выпрямленный ток применяется редко. Также редко используется на подстанциях 10 кВ энергия предварительно заряженных конденсаторов, которая может обеспечить работу устройств защиты и автоматики при полном погашении подстанции, например при отключении части электродвигателей перед повторной подачей напряжения на подстанцию, чтобы облегчить пуск (самозапуск) более ответственных электродвигателей.

12.4 Выбор защитных аппаратов в сетях до 1 кВ

Для защиты ВЛ 0,38 кВ применяют как правило автоматические выключатели типа ВА51, АЕ20, АЗ7 имеющие как тепловой, так и электромагнитный расцепитель.

Максимальный рабочий ток в линии определяется:

$$I_{p.max} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \times U_n}.$$

Ток теплового расцепителя автомата выбирается из условия:

$$I_m \geq (1,1 \div 1,3) \times I_{p.max}. \quad (12.1)$$

Коэффициент надежности $k_n = (1,1 \div 1,3)$ принимается ближе к верхней границе интервала, если нагрузка ВЛ носит преимущественно двигательный характер. Если преобладает электронагрев и освещение, то $k_n = 1,1$.

Для средних условий: $k_n \geq 1,2$.

Коэффициент чувствительности для проверки теплового расцепителя определяется:

$$k_q = \frac{I_{\kappa.min}}{I_m}, \quad (12.2)$$

где: $I_{\kappa.min}$ – минимальный ток короткого замыкания (однофазного) в удаленной точке ВЛ.

Выбранный ток теплового расцепителя должен удовлетворять условию:

$$k_q \geq 3.$$

Ток электромагнитного расцепителя автоматического выключателя выбирается из условия:

$$I_9 = 2,1(I_{p.max} + I_{n.max}), \quad (12.3)$$

где: $I_{n.max}$ – пусковой ток наибольшего электродвигателя;
 $I_{p.max}$ – максимальный рабочий ток других потребителей.

Ток электромагнитного расцепителя автомата как правило кратен номинальным токам теплового расцепителя.

Коэффициент чувствительности электромагнитного расцепителя проверяется по условию: $k_q^{(2)} = \frac{I_{\kappa}^{(2)}}{I_9} \geq 1,2$ (12.4)

где: $I_{\kappa}^{(2)}$ – ток двухфазного К.З. ВЛ.

Автоматический выключатель проверяется также по предельному току отключения, который не должен быть меньше максимального тока К.З в месте установки автомата.

12.5 Элементы автоматизации электрических сетей

Автоматическое повторное включение. Отключения элементов электрических сетей релейной защитой часто происходят вследствие неустойчивых повреждений, которые самоустраняются после снятия напряжения. Это возможно при грозовых перенапряжениях, схлестывании проводов от ветра или сбрасывании гололеда, перекрытия изоляции при «набросах» посторонних предметов. При быстром отключении поврежденного участка электрическая дуга гаснет, не вызывая существенного повреждения, и отключенный участок может быть вновь включен в работу. Поэтому в системах электроснабжения используют устройства автоматического повторного включения (АПВ).

По числу циклов включения различают АПВ однократного и двукратного действия. Процент успешных включений ВЛ 10 кВ в первом цикле составляет 60 – 70 %, во втором – 10 - 15 %. Значительно реже применяют трехкратные АПВ, успешность которых 1,5 – 3 %.

В системах сельского электроснабжения наиболее распространены трехфазные электрические устройства АПВ однократного действия и внедряют двукратное АПВ.

К устройствам АПВ предъявляют следующие основные требования.

1. АПВ должно происходить при всех аварийных отключениях выключателя, за исключением случая, когда отключение произошло сразу же после его оперативного включения персоналом. АПВ не должно происходить также при оперативном отключении выключателя.

2. АПВ должно обеспечиваться с заранее установленной выдержкой времени (бестоковой паузой до АПВ). Это возможно за счет реле времени устройства АПВ, уставку которого выбирают с помощью расчета.

3. АПВ должно происходить с заданной кратностью (например, для однократного АПВ – один раз после первого отключения). Возможность многократных включений должна быть исключена.

4. Устройство АПВ должно иметь автоматический возврат в состояние готовности к новому действию после успешного цикла повторного включения.

В сельских сетях напряжением 6...35 кВ применяют реле АПВ двукратного действия АПВ-2П, при разработке которого учтены особенности и условия работы этих сетей. Конструктивно реле выполнено в виде одного блока, размещенного на релейной панели шкафов распределительного устройства подстанции напряжением 35...110 кВ. В отличие от аналогичных устройств в реле АПВ-2 П возможен вывод из действия первого или второго цикла АПВ, обеспечивается регулировка выдержки времени бестоковой паузы от 0,6 до 7 с для первого цикла и от 1,2 до 28 с для второго цикла, имеется элемент проверки работоспособности, возможно применение реле с приводами и выключателями любых типов.

Функциональная схема реле АПВ-2П приведена на рисунке 12.4. Она содержит два элемента выдержки времени КТ1 и КТ2, выполненный на базе RC цепи, диодный логический элемент «ИЛИ» DW, пороговый элемент KV, усилитель А и исполнительный орган KL (выходное электромагнитное реле). Входные и выходные цепи реле подключаются к вспомогательным контактам выключателя Q.

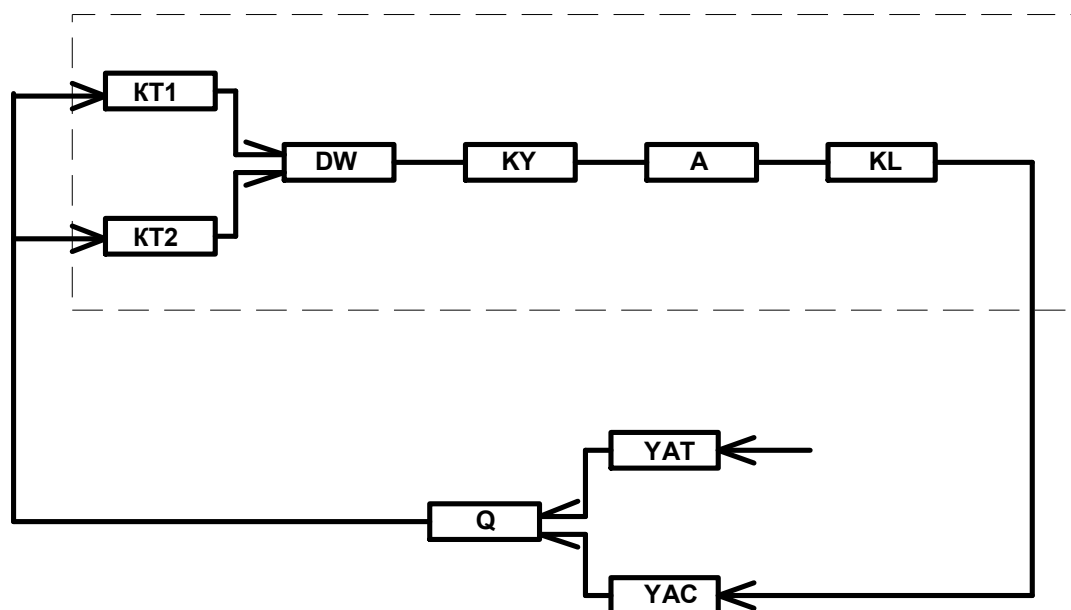


Рисунок 12.4 – Функциональная схема АПВ

После оперативного выключения выключателя Q реле АПВ-2П подготавливается к действию и будет готово к нему через 60 с. При аварийном отключении выключателя релейной защитой (подается питание на электромагнит отключения YAT выключателя) создается несоответствие положений выключателя и ключа управления, обеспечивающее пуск реле АПВ-2П. Через замыкающий вспомогательный контакт выключателя пускаются оба элемента времени КТ1 и КТ2.

По истечении установленного времени бестоковой паузы первого цикла АПВ выходной сигнал КТ1 через элементы DW, KV и А вызывает срабатывание исполнительного органа KL. При этом замыкается цепь питания электромагнитного включения YAC выключателя, и последний включается. При неуспешном АПВ в первом цикле выключатель Q отключается релейной защитой повторно. После подготовки привода к операции «Включение» пускается только элемент КТ2, так как КТ1 за время

включенного состояния выключателя не успевает подготовиться к повторному пуску. По истечении времени второго цикла АПВ элемент КТ2 обеспечивает срабатывание исполнительного органа КЛ, а последний – включение выключателя. При неуспешном втором цикле АПВ выключатель Q отключается окончательно, так как реле АПВ-2П за время нахождения выключателя во включенном состоянии не успевает подготовиться к работе.

При использовании АПВ в электрических сетях в ПУЭ предусматриваются определенные взаимодействия АПВ и релейной защиты. К ним относят так называемые ускорение защиты после АПВ и ускорение защиты до АПВ. Основное назначение этих мероприятий – ускорение ликвидации к.з. и, следовательно, уменьшение размеров повреждения.

Автоматическое включение резервного питания.

В сельских сетях напряжением 6...35 кВ предусматривают, как правило, схемы одностороннего питания потребителей, в которых имеющиеся источники электроснабжения (питающие линии, силовые трансформаторы на подстанциях, подстанции) работают раздельно. При этом можно существенно снизить значение токов к.з. в сети и применить более дешевые аппараты первичных цепей, упростить выполнение релейной защиты, уменьшить потери мощности и т.п. Для обеспечения нормативных показателей надежности электроснабжения при отключении основного (рабочего) источника питания к независимому резервному источнику питания подключают потребители с помощью специальных устройств автоматического включения резерва (АВР).

