

Электроснабжение Электрические сети

Содержание курса лекций

Тема 1. Общие сведения об электрических сетях.....	4
1.1. Получение и транспортировка электроэнергии.....	4
1.2. Классификация электрических сетей.....	5
Тема 2. Основные элементы электрических сетей.....	7
2.1. Основные элементы электрических сетей.....	7
2.2. Расположение проводов и тросов на опорах.....	9
2.3. Общие сведения о трансформаторах.....	10
Тема 3. Режимы работы сетей.....	11
3.1. Сети напряжением до 1000 В.....	11
3.2. Электрические сети напряжением выше 1000 В.....	12
3.2.1. Сети выше 1000 В с изолированной нейтралью.....	13
3.2.2. Сети выше 1000 В с глухозаземленной нейтралью.....	16
Тема 4. Показатели качества электрической энергии.....	17
Тема 5. Конфигурация электрических сетей.....	20
5.1. Требования к подстанциям.....	20
5.2. Радиальные, неразветвлённые и разветвлённые линии.....	20
5.3. Магистральные нерезервированные и резервированные линии.....	21
5.4. Высоковольтные местные резервированные сети.....	22
5.5. Блочная схема сети.....	22
5.6. Схема глубокий ввод.....	23
5.7. Замкнутые электрические сети.....	23
5.8. Сложно петлевые сети.....	23
5.9. Передача электроэнергии на большие расстояния.....	23
Тема 6. Характеристики и параметры элементов электроэнергетических систем.....	24
6.1. Параметры местных сетей.....	24
6.1.1. Активное сопротивление ЛЭП.....	24
6.1.2. Индуктивное сопротивление ЛЭП.....	25
6.2. Схемы замещения ЛЭП.....	25
6.3. Схема замещения силовых трансформаторов.....	27
Тема 7. Определение электрических нагрузок потребителей.....	29
7.1. Графики нагрузки потребителей.....	29
7.2. Определение расчетных нагрузок электрических сетей с помощью коэффициентов одновременности.....	30
Тема 8. Потери мощности и энергии в электрических сетях.....	31
8.1. Потери мощности в линиях.....	31
8.2. Потери активной мощности в трансформаторах.....	31
8.3. Потери энергии в линиях.....	32
8.4. Потери энергии в трансформаторах.....	34
Тема 9. Векторная диаграмма линии электропередачи.....	34
Тема 10. Техничко-экономическое сравнение вариантов электроснабжения.....	36
10.1. Расчет экономических показателей.....	36
10.2. Расчет заработной платы электротехнического персонала.....	39
10.3. Экономическое сравнение вариантов сечений проводов.....	39

Тема 11. Расчеты местных электрических сетей.....	40
11.1. Расчёт по экономическим факторам.....	40
11.1.1. Расчёт по экономической плотности тока.....	41
11.1.2. Расчет по интервалам экономических сечений.....	42
11.2. Расчёт проводников по нагреву.....	44
11.3. Расчёт по потере напряжения.....	45
11.4. Расчёт по наименьшему расходу цветного металла.....	45
11.5. Итог по расчету проводов.....	46
11.6. Проверка сети по удельной потере напряжения.....	46
11.7. Проверка сети на запуск асинхронного двигателя.....	47
11.8. Проверка на отключение удаленного однофазного короткого замыкания.....	48
11.8.1. Определение места установки секционирующего аппарата на линии 0,38 кВ.....	50
11.9. Проверка сети на отклонение напряжения у потребителя.....	50
Тема 12. Расчет замкнутых сетей.....	50
Тема 13. Защита сетей 0,4 кВ и выбор проводов с учетом защитных аппаратов.....	53
13.1. Защита сети 0,4 кВ предохранителями с плавкими вставками.....	53
13.2. Защита сети 0,4 кВ автоматическими выключателями.....	54
Тема 14. Механический расчёт проводов.....	56
14.1. Удельные механические нагрузки проводов и тросов.....	57
14.2. Стрела провеса и напряжение в материале провода.....	59
Тема 15. Темы для задач.....	61

Отразить:

потери мощности в ЛЭП +
потери напряжения в ЛЭП +
потери мощности в трансформаторах +
потери напряжения в трансформаторах +
экономические расчёты+
баланс мощностей
защита сетей НАРУЖНЫХ 0,4 кВ +

Для курсового должны знать:

1. определение нагрузок на вводах в здания+
2. выбор числа ТП и их расположения+
3. Выбор сечения проводов ВЛ по экономическим соображениям и проверка их по удельной потере напряжения+
4. Выбор числа и номинальной мощности трансформаторов
5. Построение таблицы отклонения напряжения у потребителей
6. выбор опор сети 0,4 кВ

Дисциплина называется: Электрические сети относится к курсу Электроснабжение. Электроснабжение — система производства и распределения электроэнергии. Эта система включает разделы: Переходные процессы, электрические сети, электрооборудование подстанций и станций, релейная защита и автоматика.

Мы будем рассматривать электрические сети — это совокупность линий электропередачи, трансформаторных подстанций и распределительных пунктов. Электрические сети преобразуют электроэнергию с целью доставки ее от источников — мест выработки к потребителям с наименьшими потерями. У потребителей электроэнергия преобразуется в тепловую, световую, механическую, химическую энергии. Эти виды энергии обеспечивают население всем необходимым для жизнедеятельности.

Основные источники для изучения дисциплины «Электроснабжение» раздел «Электрические сети» (порядок не менять есть ссылки в тексте):

1. ПУЭ 7
2. Электрические сети и системы. В.А. Боровиков, В.К. Косарев, Г.А. Ходот — М.1986
3. Электрические сети и ситемы. Мельников Н.А.
4. Электроснабжение сельского хозяйства / Лещинская Т.Б., Будзко И.А., Сукманов В.И., — М.: Агропромиздат, 2000.-536 с.
5. Электрические системы. Электрические сети. В.А. Веников, А.А. Глазунов и др.
6. Тульчин Электрические сети.
7. http://elektro-tm.ru/markirovka_i_klassifikac

Тема 1. Общие сведения об электрических сетях

1.1. Получение и транспортировка электроэнергии

Электрическая энергия является наиболее универсальным видом энергии и преобразуется в механическую, тепловую, световую, химическую. Без электрической энергии невозможна работа устройств автоматики и электроники, на которых базируется вся современная техника. Поэтому устройства автоматики, как правило имеют источники резервного питания.

Традиционно электрическая энергия вырабатывается на ТЭС, ГЭС и АЭС. ТЭС — самый распространенный тип электростанций. В качестве топлива в них используют газ, мазут или уголь. По типу первичного двигателя они подразделяются на дизельные, газотурбинные и паротурбинные. Основная часть электрической энергии производится на паротурбинных ТЭС. Они подразделяются на конденсационные (КЭС), предназначенные только для производства электрической энергии, и теплофикационные (ТЭЦ), предназначенные для комбинированного производства электрической энергии и тепла в виде горячей воды или пара.

Технологическая цепочка выработки электрической энергии на КЭС выглядит следующим образом:

Топливо → Котел → Турбина → Генератор → Трансформатор → ЛЭП

ТЭЦ предназначена для выработки тепловой энергии, часть пара из турбины

отбирается на производственные нужды предприятий, а часть электроэнергии распределяется с шин генераторного напряжения. КПД КЭС — 40%, ТЭЦ — 60%

Для передачи электроэнергии от источников (электростанций) до мест потребления и распределения ее между потребителями служат электрические сети.

Электрической сетью называется совокупность электроустановок для передачи и распределения энергии, состоящая из трансформаторного оборудования подстанций, из распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.

Условные обозначения: ЛЭП — линия электропередачи, они подразделяются на воздушные (ВЛ) и кабельные (КЛ) линии электропередачи. Линии высокого напряжения обозначают ВЛЭП — высоковольтная линия электропередачи.

Например, чтобы передать и использовать всю мощность генератора 500 МВт необходимо выпустить трансформаторы мощностью 2000 МВА, запитать более 3 млн. электродвигателей и соорудить до 1000 км ЛЭП 35 кВ и выше.

Для выработки 10 кВт·ч энергии требуется:

- 2 м³ природного газа;
- 1,63 кг мазута;
- 7,3 кг торфа.

Потери в сетях составляют примерно 10% от передаваемой мощности.

Потери в трансформаторах составляют 1,4% от передаваемой мощности.

Самые большие потери в линиях 500 кВ, примерно 1/6 от передаваемой мощности.

1.2. Классификация электрических сетей

Электрические сети можно классифицировать по следующим признакам:

- Номинальное напряжение.
- Размер территории, охватываемой сетью.
- Назначение линии электропередачи.
- Характер подключаемых потребителей.
- Род тока.
- Конфигурация сети.
- Конструктивное исполнение.
- Режим заземления нейтрали.

Классификацию электрических сетей по признакам, связанным с номинальным напряжением можно представить в виде таблицы.

Таблица 1.1. — Классификация электрических сетей по признакам, связанным с номинальным напряжением

Признак	Номинальное напряжение, кВ				
	< 1	3 — 35	110 — 220	330 — 750	1150
Значение номинального напряжения	НН	СН	ВН	СВН	УВН
Охват территории	Местные		Районные	Региональные	
Назначение	Распределительные			Системообразующие	
Характер потребителей	Городские, промышленные, сельскохозяйственные			—	

Сети до 1000 В называются сетями низкого напряжения (НН). Сети напряжением выше 1000 В часто называют высоковольтными они в свою очередь делятся на сети среднего (СН), высокого (ВН), сверхвысокого (СВН) и ультравысокого (УВН) напряжения.

При распределении электроэнергии проходит несколько ступеней трансформации. В настоящее время для электрических сетей стандартизированы 4 напряжения менее 1000 В (40, 220, 380 и 660 В) и 11 напряжений выше 1000 В (3, 6, 10, 20, 35, 110, 220, 330, 500, 750, 1150 кВ). Все цифры соответствуют линейным (междуфазным) значениям номинального напряжения.

Номинальным напряжением называется такое, при котором аппарат, машина, линия предназначены для длительной работы.

Линии электропередачи СВН, являющиеся основой последней категории сетей по признаку охвата территории. Они служат как для связи отдельных районов и относительно небольших энергосистем в региональных объединённых электрических сетях (ОЭС), так и для связи между собой крупных объединений.

По назначению различают системообразующие и распределительные сети. Первые осуществляют функции формирования районных сетей энергосистем путём объединения их электростанций на параллельную работу, а также объединение РЭС и ОЭС между собой. Кроме того, они осуществляют передачу электроэнергии к системным подстанциям, выполняющим роль источников питания распределительных сетей.

Распределительной линией считается линия, питающая ряд трансформаторных подстанций или вводы к электроустановкам потребителей. Такие линии и являются основой распределительной сети.

По роду тока сети разделяют на сети переменного и постоянного тока.

Сети постоянного тока используются для обеспечения некоторых электротехнологических процессов в промышленности, например в электролизных цехах алюминиевых заводов. На постоянном токе осуществляется электропривод ряда механизмов и частично электрификация транспорта. Протяжённые ЛЭП постоянного тока используются чаще всего в качестве межсистемных связей.

С точки зрения **конфигурации** различают *разомкнутые сети* — питание осуществляется с одной стороны и *замкнутые сети* — питание осуществляется с двух и более сторон.

К разомкнутым сетям относятся сети образованные радиальными или радиально-магистральными линиями, осуществляющие электроснабжение потребителей от одного источника питания, причём каждый потребитель получает питание с одного направления (рис. 1.1).

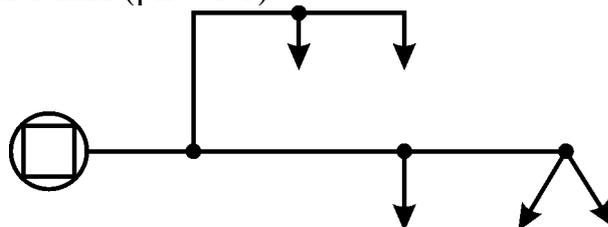


Рис. 1.1 Радиальная сеть

К числу замкнутых относятся сети, которые обеспечивают питание

потребителей не менее чем с двух сторон. Наиболее простой формой замкнутой сети является одноконтурная или кольцевая сеть (рис. 1.2).

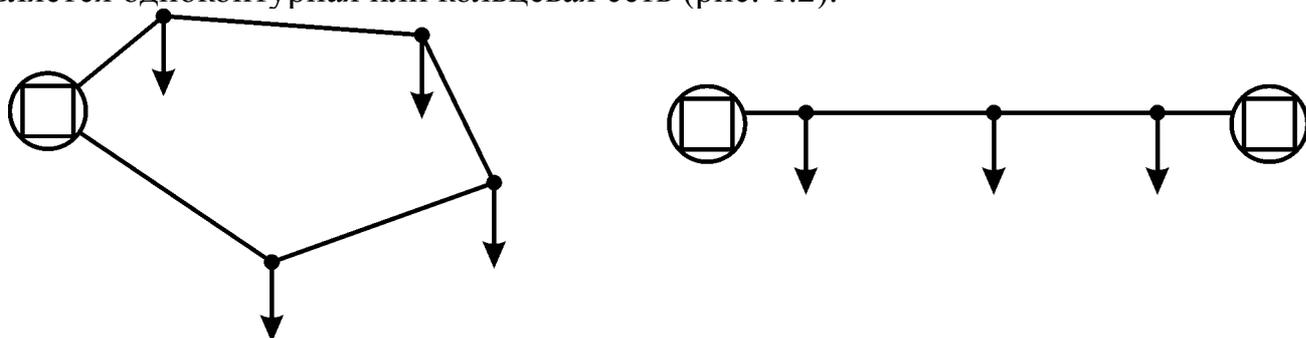


Рис. 1.2 Кольцевая сеть и сеть в двухстороннем питанием

Питающие сети как правило являются сложноразветвленными, т. е. имеют большое число контуров.

По конструкции сети могут быть:

- внутренние проводки (до 1000 В);
- КЛ (до 500 кВ);
- ВЛ (до 750 — 1150 кВ);
- ВЛ (0,38 до 1150 кВ) выполняются неизолированным проводом.

Изолированным проводом в настоящее время рекомендуется выполнять сети 380 В (СИП) и частично сети 10 кВ в лесистой местности. Воздушные сети характерны для электроснабжения сельских потребителей, а также для районных и системообразующих сетей. Провода подвешиваются на изоляторах над землей на опорах. Опоры закрепляются в грунте на глубину 1,8 м и глубже.

КЛ прокладываются в земле на глубину 0,7 м. Это обеспечивает безопасность, сокращается территория для отчуждения и меньше повреждений, но они сложны в изготовлении и устранении повреждений. КЛ имеют концевые и соединительные муфты. Кабельные сети 6 — 20 кВ в настоящее время являются основой городских и промышленных распределительных сетей.

Иногда ВЛ имеют кабельные вставки на подходе к подстанции. При этом решаются две задачи: можно вывести с подстанции большее количество линий 10 кВ и на кабели в ячейках 10 кВ устанавливают кабельные трансформаторы тока для отыскания замыканий на землю.

Тема 2. Основные элементы электрических сетей

2.1. Основные элементы электрических сетей

Основными элементами электрических сетей являются:

- трасса;
- опоры;
- линейная арматура;
- провода;
- трансформаторы.

В зависимости от уровня напряжения устанавливаются определенная протяженность сети:

- Линии 0,38 кВ — 2 км, чаще всего на практике не более 500 м в радиусе подстанции, иначе будут большие потери. От подстанции как правило отходит 3...4 линии.
- Линии 6 — 10 кВ — 16...25 км, от подстанции как правило отходит 3...5 линий.
- Линии 35 кВ — 40...60 км, от подстанции как правило отходит 5...6 линий.

Используемые опоры подразделяются:

- по материалу;
- по назначению.

По материалу:

- деревянные;
- железобетонные;
- металлические.

По назначению опоры разделяют:

- промежуточные — для поддержания проводов на прямых участках трассы;
- концевые — устанавливаются в начале и в конце линии;
- угловые — в местах поворота ЛЭП;
- анкерные опоры — воспринимающие натяжение проводов, провода на них крепятся наглухо;
- анкерные угловые;
- транспозиционные — меняют местами фазы по всей длине линии для выравнивания индуктивного сопротивления;
- специальные:
 - переходные — для выполнения больших пролётов (пересечения рек, озёр и др.);
 - ответвительные — когда требуется глухое ответвление от линии.

Расстояние между двумя смежными опорами называется *пролётом*.

Расстояние между двумя смежными анкерными опорами называется *анкерным пролётом*.

Длина пролётов ВЛ ЛЭП до 220 кВ представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1. Длина пролётов воздушных линий электропередачи

Напряжение, кВ	До 1 кВ	3...10	20, 35	110	220
Длина пролёта, м	25...45	50...70	100...200	170...250	250...350

Для ВЛ применяют в основном алюминиевые и сталеалюминиевые провода следующих марок:

- А — алюминиевый;
- АС — сталеалюминиевый;
- АСУ — сталеалюминиевый усиленный;
- АСО — сталеалюминиевый ослабленный.

Для ВЛ до 220 кВ включительно ЛЭП выполняются однопроводными, 330 кВ — имеют 2 провода в фазе, 500 кВ — 3 провода в фазе, 750 кВ — 4 провода в фазе, 1150 — 8 проводов в фазе.

КЛ используют преимущественно в городских и промышленных распределительных сетях. Маркировка силовых кабелей обычно включает буквы, обозначающие материал, из которого изготовлены жилы, изоляция, оболочка, и тип защиты покрова. Маркировка кабелей высокого напряжения отражает также особенности его конструкции.

Маркировка силовых кабелей:

- первая буква — материал жилы, медные токопроводящие жилы в маркировке кабелей не отмечаются специальной буквой, а алюминиевая жила обозначается буквой А, стоящей в начале маркировки;
- вторая буква — обозначает материал изоляции, причем бумажная пропитанная изоляция не имеет буквенного обозначения, полиэтиленовая изоляция обозначается буквой П, поливинилхлоридная — буквой В, а резиновая изоляция — буквой Р.
- третья буква — соответствует типу защитной оболочки: А — алюминиевая, С — свинцовая, П — полиэтиленовый шланг, В — оболочка из поливинилхлорида, Р — резиновая оболочка;
- последние буквы обозначают тип защитного покрова.

Пример марки кабеля:

АСБ — алюминиевые жилы, свинцовая оболочка, бронированного типа;

КЛ располагаются в специальных траншеях и кабельных коллекторах, шахтах, тоннелях в этом случае помимо кабеля проходят трубопроводы водоснабжения или теплоснабжения.

Провода на воздушных ЛЭП изолируются от подвесной арматуры с помощью изоляторов. Изоляторы разделяют по материалу и конструкции. По материалу изоляторы выполняются:

- стеклянные;
- фарфоровые;
- полимерные.

Один фарфоровый изолятор рассчитан примерно на 10 кВ, соответственно по количеству изоляторов в гирлянде можно определить класс напряжения ВЛ:

- 3...10 кВ — 1 изолятор;
- 35 кВ — 3 изолятора;
- 110 кВ — 7...10 изоляторов;
- 220 кВ — 11...14 изоляторов;
- 330 кВ — 14...19 изоляторов.

На деревянных опорах количество изоляторов снижается примерно на 1.

На анкерных опорах до 110 кВ используется на 1 изолятор больше.

2.2. Расположение проводов и тросов на опорах

На опорах используется различное расположение проводов, которое зависит как от класса напряжения так и от назначения линии (рис. 2.1).