В системах сельского электроснабжения устройства АВР применяют в основном на двухтрансформаторных подстанциях напряжением 110...35/10 кВ и на линиях напряжением 10 кВ, работающих в условно-замкнутом режиме. Однако устройства АВР используют и в сетях напряжением до 1 кВ: на ТП напряжением 10/0,4, линиях напряжением 0,38 кВ, при подключении резервных дизельных станций.

Характерный признак выполнения АВР трансформаторов на подстанциях, называемых местными АВР – расположение всей аппаратуры на одной подстанции. Устройство АВР линий, подключенных к разным подстанциям и резервируемых друг друга, называют сетевыми АВР. Это комплекс устройств, в которых входят собственно само устройство АВР, устройства автоматики деления и другие устройства, расположенные в различных точках сети.

По направлению действия различают устройства АВР одностороннего и двустороннего действия. АВР одностороннего действия применяют в случаях, когда один из вводов питания служит постоянно рабочим, а второй – только резервным. Если оба ввода являются одновременно и рабочими и резервными по отношению друг к другу, то используют АВР двустороннего действия.

Устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1. АВР должно обеспечиваться при исчезновении напряжения у потребителя из - за аварийного, самопроизвольного или ошибочного отключения выключателя рабочего ввода питания или при исчезновении напряжения со стороны рабочего (основного) источника питания.

2. Устройство АВР не должно приходить в действие до отключения выключателя рабочего ввода во избежание включения резервного источника на устойчивое к.з. в основном источнике питания.

3. В случае исчезновения напряжения со стороны основного источника выключатель рабочего ввода до АВР должен отключаться специальным пусковым органом минимального напряжения.

4. АВР должно происходить с возможно минимальной выдержкой времени.

5. Действие АВР должно быть однократным, чтобы не допустить многократных включений резервного источника на устойчивое к.з.

6. Для ускорения отключения резервного источника при его включении на устойчивое к.з. должно предусматриваться ускорение защиты после АВР.

7. В схеме АВР должен существовать контроль исправности цепи включения выключателя резервного ввода питания.

При расчете и выборе уставок АВР трансформаторов определяют следующее.

1. Напряжение срабатывания пускового органа минимального напряжения:

$$U_{cp} = (0,25 \dots 0,4) \cdot U_n.$$

Для реле, подключаемых к ТСН, $U_{cp} = 55 \dots 88$ В, к ТН – $U_{cp} = 25 \dots 40$ В. В общем случае для реализации пускового органа

можно использовать два реле времени ЭВ-238, или одно реле времени типов ЭВ-выпрямитель, или два реле времени типов ЭВ-215...ЭВ-245. В этом случае необходимо подбирать экземпляры реле этой серии, у которых напряжение срабатывания соответствует условию.

2. Время срабатывания пускового органа:

а) по условию отстройки от времени срабатывания тех защит, в зоне действия которых повреждения могут вызвать снижение напряжения ниже принятого U_{cp} :

$$t_{cp.ABP} \geq t_{c.з.max} + \Delta t,$$

где $t_{c.з.max}$ – наибольшее время срабатывания защит, установленных на подстанции;

Δt - ступень селективности (с $\Delta t = 0,6$ с при использовании реле времени со шкалой до 9 с и $\Delta t = 1,5 \dots 2$ с – со шкалой до 20 с);

б) по условию согласования с другими устройствами автоматики, например, с АПВ питающей ЛЭП от основного источника

$$t_{cp.ABP} \geq t_{c.з.ЛЭП} + t_{АПВ,ЛЭП} + t_{зан},$$

где $t_{зан} = 2 \dots 3,5$.

3. Уставки по времени устройства автоматического восстановления нормальной схемы подстанции принимают равным: 15 с – на включение рабочего ввода; 20 с – на отключение секционного выключателя.

Сетевые АВР применяют на линиях с двусторонним питанием, нормально работающих в разомкнутом режиме (рисунок 12.5). Линии W1 и W2 питаются от разных подстанций (источников). T1 и T2 присоединены к ним соответственно через выключатели Q1...Q3 и Q7...Q5 и разомкнуты на специальном пункте АВР, где установлен выключатель Q4, оборудованный устройством сетевого АВР двухстороннего действия. При повреждении например, в точке K1 линия W1 отключается выключателем Q2 от основного источника питания G1. Устройство АВР на выключателе Q4 фиксирует отсутствие напряжения со стороны источника G1 и при наличии напряжения со стороны источника G2 дает команду на включение выключателя Q4. При устойчивом к.з. в точке K1 отключается выключатель Q3 и поврежденный участок

отделяется от всей сети. Потребители, подключенные к линии W1 на участке между выключателями Q3 и Q4, получают питание от источника G2.

В целом весь комплекс устройств сетевого АВР более сложен и расположен в разных точках сети.

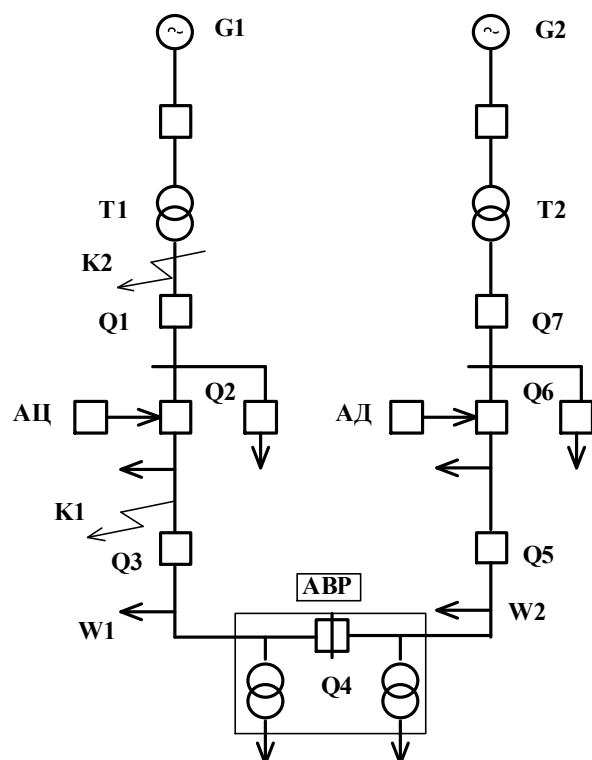


Рисунок 12.5 – Функциональная схема сетевого АВР

При к.з. в точке K2 линия W1 отключается от основного источника выключателем Q1. В этом случае перед срабатыванием АВР необходимо отключить головной выключатель линии Q2, иначе все потребители линий, отходящих от шин этой подстанции, окажутся подключенными к линии W2, что недопустимо. Это отключение происходит в бестоковую паузу перед АВР устройством автоматики деления (АД).

Вопросы для самопроверки

1. Каково назначение релейной защиты и автоматики в системах электроснабжения?
2. Назовите основные требования к устройствам релейной защиты?
3. Поясните принципы действия максимальной токовой защиты и токовой отсечки?
4. Какие типы защит используют для силовых трансформаторов?
5. Что такое продольная дифференциальная защита?
6. Какие устройства защиты применяют в сетях напряжения 0,38 кВ?
7. Какие требования предъявляются к чувствительности защитных аппаратов?
8. Назовите виды устройств автоматики, применяемых в системах электроснабжения?
9. Почему отключенный поврежденный участок сети можно часто повторно включать под напряжение?
10. В чем отличие местного и сетевого АВР?

13 ЗАДАЧИ СТАДИЙНОСТЬ И МЕТОДЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ПЛОТНОСТЬ ТОКА

13.1 Проектирование электрических сетей

Электрическая сеть – динамически развивающаяся система. Изменения связаны с присоединением новых потребителей, новых генерирующих мощностей, динамикой нагрузок существующих элементов, моральным и техническим износом эксплуатируемой сети.

Проект развития электрических сетей может быть связан с подключением новых нагрузок, новых генерирующих мощностей либо со стадийным проектом, срок которого установлен около 5 лет. Типы документов при этом:

1. Ввод в эксплуатацию крупного нагрузочного узла – система электроснабжения объекта.

2. Ввод новых электростанций или блока электростанции (ввод генерируемой мощности) – схема выдачи мощности.

3. Схема развития электрической сети, энергосистемы (в РФ – один раз в пять лет).

Среди стадий проектных работ могут быть выделены:

1. Предпроектные исследования:

- составление баланса активных и реактивных электрических нагрузок;
- обоснование экономической эффективности проектирования, строительства или реконструкции электросетевых объектов;
- проведение комплекса геологоразведочных изыскательных работ в местах предполагаемых трасс линий электропередачи и трансформаторных подстанций.

2. Технический проект:

На этой стадии принимаются основные инженерные решения по выбору конфигурации и параметров электрической сети:

- выбор номинальных напряжений;
- выбор конфигурации сети (схемы, структуры);
- выбор сечения проводов и кабелей, числа цепей;
- выбор схемы подключения подстанций, числа и мощности трансформаторов;
- расчет (проверка) нормальных и послеаварийных режимов;
- выбор средств регулирования напряжения и компенсации

реактивной мощности (вольтодобавочные трансформаторы, батареи конденсаторов, РПН, дополнительные средства управления режимами с целью проверки);

- расчет токов короткого замыкания и проверка аппаратуры по токам КЗ;

- принятие основных решений по релейной защите и автоматизации работы сети.

3. Рабочие чертежи, представляющие окончательный набор документов с монтажными и поопорными схемами, сметами, предназначенный для непосредственного пользования строительно - монтажными организациями.

Для небольших объектов две последние стадии могут быть объединены как техно - рабочий проект.

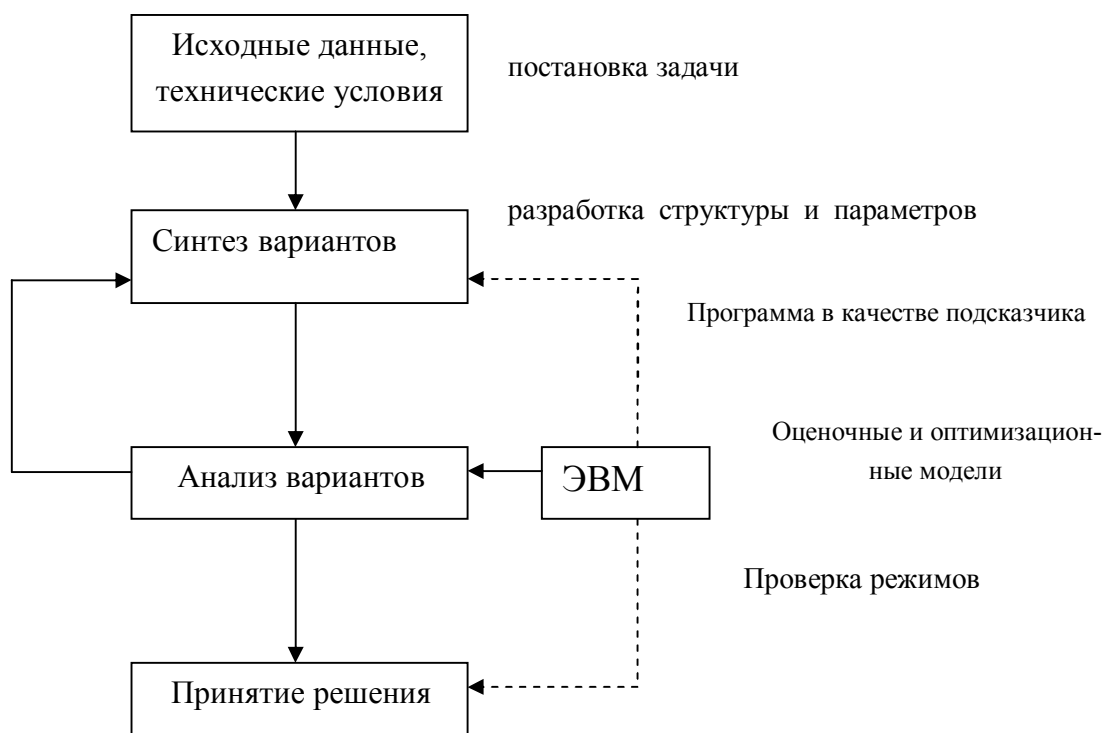


Рисунок – 13.1 Структурная схема САПР

При проектировании электрических сетей, как и других сложных технических объектов, широко используются компьютерные программы, облегчающие труд проектировщиков. Структурная схема системы автоматизации проектирования (САПР) представлена на рисунке 13.1. Основное назначение ЭВМ – анализ проектных вариантов и проверка режимов на основе оценочных моделей.

13.2 Техничко-экономические показатели электрических сетей

Электрические сети являются капиталоемким объектом, требующим значительных затрат на этапах проектирования, сооружения и эксплуатации сети. При анализе проектных вариантов, отличающихся структурой и параметрами сети, выбор часто осуществляется на основе экономического критерия. При этом должны быть соблюдены все технические требования по надежности и качеству электроснабжения.

Рассмотрим основные технико - экономические показатели электрических сетей и формы представления экономического критерия.

Капитальные затраты – это средства, идущие на проектирование, приобретение материалов и оборудования, монтаж и наладку линий электропередачи и подстанций. Капитальные затраты являются единовременными затратами и измеряются в тыс. руб.

Для линий электропередачи капитальные затраты определяются:

$$K_{лэп} = K_0 l \quad , \quad (13.1)$$

где: K_0 – погонные затраты, тыс. руб./км.;

l – протяжённость линии, км.

Для примера в таблице 13.1 приведены укрупненные показатели стоимости воздушных линий 35 кВ в ценах 1991 года [5].

Капитальные затраты на подстанцию определяются ее типом (способом присоединения к сети), количеством и мощностью силовых трансформаторов, схемами распределительных устройств. Наиболее капиталоемкими элементами подстанции являются силовые трансформаторы и высоковольтные выключатели. Одним из возможных видов представления капитальных затрат на подстанцию является следующий [2]:

$$K_{пс} = n_T K_T + n_B K_B + K_0 \quad , \quad (13.2)$$

где: K_T , K_B – стоимость силового трансформатора и высоковольтного выключателя;

n_T , n_B – соответственно их количество;

K_0 – постоянная составляющая стоимости подстанции, определяемая номинальным напряжением и типом подстанции.

Таблица 13.1 – Стоимость сооружения воздушных линий 35 кВ, тыс.р./ км

Опоры	Район по гололеду	Провода сталеалюминевые сечением, мм ²			
		70/11	95/16	120/19	150/24
Стальные одноцепные	I	12,2	12,4	13,1	13,3
	II	14,4	14,1	14,1	14,3
	III	16,5	16	16	17,7
	IV	18,2	17,8	17,4	21,3
Стальные двухцепные	I	17,3	18,1	19,2	19,5
	II	20,1	20,1	20,4	21,4
	III	24,2	24,1	25,2	25,4
	IV	27,2	27,2	28,9	28,9
Железобетонные одноцепные	I	-	9,4	10,3	10,9
	II	-	10,6	10,8	11,2
	III	-	12,2	12,3	12,3
	IV	-	13,7	13,6	13,4
Железобетонные двухцепные	I	-	15,3	14,1	14,8
	II	-	16,7	14,5	15,3
	III	-	19,5	17,3	17,8
	IV	-	21,7	18,8	19,1

Годовые эксплуатационные расходы.

Эта величина, называемая также *издержки эксплуатации*, представляет собой себестоимость передачи и распределения электрической энергии в проектируемой сети, выданной потребителям за год, и образуется из отчислений на амортизацию, расходов на текущий ремонт и обслуживание и стоимости потерь электроэнергии:

$$I = I_a + I_o + I_n, \quad (13.3)$$

где: I_a – расходы на амортизацию;

I_o – отчисления на текущий ремонт и обслуживание;

I_n – стоимость потерянной электроэнергии в сети.

Годовые эксплуатационные расходы являются текущими затратами и измеряются в тыс. руб./год.

Затраты на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание определяются нормативными отчислениями от капитальных затрат по проектируемым объектам:

$$I_a = Kp_a, I_o = Kp_o.$$

Объединив эти два слагаемых, получим:

$$I_{ao} = K(p_a + p_o) = Kp, \quad (13.4)$$

где p – суммарный норматив отчислений, который составляет для воздушных линий электропередачи величину 0,02...0,03 1/год; для электрооборудования электростанций и подстанций – 0,08...0,1 1/год [2,3].

Годовые затраты на компенсацию потерь электроэнергии в сети определяются:

$$I_n = \Delta W * C_9; \quad (13.5)$$

где ΔW – годовые потери энергии в проектируемой сети;

C_9 – стоимость 1 кВт*ч потерянной энергии.

Срок окупаемости дополнительных капитальных затрат.

При сравнении двух вариантов развития сети, отличающихся капитальными затратами и издержками эксплуатации ($K_1 > K_2$; $I_1 < I_2$), срок окупаемости дополнительных капитальных затрат определяется:

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{I_2 - I_1}, \text{ лет.} \quad (13.6)$$

Нормативный срок окупаемости инвестиций в отрасли.

Величина T_n является макроэкономическим показателем и характеризует текущее состояние развития экономической системы, в рамках которой проводится сравнение вариантов. Нормативный срок окупаемости напрямую связан со следующим показателем.

Нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений:

$$E_n = \frac{1}{T_n}, \text{ 1/год.} \quad (13.7)$$

Величина E_n может рассматриваться как учетная ставка банковского кредита при текущем состоянии развития экономики. В настоящее время в проектных расчетах развития электрических сетей может быть принято: $E_n = 0,2$ 1/год и, соответственно, $T_n = 5$ лет [1,2].

С учетом представленных показателей критерием выбора более экономичного варианта из двух возможных является следующий. Если $T_{ок} < T_n$, то экономически целесообразным является первый вариант, так как дополнительные единовременные затраты окупаются в нормативный срок и позволяют в дальнейшем экономить на издержках эксплуатации (например, за счет снижения потерь энергии). Если $T_{ок} > T_n$, то дополнительные капитальные затраты не эффективны, и целесообразным является второй вариант.

Приведенные затраты.

Этот показатель позволяет сформулировать экономический критерий выбора при любом числе возможных проектных вариантов:

$$Z_i = K_i E_n + I_i \rightarrow \min. \quad (13.8)$$

Для i -го варианта приведенные затраты (тыс. руб./год) определяются произведением капитальных затрат на нормативный коэффициент эффективности плюс издержки эксплуатации. Экономически целесообразным является вариант с наименьшими приведенными затратами.

Показатель (13.8) является основным статическим критерием экономического сравнения вариантов в условиях, когда капитальные вложения осуществляются в течение одного года, а ежегодные издержки эксплуатации остаются неизменными.

13.3 Экономическая плотность тока

Рассмотрим применение экономического критерия (13.8) для выбора сечения проводов электропередачи. Составляющие приведенных затрат представим функциями сечения проводов F . Капитальные затраты в линию электропередачи определяются ее длиной l и погонными затратами на 1 км длины линии K_o :

$$K = K_o l. \quad (13.9)$$

Зависимость погонных капитальных затрат в линию от сечения проводов фазы представлена на рисунке 13.2.