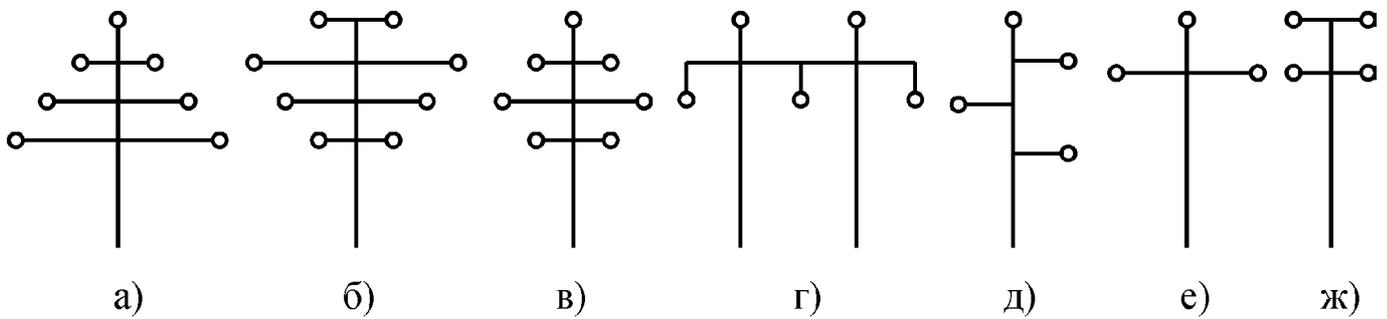


Рис. 2.1 Расположение проводов на опорах

Линия может быть выполнена двухцепной (рис. 2.1 — а, б, в) или одноцепной (рис. 2.1 — г, д, е, ж). Расположение проводов ёлкой (рис. 2.1 — а), обратной ёлкой (рис. 2.1 — б) и бочкой (рис. 2.1 — в) используется на линиях напряжением 35...330 кВ. Горизонтальное расположение проводов используется на линиях напряжением 220 кВ и выше (рис. 2.1 — г). Расположение проводов треугольником применяется в основном на линиях напряжением до 20 кВ включительно (рис. 2.1 — д, е). На линиях напряжением до 1 кВ провода располагаются в углах квадрата или прямоугольника (рис. 2.1 — ж).

2.3. Общие сведения о трансформаторах

В общем случае трансформаторы можно классифицировать по следующим признакам:

- двухобмоточные и трёхобмоточные;
- повышающие понижающие;
- с нормальными обмотками, с расщеплёнными обмотками;
- регулирование напряжения у потребителя посредством РПН, ПБВ;
- автотрансформаторы.

В зависимости от изоляции различают трансформаторы маслонаполненные и сухие. По количеству фаз — однофазные и трёхфазные.

Маркировка трансформаторов: X1-X2/X3-X4

X1 — Буквенное обозначение типа трансформатора и способ его охлаждения;

X2 — номинальная мощность в кВА;

X3 — номинальное напряжение (обмотки ВН);

X4 — климатическое исполнение/

Буквенное обозначение трансформатора по ГОСТ 11677-85:

1) первая буква: А — автотрансформатор;

2) вторая буква: Т — трёхфазный трансформатор; О — однофазный трансформатор; после обозначения числа фаз может стоять буква Р — это говорит о том, что трансформатор имеет расщеплённую обмотку;

3) третья буква, указывает на тип охладителя и вид охлаждения трансформатора: М — наполненный маслом трансформатор; Д — маслонаполненный с дутьём; С — сухой трансформатор; Н — естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком;

4) последняя буква: Н — говорит о наличии РПН, если регулирование со стороны

средней обмотки то может быть СН.

Пример:

ТМН-2500/110-У1 — трансформатор трехфазный маслянный с охлаждением при естественной циркуляции воздуха или масла, двухобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой, мощностью 2500 кВ·А, класса напряжения 110 кВ, исполнения У категории 1 по ГОСТ 15150.

ТСЗ-100/10-У3 — трансформатор трехфазный сухой с естественным воздушным охлаждением при защищенном исполнении, двухобмоточный, мощностью 100 кВ·А, класса напряжения 10 кВ, исполнения У категории 3 по ГОСТ 15150.

Трансформаторы устанавливаются в трансформаторных подстанциях (ТП), которые подразделяются на следующие:

- повышающие и понижающие;
- закрытого и открытого типа;
- сборные и комплектные;
- наружной и внутренней установки;
- однострансформаторные и многотрансформаторные;
- с выключателем по высокой стороне и без него.

По назначению:

- потребительские ТП;
- главные ГТП;
- центральные ЦТП.

По месту расположения ТП подразделяются:

- отдельно стоящие;
- пристроенные;
- встроенные;
- внутренние.

Тема 3. Режимы работы сетей

Все электрические сети по режиму работы нейтралей можно разделить на сети:

- с глухозаземленной нейтралью;
- с изолированной нейтралью;
- с компенсированной нейтралью — заземленной через переходное сопротивление или реактор.

Режим нейтралей обусловлен:

- обеспечением техники безопасности;
- исходя из обеспечения изоляции и её стоимости.

3.1. Сети напряжением до 1000 В

В соответствии с ПУЭ электроустановки напряжением до 1000 В допускаются как с глухозаземленной, так и с изолированной нейтралью.

Глухое заземление нейтрали исключает значительное превышение номинального напряжения по отношению к земле.

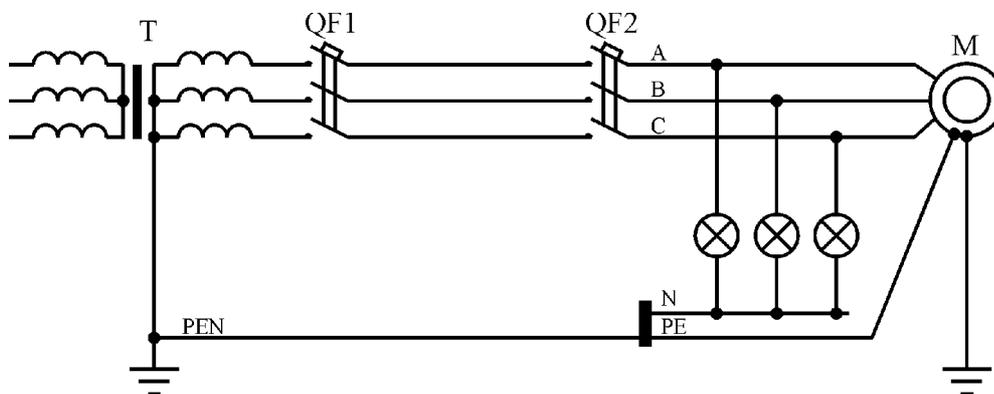


Рис. 3.1. Сеть до 1000 В с глухозаземленной нейтралью

Корпуса электроприёмников, в случае организации сети с типом заземления TN-S и TN-C-S, соединяются с нулевым защитным проводником (PE), а для питания однофазных электроприёмников используется нулевой рабочий проводник (N). В сетях данного типа обязательным является установка устройств защитного отключения. При коротком замыкании (КЗ) фазы на ноль значительно увеличивается ток в питающей сети, что приводит к срабатыванию защитного устройства и отключению поврежденного участка. В случае выполнения пофазной защиты от КЗ и перегрузок, обесточивается только одна из фаз и сеть будет продолжать работать в неполнофазном режиме, напряжение по отношению к земле на других фазах не превысит фазного (рис. 3.1).

Для обеспечения повышенной электробезопасности электроустановки выполняются с изолированной нейтралью.

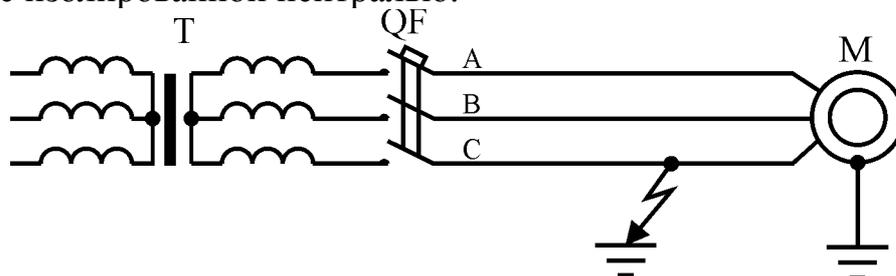


Рис. 3.2. Сеть до 1000 В с изолированной нейтралью

При замыкании на землю фазные напряжения неповрежденных фаз относительно земли увеличиваются в $\sqrt{3}$ раз, но поскольку линейные напряжения остаются без изменения, то потребитель может нормально продолжать работать. Условия безопасности в этом случае достигаются быстрой ликвидацией ненормальных режимов, возникающих в сети (рис. 3.2). Так как такой аварийный режим создаёт опасность для персонала, то на всех электроустановках напряжением до и выше 1000 В должны быть обеспечены:

- контроль изоляции;
- быстрое обнаружение персоналом места замыкания на землю;
- быстрая ликвидация замыкания на землю.

При повышенных требованиях безопасности — автоматическое отключение поврежденного участка.

3.2. Электрические сети напряжением выше 1000 В

Согласно ПУЭ сети напряжением выше 1000 В делятся на следующие:

- с малыми токами замыкания на землю — до 500 А включительно, работающие с изолированной или компенсированной нейтралью, к ним относятся сети 3...35 кВ;
- с большими токами замыкания на землю — свыше 500 А, работающие с глухозаземленной нейтралью, к ним относятся сети 110 кВ и выше.

Наличие ёмкостных токов обусловлено большой протяженностью всех связанных сетей свыше 1000 В.

Такой выбор режима нейтрали объясняется следующим образом:

- 1) в сетях с малыми токами замыкания на землю обеспечивается возможность сохранять в работе линию в течение некоторого времени, достаточного для отыскания места повреждения и включения резерва;
- 2) снижается стоимость заземляющих устройств, что очень важно по экономическим соображениям из-за большого количества установок 3...35 кВ;
- 3) уменьшается на треть число трансформаторов тока и сокращается число защитных реле;
- 4) в сетях с большими токами замыкания на землю, стоимость изоляции при напряжении 110 кВ и выше значительно снижается при глухом заземлении нейтрали, а увеличение стоимости заземляющих устройств мало сказывается из-за небольшого числа установок по сравнению с числом установок 3...35 кВ;
- 5) надежность работы сетей с глухим заземлением нейтрали возрастает, так как поврежденный участок немедленно отключается. В силу того, что большинство замыканий после отключения самоустраняется, в этих сетях оказывается особенно эффективным применение устройств автоматического повторного включения.

3.2.1. Сети выше 1000 В с изолированной нейтралью

В данных сетях ёмкостной ток в нормальном режиме:

$$I_C = \frac{U_\phi}{\omega C} = U_\phi X_C .$$

Сопротивления ёмкостное и индуктивное в сети переменного тока:

$$X_C = \frac{1}{2\pi fC} , \quad X_L = 2\pi fL .$$

При замыкании на землю, например фазы А, изменяются фазные напряжения неповреждённых фаз относительно земли (рис. 3.3) и достигают значений линейных напряжений:

$$U_{BK} = \sqrt{(3)} U_B , \quad U_{CK} = \sqrt{(3)} U_C .$$

Аналогично увеличиваются и ёмкостные токи неповреждённых фаз.

$$I_{CK} = \sqrt{(3)} I_C , \quad I_{BK} = \sqrt{(3)} I_B .$$

В случае металлического замыкания, через место замыкания будет протекать утроенный ёмкостной ток, что видно из векторной диаграммы, а величина тока определится:

$$I_{AK} = 2\sqrt{(3)} \cos(30^\circ) = 2\sqrt{(3)} I_{CB} \frac{\sqrt{(3)}}{2} = 3 I_{CB} = 3 U_\phi X_C = \frac{3 U_\phi}{2\pi fC} .$$

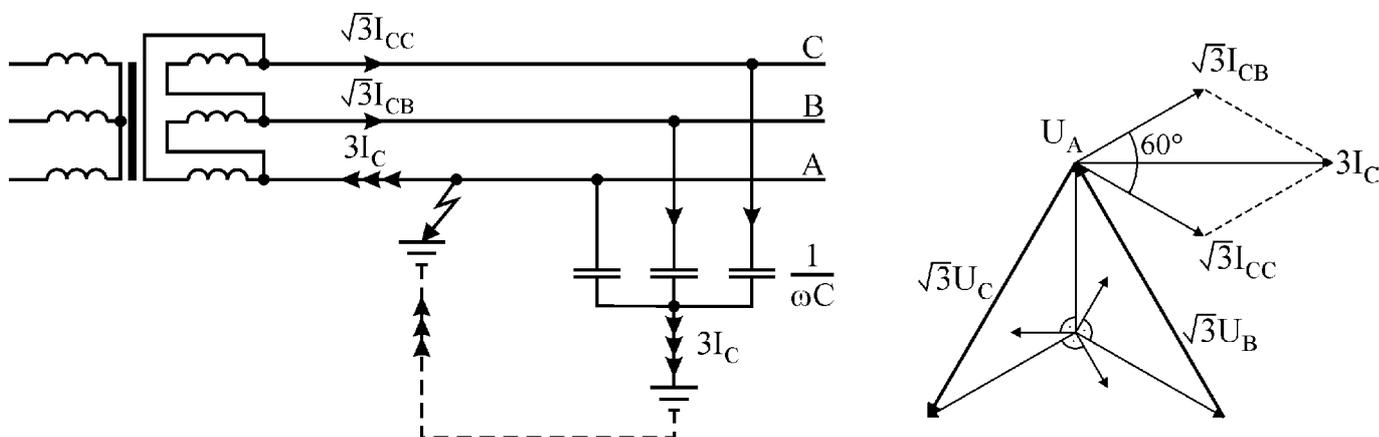


Рис. 3.3. Замыкание на землю в сети 10, 35 кВ с изолированной нейтралью

На практике ёмкостные токи замыкания на землю для воздушных и кабельных ЛЭП определяют следующим образом:

$$\text{ВЛ: } I_{CK} = \frac{U(\text{кВ})L(\text{км})}{350}, \text{ А} \quad \text{КЛ: } I_{CK} = \frac{U(\text{кВ})L(\text{км})}{10}, \text{ А} .$$

где $U(\text{кВ})$ — линейное напряжение сети в кВ;

$L(\text{км})$ — длина всех линий, подключенных к одной обмотке 10 кВ питающего силового трансформатора в км.

Таблица 3.1. Практические значения ёмкостного тока замыкания на землю, А/км

Вид линий		Напряжение сети, кВ		
		6	10	35
ВЛ		0,015	0,025	0,1
КЛ	50...95 мм ²	0,6...0,8	0,8...1,0	3,7...4,1
	120...240 мм ²	0,9...1,3	1,1...1,6	4,4...5,2

Как правило, в сетях с воздушными ЛЭП токи замыкания на землю не превышают 10 А, поэтому токовыми реагирующими органами на подстанции это повреждение обнаружить не удастся. Обнаруживают это повреждение по искажению фазных напряжений в сетях с изолированной нейтралью.

Не следует путать повреждение фазной изоляции с обрывом фазного провода. С поврежденной изоляцией одной фазы относительно земли сеть может работать длительное время, поэтому фазная изоляция в сетях с изолированной нейтралью изготавливается на линейное напряжение. Силовые трансформаторы в таких сетях могут иметь обмотки с соединением как в звезду без заземленной нулевой точки (35 кВ), так и в треугольник (10 кВ).

Существуют предельные значения ёмкостного тока замыкания на землю (ЗЗ) в сетях с изолированной нейтралью, когда обеспечивается самопроизвольное погасание дуги в месте замыкания (табл. 3.2).

Таблица 3.2. Предельное значение ёмкостного тока, А

Характеристика сетей	Номинальное напряжение, кВ		
	6	10	35
ВЛ с ж/б или металлическими опорами	10	10	10
КЛ и КЛ без ж/б и металлических опор	30	20	10

В протяженных сетях 10 кВ и 35 кВ токи замыкания на землю превышают допустимые для железобетонных опор (табл. 3.2). Тогда токи ЗЗ высушивают грунт вокруг опоры и разрушают подземную часть опоры, поэтому необходимо снижать токи ЗЗ, особенно это актуально для сетей с кабельными линиями. Поскольку ёмкостной ток соизмерим с токами нагрузки, то суммарный ток незначительно отличается от тока нагрузки по величине, поэтому обнаружить его токовыми реагирующими органами не удастся.

Для снижения емкостных токов на подстанции к шинам подключают дополнительный трансформатор с выведенной нулевой точкой. Нулевая точка трансформатора соединяется с землёй через заземляющий реактор, например ЗРОМ-300/10 — заземляющий реактор однофазный масляный мощностью 300 кВА рассчитанный на напряжение 10 кВ.

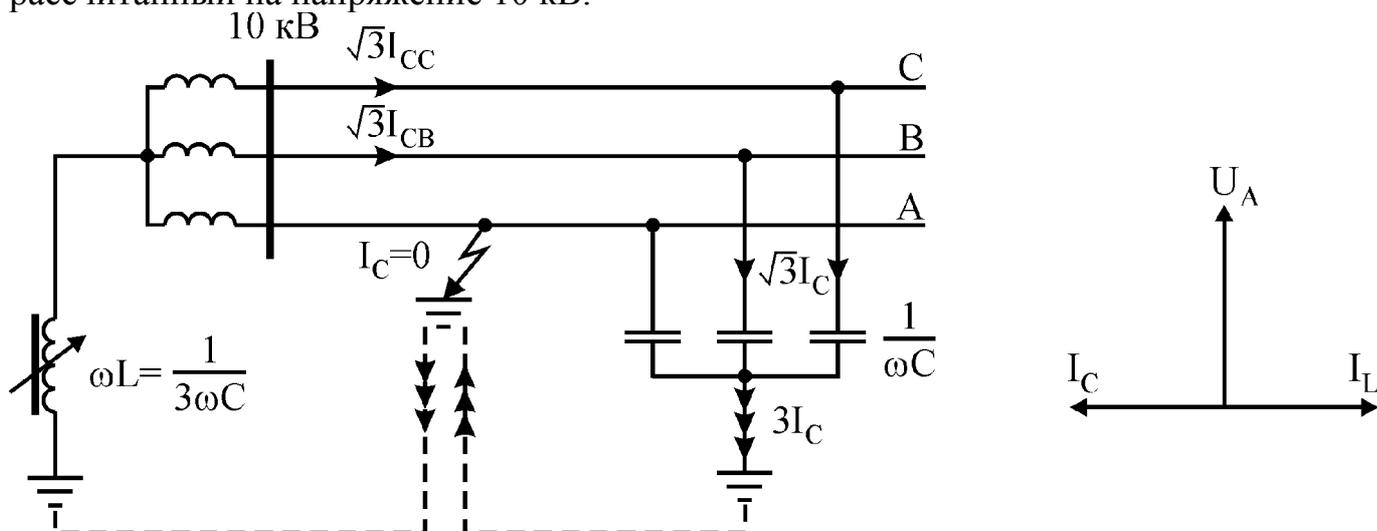


Рис. 3.4. Замыкание на землю с сети с компенсированной нейтралью

Как видно, суммарная величина тока ЗЗ резко снижается, что уменьшает разрушения в сети, т. е. производится компенсация ёмкостного тока индуктивным. Ток в точке замыкания равен нулю, в этом случае требуется только индикация КЗ, главное условие:

$$\omega L = \frac{1}{3\omega C} .$$

В опытных сетях для снижения токов ЗЗ применяют автоматическое шунтирование фазы (АШФ). Для этого в ЗРУ-10 кВ устанавливают ячейку с вакуумным выключателем, который имеет пофазное управление. Тогда к ТН на подстанции подключают избиратель поврежденной фазы (ИПФ) (рис. 3.5). На фазе с поврежденной изоляцией напряжение близко к нулю, а на двух других фазах напряжение увеличивается до линейного. ИПФ подает сигнал на включение выключателя той фазы, на которой произошло повреждение на линии. Тогда большая часть тока ЗЗ будет проходить через заземляющее устройство подстанции, так как его сопротивление 4 Ома, а сопротивление заземления опоры в ненаселенной местности 30 Ом. Этим самым снижаются разрушения на опоре.

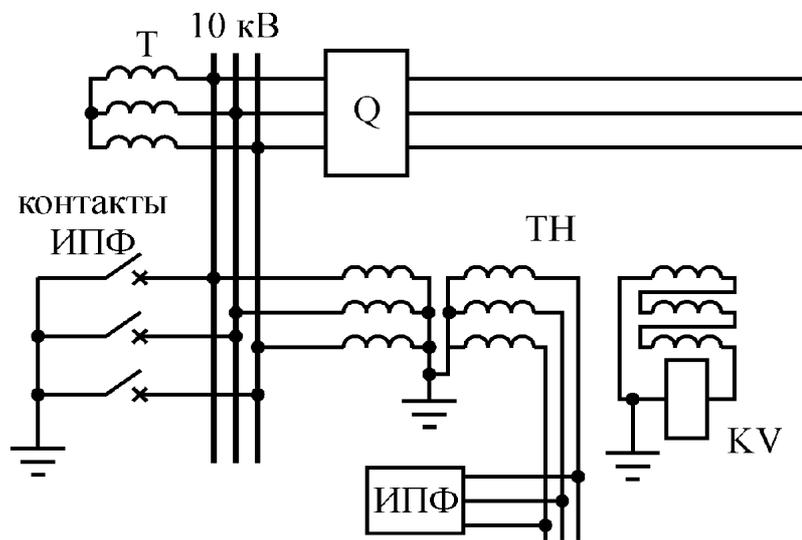


Рис. 3.5 Автоматическое шунтирование фазы в сетях с изолированной нейтралью

По прежнему при наличии «земли» подаётся сигнал от реле напряжения, которое подключается к обмотке трансформатора, соединенной в разомкнутый треугольник. Этот сигнал передается на диспетчерский пункт и персонал обязан в течение двух часов отыскать место замыкания на землю.

Наиболее опасно замыкание в изолированных сетях через перемежающуюся дугу. В этом случае между ёмкостью и индуктивностью могут появиться свободные электрические колебания высокой частоты и возникнуть перенапряжения. В неповреждённых фазах до $3,2U_{\phi}$, в повреждённой фазе до $2,2U_{\phi}$. Длительное воздействие повышенных напряжений может вызвать ионизацию воздуха и однофазное КЗ перейдёт в трёхфазное.

3.2.2. Сети выше 1000 В с глухозаземленной нейтралью

Сети 110 кВ и выше выполняются с глухозаземленной нейтралью.

При повреждениях в переходном режиме напряжение может увеличиваться в 2...3 раза, что оказывает существенное влияние на выбор изоляции оборудования сети. Чтобы эти напряжения не превышали 80% линейного напряжения, величина тока однофазного КЗ должна быть не менее 60% трёхфазного КЗ, это достигается заземлением определённого количества нейтралей трансформаторов в системе. Режим работы при таких условиях называется режимом работы сети с эффективно-заземлённой нейтралью.

В первую очередь заземляются нейтралы источников, потом узловых подстанций и далее по необходимости.

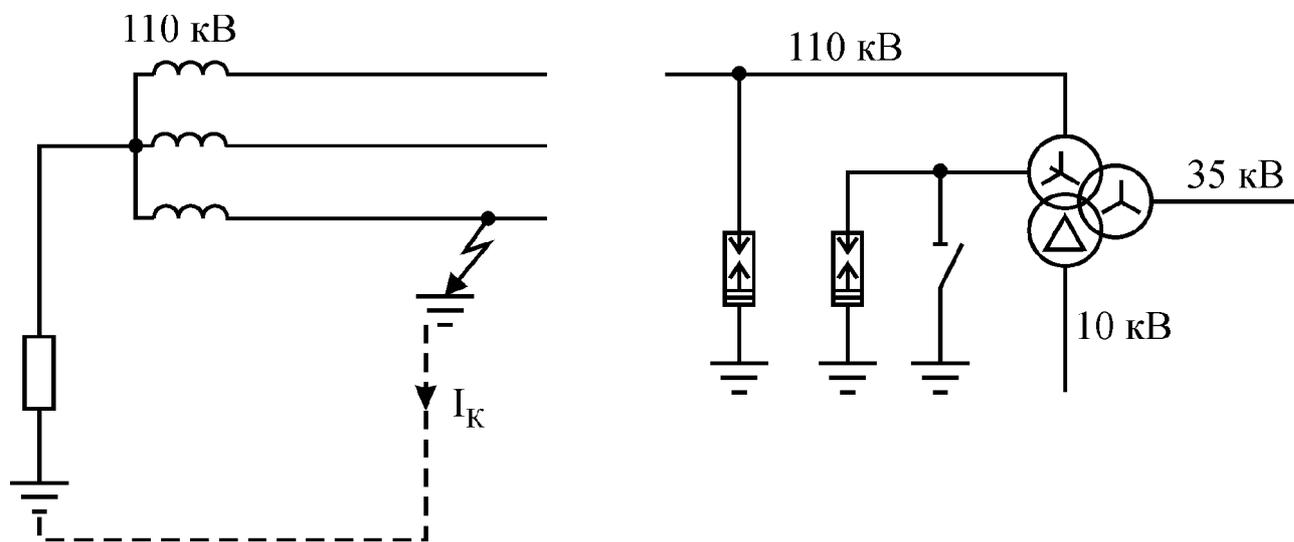


Рис. 3.6. Эффективно-заземлённая нейтраль

Часть трансформаторов заземляется через сопротивление, а часть через разрядники, кроме того для защиты трансформатора устанавливается однофазный короткозамыкатель. При любом повреждении трансформатора РЗА включает короткозамыкатель, создавая искусственное однофазное КЗ на которое реагирует защита линии и отключает её со стороны источника питания на время достаточное для отключения отделителем повреждённого трансформатора, затем устройство АПВ включает присоединение.

Тема 4. Показатели качества электрической энергии

В соответствии с ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» — это степень соответствия параметров электрической энергии их установленным значениям.

Под *параметром электрической энергии* — понимается величина, количественно характеризующая какое-либо свойство электрической энергии.

В соответствии со стандартом основными показателями качества электроэнергии у всех потребителей являются:

- отклонение частоты;
- отклонение напряжения;
- размах изменения напряжения;
- коэффициент несинусоидальности кривой напряжения;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;

Отклонение частоты — это величина, равная разности между значением частоты в данной точке системы электроснабжения в рассматриваемый момент времени $f_{\text{ФАКТ}}$ и её номинальным значением $f_{\text{НОМ}} = 50$ Гц.

$$\Delta f = f_{\text{ФАКТ}} - f_{\text{НОМ}} .$$

Отклонение частоты одинаково во всей энергосистеме. Допускается в нормальном режиме работы энергосистемы отклонение частоты от номинального уровня 50 Гц в пределах $\pm 0,2$ Гц. Максимально допустимое отклонение частоты составляет $\pm 0,4$ Гц.

Необходимый уровень частоты поддерживается электростанциями, которые могут быстро реагировать на изменение нагрузки. Такими электростанциями чаще всего являются гидроэлектростанции, у которых вторичные регуляторы частоты, воздействуя на гидравлические затворы, быстро изменяют частоту вращения турбин. Номинальной частоте 50 Гц соответствует частота вращения роторов турбогенераторов на всех тепловых электростанциях 3000 об/мин. Частота тока в сети f и частота вращения ротора генератора связаны соотношением

$$f = \frac{pn}{60} ,$$

где p — число пар полюсов обмотки статора генератора;
 n — частота вращения ротора в об/мин.

У турбогенераторов $p = 1$, поэтому чтобы получить 50 Гц необходимо поддерживать $n = 3000$ об/мин. У гидрогенераторов частота вращения ротора значительно меньше, чем у турбогенераторов. Например, у некоторых гидрогенераторов $p = 10$, тогда для получения частоты тока 50 Гц необходимо вращать их роторы со скоростью 300 об/мин.

Отклонение частоты возникает при одновременном включении множества потребителей, например, в начале рабочего дня, что требует увеличения количества расхода энергоресурсов. Отклонение частоты сказывается на производительности станков в связи со снижением частоты вращения. В трансформаторах снижение частоты приводит к уменьшению ЭДС, что может привести к перегреву первичных обмоток.

Отклонение напряжения — это величина, равная разности между значением напряжения в данной точке системы электроснабжения в рассматриваемый момент времени и её номинальным значением. Отклонение напряжения является одним из основных показателей качества электроэнергии. В электрической сети до 1 кВ нормальное отклонение напряжения у потребителей не должно выходить за пределы $\pm 5\%$, а максимальное допустимое отклонение напряжения составляет $\pm 10\%$. На такое отклонение напряжения рассчитываются большинство потребителей. Величина этого параметра определяется по замерам напряжения с помощью вольтметра.

Размах изменения напряжения — это разность между амплитудными или действующими значениями напряжения до и после одиночного изменения напряжения.

$$V_t \% = \frac{(|U_i - U_{i+1}|) 100}{\sqrt{(2)} U_{НОМ}} ,$$

где U_i, U_{i+1} — значения следующих друг за другом экстремумов или экстремума и горизонтального участка огибающей амплитудных значений напряжения.

Если друг за другом следуют наибольшее и наименьшее значения U_{MAX} и U_{MIN} , то размах изменения напряжения равен

$$V_t \% = \frac{(U_{MAX} - U_{MIN}) 100}{U_{НОМ}} .$$

Нормы на допустимые размахи изменения напряжения определены только на входах осветительных установок, для остальных электроприёмников не нормируются. Размахи изменения напряжения приводят к миганиям ламп вследствие резкого

изменения светового потока, что отражается на зрительном восприятии людей. При этом повышается утомляемость, увеличивается вероятность травматизма и снижается производительность труда. Степень раздражения органов зрения зависит от величины и частоты миганий света. Наиболее сильное воздействие на глаза человека оказывают мигания света с частотой 3-10 Гц, поэтому допустимые размахи изменения напряжения в этом диапазоне не более 0,5 %.

Размахи изменения напряжения более 10% приводят к погасанию газоразрядных ламп. Размахи изменения напряжения более 15% приводят к выходу из строя конденсаторов, а также вентильных выпрямительных агрегатов. Вредно сказываются колебания на работе электронных вычислительных машин. Размахи изменения напряжения тем опаснее, чем они больше и чем чаще повторяются.

Коэффициент несинусоидальности кривой напряжений характеризуется коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения (тока) — это величина, равная отношению действующего значения суммы гармонических составляющих к действующему значению основной составляющей переменного напряжения (тока). Для целей стандартизации допускается относить к номинальному напряжению (току). Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения в литературе называют коэффициентом несинусоидальности и находится по формуле в процентах:

$$K_{НС} = \frac{\sqrt{U_1^2 + U_2^2 + \dots + U_n^2}}{U_{НОМ}} 100\% ,$$

где U_1, U_2, U_n — действующие значения соответствующей гармоники;
 n — номер последней из учитываемых гармоник напряжения.

Несинусоидальность напряжения и тока оказывает отрицательное влияние на питающую сеть. Появляются дополнительные потери энергии в электрических машинах, трансформаторах. Сокращается срок службы изоляции кабелей, ухудшается работа ЭВМ, автоматики, телемеханики и связи, затрудняется компенсация мощности конденсаторами, возможны их резонансные явления.

Основными источниками высших гармоник в электрических сетях являются вентильные преобразователи для получения постоянного тока, дуговые электропечи и установки электродуговой сварки. Резко увеличивается коэффициент несинусоидальности в сельских сетях от применения тиристорных регуляторов напряжения.

В сетях до 1 кВ коэффициент несинусоидальности в рабочем режиме допускается не более 5%, а максимально допустимое значение 10%. В электрических сетях 6...10 кВ соответственно 4% и 8%.

Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности — это величина равная отношению напряжения обратной последовательности к напряжению прямой последовательности в многофазной системе электроснабжения:

$$K_{2U} = \varepsilon_2 = \frac{U_2}{U_{НОМ}} 100\%$$

Нормально и предельно допустимое значение его соответствует 2 и 4%.

Примечание: для целей стандартизации допускается относить к номинальному напряжению.

Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности — это величина равная отношению напряжения нулевой последовательности к

напряжению прямой последовательности в многофазной системе электроснабжения:

$$K_{0U} = \frac{U_0}{U_{НОМ}} 100\%$$

Нормально и предельно допустимое значение его соответствует 2 и 4%.

Тема 5. Конфигурация электрических сетей

Проектирование сетей производится в соответствии с ПУЭ, РУМ и другими нормативными документами и зависит от категории по надёжности электроснабжения.

К электрическим сетям предъявляются следующие требования:

- надёжность;
- качество электрической энергии;
- экономичность;
- безопасность и удобство эксплуатации;
- возможность дальнейшего развития без коренного переустройства сети.

5.1. Требования к подстанциям

Количество трансформаторов в ПС зависит от категории потребителя, ПС 35 кВ и выше строятся двухтрансформаторными (экономически выгодно).

По схемам присоединения подразделяются (рис. 5.1):

- 1) тупиковые (концевые);
- 2) ответвительные (от магистральной линии);
- 3) проходные (схема заход — выход);
- 4) узловыe.

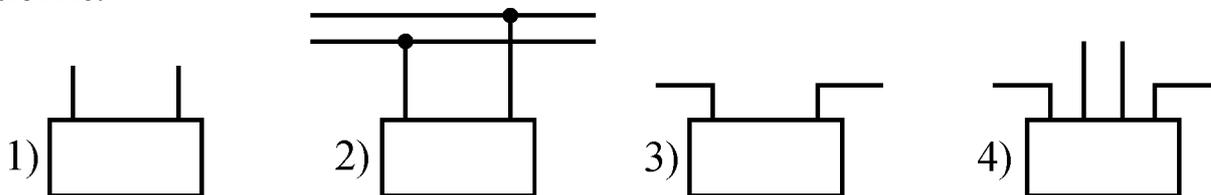


Рис. 5.1. Схемы подсоединения подстанций

5.2. Радиальные, неразветвлённые и разветвлённые линии

В радиальных сетях каждый потребитель получает питание по своей линии (рис. 5.2).

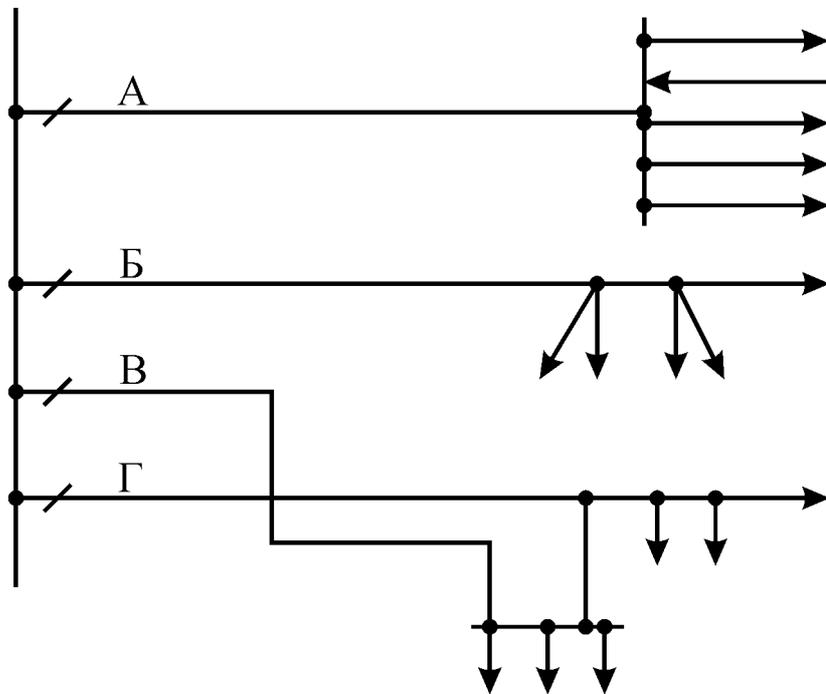


Рис. 5.2. Радиальные, неразветвлённые и разветвлённые линии

Недостатки:

- если питание не резервировано, то прекращается подача энергии;
- линии надо рассчитывать по максимальной нагрузке.

5.3. Магистральные нерезервированные и резервированные линии

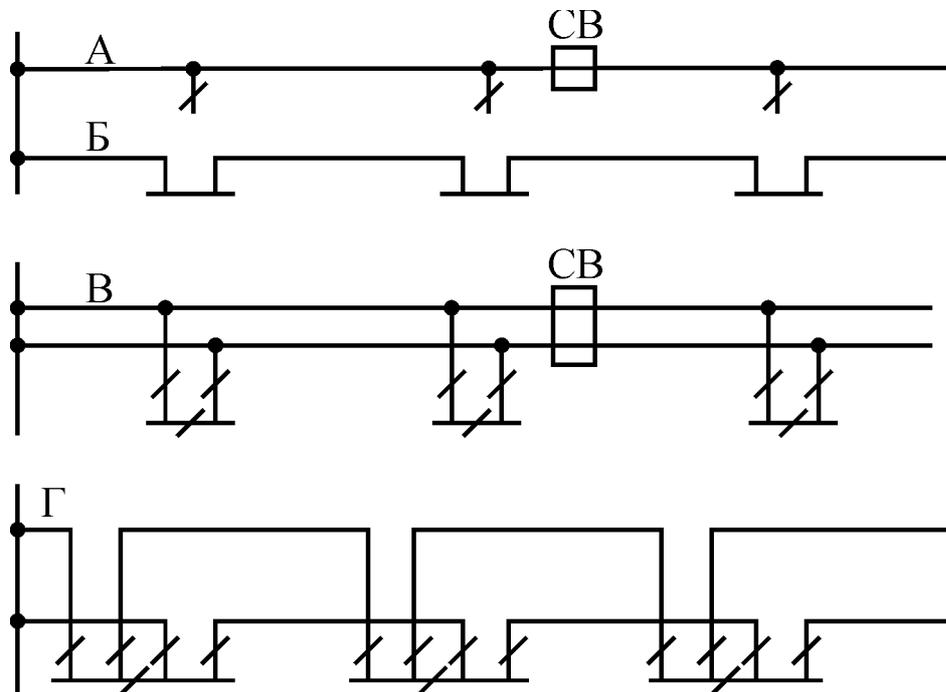


Рис. 5.3. Магистральные нерезервированные и резервированные линии

Достоинства:

- уменьшается длина питающих линий;
- снижается количество высоковольтных линий;
- удешевляется и упрощается строительная часть;

- выгодно применять там, где потребители расположены по одному направлению.

Недостатки:

- недостаточная надёжность одинарных магистралей;
- усложнение схем РЗАиТ.

Магистралы часто выполняются с двухсторонним питанием, также могут быть и комбинированные линии.

5.4. Высоковольтные местные резервированные сети

Для питания крупных промышленных предприятий и городов, получающих питание от мощных источников электроэнергии, возникают проблемы ограничения токов КЗ и обеспечения надёжности электрооборудования. Большие токи КЗ предъявляют повышенные требования не только к высоковольтной аппаратуре, но и к трансформаторам, сетям, способам резервирования. В таких случаях для ограничения токов КЗ в расщелку линии устанавливают токоограничивающие реакторы.