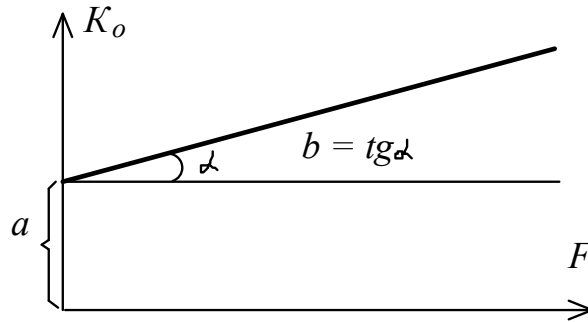


Рисунок 13.2 – Зависимость $K_{\text{л}} = f(F)$ для линии

Характер зависимости для всех типов электропередач и классов напряжения представляет собой линейную функцию с постоянной составляющей:

$$K_o = a + bF. \quad (13.10)$$

Такой характер зависимости подтверждается исследованиями многих авторов [2-5]. При этом численное значение постоянной составляющей a определяется классом напряжения, а коэффициента b – типом линии (воздушная, кабельная, конструкция фазы).

Издержки на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание в соответствии с (13.4) определяются капитальными затратами и нормативом годовых отчислений:

$$I_{ao} = Kp. \quad (13.11)$$

Годовые издержки на компенсацию потерь энергии в линии в соответствии с (3.5):

$$I_n = \Delta W * C_{\text{э}}. \quad (13.12)$$

Представим годовые потери энергии через потери мощности при максимальной нагрузке и время потерь τ по годовому графику нагрузки:

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P(I_{\text{max}}) \cdot \tau. \quad (13.13)$$

В свою очередь потери мощности определим через ток нагрузки и активное сопротивление фазного провода, которое связано с его сечением:

$$\Delta P(I_{\text{max}}) = 3I_{\text{max}}^2 R = 3I_{\text{max}}^2 \frac{\rho \cdot l}{F}, \quad (13.14)$$

где ρ – удельное сопротивление проводника; l – длина линии.

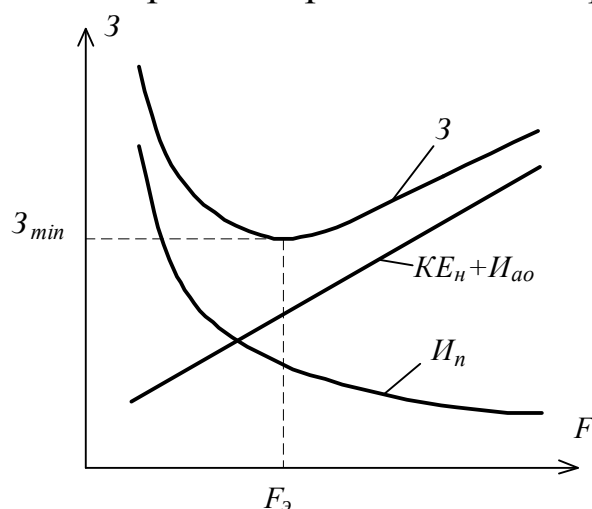
Подставив выражения (13.9)-(13.14) в целевую функцию (13.8), получим:

$$3 = (a + bF) \cdot l \cdot E_n + (a + bF) \cdot l \cdot p + 3I_{\max}^2 \frac{\rho \cdot l}{F} \cdot \tau \cdot C_{\text{э}}.$$

Запишем окончательно, объединив первые два слагаемых:

$$3 = (a + bF) \cdot l \cdot (E_n + p) + 3I_{\max}^2 \frac{\rho \cdot l}{F} \cdot \tau \cdot C_{\text{э}}. \quad (13.15)$$

Зависимость приведенных затрат на электропередачу от сечения провода представлена на рисунке 13.3.



Функция имеет точку минимума, которой соответствует оптимальное (или экономическое) сечение провода электропередачи $F_{\text{э}}$. Для определения экстремума функции приравняем к нулю ее первую производную $\frac{d3}{dF} = 0$.

Рисунок 13.3 – Зависимость $3 = f(F)$ для электропередачи

$$\text{Получим: } \frac{d3}{dF} = (E_n + p) \cdot l \cdot b - 3I_{\max}^2 \cdot \frac{\rho}{F^2} \cdot l \cdot \tau \cdot C_{\text{э}} = 0. \quad (13.16)$$

Уравнение (13.16) удобно решать относительно плотности тока, под которой, как известно, понимают отношение величины тока в проводе к его сечению:

$$\delta = \frac{I}{F}, \text{ А/мм}^2.$$

С учетом (13.16) экономическая плотность тока определяется:

$$\delta_{\text{э}} = \sqrt{\frac{(E_n + p) \cdot b}{3\rho\tau C_{\text{э}}}}. \quad (13.17)$$

Значения экономической плотности тока для регионов РФ приведены в справочной литературе [5,6]. Зная максимальную расчетную нагрузку электропередачи и нормативную экономическую плотность тока, определяют целесообразное сечение провода:

$$F_{\circ} = \frac{I_{\max}}{\delta_{\circ}}.$$

Метод экономической плотности тока удобен тем, что ее нормативные значения не зависят от класса напряжения, нагрузки и длины электропередачи. Определяющими факторами для их определения являются: стоимость электроэнергии в регионе C_{\circ} ; конструкция электропередачи и материал проводника (коэффициент b); плотность годового графика нагрузки (время потерь τ). Для воздушных линий с алюминиевыми проводами экономическая плотность тока составляет $1 \dots 1,2$ А/мм²; для кабельных линий – $1,4 \dots 2$ А/мм² (алюминиевые жилы) и $2 \dots 3,5$ (медные жилы).

13.4 Метод экономических интервалов

Определяя оптимальное сечение по экономической плотности тока мы не учитываем, что сечение является дискретной величиной. Для учета этого фактора предложен метод экономических интервалов [2,3], при этом приведенные затраты (13.15) рассматриваются как функция расчетной нагрузки и определяются только для стандартных сечений.

$$Z = f(I).$$

Тогда функция затрат (13.15) имеет вид:

$$Z = A + B \cdot I_{\max}^2, \quad (13.18)$$

где коэффициент A растет при переходе к большему стандартному сечению, а коэффициент B – уменьшается. На рисунке 13.4 приведена зависимость затрат от нагрузки для трех стандартных сечений, откуда видно, что каждое стандартное сечение имеет свой экономический интервал нагрузки, в пределах которого приведенные затраты остаются минимальными.

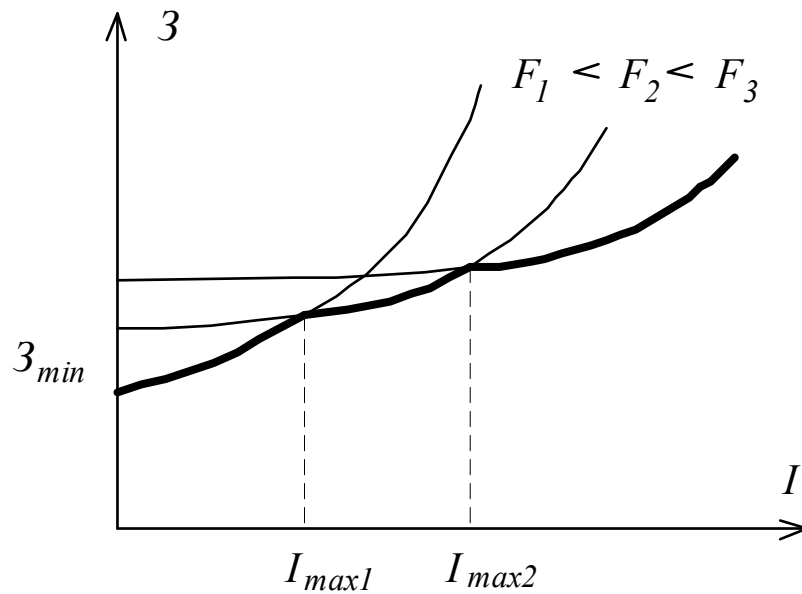


Рисунок 13.4 – Зависимость $Z = f(I)$ для различных сечений проводов ЛЭП

Вопросы для самопроверки

1. Назовите основные стадии проектирования развития электрических сетей.
2. Какие основные задачи решаются в техническом проекте развития сети?
3. В чем заключается многовариантность проектных решений?
4. Назовите основные технико-экономические показатели электрических сетей.
5. Что такое приведенные затраты?
6. Что такое экономическая плотность тока?
7. В чем заключается метод экономических интервалов?

14 ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ И КОНФИГУРАЦИИ СЕТИ НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УЩЕРБ ОТ НЕДООТПУСКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

14.1 Выбор номинального напряжения линии и конфигурации электрической сети

Задачи выбора напряжения и схемы сети тесно связаны между собой и в процессе проектирования обычно решаются совместно. В том случае, если заранее определены места расположения генераторного и нагрузочного узлов, на первый план выходит задача выбора номинального напряжения, т.е. на каком напряжении целесообразно передавать заданную мощность на заданное расстояние. Это имеет место, например, при разработке схемы выдачи мощности электростанции, или схемы электроснабжения крупного потребителя.

В отличие от задачи выбора сечения проводов электропередачи при выборе номинального напряжения должны учитываться затраты не только в саму линию, но и в передающую и приемную подстанции (рисунок 14.1):

$$Z = Z_{ПС1} + Z_{Л} + Z_{ПС2} \rightarrow \min.$$

Такая задача намного сложнее, но, тем не менее, в литературе известны попытки ее аналитического решения [2,4].



Рисунок 14.1 – Схема электропередачи

На практике для предварительного выбора номинального напряжения используют несколько подходов. Один из них связан с использованием эмпирических формул, предложенных в разное время на основе опыта проектирования и эксплуатации сетей [2,3]. В этих формулах напряжение электропередачи связано с основными факторами, влияющими на его выбор: передаваемая мощность и дальность передачи. Числовые коэффициенты формул обеспечивают связь размерностей: при подстановке P в «МВт», а L в «км» мы получаем U в «кВ».