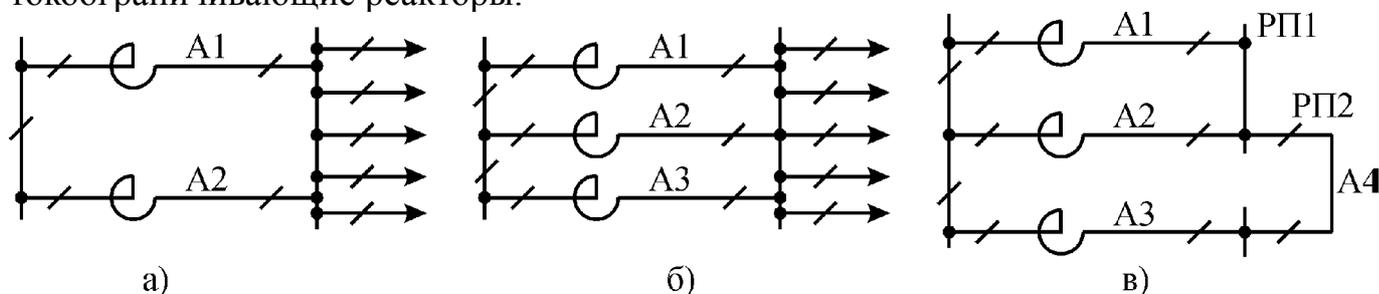


Рис. 5.4. Высоковольтные местные резервированные сети

а) радиальная резервированная сеть; б) трёхлучевая питающая сеть; в) питающая сеть двух РП с местным резервированием.

При больших токах КЗ сети выбираются по термической устойчивости и проверяются по другим факторам.

5.5. Блочная схема сети

Схема мостика по высокой стороне, при разомкнутых В6, В9 схема называется блок линия — трансформатор. При отключении В6 и включении В9 по линии, из-за разности напряжений, могут протекать циркулирующие токи.

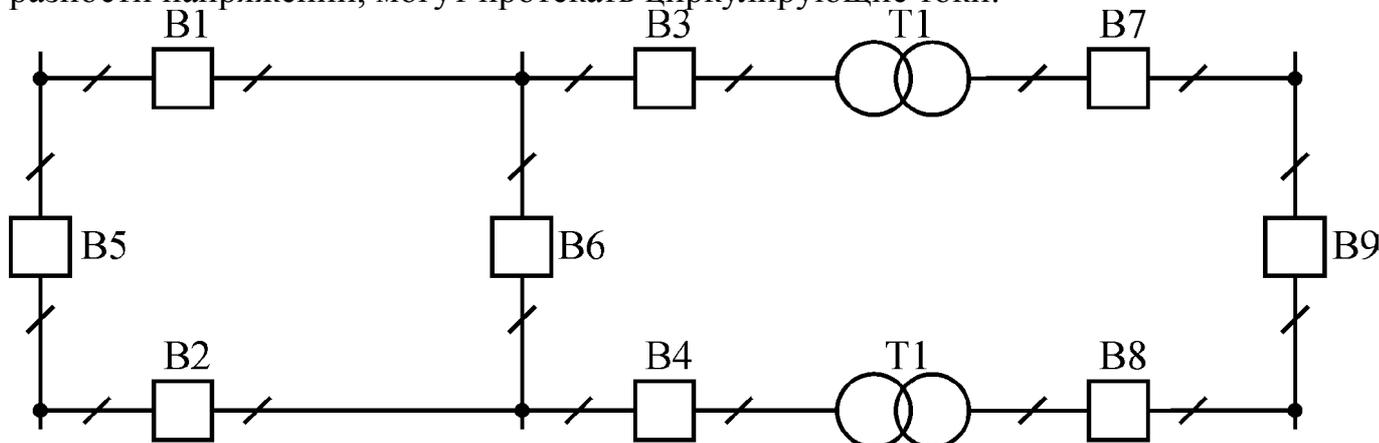


Рис. 5.5. Схема блок линия — трансформатор

5.6. Схема глубокий ввод

Применяется так где имеется мощная сосредоточенная нагрузка, в этом случае высокое напряжение подводится непосредственно к потребителю минуя одну и более ступеней трансформации напряжения.

5.7. Замкнутые электрические сети

При некоторых взаимных расположениях потребителей и центров питания наиболее рациональными являются замкнутые сети (петлевые, кольцевые), они обеспечивают надёжность электроснабжения потребителей любой категории.

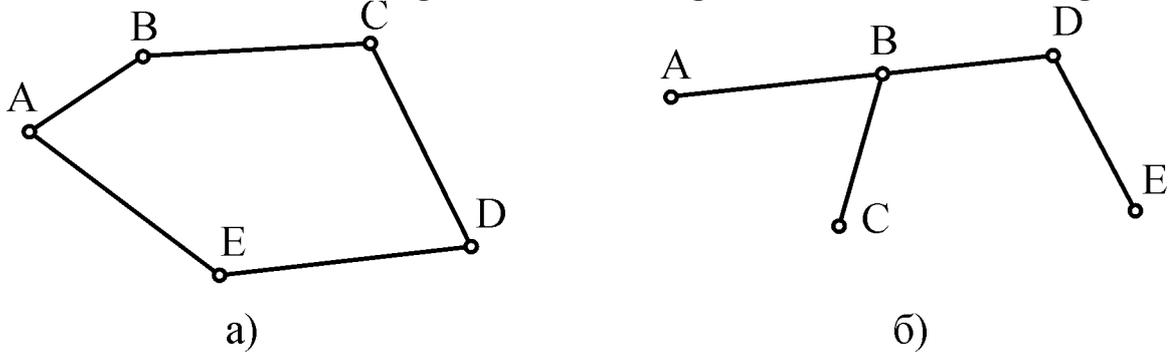


Рис. 5.6. Замкнутые сети

а) кольцевая; б) магистральная с двухсторонним питанием

Разновидностью замкнутых сетей являются сети с двухсторонним питанием. Кольцевые сети выполняются по всей трассе одинарными (одноцепными), сечение головных участков может выбираться больше. Если сеть выполнена кабелем то обязательна проверка на термическую устойчивость.

5.8. Сложно петлевые сети

Сложно петлевые сети являются основным видом сетей электроснабжения городов.

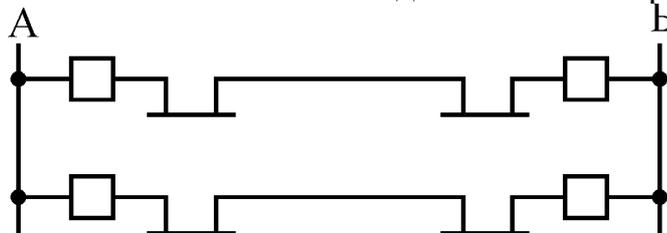


Рис. 5.7. Сложно петлевая сеть

5.9. Передача электроэнергии на большие расстояния

Как показывают расчёты при передаче электроэнергии на 1000 и более километров экономически целесообразным является напряжение 330 кВ и выше. Первый проект высоковольтной ЛЭП был осуществлён в 1942 г., 1,2ГВт передавались от Волжской ГЭС в Москву.

Линии до 1150 кВ связывают между собой различные системы. Выбор класса напряжения зависит как от расстояния так и от передаваемой мощности.

При длине линии более 2000 км и передаваемой мощности более 2 ГВт передача электрической энергии производится постоянным током, что является экономически выгодным.

Тема 6. Характеристики и параметры элементов электроэнергетических систем

При проектировании ЛЭП исходными данными являются: передаваемая мощность и расстояние на которое она должна быть передана. Результатом расчёта должно явиться напряжение которым эта мощность должна быть передана, конфигурация сети, тип сети, марка и сечение провода, потери напряжения и мощности.

Все расчёты в электрических сетях могут быть сведены к двум задачам:

1) *Расчёты режимов сетей.* В этом случае определяются напряжения, токи в узловых точках и перетоки активной и реактивной мощностей по линиям. Различают нормальный, аварийный и послеаварийный режим. В рассмотрение входят установившиеся и переходные процессы.

2) *Выбор параметров сети.* В этом случае производится выбор напряжения, параметров линий, трансформаторов, компенсирующих устройств и т. д. С учётом различных режимов работы сети.

Во всех случаях реальная схема электроснабжения представляется в виде схемы замещения, на которой указываются все параметры сети.

Для сетей разного класса напряжения ГОСТом предусмотрены различные отклонение напряжения от его номинального значения (табл. 6.1).

Таблица 6.1. Допустимые отклонения напряжения у потребителей

U, кВ	0,4	6...10	35	110	220	330	500
ΔU , %	5	12	12	15		10	5

Отклонение напряжения, кроме всех прочих факторов, зависит от протяженности линии (табл. 6.2).

Таблица 6.2 Наибольшие расстояния целесообразной передачи мощности

U, кВ	0,4	6...10	35	110	220	330	500	750
L, км ≤	0,5	12...15	50	160	240	300	1100	2000

6.1. Параметры местных сетей

К местным сетям относятся сети сравнительно небольшого радиуса действия 15...30 км, напряжением до 35 кВ включительно.

Упрощения при расчёте:

- поперечной проводимостью линий пренебрегают;
- напряжения в отдельных точках сети и у потребителей не определяют, ограничиваясь лишь расчетом потерь напряжения и сравнением её с допустимой величиной;
- активные сопротивления и проводимости трансформаторов не учитывают;
- пренебрегают индуктивным сопротивлением кабельных линий.

6.1.1. Активное сопротивление ЛЭП

Различают:

- 1) омическое сопротивление — сопротивление проводника постоянному току;
- 2) активное — сопротивление проводника переменному току.

По своей величине второе больше первого вследствие поверхностного эффекта, заключающегося в перераспределении тока по сечению проводника из центральной его части к поверхности, но при промышленных частотах это отличие незначительно, поэтому при расчётах активное сопротивление принимают равным омическому.

Для нормальной температуры (+20°C), активное сопротивление проводников определяется:

$$R = r_0 L \quad (\text{Ом}),$$

где r_0 — удельное расчётное активное сопротивление провода Ом/км;
 L — длина провода, км.

$$r_0 = \frac{1000 \rho}{F} \quad \left(\frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right),$$

где ρ — удельное сопротивление материала проводника $\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}$;
 F — сечение провода, мм².

Средние значения удельного сопротивления материалов:

- медь: 18,8;
- алюминий: 31,5.

6.1.2. Индуктивное сопротивление ЛЭП

Общее выражение для определения индуктивного сопротивления провода:

$$X = x_0 L \quad (\text{Ом}),$$

Индуктивное сопротивление зависит от расстояния между проводниками — чем больше расстояние, тем больше индуктивное сопротивление. Также индуктивное сопротивление зависит от диаметра провода, магнитной проницаемости материала и частоты переменного тока. Индуктивное сопротивление обусловлено магнитным полем вне и внутри проводника [2].

$$x_0 = \omega \left(4,6 \lg \frac{2 D_{CP}}{d} + 0,5 \mu \right) 10^{-4} \quad \left(\frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right),$$

где ω — угловая частота;

D_{CP} — среднее геометрическое расстояние между осями проводов;

d — фактический внешний диаметр провода;

μ — магнитная проницаемость материала провода.

При расположении проводов в вершинах равностороннего треугольника:

$$D_{CP} = \sqrt[3]{D_{1-2} D_{2-3} D_{1-3}} = D.$$

Для проводов расположенных на одной оси:

$$D_{CP} = \sqrt[3]{DD2D} = D \sqrt[3]{2} = 1,26 D.$$

При несимметричном расположении проводов и значительной длине линии (свыше 100 км) прибегают к транспозиции проводов.

6.2. Схемы замещения ЛЭП

В зависимости от класса напряжения ЛЭП представляют Т-образной (рис. 6.1-

а) или П-образной (рис. 6.1-б) схемой замещения. Т-образная схема замещения используется для представления линий до 110 кВ, П-образная — для линий выше 110 кВ.

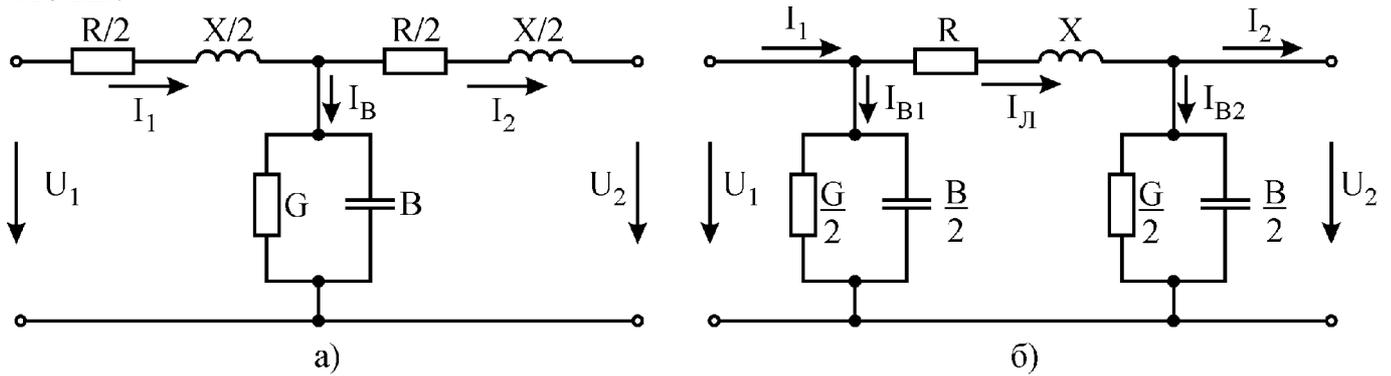


Рис. 6.1. Схемы замещения ЛЭП

Если сеть имеет несколько ступеней трансформации, то составляется цепочная схема замещения параметры которой приводятся к одной ступени напряжения.

Линии 330 кВ и выше выполняются с расщеплением фазы, ввиду этого индуктивное сопротивление их отличается от ЛЭП с нерасщепленными фазами [2]. Для ЛЭП с проводами из цветного металла ($\mu=1$) и частоты 50 Гц получаем:

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{D_{CP}}{r_{\text{э}}} + \frac{0,016}{n} \left(\frac{OM}{\text{км}} \right),$$

где $r_{\text{э}}$ — действительный радиус n проводов одной фазы:

$$r_{\text{э}} = \sqrt[n]{ra_{CP}^{n-1}} \quad (\text{см}),$$

r — действительный радиус одного провода, см;

a_{CP} — среднее геометрическое расстояние между проводами одной фазы, см;

D_{CP} — среднее геометрическое расстояние между осями фаз линии, см.

Активная проводимость ЛЭП (G) обусловлена потерями активной энергии от токов утечки через изоляцию (по изоляторам) и от электрической короны на проводах [2]. Для ЛЭП активная проводимость $G=0$.

Реактивная проводимость (B) обусловлена ёмкостями фаза-фаза и фаза-земля. Для разных конфигураций ЛЭП она разная. Для трёхфазной **воздушной** ЛЭП с одним проводом на фазу рабочую удельную ёмкость определяют [2]:

$$c_0 = \frac{0,024}{\lg \frac{2D_{CP}}{d}} 10^{-6} \left(\frac{\Phi}{\text{км}} \right).$$

Удельная реактивная проводимость для ВЛ и КЛ ЛЭП определяется:

$$b_0 = \omega c_0 \quad (\text{ом}^{-1}/\text{км}).$$

Ёмкостная проводимость всей линии:

$$B = b_0 L,$$

где L — длина ЛЭП, км.

Ёмкостные токи протекают соответственно под действие фазного напряжения ЛЭП. Наличие ёмкостных токов позволяет рассматривать линию как потребителя реактивной мощности (рис. 6.2).

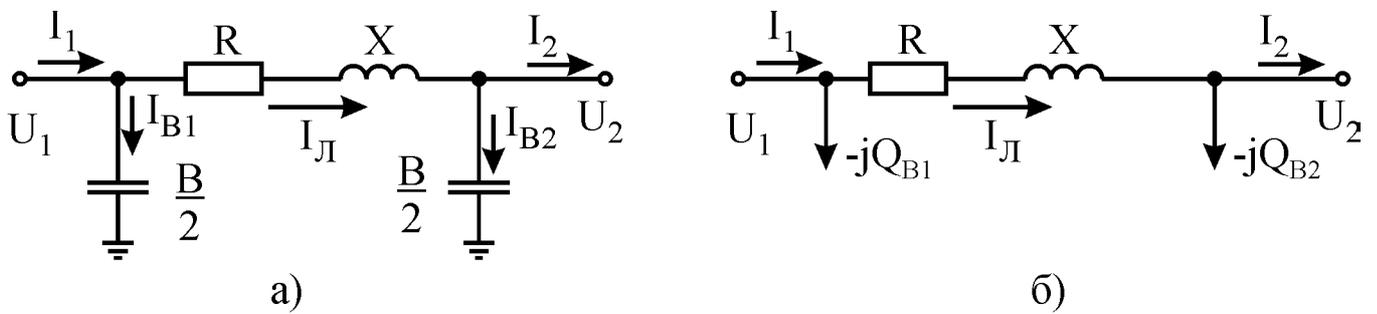


Рис. 6.2. П-образная схема замещения ВЛ ЛЭП

Удельная зарядная мощность определяется:

$$Q_{b0} = \sqrt{3} UI_{b0} = \sqrt{3} U \frac{U}{\sqrt{3}} b_0 = U^2 b_0 \quad \left(\frac{\text{Мвар}}{\text{км}} \right),$$

где U — рабочее линейное напряжение, кВ.

Для П-образной схемы зарядную мощность определяют либо по общей проводимости и номинальному напряжению:

$$Q_B = U_H^2 b_0 L = U_H^2 B,$$

либо по проводимости $B/2$ и действительным напряжениям начала и конца ЛЭП:

$$Q_B = Q_{B1} + Q_{B2} = U_1^2 \frac{B}{2} + U_2^2 \frac{B}{2}.$$

В местных сетях, из-за их небольшой протяженности, токи проводимостей малы, по сравнению с токами нагрузки, поэтому при расчёте местных сетей проводимости линий (поперечные) не учитывают в расчётах (рис. 6.3-а).

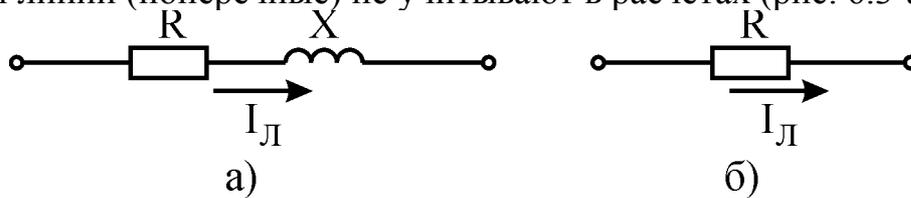


Рис. 6.3. Схемы замещения ВЛ до 35 кВ и кабельных ЛЭП

Для кабельных линий напряжением до 10 кВ как правило учитывается только активное продольное сопротивление (рис. 6.3-б). Ёмкостной ток КЛ значительно больше ВЛ и для них приводится величина ёмкостной мощности на единицу длины. Активная поперечная проводимость КЛ учитывается только при напряжении 110 кВ и выше.

6.3. Схема замещения силовых трансформаторов

Силовой трёхфазный двухобмоточный трансформатор представляется Г-образной схемой, которая также может быть упрощенная (рис. 6.4).

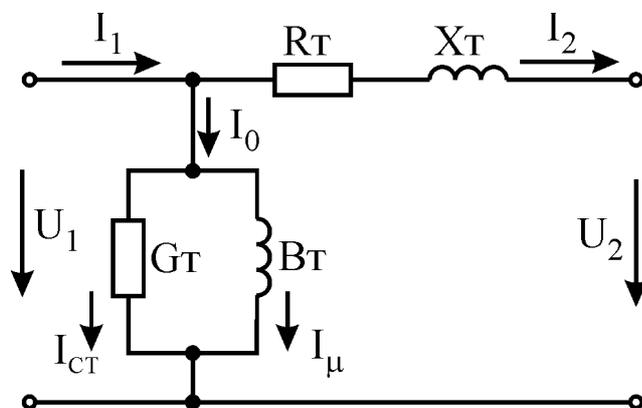


Рис. 6.4. Схема замещения трёхфазного двухобмоточного трансформатора

Исходными параметрами трансформатора являются [3]:

- схема или группа соединения обмоток фаз;
- номинальные напряжения обмоток ВВ, СН, НН (кВ);
- номинальная мощность, $S_{НОМ}$ (кВА);
- потери активной мощности при холостом ходе, $\Delta P_{ХХ}$ (кВт);
- потери активной мощности при коротком замыкании, $\Delta P_{КЗ}$ (кВт);
- ток холостого хода, $i_{ХХ}$ (А или %);
- напряжение короткого замыкания u_K (%).