Одной из первых является формула Стилла, предложенная американским инженером еще в начале 20-го века:

$$U = 4,34\sqrt{L+16P}. \quad (14.1)$$

Она была предназначена для линий длиной до 250 км и передаваемых мощностей до 100 МВт.

В 50-е годы была предложена формула А.М. Залесского:

$$U = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{L})}, \quad (14.2)$$

которая предназначалась для выбора напряжения при передаче мощности в сотни МВт на расстояние до 1000 км.

Наконец, в 70-е годы при обосновании новых классов сверхвысоких напряжений была предложена формула Г.А.Илларионова:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \sqrt{\frac{2500}{P}}}}. \quad (14.3)$$

Данная формула может быть использована для всего диапазона номинальных напряжений.

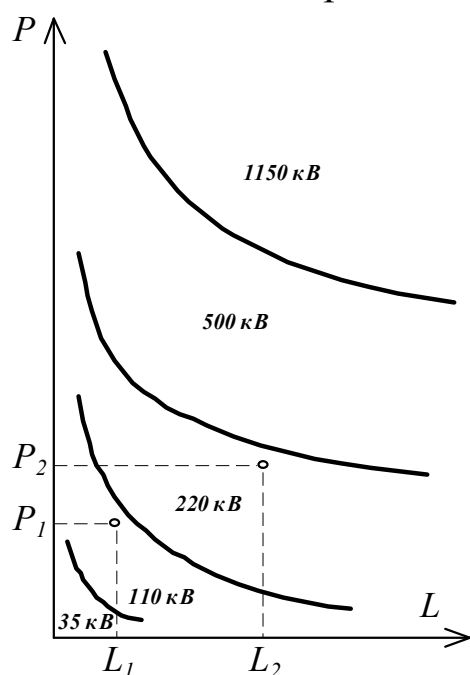


Рисунок 14.2 – Экономические зоны номинальных напряжений электропередач

В соответствии с приведенными формулами целесообразное напряжение электропередачи растет как с увеличением передаваемой мощности, так и с увеличением длины линии.

Другой подход к выбору номинального напряжения электропередачи связан с использованием экономических зон номинальных напряжений (рисунок 14.2).

Границы экономических зон, представленные на рисунке 14.2 являются кривыми равноэкономичности для смежных классов номинальных напряжений.

Это обобщающие зависимости, построенные в результате сравнения приведенных затрат для многочисленных вариантов сети с разными

P , L и U . На рисунке представлены зоны для основной в РФ системы номинальных напряжений 35-110-220-500-1150 кВ, аналогичные зоны могут быть представлены для системы 20(35)-150-330-750 кВ, характерной для западных районов РФ.

С ростом дальности и мощности электропередачи напряжение растет, т.е. осуществляется переход в экономическую зону более высокого номинального напряжения. Например, исходные условия P_1 и L_1 дают попадание в зону напряжения 110 кВ, а характеристики электропередачи P_2 и L_2 говорят о том, что целесообразным является напряжение 220 кВ. Если точка пересечения координат попадает на границу зон, это говорит о том, что соседние напряжения являются равноэкономичными, и выбор проектного варианта требует более детального технико-экономического анализа.

Если проектирование развития сети связано с подключением нескольких новых нагрузочных узлов, сооружением новых подстанций, значительной реконструкцией сети, то на первый план выходит задача выбора конфигурации сети. С ней тесно связана задача выбора способа подключения новых подстанций к сети.

Сети напряжением до 35 кВ проектируют, как правило, разомкнутыми с односторонним питанием. Они могут иметь структуру радиального, магистрального или смешанного типа, линии выполняться одноцепными или двухцепными. Для указанных классов напряжения может выбираться и замкнутая структура с двухсторонним питанием, но эксплуатируются они в разомкнутом режиме, при этом выбирается оптимальная точка размыкания.

Электрические сети напряжением 110 кВ и выше называют системообразующими, поскольку они объединяют на параллельную работу электростанции и мощные узловые подстанции. Такие сети работают в замкнутом режиме, они повышают надежность электроснабжения и снижают потери мощности. Недостатки состоят в том, что усложняются условия эксплуатации, труднее осуществлять автоматизацию и добиться селективности релейной защиты.

Трансформаторной подстанцией называется электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из силовых трансформаторов, распределительных устройств, устройств управления и других вспомогательных сооружений.

Типы подстанций по способу присоединения к электрической сети представлены на рисунке 14.3.

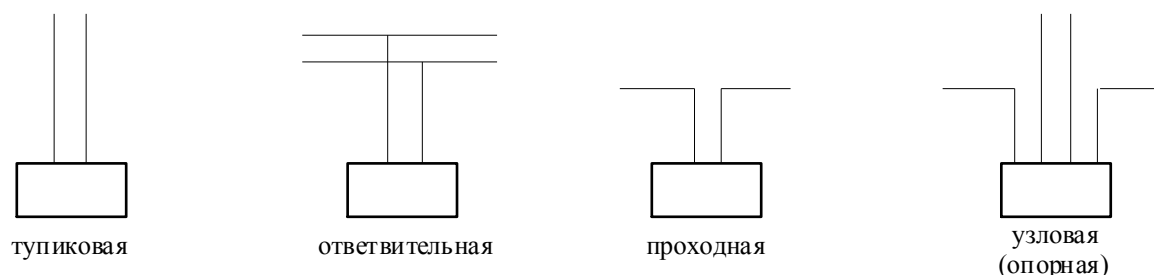


Рисунок 14.3 – Основные типы присоединения подстанций к сети

Требования к схемам электроподстанций:

- обеспечение необходимой надежности электроснабжения потребителей;
- обеспечение транзита мощности через подстанцию;
- возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах без отключения соседних присоединений;
- возможность поэтапного развития РУ подстанции без значительных работ по реконструкции и перерывов электроснабжения потребителей.

14.2 Учёт фактора надёжности при разработке схем электроснабжения

Надёжность – способность электрической сети сохранять эксплуатационные характеристики в определённых условиях, оговоренных нормативными документами. Электроприёмники в сетях по надёжности делятся на три категории.

К потребителям первой категории относятся те, перерыв электроснабжения которых связан с опасностью для жизни людей, массовым браком продукции, повреждением уникального оборудования. Согласно ПУЭ [6] эти потребители должны иметь питание не менее чем по двум линиям от независимых источников питания. Допускается перерыв питания на время ввода автомати-

ки. Среди первой категории выделяют группу потребителей, электроснабжение которых необходимо для безаварийного производства. Для этой группы создаётся третий резервный источник питания, включаемый при выключении остальных ИП.

К потребителям второй категории относятся те, перерыв в электроснабжении которых ведет к недоотпуску продукции, простою персонала и технологического оборудования. Их необходимо запитывать от двух независимых ИП. Допускается питание от одной воздушной линии или по двум кабелям, подключённым к одному источнику питания. Перерыв электроснабжения допускается в этом случае только на время устранения повреждения оперативным персоналом, но не более одного часа.

Потребители третьей категории имеют питание от одного источника, перерыв электроснабжения не более одних суток.

Для потребителей второй и третьей категории допустима количественная оценка надежности с использованием понятия вероятного ущерба от недоотпуска электроэнергии. В этом случае экономический критерий выбора варианта имеет вид:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i + U_i \rightarrow \min, \quad (14.4)$$

где: U_i – ожидаемый среднегодовой ущерб от перерыва электроснабжения:

$$U_i = W_n \cdot y_0, \quad (14.5)$$

где: W_n – вероятное значение годового недоотпуска энергии потребителям вследствие аварийных и преднамеренных отключений оборудования (кВт*час/год);

y_0 – удельный годовой ущерб из-за перерыва питания (тыс. руб./кВт*час).

Значения удельных ущербов для различных потребителей приведены в литературе [1].

Вероятный недоотпуск энергии определяется частотой и продолжительностью аварийных и плановых простоев электрооборудования:

$$W_n = (\omega_a \cdot T_a + \omega_n \cdot T_n) P_{max} \cdot E_o, \quad (14.6)$$

где: ω_a, ω_n – параметр потока отказов (среднее количество за год) и преднамеренных отключений;

T_a , T_n – среднее время восстановления отключенного элемента сети; E_o – коэффициент ограничения нагрузки потребления; P_{max} – суммарная наибольшая нагрузка нормального режима.

Показатели надежности элементов электрических сетей представлены в таблицах 14.1...14.3.

Таблица 14.1 - Показатели надежности воздушных линий

Наименование оборудования	Удельная частота простоев, (год*км) ⁻¹		Среднее время восстановления, час	
	устойчивых отказов ω_a	преднамеренных отключений ω_n	ремонта T_a	преднамеренного отключения T_n
ВЛ: 0,38 кВ 10 кВ	0,75	0,3	2,2	4,0
	0,25	0,12	3,22	5,0
Цепь ВЛ 35 кВ: одна две	0,08	0,10	4,0	5,5
	0,01	-	5,1	-
Цепь ВЛ 110 кВ: одна две	0,06	0,10	4,8	6
	0,008	-	5,8	-

Таблица 14.3 - Показатели надежности силовых электроустановок

Наименование оборудования	Частота, год ⁻¹		Среднее время, ч	
	Отказов ω_a	преднамеренных отключений ω_n	ремонта (замены) T_a	преднамеренного отключения T_n
Трансформаторы 10/0,4 кВ в закрытой трансформаторной подстанции	0,03	0,2	2,1	4,0
Комплексные трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ	0,07	0,25	2,7	4,0
Трансформаторы 35/10 и 110/10 кВ (наружной установки)	0,03	0,3	15 и 20	8 и 10
Ячейки 10 кВ наружной установки (КРУН)	0,05	0,25	4,0	4,5
Ячейка 10 кВ внутренней установки	0,007	0,20	3,5	4,0

Таблица 4.4 - Показатели надежности коммутационных аппаратов

Наименование аппаратов	Частота отказов в стационарном состоянии ωa_1 , год-1	Вероятность от-каза в срабатыва-нии ωa_2 , год-1	Среднее время ре-монта (замены) T_a
Выключатель мощности 10 кВ установки:			
внутренней	0,004	0,05	4,0
наружной	0,008	0,075	4,5
Выключатель нагрузки 10 кВ внутренней установки	0,006	0,07	3,5
Отделитель 10 кВ наруж-ной установки	0,010	0,08	4,0
Линейный разъединитель 10 кВ установки:			
внутренней	0,002	0,01	3,0
наружной	0,010	0,05	3,0
Предохранитель 10 кВ внутренней установки	0,05	—	1,8

Вопросы для самопроверки

1. Какие основные факторы влияют на выбор номинальных напряжений линий электропередач?
2. В чем заключается метод эмпирических формул?
3. Что такое экономические зоны номинальных напряжений?
4. Как различаются подстанции по способу присоединения к электрической сети?
5. Какие категории надежности электроснабжения Вы знаете?
6. Какими количественными характеристиками оценивается надежность электроснабжения?

15. МЕХАНИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ НА ПРОВОДА И ТРОСЫ РАСЧЕТ ВЛ НА МЕХАНИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ

15.1 Задачи расчета механической прочности ВЛ

Под механической прочностью ВЛ понимают способность проводов, опор и других элементов выдерживать механические нагрузки при расчетных, климатических, рельефных и других условиях.

Причинами повреждаемости ВЛ являются: атмосферные и коммутационные перенапряжения, изменения температуры, действие ветра, гололедные образования на проводах, вибрация и «пляска» проводов, загрязнение воздуха.

Атмосферные и коммутационные перенапряжения могут вызывать пробой изоляционных промежутков, а иногда повреждение или разрушение изоляторов. Перекрытие изоляции сопровождается возникновением дуги, которая поддерживается и при рабочем напряжении. Поэтому место повреждения надо автоматически отключить.

Изменения температуры воздуха могут быть в пределах от -40°C до $+40^{\circ}\text{C}$. Понижение температуры увеличивает допустимую по нагреву нагрузку провода. Одновременно уменьшается длина провода, что повышает механические напряжения. Повышение температуры проводов приводит к их отжигу и снижению механической прочности. Кроме того, провода удлиняются и увеличиваются стрелы провеса. В результате могут быть нарушены габариты и изоляционные расстояния, т.е. снижены надежность и безопасность работы ВЛ.

Действие ветра приводит к появлению дополнительной горизонтальной силы, следовательно, к дополнительной механической нагрузке на провода, тросы и опоры. При этом увеличивается натяжения проводов и тросов и механические напряжения их материала. Появляются также дополнительные изгибающие усилия на опоры.

Гололедные образования на проводах возникают в результате попадания капель дождя и тумана, а также снега, изморози и других переохлажденных частиц. Гололедные образования приводят к значительной механической нагрузке на провода, тросы и опоры. Это снижает их запас прочности. Изменяются стрелы провеса, провода сближаются, сокращаются изоляционные расстояния. В результате гололеда возникают обрывы проводов и

поломки опор, сближения и схлестывания проводов с перекрытием изоляционных промежутков.

Вибрация – это колебания проводов с высокой частотой (5-50 Гц), малой длиной волны (2-10 м) и незначительной амплитуды (2-3 диаметра провода). Эти колебания происходят почти постоянно и вызываются слабым ветром, из-за чего появляются завихрения потока, обтекающего поверхность провода воздуха. Из-за вибраций наступает «усталость» материала проводов и происходят разрывы отдельных проволочек около места закрепления провода. Это приводит к ослаблению сечения проводов, а иногда к их обрыву.

«Пляска» проводов – это их колебания с малой частотой (0,2-0,4 Гц), большой длиной волны (порядка одного - двух пролетов) и значительной амплитудой (0,5-5 м и более). Длительность этих колебаний, как правило, невелика, но иногда достигает нескольких суток. Пляска проводов обычно наблюдается при сильном ветре и гололеде, чаще на проводах больших сечений. При этом возникают большие механические усилия, действующие на провода и опоры, и могут вызывать обрывы проводов и поломку опор. При пляске проводов сокращаются изоляционные расстояния, возможны схлестывания проводов. «Пляска» проводов наблюдается сравнительно редко, но приводит к наиболее тяжелым авариям ВЛ.

Опасное для работы ВЛ загрязнение воздуха вызвано присутствием частичек золы, цементной пыли, химических соединений (солей) и т.п. Осаждение этих частиц на влажной поверхности изоляции приводит к появлению проводящих каналов и возможности перекрытия изоляции. Загрязнение из-за большого количества солей в воздухе на побережье моря может привести к активному окислению алюминия и нарушения механической прочности проводов.

На повреждаемость ВЛ с деревянными опорами влияет загнивание древесины. На надежность работы ВЛ влияет и некоторые другие факторы, например, свойства грунта, что особенно актуально для районов Крайнего Севера.

Расчетные климатические условия и мероприятия по повышению механической прочности выбираются в соответствии с картами районирования территории РФ по скоростным напорам ветра, размерам гололедных образований и грозовой активности. По данным этих карт территория РФ разделена на I-VII районы

по скоростным напорам ветра и на I-IV и особые районы по толщине стенки гололеда. Характеристики климатических условий приведены в таблицах 15.1 и 15.2 [3].

Таблица 15.1.- Нормативный, скоростной напор ветра.

Районы по ветру	Скоростной напор ветра, Па (скорость ветра, м/с) с повторяемостью		
	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет	1 раз в 15 лет
I	270 (21)	400 (25)	550 (30)
II	350 (24)	400 (25)	550 (30)
III	450 (27)	500 (29)	550 (30)
IV	550 (30)	650 (32)	800 (36)
V	700 (33)	800 (36)	800 (36)
VI	850 (37)	1000 (40)	1000 (40)
VII	1000 (40)	1250 (45)	1250 (45)

Таблица 15.2 - Нормативная толщина стенки гололеда.

Районы по гололе- ду	Толщина стенки гололеда, (мм) с повторяемостью		
	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет	1 раз в 15 лет
I	5	5	по данным наблю- дений, но не менее 10 мм
II	5	10	
III	10	15	
IV	15	20	
особый	более 20	более 22	

К основным мероприятиям по повышению механической прочности ВЛ относятся: применение тросов для защиты от грозовых воздействий; в районах с сильным гололедом (III и выше) применение горизонтального расположения проводов; в районах с загрязненным воздухом использование изоляторов с более развитой поверхностью; применением специальных сплавов алюминия для ВЛ на морском побережье; использование специальных виброгасителей в виде грузов для защиты от вибрации, использование самонесущих изолированных проводов (СИП).

Большое значение имеет борьба с гололедом. Из всех мер наиболее эффективна плавка гололеда большим током. При плавке гололеда температура провода повышается, расплавляются го-

лоледные образования, и становится возможным их сброс. Как правило, плавка гололеда производится током КЗ в повторно-кратковременном режиме. Часто для плавки гололеда применяют специальные источники постоянного или переменного тока. При расчете механической прочности используют технические ограничения, полученные по данным статистического анализа: минимальные допустимые сечения проводов ВЛ и максимальные допустимые промежуточные пролеты ВЛ [3]. В справочных материалах приведены также технические ограничения при пересечении ВЛ с судоходными реками, железными дорогами, линиями связи, трубопроводами, канатными дорогами и др.

На рисунке 4.1 приведена схема пролета ВЛ, где h_2 – габарит линии; f – стрела провеса; l – длина пролета, расстояние между опорами; h – высота подвеса провода; L – длина провода в пролете. Рисунок иллюстрирует взаимосвязь длины пролета l и высоты опоры H при неизменном габарите h_2 . При увеличении длины пролета необходимо увеличить высоту опор. Выбор длины пролета влияет на стоимость ВЛ и ее технико-экономические показатели. Длина пролета определяется на основании допустимой наибольшей стрелы провеса f_{\max} , а также на основании результатов расчета механической прочности ВЛ. В таблице 15.3 приведены характерные размеры ВЛ, известные из опыта проектирования и эксплуатации [3].

Наибольшая стрела провеса определяется наименьшим допустимым габаритом:

$$f_{\max} = h - h_{\Gamma \min}. \quad (15.1)$$

Высота подвеса провода:

$$h = H - h_T - h_{\Pi} - \lambda, \quad (15.2)$$

где: H – высота опоры;

h_T – высота тросостойки;

h_{Π} – расстояние между проводами;

λ – длина гирлянды изоляторов.

Длина гирлянды зависит от номинального напряжения ВЛ и типа изоляторов и меняется от 0,68 м для ВЛ 35 кВ до 4,9 м для ВЛ 500 кВ.

Габарит линии задается, исходя из напряженности электри-

ческого поля и безопасности транспорта, линий связи, людей и животных, которые могут находиться под проводами, а также требований биозащиты и охраны окружающей среды, например, защиты от радио – и акустических помех.

Таблица 15.3 - Конструктивные размеры ВЛ.

U _н , кВ	Расстояние между проводами, м	Длина пролета l , м	Высота опоры H, м	Габарит линии $h_{г}$, м
до 1	0.5	40-50	8-9	6-7
6-10	1	50-100	10	6-7
35	3	150-200	10	6-7
110	4	170-250	13-14	6-7
220	7	250-350	25-30	7-8
330	9	300-400	25-30	7,5-8
500	12	350-400	25-30	7,5-8
750	15	450-750	30-40	10-12

15.2 Удельные механические нагрузки на провода и тросы

На провода и тросы действуют механические нагрузки, направленные по вертикали (от собственного веса и гололеда) и по горизонтали (от ветра). В результате в металле проводов возникают напряжения от растяжения. При расчетах на механическую прочность в качестве исходных данных используются удельные механические нагрузки на провода. Под удельной нагрузкой понимают равномерно распределенную вдоль пролета механическую нагрузку, отнесенную к единице длины и поперечного сечения.