Активная проводимость трансформатора (G_T) обусловлена током потерь в стали ($I_{ст}$), а реактивная проводимость (B_T) — током намагничивания трансформатора (I_μ) [2]. Ток холостого хода (I_0) зависит в основном от тока намагничивания, а так как ток потерь в стали ($I_{ст}$) составляет около 10% от I_μ , то активной проводимостью пренебрегают, соответственно принимая $G_T=0$.

Реактивная проводимость трансформатора определяется через потери реактивной мощности на холостом ходу трансформатора [3]:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U^2} = \frac{i_{XX} \% S_{НОМ}}{100 U^2} .$$

Активное продольное сопротивление фазы трансформатора определяется через потери короткого замыкания:

$$\Delta P_{КЗ} = 3 I_{НОМ}^2 R_T = \frac{S_{НОМ}^2}{U^2} R_T; \quad \Rightarrow \quad R_T = \frac{\Delta P_{КЗ} U^2}{S_{НОМ}^2} .$$

Реактивное продольное сопротивление одной фазы определяется через полное сопротивление одной фазы трансформатора:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}, \quad Z_T = \frac{u_K \% U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}} .$$

Для трехфазного трёхобмоточного трансформатора продольные сопротивления определяются исходя из напряжений короткого замыкания приходящихся на каждую из обмоток.

Тема 7. Определение электрических нагрузок потребителей

7.1. Графики нагрузки потребителей

Электрическая нагрузка в сельском хозяйстве, как и в других отраслях народного хозяйства, величина непрерывно изменяющаяся: одни потребители включаются, другие отключаются, ввиду этого различают дневной S_A и вечерний S_B максимум нагрузок потребителя или группы потребителей.

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

При составлении типовых проектов и определении нагрузок, данные по которым отсутствуют в типовой методике, используют реальные графики электрической нагрузки. Графиком нагрузки называют зависимость активной P , реактивной Q и полной S мощности нагрузки от времени. Графики нагрузки могут быть суточными и годовыми.

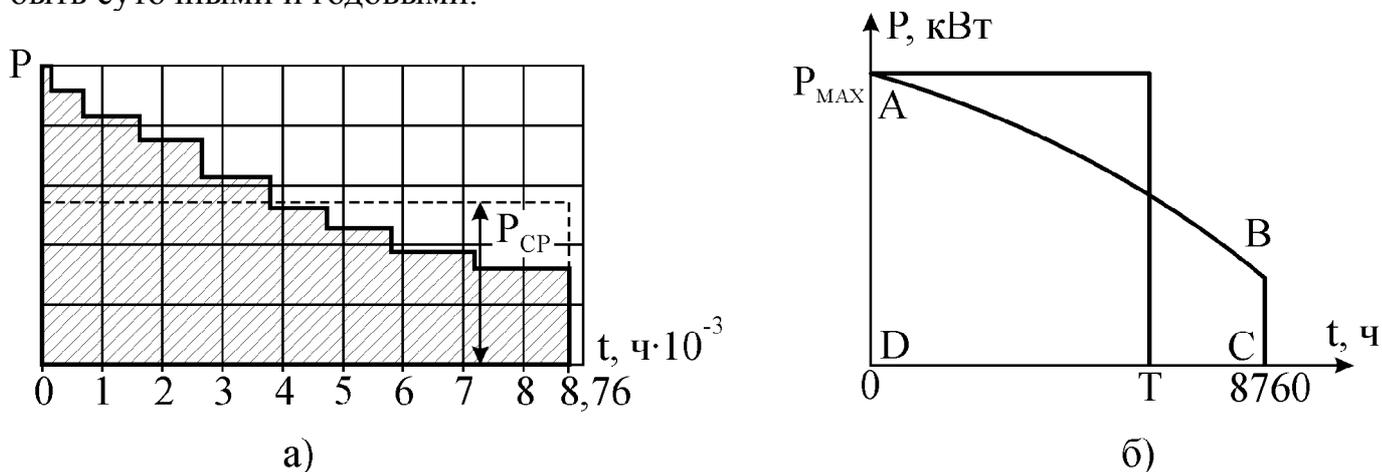


Рис. 7.1. Графики нагрузки

а) годовой график по продолжительности; б) время использования максимальной нагрузки

По годовому графику нагрузки объекта по продолжительности (рис. 7.1) можно определить время использования максимальной нагрузки T как основание прямоугольника, равновеликого по площади фигуре $ABCD$, высота которого равна расчетной максимальной нагрузке. Очевидно, что время:

$$T = \int_0^{8760} \frac{P dt}{P_{РАСЧ}} .$$

Зная расчетную нагрузку и время использования максимальной нагрузки, легко найти энергию, потребляемую объектом в течение года:

$$W = P_{РАСЧ} T .$$

Этот параметр необходимо знать при выполнении технико-экономических расчетов.

Чем больше значение T , тем лучше используют электроснабжающую установку. В пределе при нагрузке, неизменной в течение всего года и равной расчетной, $T = 8760$ ч. В сельском хозяйстве нагрузка в течение суток и года сильно

меняется и обычно значение T находится в пределах от 900 до 3400 ч.

7.2. Определение расчетных нагрузок электрических сетей с помощью коэффициентов одновременности

Коэффициентом одновременности называют отношение расчетной нагрузки группы электроприемников к сумме их максимальных нагрузок. Нагрузки, как правило, определяют отдельно для режимов дневного и вечернего максимумов. Если от сети питаются только производственные потребители, то расчет можно выполнять лишь для дневных часов. Если же потребители только бытовые, то можно рассчитывать лишь вечерний режим.

Для упрощения расчетов используют коэффициенты дневного и вечернего максимумов k_D и k_B . Для производственных потребителей их принимают равными $k_D=1$, $k_B=0,6$; для бытовых потребителей без электроплит $k_D=0,3...0,4$, $k_B=1$ и с электроплитами $k_D=0,6$, $k_B=1$; для смешанной нагрузки $k_D=k_B=1$.

Нагрузки элементов сети 0,4кВ складываются из нагрузок жилых домов, общественных и коммунальных учреждений и производственных потребителей, а также нагрузки уличного и наружного освещения.

Дневную и вечернюю расчетные нагрузки группы однородных потребителей соизмеримой мощности (отличающихся не более чем в 4 раза) на участках ВЛ 0,38 кВ определяют по формулам:

$$P_D = k_0 \sum P_{Di}; \quad P_B = k_0 \sum P_{Bi},$$

где k_0 — коэффициент одновременности работы потребителей (табл. 7.1);

P_i — суммируемые мощности отдельных потребителей.

Индексы «д» и «в» относятся к дневному и вечернему режимам.

Таблица 7.1 Значения коэффициентов одновременности

Сети 0,4 кВ							
Кол-во потребителей	2	3	5	7	10	15	20
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,73	0,62	0,5	0,43	0,38	0,32	0,29
Производственные потребители	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55
Сети 6...10 кВ							
Количество ТП	2	3	5	10	20	25	
Значение k_0	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	

Если нагрузки потребителей в группе отличаются по значению более чем в 4 раза, то их суммируют прибавляя к большей нагрузке надбавку от меньшей. С достаточной для практики точности можно брать надбавку равную 70% от наименьшей нагрузки, также надбавки берут из специальных таблиц [4]:

$$P = P_B + 0,7 P_M,$$

где P_B и P_M — наибольшая и наименьшая из нагрузок.

Таким образом определяется суммарная расчетная нагрузка на участках сети с жилыми домами, общественными, коммунальными учреждениями и

производственными потребителями. Предварительно расчетные нагрузки каждой группы в зависимости от числа потребителей в них находят с помощью соответствующих коэффициентов одновременности. Этим же способом можно определить расчетную нагрузку на шинах трансформаторных пунктов.

Тема 8. Потери мощности и энергии в электрических сетях

Потери являются технологическим фактором при передаче электрической энергии от источника к потребителю. В среднем потери в сетях составляют 10% от передаваемой мощности, поэтому изыскание снижения потерь является важнейшей проблемой. Большая часть потерь (60...70%) приходится на ЛЭП из них более половины на ЛЭП 10 кВ.

Основные технические мероприятия по снижению потерь электроэнергии:

- приближение источников энергии к потребителям и наоборот;
- передача электроэнергии более высоки напряжением;
- регулирование активных и реактивных мощностей в сети;
- рационализация схем сети.

Организационные мероприятия:

- четкий учёт и контроль за потреблением и потерями электроэнергии;
- рационализация энергохозяйств;
- привлечение высокограмотных специалистов к работе.

8.1. Потери мощности в линиях

Потери активной мощности на участке трёхфазной линии с активным сопротивлением R составляют:

$$\Delta P = 3 I^2 R .$$

Ток I обуславливается передачей полной мощности:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} .$$

Активная мощность превращается у потребителей в механическую, тепловую или световую мощность. Реактивная — идет на создание электромагнитных полей в электродвигателях, трансформаторах и ЛЭП.

$$\Delta P = 3 \left(\frac{S}{\sqrt{3} U} \right)^2 R = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R \quad \text{аналогично} \quad \Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X .$$

Видно, что потери активной мощности также зависят и от передачи реактивной мощности.

8.2. Потери активной мощности в трансформаторах

Потери активной мощности в трансформаторах состоят из двух составляющих: из потерь в магнитопроводе и в обмотках

$$\Delta P_T = \Delta P_{МАГ} + \Delta P_{ОБМ} .$$

Потери мощности в магнитопроводе практически не зависят от нагрузки трансформатора. Ввиду небольших токов XX трансформатора принимают:

$$\Delta P_{МАГ} = \Delta P_{XX} ,$$

где ΔP_{XX} — паспортные значения потерь холостого хода в магнитопроводе.

Потери мощности в обмотках трансформатора зависят от протекающего тока:

$$\Delta P_{ОБМ} = 3 \cdot I_{НАГР}^2 R_T .$$

Учитывая, что $I_{НАГР} = K_3 I_{НОМ}$, получаем для трех фаз трансформатора:

$$\Delta P_{ОБМ} = 3 (K_3 I_{НОМ})^2 R_T = \Delta P_{КЗ} K_3^2 ,$$

где $\Delta P_{КЗ}$ — паспортные значения потерь короткого замыкания в обмотках трансформатора;

K_3 — коэффициент загрузки трансформатора, обычно определяется по показаниям амперметров.

Следовательно, для любого момента времени потери активной мощности в обмотках составят:

$$\Delta P_{ОБМ} = \Delta P_{КЗ} K_3^2 .$$

Окончательно получаем потери мощности трансформатора:

$$\Delta P_T = \Delta P_{XX} + \Delta P_{КЗ} K_3^2 .$$

Для нескольких трансформаторов:

$$\Delta P_T = n \Delta P_{XX} + \frac{\Delta P_{КЗ}}{n} \left(\frac{\sum S_i}{\sum S_H} \right)^2 .$$

И в линиях, и в трансформаторах передача реактивной мощности приводит к увеличению потерь активной мощности в сети, поэтому необходимо стремиться к снижению потоков и перетоков реактивной мощности.

8.3. Потери энергии в линиях

Потери энергии в сетях всегда рассматриваются за какой то промежуток времени, соответственно:

$$\Delta W = \int_0^t \Delta P dt = \int_0^t \frac{S^2}{U^2} R dt = \frac{R}{U^2} \int_0^t S^2 dt .$$

Полная мощность меняется в период потребления, т. е. является функцией времени. Эту функцию изображают в виде графика нагрузки (рис. 8.1).

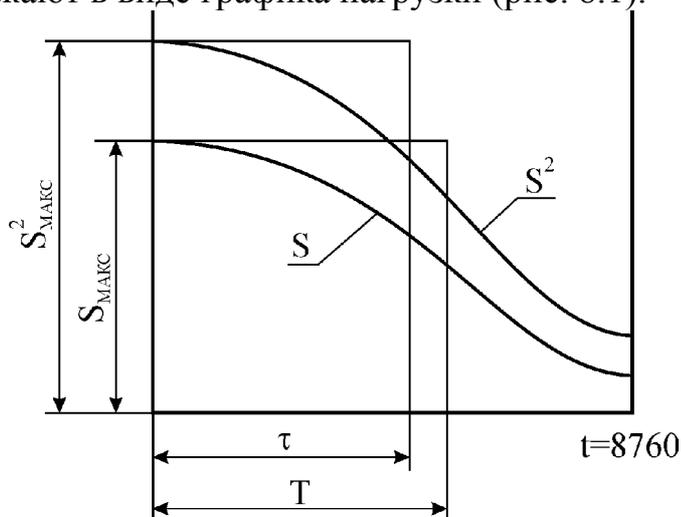


Рис. 8.1. Годовой график нагрузки по продолжительности

При неизменном коэффициенте мощности нагрузки площадь, ограниченная этой кривой, показывает количество энергии передаваемое по сети в течении года:

$$W = \int_0^t P dt = \cos \varphi_{CP} \int_0^{t=8760} S dt ,$$

где $\cos \varphi_{CP}$ — средний коэффициент мощности принимаемый приблизительно постоянным в течении года.

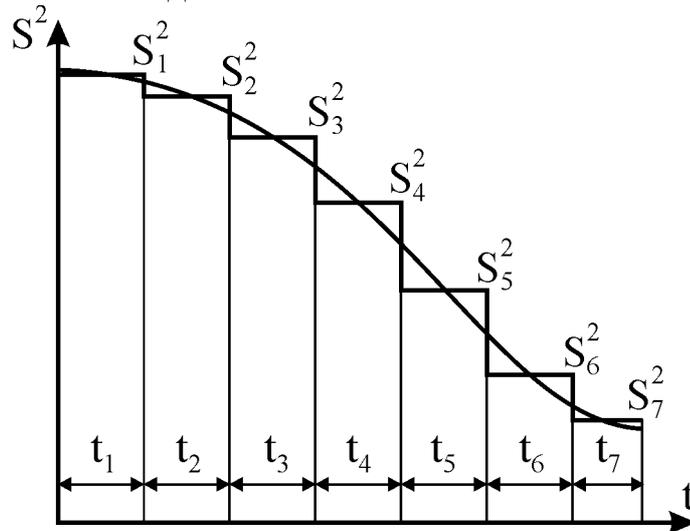


Рис. 8.2. Ступенчатый график нагрузки по продолжительности

Если мощность возвести в квадрат, а полученную при этом площадь ограниченную кривой разбить на достаточно малые отрезки t и соответствующие им значения нагрузок S^2 , то можно определить потери энергии за год:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} S_{CPKB}^2 \cdot 8760 ,$$

где 8760 — число часов в году;

S_{CPKB} — среднеквадратичная мощность:

$$S_{CPKB} = \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + S_3^2 t_3 + \dots}{8760}}$$

Данный метод носит название *метода определения потерь по среднеквадратичной мощности*. Данный метод применим только при наличии графика нагрузки.

Более распространен *метод определения потерь по времени максимальных потерь*. Если площадь ограниченную кривой S заменить равновеликой площадью прямоугольника со сторонами T и $S_{МАКС}$, то получим:

$$W = P_{МАКС} T = S_{МАКС} \cos \varphi_{CP} T = \cos \varphi_{CP} \int_0^{t=8760} S dt ,$$

отсюда:

$$T = \cos \varphi_{CP} \frac{\int_0^{t=8760} S dt}{S_{МАКС}} = \frac{\sum_1^n S_i t_i}{S_{МАКС}} = \frac{W}{S_{МАКС} \cos \varphi_{CP}} = \frac{W}{P_{МАКС}} .$$

T носит название **времени использования максимальной нагрузки**. Величину времени использования максимальной нагрузки надо знать, чтобы определять потери энергии. Для этого используют **время максимальных потерь τ** — это такое условное время, в течение которого при работе элемента сети с максимальной нагрузкой будут такие же потери энергии, как и при работе в течение

года по действительному графику нагрузки. Заменяя площадь ограниченную кривой S^2 равновеликой площадью прямоугольника, получим:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \int_0^{t=8760} S^2 dt = \frac{R}{U^2} S_{МАКС}^2 \tau .$$

Приближенно величина τ определяется по следующей эмпирической формуле для графиков типовой формы [3]:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T}{10^4} \right)^2 \cdot 8760.$$

На практике часто применяются графики $\tau = f(T, \cos \varphi)$.

8.4. Потери энергии в трансформаторах

Потери энергии в трансформаторах определяют в зависимости от условий их работы. Если в течение времени t_1 параллельно работают n_1 трансформаторов с общей нагрузкой S_1 , а в течение времени t_2 работают параллельно n_2 трансформаторов с суммарной нагрузкой S_2 и т. д., то суммарные потери энергии составят [3]:

$$\Delta W = \Delta P_{XX} \sum_{i=1}^m n_i t_i + \Delta P_{K3} \sum_{i=1}^m \frac{1}{n_i} \left(\frac{S_i}{S_H} \right)^2 t_i ,$$

где m — число характерных режимов нагрузки в течение года.

Если n параллельно работающих трансформаторов мощностью S_H каждый включены непрерывно в течение всего года, то потери энергии в них можно определить приближенно:

$$\Delta W = n \Delta P_{XX} 8760 + \frac{1}{n} \Delta P_{K3} \left(\frac{S_{МАКС}}{S_H} \right)^2 \tau ,$$

где $S_{МАКС}$ — наибольшая в году суммарная нагрузка трансформаторов.

Тема 9. Векторная диаграмма линии электропередачи

Напряжение у потребителей зависит от напряжения источника и от потерь напряжения в сети ΔU_c . Проверка сети на отклонение напряжения у потребителей в рабочем режиме:

$$U_{нотр} = U_{ист} \pm U_{доб} - \Delta U_c ,$$

где $\pm U_{доб}$ — добавка напряжения на трансформаторе.

За $U_{ист}$ принимается уровень на 5% больше номинального напряжения или 105%. Такое напряжение стремятся поддерживать на шинах 10 кВ питающей подстанции 35/10 кВ или 110/35/10 кВ.

В соответствии с технической терминологией **потерей напряжения** на участке сети называется алгебраическая разность между напряжениями начала и конца участка. Потерю напряжения можно вычислить по показаниям вольтметров. **Падением напряжения** называется геометрическая разность между векторами напряжений в начале и в конце участка. Падение напряжения измерить в реальной сети невозможно. В сетях до 35 кВ падение напряжения не рассматривают, а находят потерю напряжения.

Потеря напряжения в любом элементе сети может быть вычислена по

векторной диаграмме линии электропередачи. Рассмотрим участок линии с нагрузкой на конце (рис. 9.1).

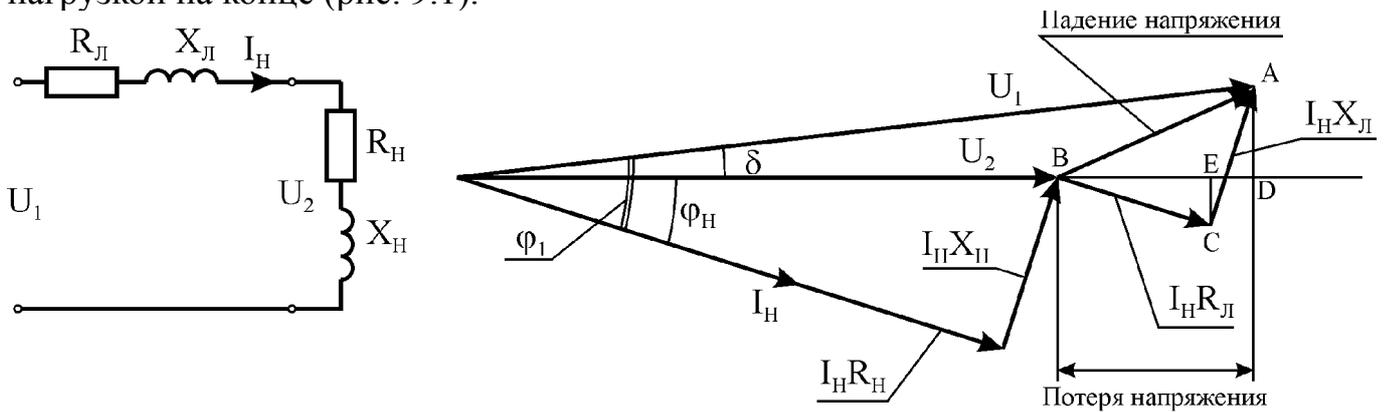


Рис. 9.1. Векторная диаграмма ЛЭП

У большинства потребителей нагрузка носит индуктивный характер. При неизменном напряжении источника изобразим векторы напряжения и тока. Обозначим угол между током и напряжением нагрузки — $\varphi_{НАГР}$ который определяется по параметрам нагрузки:

$$\varphi_{НАГР} = \text{arctg} \frac{X_H}{R_H}.$$

Этот ток, протекая по активному и индуктивному сопротивлениям нагрузки, вызовет падение напряжения на активном сопротивлении нагрузки $I_H R_H$, и на индуктивном сопротивлении нагрузки $I_H X_H$. Ток на индуктивности отстает от напряжения на угол 90° . Вектор U_2 представляет собой падение напряжения на нагрузке. Этот же ток I_H на активном сопротивлении линии вызовет падение напряжения $I_H R_L$, а на индуктивном сопротивлении $I_H X_L$. В сумме три вектора падений напряжения составят напряжение источника U_1 . Угол между векторами напряжений начала и конца участка обозначим δ , а угол между напряжением начала участка и током φ_1 .

$$\varphi_1 = \text{arctg} \frac{X_L + X_H}{R_L + R_H}.$$

Изменение тока и угла нагрузки, например, при запуске электродвигателя приводит к изменению векторной диаграммы.

Вектор, соединяющий концы векторов U_1 и U_2 , является падением напряжения. Угол между этими векторами зависит от индуктивного сопротивления линии и от тока нагрузки. Поскольку угол δ в сетях до 35 кВ не превышает 5° , то с достаточной для практики степенью точности можно заменить длину вектора U_1 его проекцией на вектор U_2 . Тогда отрезок BD , представляющий потерю напряжения, можно представить в виде двух составляющих

$$BD = BE + ED = BC \cos \varphi_H + AC \sin \varphi_H.$$

Отсюда получаем формулу для расчета потери фазного напряжения на участке сети

$$\Delta U_\phi = I_{НАГР} R_L \cos \varphi_H + I_{НАГР} X_L \sin \varphi_H.$$

Потеря для линейных напряжений составит:

$$\Delta U_L = \sqrt{3} I_{НАГР} (R_L \cos \varphi_H + X_L \sin \varphi_H).$$

Обычно потерю напряжения определяют в процентах от номинального напряжения:

$$\Delta U_{Л} \% = \frac{\sqrt{3} I_{НАГР} (R_{Л} \cos \varphi_{Н} + X_{Л} \sin \varphi_{Н})}{U_{НОМ}} 100.$$

Если в последнем уравнении числитель и знаменатель умножить на $U_{НОМ}$, то найдем потерю напряжения через потоки мощности:

$$\Delta U_{Л} \% = \frac{S_{НАГР} (R_{Л} \cos \varphi_{Н} + X_{Л} \sin \varphi_{Н})}{U_{НОМ}^2} 100;$$

$$\Delta U_{Л} \% = \frac{(P_{Н} R_{Л} + Q_{Н} X_{Л})}{U_{НОМ}^2} 100. \quad (1)$$

Потеря напряжения для трансформаторов определяется по этим же формулам, так как упрощенная схема замещения трансформатора ничем не отличается от схемы замещения линии. В режиме номинальной загрузки в трансформаторе она составляет примерно 3,5...4%, а в режиме минимальной загрузки (25% от максимальной) соответственно в 4 раза меньше.

Следует отметить, что формула (1) является основополагающей для выбора сечений проводов по допустимой потере напряжения. Если $X_{Л}=0$ или $Q_{Н}=0$, что часто наблюдается в осветительных сетях, то:

$$\Delta U_{Л} \% = \frac{P_{Н} R_{Л}}{U_{НОМ}^2} 100 = \frac{P_{Н} \rho L}{F U_{НОМ}^2} 100.$$

Отсюда следует, что при заданной потере напряжения $\Delta U_{Л} \% = \Delta U_{доп} \%$ найдем требуемое сечение:

$$F = \frac{P_{Н} \rho L}{U_{НОМ}^2} \cdot \frac{100}{\Delta U_{Л} \%}.$$

Приведенные формулы показывают, на какие параметры следует воздействовать для изменения потери напряжения и этим самым регулировать напряжение у потребителей.

Тема 10. Техничко-экономическое сравнение вариантов электроснабжения

10.1. Расчет экономических показателей

Принятие любого технического решения в настоящее время требует экономического обоснования. Необходимо отвечать на вопросы, что выгоднее: прокладывать провод А-25 или А-35 или А-50, какой мощности трансформатор выгоднее при передаваемой мощности 110 кВА: трансформатор мощностью 160 кВА с недогрузкой или 100 кВА с допустимой перегрузкой, и много других вопросов требуют доказательства в денежном выражении.

Экономическое сравнение вариантов производится по сроку окупаемости, для вычисления которого необходимо учесть капитальные вложения и ежегодные эксплуатационные издержки для каждого из сравниваемых вариантов.

Капитальные вложения $KВ$ вычисляются в соответствии с формулой:

$$KВ = Пр + ОЦ + МР + ПНр + Нр + П,$$

где $Пр$ — проектно-изыскательские работы;

$ОЦ$ — отпускная цена электрооборудования;

MP — монтажные работы, составляют до 40% от цены изделия;

$$MP = 0,4 \cdot OC;$$

$ПНр$ — пуско-наладочные работы; Эти работы включаются по объектам особой сложности при эксплуатации. Они составляют 20-40% от стоимости оборудования. Такие работы необходимы особенно при включении в работу сложного оборудования, например, трансформатора большой мощности, синхронного двигателя.

$Нр$ — накладные расходы. Они включают затраты на хранение, транспортировку, стоимость инструмента, вспомогательных материалов, охрану. $Нр$ могут составлять 10-15% от стоимости оборудования,

$$Нр = (0,1 \dots 0,15) OC ;$$

$П$ — нормативная прибыль или плановые накопления. Они составляют от 2 до 25% от суммы стоимости оборудования, монтажных, пуско-наладочных работ и накладных расходов,

$$П = 0,25(OC + MP + ПНр + Нр).$$

После монтажа и включения в работу любого оборудования необходимо поддерживать его ежегодно в работоспособном состоянии. Для этого необходимо вкладывать денежные средства. Ежегодные эксплуатационные издержки включают:

$$Иэ = ЗП + А + ТР + И_{об} + С_{эл} + Пр,$$

где $ЗП$ — заработная плата; $А$ — амортизация; $ТР$ — текущий ремонт; $С_{эл}$ — стоимость электроэнергии; $И_{об}$ — издержки на обслуживание; $Пр$ — прочие прямые издержки.

1) Заработная плата.

2) $А$ — амортизация определяется в соответствии с формулой, учитывающей все предполагаемые расходы за время работы, отнесенные к одному году эксплуатации из всего срока службы:

$$А = (KB + КР + Мод + Дм - ЛС) / T_{сл},$$

где KB — капитальные вложения;

$КР$ — предполагаемые расходы на капитальный ремонт;

$Мод$ — расходы на модернизацию оборудования;

$Дм$ — расходы на демонтаж;

$ЛС$ — ликвидационная стоимость (стоимость металлолома);

$T_{сл}$ — срок службы оборудования.

По этой формуле вычисляются амортизационные отчисления для некоторых объектов. Для большинства оборудования известны нормы амортизационных отчислений в процентах от капитальных вложений (табл. 10.1) и приводятся в справочниках.

Таблица 10.1. Нормы амортизационных отчислений

Элементы электрических сетей	$P_A\%$
ВЛ 0,38-10 кВ на ж/б. опорах	3,6
Силовое электротехническое оборудование РУ и подстанций	6,4
ВЛ 0,38-10 кВ на деревянных опорах	5,7

По известным сведениям амортизационных отчислений издержки на

амортизацию определяются по формуле:

$$A = \frac{P_A \%}{100} KB.$$

3) TP — Текущий ремонт. Текущий ремонт для электрооборудования составляет $P_{TP}=4\%$ от капитальных вложений, для неэлектротехнического оборудования — 2% .

$$TP = \frac{P_{TP} \%}{100} KB.$$

4) Издержки, связанные с обслуживанием электрооборудования определяются затратами, связанными с поддержанием сети в работоспособном состоянии и определяется по формуле

$$I_{OB} = \gamma \sum N_{VE},$$

где γ — затраты на обслуживание одной условной единицы сетей;
 $\sum N_{VE}$ — сумма всех условных единиц вариантов.

Примеры условных единиц приведены в таблице 10.2.

Таблица 10.2. Нормы удельных условных единиц

Элементы электрических сетей и оборудования подстанций	N_{VE}
ВЛ 10 кВ на ж/б опорах	1,7
ВЛ-10 кВ на деревянных опорах	2,6
ВЛ-0,38 кВ на ж/б опорах	2,3
ВЛ 0,38 кВ на деревянных опорах	3,5
Кабельная линия 1 км 10 кВ	7,4
Кабельная линия 1 км 0,38 кВ	5,6
Подстанция 10/0,38 кВ с одним трансформатором	4,0
Подстанция 10/0,38 кВ с двумя трансформаторами	5,1

5) $C_{эл}$ — стоимость потребленной электроэнергии определяется по продолжительности работы электродвигателя в течение года и активной мощности, потребляемой из сети. Если известны мощность на валу электродвигателя составляет ($P_{ДВ}$), коэффициент полезного действия ($\eta_{ДВ}$), и продолжительность работы (T) в часах, то стоимость потреблённой электроэнергии определится:

$$C_{эл} = C_0 \frac{P_{ДВ}}{\eta_{ДВ}} T,$$

где C_0 — стоимость 1 кВт·часа потребленной электроэнергии.

6) Pr — прочие прямые издержки, их принимают до 1% от капитальных вложений.

Для технико-экономического сравнения рассмотрим два технически равных варианта выбора сечения проводов с учетом капитальных вложений и ежегодных эксплуатационных расходов.

10.2. Расчет заработной платы электротехнического персонала

Заработная плата состоит из нескольких составляющих:

$$ЗП = ЗП_{ТАР} + ЗП_{ДОП} + ЗП_{ПР} + ЗП_{ОТП} + ЗП_{СТ} + НЗП,$$

где $ЗП_{ТАР}$ — заработная плата по тарифу, она определяется:

$$ЗП_{ТАР} = ЗП_{ЧАС} \frac{T_{ОБС}}{T_{ЧАС}} = \frac{ЗП_{МЕС}}{176} \cdot \frac{T_{ОБС}}{T_{ЧАС}};$$

здесь

$T_{ОБС}$ — затраты труда на проведение обслуживания в чел. часах. Обслуживание электродвигателя мощностью 1 кВт оценивается в 0,61 условную единицу. Трудоемкость обслуживания 1 у.е. составляет 18,6 чел. часа, тогда:

$$T_{ОБС} = 0,61 \cdot 18,6 = 11,3 \text{ часа в год.}$$

$ЗП_{ЧАС}$ — часовая тарифная ставка $ЗП_{ЧАС} = ЗП_{МЕС} / 172$,

где 172 — продолжительность рабочего месяца в часах при 40 часовой рабочей неделе. (22 дня по 8 часов)

$$ЗП_{МЕС} = M_{ОТ} K_{ОТР} K_{ТАР} K_{УСЛ},$$

где $M_{ОТ}$ — минимальный размер оплаты труда, $M_{ОТ} = 450$ р.;

$K_{ОТР}$ — отраслевой коэффициент, $K_{ОТ} = 1,1$;

$K_{ТАР}$ — тарифный коэффициент соответствия разряда 18-ой тарифной сетке, для 4-го разряда $K_{ТАР} = 1,91$;

$K_{УСЛ}$ — коэффициент учета условий труда, для слесарей $K_{УСЛ} = 1,6$, для электромонтеров $K_{УСЛ} = 1,8$.

$ЗП_{ДОП}$ — доплата за безаварийную работу (20-25% от тарифа),

$$ЗП_{ДОП} = 0,25 ЗП_{ТАР};$$

$ЗП_{ПР}$ — премия за производственные показатели, $ЗП_{ПР} = (40-70)\%$ от тарифа,

$$ЗП_{ПР} = (0,4 \dots 0,7) ЗП_{ТАР};$$

$ЗП_{ОТП}$ — отпускные из расчета 24 дня ($24/280 = 8,57\%$),

$$ЗП_{ОТП} = 0,0857 (ЗП_{ТАР} + ЗП_{ДОП} + ЗП_{ПР});$$

$ЗП_{СТ}$ — надбавка за стаж работы на данном предприятии, зависит от количества отработанных лет,

$$ЗП_{СТ} = 0,15 (ЗП_{ТАР} + ЗП_{ДОП} + ЗП_{ПР} + ЗП_{ОТП});$$

$НЗП$ — начисления на зарплату, (отчисления на социальное страхование, в пенсионный фонд, фонд медицинского страхования, фонд занятости),

$$НЗП = 31,1\% (ЗП_{ТАР} + ЗП_{ПР} + ЗП_{ДОП} + ЗП_{ОТП} + ЗП_{СТ}) / 100\%.$$

10.3. Экономическое сравнение вариантов сечений проводов

Пусть линии электропередачи с двумя разными сечениями проводов проходят по допустимому току и с технической стороны равноценны. Тогда сравнивают между собой их капитальные вложения K_1 и K_2 и ежегодные эксплуатационные расходы I_1 и I_2 . Если окажется, что $K_1 > K_2$ и $I_1 > I_2$, то с экономической точки зрения выгоднее второй вариант. Чаще всего оказывается, что $K_2 > K_1$, но $I_1 > I_2$, тогда необходимо вычислить, за какой срок окупятся дополнительные капитальные вложения более дорогой линии. Например, линия, выполненная проводом А-35 дороже линии, выполненной проводом А-25, но потери энергии в линии А-25 больше, чем в линии с проводом А-35. Вычисляют срок окупаемости больших капитальных вложений, для большой энергетики 8 лет:

$$T_o = \frac{K_2 - K_1}{I_1 - I_2}.$$

Получившееся значение срока окупаемости сравнивают с нормативным сроком окупаемости T_{OH} , который для сельской энергетики принят 6,7 года. Если окажется, что $T_o < T_{OH}$, то это указывает на то, что дополнительные капитальные вложения окупятся быстрее положенного срока, и выгоднее вариант с большими капитальными вложениями, т.е. второй.

Однако при выборе сечений проводов приходится сравнивать между собой несколько сечений, тогда считать для каждой пары проводов срок окупаемости долго и неудобно сравнивать сроки окупаемости между собой. Поэтому сравнение вариантов производится по расчетным затратам.

Расчетные затраты применяются для экономического сравнения любого количества вариантов. По расчетным затратам выбирают наиболее выгодное сечение проводов, количество и мощность трансформаторов в трансформаторном пункте, обосновывают вариант резервного электроснабжения, необходимость секционирования сети. Расчетные затраты включают и капитальные затраты и ежегодные эксплуатационные расходы. Пусть срок окупаемости двух технически равноценных вариантов оказался равным нормативному сроку окупаемости, тогда

$$T_o = T_{OH} = \frac{K_2 - K_1}{I_1 - I_2}.$$

Из этой формулы разнесём в разные части уравнения показатели первого и второго вариантов:

$$\frac{K_2}{T_{OH}} + I_2 = \frac{K_1}{T_{OH}} + I_1.$$

Обозначим $1/T_{OH} = E_H$ — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, получаем:

$$E_H K_2 + I_2 = E_H K_1 + I_1 = 3.$$

Величина $3 = E_H K + I$ называется приведенными затратами.

Приведённые затраты — это сумма ежегодных эксплуатационных издержек и части капитальных вложений, приведенная к одному году эксплуатации.

В этой формуле капитальные вложения приведены к одному году эксплуатации. Применительно к линиям электропередачи с учетом того, что затраты на обслуживание их одинаковы, эта формула переписывается так:

$$3 = E_H K + P_{AM} K + 3 I_{МАКС}^2 R_0 \tau C_0 = (E_H + P_{AM}) K + 3 I_{МАКС}^2 R_0 \tau C_0.$$

Для каждого из возможных сечений проводов необходимо подсчитать расчетные затраты при ожидаемом максимальном токе нагрузки на участке. Изменение тока нагрузки на участке и времени потерь приводит к изменению величины расчетных затрат для определенного сечения. Наиболее выгодным будет тот вариант, для которого расчетные затраты будут наименьшими.

Тема 11. Расчеты местных электрических сетей

11.1. Расчёт по экономическим факторам

Сечение проводов в сельских воздушных линиях выбирают по экономической плотности тока или по таблицам интервалов экономических сечений.

11.1.1. Расчёт по экономической плотности тока

Расчетные затраты включают капитальные вложения и ежегодные эксплуатационные расходы. Как было показано, в простейшем случае они включают два слагаемых:

$$Z = (E_H + P_{AM})K + 3 I_{МАКС}^2 R_0 \tau C_0.$$

Увеличение сечения провода приводит к увеличению капитальных вложений. Эту зависимость можно представить уравнением прямой линии:

$$Z_A = a + bF,$$

где a — капитальные вложения для провода наименьшего сечения:

$$a = (E_H + P_{AM})K_{МИН};$$

b — коэффициент удорожания провода от сечения (увеличение количества металла).

Стоимость потерь энергии в линии зависит также от сечения:

$$3 I_{МАКС}^2 R_0 \tau C_0 = \frac{3 I_{МАКС}^2 C_0 \tau \rho L}{F} = D \frac{I_{МАКС}^2}{F},$$

где $D = 3 C_0 \tau \rho L$ — постоянные величины и графически представляется гиперболой.

Представим оба слагаемых и их сумму на одном графике как функции от сечения (рис. 11.1):

$$Z = (a + bF) + D \frac{I_{МАКС}^2}{F}.$$

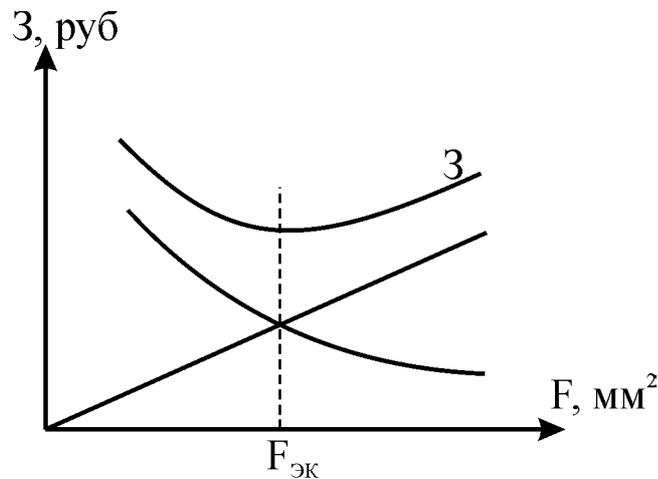


Рис. 11.1. Зависимость стоимости передачи электроэнергии от сечений проводов

На суммарном графике видно, что функция расчётных затрат имеет минимум. Этот минимум смещается при изменении тока нагрузки. Значит, току нагрузки соответствует минимум при определенном сечении, при котором будет соответствующая плотность тока, которая названа экономической плотностью тока. Как видно из формул экономическая плотность тока зависит от материала провода, от времени потерь, которые могут быть найдены через число часов максимальной нагрузки T . В таблицах приводится экономическая плотность тока для алюминиевых и медных проводов.