Удельная нагрузка от собственного веса провода:

$$\gamma_1 = \frac{G_0}{F}, \quad (15.3)$$

где G_0 – вес 1 м провода, Н/м; F – сечение провода, мм².

Удельную нагрузку от веса гололеда иллюстрирует рисунок 15.1. Под действием ветра, направленного поперек линии, при температуре близкой к нулю, в начальной стадии происходит одностороннее налипание осадков.

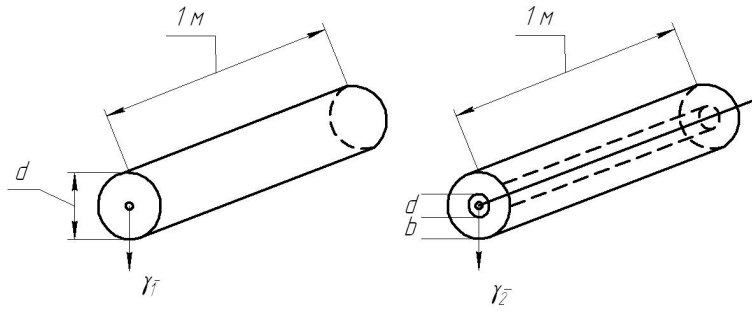


Рисунок 15.1. Удельные вертикальные нагрузки на провод:

γ_1 —от веса провода,

γ_2 —от веса гололеда.

Под действием силы тяжести в средней части пролета провод скручивается и налипание продолжается на других его сторонах. В результате со всех сторон большая часть провода покрывается гололедными образованиями. Толщина

стенки гололеда может достигать нескольких сантиметров.

При определении нагрузки γ_2 считают, что гололед имеет форму полого цилиндра с одинаковой толщиной стенки b и плотностью $\rho_{\text{л}} = 900 \text{ кг/м}^3$.

$$\begin{aligned} \gamma_2 &= \frac{m_{\text{л}} g}{Fl} = \frac{g \rho_{\text{л}} V}{Fl} = \frac{g \rho_{\text{л}} \left(\frac{\pi (d+2b)^2}{4} - \frac{\pi d^2}{4} \right) l}{Fl} = \\ &= \frac{g \rho_{\text{л}} \pi (d^2 + 4db + 4b^2 d^2)}{4F} = \frac{g \rho_{\text{л}} \pi b (d + b)}{F} \end{aligned} \quad (15.4)$$

Удельная нагрузка от собственного веса провода и гололеда:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2.$$

Удельная нагрузка от давления ветра на провод без гололеда:

$$\gamma_4 = \frac{\alpha \cdot K_l \cdot C_x \cdot V^2 \cdot d}{1.6 \cdot F}, \quad (15.5)$$

где V — скорость ветра, м/с;

α — коэффициент неравномерности скоростного напора по пролету $\alpha = 0,7 \div 1$;

K_l — коэффициент влияния длины пролета, $K_l = 1,1 \div 1,2$;

C_x — аэродинамический коэффициент лобового сопротивления провода, $C_x = 1,1 \div 1,2$.

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом:

$$\gamma_5 = \frac{\alpha \cdot K_l \cdot C_x \cdot V^2 \cdot (d + 2b)}{1.6 \cdot F}. \quad (15.6)$$

Результирующая удельная нагрузка на провод без гололеда:

$$\gamma = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}.$$

Результирующая удельная нагрузка на провод с гололедом:

$$\gamma = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}.$$

В зависимости от расчетных климатических условий любая из двух результирующих нагрузок может оказаться наибольшей. При известном сечении провода и его длине в пролете сила тяжести провода в пролете определяется:

$$T = \gamma FL. \quad (15.7)$$

Обычно L превышает длину пролета l на 0,1-0,3%. Поэтому в расчетах можно принимать:

$$T = \gamma Fl. \quad (15.8)$$

15.3 Уравнения состояния провода в пролете

Гибкая нить, подвешенная в двух точках, подчиняется математическому закону цепной линии [3]. Стрела провеса, м:

$$f = \frac{l^2 \cdot \gamma}{8 \cdot \sigma} + \frac{l^4 \cdot \gamma^3}{384 \cdot \sigma^3} + \dots \quad (15.9)$$

где: γ – удельная нагрузка, Н/м*мм²;

σ – напряжение на растяжение в проводе, Н/мм².

Напряжение в материале провода:

$$\sigma = \frac{T}{F}, \quad (15.10)$$

где: T – растягивающая сила в проводе, Н;

F – сечение провода, мм².

При пролетах до 500-700 м (т.е. практически для всех ВЛ, кроме 750 кВ и выше) стрелу провеса упрощенно определяют по уравнению параболы, полученному отбрасыванием всех слагаемых, кроме первого, в разложении (15.9):

$$f = \frac{l^2 \cdot \gamma}{8\sigma}. \quad (15.11)$$

Выражение (15.11) дает возможность выявить соотношения между геометрическими параметрами ВЛ и сравнить расчетные механические напряжения в проводе с допустимыми. Расчетное напряжение в проводе из (15.11):

$$\sigma = \frac{l^2 \cdot \gamma}{8 \cdot f}. \quad (15.12)$$

Предельные допустимые механические нагрузки на провода ВЛ приведены в таблице 15.4 [3].

15.4 Механический расчет ВЛ при учете климатических условий

Расчет ВЛ по условиям механической прочности включает определение напряжений проводов при различных условиях их работы. При изменении климатических условий меняются удельные нагрузки γ , температура провода θ и напряжение в его материале σ . Для определения σ при разных климатических условиях используют уравнение состояния провода.

Обычно в качестве известных климатических условий выбирают такие, при которых напряжения в материале провода σ_m являются наибольшим. Это наибольшее напряжение принимается равным допустимому $\sigma_{\text{доп}}$. Используя допустимое напряжение $\sigma_{\text{доп}}$, а также удельную нагрузку и температуру, соответствующие условиям, при которых в проводе возникает наибольшее напряжение, можно найти напряжение провода в условиях монтажа ВЛ. Определив стрелу провеса в условиях монтажа, строят монтажные кривые (или монтажные таблицы), определяющие значение наибольшей стрелы провеса при монтаже в зависимости от изменения температуры.

Наибольшие напряжения в проводе могут возникать в следующих климатических условиях:

- 1) при наибольшей нагрузке;
- 2) при наименьшей температуре воздуха.

Таблиц 15.4 - Предельные механические нагрузки на провода

Марка и сечение провода	Предел прочности при растяжении, МПа	Допустимое напряжение % предела прочности		Допустимое напряжение, МПа	
		при наилучших условиях	при среднегодовой температуре	при наилучших условиях	при среднегодовой температуре
А, АКП сечением 16-35 мм ²	160	35	30	56	48
50-95 мм ²	160	40	30	64	48
120 мм ² и более	150	45	30	72	48
АС, АСК, АСКП сечением 16-25 мм ²	290	35	30	102	87
35-95 мм ² ($A \div C = 6-6,13$)	290	40	30	116	87
120 мм ² и более ($A \div C = 4,3-4,4$)	330	45	30	149	99
150 мм ² и более ($A \div C = 7,71-8,04$)	270	45	30	122	81
330 мм ² ($A \div C = 12,22$)	240	45	30	108	72
400 и 500 мм ² ($A \div C = 17,9-18,1$)	215	45	30	97	65

Наибольшая нагрузка возникает при гололеде с ветром. Расчетная температура при этом равна -5°C . Наименьшая температура обычно соответствует -40°C , при этом нет гололеда и ветра, и на провод действует только удельная нагрузка от его веса.

Соотношение напряжений при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре (состояние max1 и max2) зависит от длины пролета l .

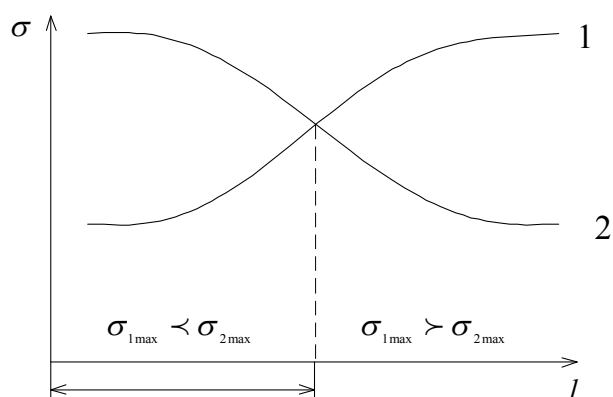


Рисунок 15.2 Критический пролет ВЛ

При малых длинах пролета наибольшее влияние на напряжение оказывает температура. При больших длинах пролета наибольшее влияние на напряжение оказывает нагрузка, а температура не оказывает существенного влияния.

На рисунке 15.2 приведена зависимость напряжения провода при наибольшей нагрузке σ_{max1}

(кривая 1) и зависимость от l напряжения при наименьшей температуре $\sigma_{\max 2}$ (кривая 2) [3].

Критическая длина пролета $l_{кр}$ – это такая длина, при которой напряжение при наибольшей нагрузке равно напряжению при наименьшей температуре. Выражение для $l_{кр}$ имеет вид [3]:

$$l_{кр} = \sigma_{дон} \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha \cdot (\theta_{\max 1} - \theta_{\max 2})}{\gamma_{\max 1}^2 - \gamma_{\max 2}^2}}. \quad (15.13)$$

Если длина пролета меньше критической, то наибольшее напряжение будет равно допустимому при наименьшей температуре (условие $\theta_{\max 2}$, $\gamma_{\max 2}$, $\sigma_{\max 2}$). Если длина пролета больше критической, то наибольшее напряжение будет равно допустимому при наибольшей нагрузке.