Таблица 11.1. Экономическая плотность тока, $j_{ЭК}$, А/мм²

Проводники	$j_{ЭК}$, А/мм ² при числе часов использования максимальной нагрузки в год
------------	--

	Более 1000 до 3000	Более 3000 до 5000
Неизолированные провода и шины		
медные	2,5	2,1
алюминиевые	1,3	1,1
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами		
медные	3,0	2,5
алюминиевые	1,6	1,4
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами		
медные	3,5	3,1
алюминиевые	1,9	1,7

Для выбора сечения проводов по экономической плотности тока достаточно максимальный ток нагрузки разделить на экономическую плотность тока

$$F_{ЭК} = \frac{I_{МАКС}}{j_{ЭК}}$$

Полученное расчетное значение сечения провода округляется до ближайшего стандартного. Данным методом рассчитывают в основном сети напряжением 35 кВ и выше.

11.1.2. Расчет по интервалам экономических сечений

При сравнении различных сечений проводов при исполнении линии будут различаться приведенные затраты. Запишем приведенные затраты для проводов двух разных сечений.

$$\begin{aligned} Z_{25} &= (E_H + P_{AM}) K_{25} + 3 I_{МАКС}^2 R_{025} \tau C_0; \\ Z_{35} &= (E_H + P_{AM}) K_{35} + 3 I_{МАКС}^2 R_{035} \tau C_0, \end{aligned}$$

где K_{25}, R_{025} — удельные капитальные вложения и удельное сопротивление 1 км линии с проводом 25 мм²;

K_{35}, R_{035} — удельные капитальные вложения и удельное сопротивление 1 км линии с проводом 35 мм².

Графики расчетных затрат (рис. 11.2) представляют собой параболы, у которых вершины лежат на оси ординат. Наклон парабол зависит от сопротивления, которое больше для сечения 25 мм², поэтому параболы пересекутся при каком-то граничном токе $I_{ГР}$, который можно вычислить.

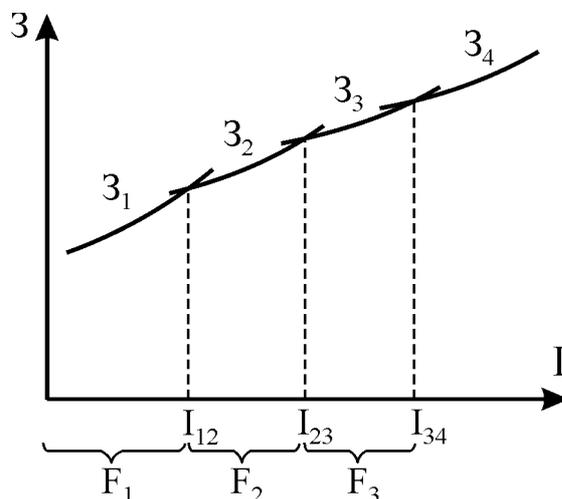


Рис. 11.2. Приведённые затраты в зависимости от тока нагрузки

При токах на участке $I_{\text{НАГР}} < I_{\text{ГР}}$ до точки пересечения меньшие расчетные затраты будут для провода сечением 25 мм^2 , а при токах на участке больше граничного меньшие расчетные затраты будут у провода сечением 35 мм^2 .

На основании изложенного можно предложить следующий порядок выбора сечений проводов по расчетным затратам:

- 1) В зависимости от районов по гололеду и по ветру (ПУЭ) в зоне размещения линии найти рекомендуемые сечения проводов.
- 2) Найти максимальные расчетные токи на участках линии путем определения мощностей на участках.
- 3) Выписать из справочников нормы амортизационных отчислений, а для каждого из рекомендуемых сечений удельные активные сопротивления проводов, и удельные капитальные вложения.
- 4) Для каждого сечения вычислить расчетные затраты, например, Z_{25} , Z_{35} и т.д. и выбрать для участка линии то сечение провода, у которого при данном токе нагрузки будут наименьшие расчетные затраты.

Изменение тока нагрузки потребует повторного определения расчетных затрат и оценки сечения проводов.

Этот метод учитывает ступенчатое изменение сечения проводов и по другому он называется методом выбора сечения проводом по экономическим интервалам. В некоторых учебниках приводятся рекомендуемые экономические интервалы нагрузок для каждого сечения. В этом случае достаточно выбрать сечение проводника с учетом мощности на участке и района по гололеду. Данный метод позволяет выбирать провода с учетом загруженности линии, т. е. тянуть 3 или только 1 фазную линию. В проектных организациях этот метод используется для выбора сечений проводов воздушных линий электропередачи на напряжениях $0,38 \text{ кВ}$ и 10 кВ .

После выбора сечений проводников их необходимо проверить по следующим факторам:

- по длительно допустимому току (проверка на нагрев);
- по потере напряжения;
- по механической прочности;
- проверка на корону (в сетях напряжением 35 кВ и выше).

11.2. Расчёт проводников по нагреву

Как известно, прохождение электрического тока по проводнику вызывает выделение тепловой энергии которая согласно закону Джоуля-Ленца, пропорциональна квадрату тока и сопротивлению проводника.

Проводник при этом нагревается до определённой температуры, которая и является основным показателем допустимости нагрузки проводника током заданной величины. Соответственно температура провода не должна превышать установленное значение. Поэтому задача расчёта — определить ток, который можно пропустить по проводу при данных условиях, с тем чтобы температура провода в длительном режиме работы не превышала допустимую.

На температуру проводника влияют многие факторы, главными из которых являются:

- 1) продолжительность и цикличность действия тока;
- 2) температура окружающей среды;
- 3) условия прокладки проводов, материал проводов, марка и характеристика изоляции.

Температура окружающего воздуха для неизолированных проводов воздушных ЛЭП, а также проводов проложенных в зданиях принимается в среднем равной $+25^{\circ}\text{C}$, при этом допустимая рабочая температура этих проводов не должна превышать $+70^{\circ}\text{C}$.

Температура окружающей среды для кабелей проложенных в земле принимается равной $+15^{\circ}\text{C}$, если окружающей средой является воздух то $+25^{\circ}\text{C}$, при этом допустимая рабочая температура жил не должна превышать $+65^{\circ}\text{C}$.

На основании теоретических расчётов и результатов испытаний и измерений составлены справочные таблицы предельно допустимых токов по нагреву для различных проводов и кабелей в зависимости от условий их прокладки. Эти таблицы приводятся в ПУЭ и являются общегосударственными нормативами.

Условия прокладки проводов и кабелей учитываются поправочными коэффициентами и также приводятся в ПУЭ.

Во всех случаях при проверке на нагрев принимается получасовой максимум тока, наибольший из средних получасовых токов данного элемента сети.

Соответственно проводник выбранный например по экономическим факторам должен удовлетворять условиям нагрева:

$$I_{\text{ТАБ.ДОП.}} k_1 k_2 k_3 \geq I_{\text{РАС.ДОП.}},$$

где $I_{\text{РАС.ДОП.}}$ — расчетный длительный допустимый ток, который требуется потребителю (ток на участке сети);

$I_{\text{ТАБ.ДОП.}}$ — допустимый длительный ток для электропроводки, принимаемый из таблиц ПУЭ для условий нормальной температуры окружающей среды, с учетом материала и конструкции провода. При этом токе не происходит нарушение соединений проводов;

k_1 — поправочный коэффициент, устанавливаемый в зависимости от температуры земли или воздуха;

k_2 — поправочный коэффициент, учитывающий тепловое влияние от кабелей, проложенных рядом;

k_3 — поправочный коэффициент для кабелей и проводов, проложенных в земле, в зависимости от удельного сопротивления земли.

11.3. Расчёт по потере напряжения

При расчёте электрических сетей главная задача заключается в определении сечения провода по заданной допустимой потере напряжения. В свою очередь, допустимую потерю напряжения определяют исходя из значений допустимых отклонений напряжения у потребителя.

При переменном трёхфазном токе кроме активного сопротивления провода обладают и индуктивным сопротивлением, зависимость которого от сечения значительно более сложная. В этом случае для определения сечения вначале задаются индуктивным сопротивлением проводов. Другим способом определяют потери напряжения с использованием таблиц удельных потерь напряжения.

Разложим потерю напряжения на активную и реактивную составляющие (В):

$$\Delta U = \frac{P_H R_L}{U_{НОМ}} + \frac{Q_H X_L}{U_{НОМ}} = \sqrt{3} I_H \cos \varphi_H R_L + \sqrt{3} I_H \sin \varphi_H X_L = \Delta U_A + \Delta U_P = \Delta U_{доп},$$

где ΔU_A и ΔU_P — составляющие потерь в активных и реактивных сопротивлениях.

При одинаковом расстоянии между проводами реактивное индуктивное сопротивление воздушных проводов изменяется незначительно, это даёт возможность перед началом расчёта задаться индуктивным сопротивлением. Для воздушных ЛЭП напряжением 0,38...20 кВ его принимают равным 0,35...0,4 Ом/км.

Таким образом порядок расчёта потери напряжения на участках сети можно представить в виде алгоритма:

- 1) Задаться индуктивным сопротивлением провода (X_0).
- 2) Найти составляющую потерь в реактивном сопротивлении провода:

$$\Delta U_P = \frac{Q_H X_0 L}{U_{НОМ}} = \sqrt{3} I_H \sin \varphi_H X_0 L.$$

- 3) Зная допустимую потерю напряжения $\Delta U_{доп}$, определить составляющую потерю напряжения в активном сопротивлении провода:

$$\Delta U_A = \Delta U_{доп} - \Delta U_P.$$

- 4) Вычислить сечение провода:

$$F = \frac{P_H \rho L}{U_{НОМ} \Delta U_A} = \frac{\sqrt{3} I_H \cos \varphi_H \rho L}{\Delta U_A}.$$

Выбрать ближайшее большее стандартное сечение и выписать его R_0 и X_0 .

- 5) Проверить действительную потерю напряжения, рассчитанную исходя из параметров выбранного сечения провода.

Если потеря напряжения больше допустимо, то сечение провода увеличивают и опять производят проверку.

11.4. Расчёт по наименьшему расходу цветного металла

Электрические сети только в редких случаях выполняют проводами одного сечения по всей длине. Как правило сечение неодинаково и уменьшается к концу линии. При одной и той же потере напряжения можно иметь несколько вариантов сечений. Соответственно суть метода заключается в том, чтобы найти такое распределение допустимой потери напряжения по участкам сети, при котором получается наименьший расход металла. Данный метод основан на распределении допустимой потери напряжения по участкам пропорционально моментам общих

токов этих участков, т. е. произведениям линейных токов или мощностей на участках на длину этих участков.

$$\Delta U_1 = \Delta U_{\text{доп}} \frac{M_1}{\sum M}; \quad \Delta U_2 = \Delta U_{\text{доп}} \frac{M_2}{\sum M}; \quad \Delta U_n = \Delta U_{\text{доп}} \frac{M_n}{\sum M},$$

где моменты всех нагрузок:

$$M_1 = I_1 L_1; \quad M_2 = I_2 L_2; \quad M_n = I_n L_n,$$

или

$$M_1 = S_1 L_1; \quad M_2 = S_2 L_2; \quad M_n = S_n L_n.$$

где S, I, L — мощность, ток и длина участка соответственно.

При расчёте следует иметь ввиду, что в сети не должно быть слишком много различных марок проводов. Чем их меньше, тем удобнее монтировать и эксплуатировать сеть. На каждой питающей линии желательно иметь не более двух-трёх марок проводов.

11.5. Итог по расчету проводов

Выбор сечения проводов осуществляется несколькими способами:

- наибольшее распространение получил способ выбора сечений проводов по допустимому току;
- по минимуму приведенных затрат;
- по экономической плотности тока;
- по допустимой потере напряжения;
- по наименьшему расходу металла.

Выбранные провода должны быть проверены:

- по допустимому току в аварийном режиме;
- по механической прочности с учетом строительной длины;
- по отклонению напряжения у потребителей в рабочем режиме;
- на возможность запуска самого мощного электродвигателя с КЗ ротором;
- на возможность отключения однофазных КЗ в самой удаленной точке линии.

11.6. Проверка сети по удельной потере напряжения

Расчет потерь напряжения на участках сети, при проверке на отклонение напряжения у потребителей, может выполняться по таблицам удельных потерь напряжения (в случае отсутствия данных по удельным сопротивлениям проводов).

В этом случае используя полную мощность и коэффициент мощности из таблиц находят удельные потери напряжения на участке. После выбора удельной потери напряжения рассчитывают действительные потери напряжения (в процентах) на участке:

$$\Delta U_{\%} = SL \Delta U_{\text{уд}},$$

где S — мощность на участке, кВА;

L — длина участка, м;

$\Delta U_{\text{уд}}$ — удельные потери напряжения 1/кВА·м.

Далее также необходимо суммировать потери напряжения на участках и проверить сеть на отклонение напряжения у потребителя.

11.7. Проверка сети на запуск асинхронного двигателя

В режиме запуска асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором в сети протекает пусковой ток во время трогания и разворота двигателя с механизмом, а затем устанавливается рабочий ток. Пусковой ток в несколько раз превышает номинальный ток электродвигателя. Величина пускового тока определяется активным и индуктивным сопротивлением двигателя, активным и индуктивным сопротивлениями питающей линии и трансформатора. Время пуска зависит от величины избыточного момента двигателя над моментом механизма и от момента инерции механизма. Обычно время пуска не превышает нескольких секунд, за такое время питающие провода и обмотка двигателя не успевают перегреться. Но затяжной пуск приводит к перегреву обмоток двигателя. Это объясняется тем, что протекание пускового тока приводит к большим потерям напряжения в питающей сети. При этом напряжение на зажимах запускаемого двигателя может снизиться настолько, что из-за снижения пускового момента двигатель не сможет развернуть механизм. Поэтому при запуске электродвигателя необходимо учитывать момент трогания механизма и сопротивление питающей сети.

В зависимости от мощности подключаемого двигателя и от сопротивления всех элементов питающей сети будет изменяться пусковой ток, потребляемый от источника. За источник принимается такая точка в сети, в которой в момент запуска электродвигателя напряжение изменяется не более, чем на 5%. Очень часто за такой источник принимают шины 10 кВ ТП, тогда сопротивление трансформатора определяется при напряжении 380 В (рис. 11.3). Величина пускового тока находится по закону Ома:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}(Z_T + Z_{\text{Л}} + Z_{\text{пуск.дв}})},$$

где Z_T и $Z_{\text{Л}}$ — сопротивление трансформатора и линии 0,38 кВ;
 $Z_{\text{пуск.дв}}$ — сопротивление двигателя при заторможенном роторе:

$$Z_{\text{пуск.дв}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} I_{\text{ном}} k_i},$$

здесь k_i — паспортная кратность пускового тока.

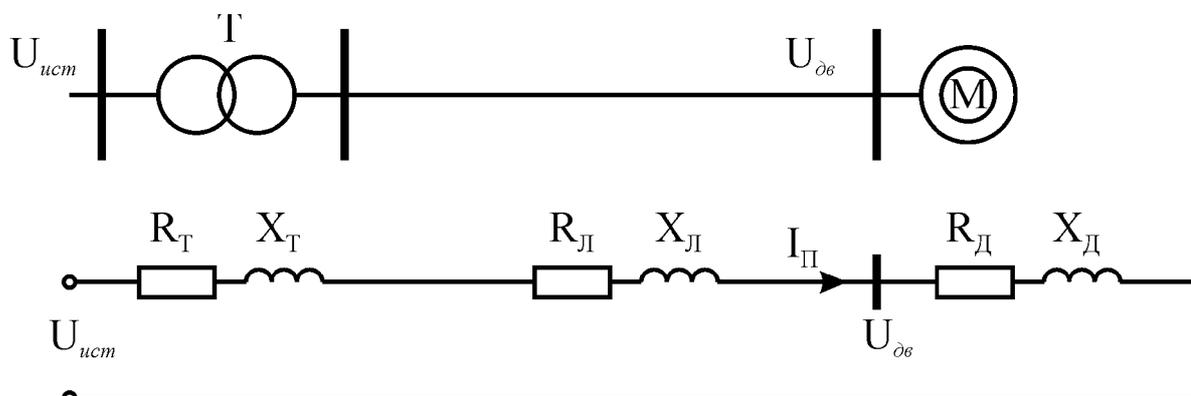


Рис. 11.3. Схема запуска асинхронного двигателя

Если запускаемый двигатель снижает напряжение на шинах 10 кВ ТП больше, чем на 5%, то в формуле следует дополнительно учитывать сопротивление линии 10 кВ, приведенное к напряжению 0,4 кВ.

По величине пускового тока определим напряжение на зажимах двигателя в

момент пуска, как потерю напряжения в обмотках двигателя:

$$U_{\text{пуск.дв}} = \sqrt{3} I_{\text{пуск}} Z_{\text{пуск.дв}}.$$

Снижение напряжения на зажимах двигателя в режиме запуска приводит к снижению пускового момента. Любой момент двигателя (пусковой, максимальный, номинальный) пропорциональны квадрату подведенного к двигателю напряжения:

$$M_{\text{пуск.дв}} = \left(\frac{U_{\text{дв}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 M_{\text{пуск.ном}},$$

где $M_{\text{пуск.дв}}$ — пусковой момент двигателя, когда к нему подведено напряжение $U_{\text{дв}}$;
 $M_{\text{пуск.ном}}$ — номинальный пусковой момент двигателя, определяется через номинальную мощность, снимаемую с вала электродвигателя (Н/м):

$$M_{\text{пуск.ном}} = M_{\text{ном.дв}} k_{\text{пуск}} = \frac{P_{2\text{ном}} k_{\text{пуск}}}{\omega_{\text{ном}}},$$

здесь $k_{\text{пуск}}$ — справочная кратность пускового момента;
 $\omega_{\text{ном}}$ — угловая частота вращения в рад/с:

$$\omega_{\text{ном}} = \frac{2\pi n_{\text{ном}}}{60},$$

где $n_{\text{ном}}$ — частота вращения ротора в об/мин.

В момент пуска двигатель должен развивать момент, превышающий момент трогания механизма на величину избыточного момента, чтобы механизм разворачивался с ускорением. Для этого должно выполняться условие:

$$M_{\text{пуск.дв}} \geq M_{\text{пуск.мех}} + M_{\text{изб}}.$$

Избыточный момент принимается $M_{\text{изб}} = 0,25M_{\text{ном.дв}}$. При меньшей величине избыточного момента двигатель может развернуть механизм, но затягивается время запуска, увеличивается пусковой ток и увеличивается перегрев обмотки двигателя. Если последнее условие не выполняется, значит пусковой момент двигателя недостаточен для разворота механизма. Тогда необходимо увеличить напряжение на зажимах двигателя. Это достигается увеличением сечения питающих проводов или сокращением длины питающей линии 0,38 кВ путем изменения места установки механизма с электродвигателем или переносом места установки трансформатора.

По предлагаемой методике не требуется определять потерю напряжения в питающей сети при пуске.

11.8. Проверка на отключение удаленного однофазного короткого замыкания

Рассмотрим участок сети 0,38 кВ, содержащий вторичную обмотку потребительского силового трансформатора Т-10/0,4 кВ и линию электропередачи с однофазным КЗ, при котором фаза А соединяется с нулевым проводом (рис. 11.4).