В таблице 15.5 приведены для сравнения известные из литературы [7] механические характеристики самонесущих изолированных проводов марки СИП-2А. По сравнению с традиционными неизолированными проводами ВЛ 0,38 кВ марки А для СИП может быть увеличен пролет, снижена высота подвеса провода и, в целом, повышена механическая прочность.

Таблица 15.5 - Механические характеристики СИП

Число проводов, сечение	Несущий провод		СИП в целом		
	Наружный диаметр, мм	Разрушающая нагрузка при растяжении, кН	Масса 1 км, кг	Допустимый радиус изгиба, мм	Диаметр жгута для расчета ветровых нагрузок, мм
3×16+1×25	6,1	7,4	270	240	20
3×25+1×35	7,1	10,3	390	280	23
3×35+1×50	8,35	14,2	530	320	27
3×50+1×70	9,95	20,6	700	370	31
3×70+1×95	11,7	27,9	1000	400	36
3×120+1×95	11,7	27,9	1500	500	42

Вопросы для самопроверки

1. Что называется механической прочностью ВЛ?
2. Чем отличаются вибрация и «пляска» проводов?
3. Какие механические нагрузки испытывают провода воздушных линий электропередач?
4. Как определяются нагрузки от веса гололеда и от напора ветра?
5. Что такое уравнение состояния провода?
6. Какие климатические условия принимаются при расчете механической прочности?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лещинская Т.Б. Электроснабжение сельского хозяйства/Т.Б.Лещинская, И.В.Наумов –М.:БИБКОМ, Транслог, 2015.– 656 с.
2. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие/А.А.Герасименко, В.Т.Федин – Ростов – на - Дону: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2008. – 716 с.
3. Идельчик В.И. Электрические системы и сети/ В. И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
4. Шнелль Р.В. Выбор основных параметров высоковольтных электропередач/ Р.В. Шнелль, П.В. Воропаев, В.В. Картавец – Воронеж: Изд. ВГУ, 1984. – 150 с.
5. Файбисович, Шапиро Справочник по проектированию Электрических сетей энергосистем
6. Правила устройства электроустановок.– СПб: Издательство ДЕАН, 2004. – 80 с.
7. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. – М.: ИД «Форум» – ИНФРА-М, 2008. – 479 с.
8. Лещинская Т.Б. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства/ Т.Б.Лещинская, И.В.Наумов – М.: БИБКОМ, Транслог, 2015. – 455 с.
9. Коробов Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование: Учебное пособие для вузов/ Г.В.Коробов, В.В. Картавец, Н.А. Черемисинова.– М.: Лань, 2011.– 180 с.: Воронеж: ВГАУ, 2010. – 176 с.
10. Фролов Ю.М. Основы электроснабжения: учебник для вузов / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. – М.: Лань, 2012. – 250 с.
11. Коробов Г.В. Методические указания по выполнению лабораторных работ по дисциплине «Электроснабжение» / Г.В. Коробов, В.В. Картавец, Н.В. Прибылова. – Воронеж: ВГАУ, 2012. – 120 с.
12. Будзко И.А. Электроснабжение сельского хозяйства/ И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов.– М.: Колос, 2000.– 536 с.
13. Каганов И.Л. Курсовое и дипломное проектирование/ И.Л. Каганов. – М.: Агропромиздат, 1990. –230 с.
14. Правила технической эксплуатации электроустановок

потребителей. – М.: Энергосервис, 2003. – 386 с.

15. Федоров А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий/ А.А. Федоров, М.В.Каменева.– М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с.

16. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования/ И.П. Крючков, Б.Н.Неклепаев, В.А.Старшинов и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова.– М.: Издательский центр «Академия», 2006. – 416 с.

17. Будзко И.А. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов/ И.А. Будзко, В.С. Левин. – М.: Агропромиздат, 1985. – 230 с.

18. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях/ В.В. Ежков, Г.К. Зарудский, Э. Н. Зуев и др.; под ред. В.А. Строева. – М.: Высшая школа, 1999. – 352 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА	5
1.1 Характеристика энергосистем	5
1.2 Электрические станции	7
1.3 Электроснабжение сельского хозяйства	9
2 ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ. ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	11
2.1 Потребители электроэнергии в сельском хозяйстве	11
2.2 Электрические нагрузки и графики	12
2.3 Расчет электрических нагрузок	16
3 ПОНЯТИЕ МАКСИМАЛЬНОЙ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. КОЭФФИЦИЕНТЫ ОДНОВРЕМЕННОСТИ И СЕЗОННОСТИ. ДОБАВКИ МОЩНОСТИ	18
3.1 Получасовой максимум нагрузки	18
3.2 Электрическая нагрузка – случайная величина	18
3.3 Расчет нагрузок по вероятностным характеристикам	20
3.4 Использование коэффициентов одновременности	21
3.5 Использование добавок мощности	22
3.6 Реактивная составляющая нагрузки	23
3.7 Нагрузки наружного освещения	25
3.8 Нагрузки сезонных потребителей	25
4 УСТРОЙСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ. КОНСТРУКЦИИ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ, ПОДСТАНЦИЙ, ВВОДОВ, ВНУТРЕННИХ ПРОВОДОВ	27
4.1 Воздушные линии электропередачи	27
4.2 Кабельные линии электропередачи	34
4.3 Токопроводы, шинопроводы и внутренние проводки	38
4.4 Вводы в здания	39
5 СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ И ТРАНСФОРМАТОРОВ. РАСЧЕТ ЭЛЕМЕНТОВ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ	41
5.1 Схемы замещения линий электропередачи	41
5.2 Схема замещения трансформатора	44
6 ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	46
6.1 Потери мощности и энергии в линиях электропередачи	46
6.2 Потери мощности и энергии в трансформаторах	48

6.3 Экономия электроэнергии	49
7 ПАДЕНИЕ И ПОТЕРЯ НАПРЯЖЕНИЯ. РАСЧЕТ РЕЖИМА НАПРЯЖЕНИЙ	52
7.1 Напряжения на участке сети	52
7.2 Напряжения на шинах трансформаторных подстанций	55
8 РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРАМ	58
8.1 Регулирование напряжения	58
8.2 Принципы регулирования напряжения в центрах питания распределительных электрических сетей	59
8.3 Регулирование напряжения в распределительных сетях	61
9 ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА РАБОТУ ЭЛЕКТРОПРИ- ЕМНИКОВ	68
9.1 Показатели качества электроэнергии	68
9.2 Влияние качества электроэнергии на работу электроприем- ников	73
10 РАСЧЕТ РЕЖИМА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ. ОСО- БЕННОСТИ РАСЧЕТА СЕТИ 0,4 КВ. РАСЧЕТ СЕТИ ПО ПО- ТЕРЯМ НАПРЯЖЕНИЯ И ПО НАГРЕВУ	76
10.1 Расчет режима электропередачи	76
10.2 Расчет распределительной сети по потере напряжения	78
10.3 Расчет проводов и кабелей по нагреву	81
11 ВИДЫ, ПРИЧИНЫ И ПОСЛЕДСТВИЯ ТОКОВ КЗ. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ И РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ. ТЕРМИЧЕСКОЕ И ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ	83
11.1 Классификация нарушений режима работы сети	83
11.2 Последствия коротких замыканий	84
11.3 Переходный процесс КЗ	85
11.4 Расчет токов КЗ	86
11.5 Термическое действие токов КЗ	88
11.6 Электродинамическое действие токов КЗ	90
12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ И ТРАНСФОРМАТОРОВ. ВЫБОР АППАРАТОВ ЗАЩИТЫ В СЕТЯХ 0,38 КВ. ЭЛЕМЕН- ТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	96
12.1 Требования, предъявляемые к устройствам релейной защи- ты	96
12.2 Основные виды релейной защиты линий и трансформаторов	97
12.3 Источники оперативного тока	99
12.4 Выбор защитных аппаратов в сетях до 1 кВ	101
12.5 Элементы автоматизации электрических сетей	102

13 ЗАДАЧИ, СТАДИЙНОСТЬ И МЕТОДЫ ПРОЕКТИРОВА-	110
НЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ. ТЕХНИКО - ЭКОНОМИЧЕ-	
СКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ПЛОТНОСТЬ ТО-	
КА	
13.1 Проектирование электрических сетей	110
13.2 Техничко - экономические показатели электрических сетей	112
13.3 Экономическая плотность тока	115
13.4 Метод экономических интервалов	118
14 ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ И КОНФИГУ-	120
РАЦИИ СЕТИ. НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.	
УЩЕРБ ОТ НЕДООТПУСКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	
14.1 Выбор номинального напряжения линии и конфигурации	120
электрической сети	
14.2 Учёт фактора надёжности при разработке схем электро-	123
снабжения	
15 МЕХАНИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ НА ПРОВОДА И ТРОСЫ.	127
РАСЧЕТ ВЛ НА МЕХАНИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ	
15.1 Задачи расчета механической прочности ВЛ	127
15.2 Удельные механические нагрузки на провода и тросы	131
15.3 Уравнения состояния провода в пролете	133
15.4 Механический расчет ВЛ при учете климатических условий	134
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	138



Издается в авторской редакции.

Подписано в печать 09.11.2016 г. Формат 60х84¹/₁₆

Бумага кн.-журн. П.л. 8,9. Гарнитура Таймс.

Тираж 70 экз. Заказ №14921

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Воронежский государственный аграрный университет
имени императора Петра I»

Типография ФГБОУ ВО Воронежский ГАУ.

394087, Воронеж, ул. Мичурина, 1