В месте повреждения искажутся фазные токи и фазные напряжения. Рассмотрим случай, когда отсутствует предварительный ток нагрузки. Тогда из представленной схемы найдем очевидные граничные условия. Токи в фазах В и С равны нулю, фазное напряжение фазы А также равно нулю:

$$I_A^{(1)} \neq 0; I_B = 0; I_C = 0; U_{KA} = 0; U_{KB} \neq 0; U_{KC} \neq 0.$$

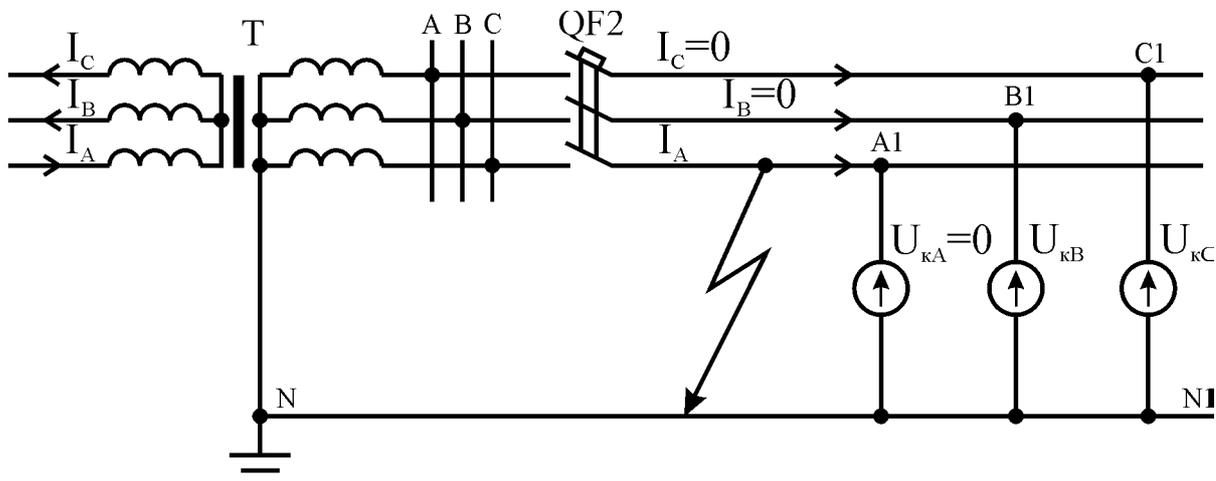


Рис. 11.4. Расчетная схема однофазного короткого замыкания

Токов однофазного КЗ обычно определяют используя формулу:

$$I_A^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_T^{(1)}}{3} + Z_\Pi}$$

Для определения сопротивления петли «фазный — нулевой провод» необходимо знать удельные сопротивления, тогда:

$$Z_\Pi = \sqrt{((R_{0\phi} + R_{0НП})L)^2 + (X_\Pi L_\Pi)^2},$$

где $R_{0\phi}$, $R_{0НП}$ — удельные активные сопротивления фазного и нулевого проводов;
 $X_{0\Pi}$ — удельное индуктивное сопротивление петли «фаза — нуль»;
 L_Π — длина петли.

Этот ток однофазного КЗ должен отключать автоматический выключатель ТП. Автоматический выключатель имеет тепловой и электромагнитный расцепители. Необходимо стремиться к тому, чтобы при любом КЗ срабатывал электромагнитный расцепитель, что происходит с минимальной выдержкой времени 0,03 с. Но обычно:

$$I_{CO} = (10 \dots 12) I_{НОМ.ТР},$$

где I_{CO} — ток срабатывания отсечки (электромагнитного расцепителя).

Поэтому ток однофазного КЗ должен превышать ток отсечки — он же ток срабатывания электромагнитного расцепителя. В производственных условиях на воздушных линиях 0,38 кВ это условие выполнить невозможно, тогда отключение КЗ должно производиться тепловым расцепителем, но с большей выдержкой времени.

Тепловой расцепитель отстраивается от максимального тока нагрузки линии и он должен отключать самые удаленные однофазные КЗ. При этом должно соблюдаться условие:

$$K_\chi^{(1)} = \frac{I_{КЗ}^{(1)}}{I_{НОМ.ТР}} \geq 3,$$

где $K_\chi^{(1)}$ — коэффициент чувствительности теплового расцепителя к токам однофазного КЗ.

11.8.1. Определение места установки секционирующего аппарата на линии 0,38 кВ

В тех случаях, когда защита предохранителями и автоматами не удовлетворяет требованиям чувствительности необходимо провести технико-экономическое сравнение таких вариантов:

- 1) Увеличить сечение фазных проводов, а нулевой может иметь сечение больше фазных.
- 2) Уменьшить индуктивное сопротивление петли путем сближения фазных и нулевого проводов, что достигается использованием СИП.
- 3) Вместо обычного автоматического выключателя на ТП установить автомат с независимым расцепителем, на который воздействует полупроводниковая защита ЗТИ-0,4, реагирующая на однофазные КЗ с $K_{\varphi}^{(1)} \geq 1,5$.
- 4) Установить примерно в середине линии или на длинном ответвлении секционирующий автомат или секционирующий предохранитель. Секционирующий аппарат устанавливают на опоре 0,38 кВ в таком месте, чтобы выполнялось условие чувствительности.

В середине линии ток нагрузки всегда меньше тока нагрузки в начале линии, поэтому и секционирующий аппарат должен иметь ток теплового расцепителя меньше, чем у головного выключателя. В крайнем случае должно выполняться условие:

$$K_{\varphi}^{(1)} = \frac{I_{КЗ}^{(1)}}{I_{НОМ.ТР}^{СЕКЦ}} \text{ или } I_{КЗ}^{(1)} \geq I_{НОМ.ТР}^{СЕКЦ}$$

Величина тока однофазного КЗ не изменится, а ток срабатывания секционирующего пункта уменьшится, тогда чувствительность возрастет.

11.9. Проверка сети на отклонение напряжения у потребителя

После выбора проводов электрическую сеть необходимо проверить на отклонение напряжения у потребителей.

Тема 12. Расчет замкнутых сетей

Для обеспечения надежного электроснабжения ответственных потребителей, не терпящих длительных перерывов в электроснабжении, применяют замкнутые сети. **Замкнутыми сетями называются такие, в которых электроэнергия к потребителям поступает не менее, чем с двух сторон.** Если источников питания больше двух, тогда рассматриваются сложные замкнутые сети. Простая замкнутая сеть может иметь либо один источник питания, в этом случае она выполняется в виде замкнутого кольца и называется кольцевой сетью, либо два источника питания, тогда она называется сетью с двухсторонним питанием.

Кольцевую сеть легко превратить в сеть с двухсторонним питанием, разрезав ее по источнику питания. Схема такой сети изображена на рисунке 12.1.

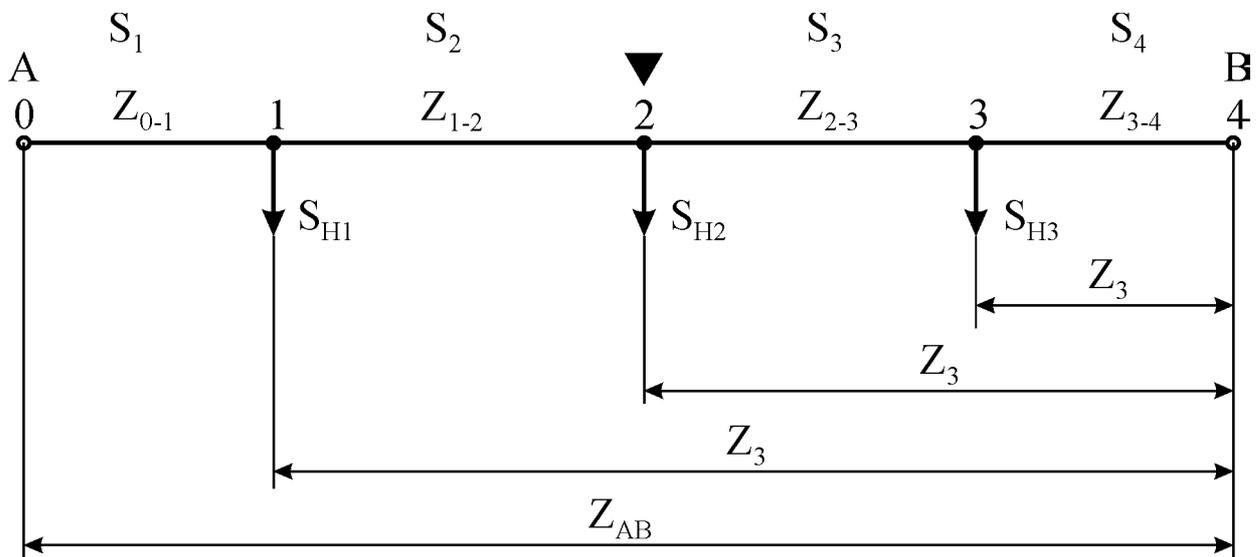


Рис. 12.1. Сеть с двухсторонним питанием

В точках 1, 2, 3 подключены нагрузки S_{H1} , S_{H2} , S_{H3} . Потоки мощности на участках обозначим S_1 , S_2 , S_3 , S_4 . Полные сопротивления участков Z_{0-1} , Z_{1-2} , Z_{2-3} , Z_{3-4} . Длины участков L_1 , L_2 , L_3 , L_4 . U_A , U_B — напряжение источников питания.

Потеря линейного напряжения на любом участке линии между нагрузками:

$$\Delta U_i = \sqrt{3} I_i Z_i, \text{ или } \Delta U_i = \sqrt{3} I_i Z_i,$$

где U_i — сопряженный вектор напряжения в данной точке сети.

Пренебрегая потерями напряжения на каждом участке сети $U_1=U_2=\dots=U_{НОМ}$, можем на основании второго закона Кирхгофа записать:

$$U_A - U_B = \frac{S_1 Z_{0-1}}{U_{НОМ}} + \frac{S_2 Z_{1-2}}{U_{НОМ}} + \frac{S_3 Z_{2-3}}{U_{НОМ}} + \frac{S_4 Z_{3-4}}{U_{НОМ}},$$

где U_H — номинальное напряжение линии.

Перепишем полученное уравнение:

$$(U_A - U_B) U_H = S_1 Z_{0-1} + S_2 Z_{1-2} + S_3 Z_{2-3} + S_4 Z_{3-4}. \quad (1)$$

Пользуясь первым законом Кирхгофа, можем составить равенства:

$$S_1 - S_{H1} = S_2, \quad S_1 - S_{H1} - S_{H2} = S_3, \quad S_1 - S_{H1} - S_{H2} - S_{H3} = S_4. \quad (2)$$

Подставив выражения (2) значения в уравнение (1), получим:

$$(U_A - U_B) U_{НОМ} = S_1 Z_{0-1} + (S_1 - S_{H1}) Z_{1-2} + (S_1 - S_{H1} - S_{H2}) Z_{2-3} + (S_1 - S_{H1} - S_{H2} - S_{H3}) Z_{3-4}.$$

В другом виде это уравнение можем записать:

$$(U_A - U_B) U_{НОМ} = S_1 (Z_{0-1} + Z_{1-2} + Z_{2-3} + Z_{3-4}) - S_{H1} (Z_{1-2} + Z_{2-3} + Z_{3-4}) - S_{H2} (Z_{2-3} + Z_{3-4}) - S_{H3} Z_{3-4}.$$

Отсюда искомая мощность, выходящая в линию из точка А, будет равна:

$$S_A = S_1 = \frac{S_{H1} (Z_{1-2} + Z_{2-3} + Z_{3-4}) + S_{H2} (Z_{2-3} + Z_{3-4}) + S_{H3} Z_{3-4} + (U_A - U_B) U_{НОМ}}{Z_{0-1} + Z_{1-2} + Z_{2-3} + Z_{3-4}}.$$

Обозначим сопротивления от подстанции В до нагрузок через Z_1 , Z_2 , Z_3 , а полное сопротивление между А и В через Z_{AB} , получим:

$$S_A = S_1 = \frac{S_{H1} Z_1 + S_{H2} Z_2 + S_{H3} Z_3 + (U_A - U_B) U_{НОМ}}{Z_{AB}}.$$

В общем виде для нескольких нагрузок:

$$S_A = \frac{\sum S_{Hi} Z_i}{Z_{AB}} + \frac{U_A - U_B}{Z_{AB}} U_{НОМ}.$$

Аналогично выводится формула для нагрузки, идущей от подстанции В, только сопротивления вводятся от подстанции А до каждой нагрузки:

$$S_A = \frac{\sum S_{Hi} Z'_i}{Z_{AB}} + \frac{U_A - U_B}{Z_{AB}} U_{НОМ}.$$

Остальные нагрузки находятся по выражению (2). А так как положительное направление мощностей было условно принято от А к В, то часть нагрузок на участках, прилегающих к источнику питания В, получится с отрицательным знаком, что будет указывать на их обратное направление. В некоторой точке окажется, что мощности притекают к ней с двух сторон, например, точка 2. Такая точка называется точкой раздела и обозначается значком заштрихованного треугольника.

Второй член в выражении представляет собой уравнительную мощность, протекающую по линии АВ вследствие разности потенциалов между этими пунктами. Эта мощность не зависит от нагрузок линии, так как она будет и при отсутствии нагрузок, когда $S_1, S_2 \dots S_n = 0$.

При равенстве напряжений в точках питания $U_A = U_B$, формула для определения потока мощности, вытекающего из подстанции А принимает вид:

$$S_A = \frac{\sum S_{Hi} Z_i}{Z_{AB}}.$$

Таким образом, чтобы определить мощность, выходящую из одного из питательных пунктов, необходимо определить сумму моментов нагрузок относительно другого питательного пункта и разделить её на полное сопротивление участка сети между подстанциями.

При одинаковых напряжениях на питательных пунктах потеря напряжения от них до точки потокодела одинаковые. Поэтому в этой точке сеть может быть условно разделена на две радиальные сети, питающиеся от разных источников.

В однородной линии по всей длине линии провода расположены на опорах одинаково и имеют постоянное соотношение индуктивного и активного сопротивлений $X/R = m = const$. Тогда формулу можно преобразовать:

$$S_A = \frac{\sum S_{Hi} Z_i}{Z_{AB}} = \frac{\sum S_{Hi} (R_i + jX_i)}{R_{AB} + jX_{AB}}.$$

Подставив $X = R m$ и $X_{AB} = R_{AB} m$, получим:

$$S_A = \frac{\sum S_{Hi} (1 + jm) R_i}{(1 + jm) R_{AB}} = \frac{\sum S_{Hi} R_i}{R_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} p_i R_i}{R_{AB}} - j \frac{\sum_{i=1}^{i=n} q_i R_i}{R_{AB}}.$$

Можно вычислить потоки отдельно для активных и реактивных мощностей

$$P_A = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} p_i R_i}{R_{AB}}; \quad Q_A = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} q_i R_i}{R_{AB}}.$$

Когда сечение проводов одинаковое:

$$R_i = R_0 L_i; \quad R_{AB} = R_0 L_{AB},$$

где L_i — расстояние от соответствующих нагрузок до подстанции В;

L_{AB} — длина всей линии.

$$S_A = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} p_i R_0 L_i}{R_0 L_{AB}} - j \frac{\sum_{i=1}^{i=n} q_i R_0 L_i}{R_0 L_{AB}}; \quad P_A = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} p_i L_i}{L_{AB}}; \quad Q_A = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} q_i L_i}{L_{AB}}.$$

После этого вычисляются потоки активной и реактивной мощности на каждом участке:

$$P_1 - p_{H1} = P_2, \quad P_1 - p_{H1} - p_{H2} = P_3, \quad P_1 - p_{H1} - p_{H2} - p_{H3} = P_4;$$

$$Q_1 - q_{H1} = Q_2, \quad Q_1 - q_{H1} - q_{H2} = Q_3, \quad Q_1 - q_{H1} - q_{H2} - q_{H3} = Q_4.$$

Полученные потоки мощности позволяют вычислить токи нагрузки и выбрать сечение проводов на каждом участке, например, по экономической плотности тока.

Замкнутые сети обязательно проверяются в аварийном режиме, когда отключается одна из питающих подстанций. В этом случае провода должны удовлетворять требованиям допустимого нагрева, но должно быть выдержано допустимое отклонение напряжения у потребителей в аварийном режиме работы сети.

Тема 13. Защита сетей 0,4 кВ и выбор проводов с учетом защитных аппаратов

Сети 0,4 кВ защищают посредством предохранителей с плавкими вставками, а также автоматическими выключателями имеющими как правило тепловой и электромагнитный расцепители. Защиту выполняют в трехфазном исполнении, т. е. с установкой предохранителей и расцепителей автоматов во всех фазах. На линиях применяют предохранители ПР2, ПН2, ПП17 и типа НПН, блоки «предохранитель — выключатель» БПВ-31...БПВ-34 или автоматические выключатели серий АП-50, АЕ-2000, АЗ700 и ВА. Автоматические выключатели могут иметь тепловые и электромагнитные расцепители, токовые расцепители в нулевом проводе, минимальные и нулевые расцепители и независимые расцепители, благодаря которым можно использовать специальные защиты.

13.1. Защита сети 0,4 кВ предохранителями с плавкими вставками

Предохранители с плавкими вставками предназначены для защиты сетей и потребителей от токов короткого замыкания.

Основными условиями выбора предохранителей являются:

1) По номинальному напряжению сети:

$$U_{ПР} \geq U_{НС},$$

где $U_{ПР}$ — номинальное напряжение предохранителя;

$U_{НС}$ — номинальное напряжение сети.

2) По номинальному току плавкой вставки:

$$I_{ПВ} \geq I_{РАБ.МАХ},$$

где $I_{ПР}$ — номинальный ток предохранителя;

$I_{РАБ.МАХ}$ — расчетный максимальный ток линии в длительном режиме работы.

При защите линий 0,4 кВ содержащей электродвигатели ток плавкой вставки выбирается из условия:

$$I_{ПВ} \geq 1,1(I_{МАХ} + 0,4 I_{П.МАХ}),$$

где $I_{МАХ}$ — максимальный рабочий ток линии, без учёта тока самого мощного двигателя;

$I_{П.МАХ}$ — пусковой ток самого мощного двигателя.

Выбранный предохранитель необходимо проверить по следующим условиям:

1) Отключение удалённого однофазного короткого замыкания:

$$\frac{I_{КЗ}^{(1)}}{I_{ПВ}} \geq 3,$$

где $I_{ПВ}$ — номинальный ток плавкой вставки;

$I_{КЗ}^{(1)}$ — ток удалённого однофазного короткого замыкания.

2) Предельная отключающая или коммутационная способность:

$$I_{ПКС} \geq I_{КЗ}^{(3)},$$

где $I_{ПКС}$ — предельный ток отключения предохранителя;

$I_{КЗ}^{(3)}$ — трёхфазный ток короткого замыкания в месте установки защитного аппарата.

3) Селективность действия со смежными защитами. Для последовательно установленных однотипных предохранителей напряжением до 1000 В необходимо выбирать плавкие вставки с номинальными токами, отличающимися не менее чем на две ступени шкалы.

Выбор сечения проводов сети производится из условия:

$$I_{ДДП} \geq 1,25 I_{ПВ},$$

где $I_{ДДП}$ — длительно допустимый ток провода.

Для электрических кабелей с бумажной изоляцией:

$$I_{ДДП} \geq I_{ПВ}.$$

Плавкая вставка не защищает потребителя от перегрузок, но защищает сеть от перегрева за счёт завышения сечения проводника. Если сеть требует защиты только от короткого замыкания, то допустимый ток проводника выбирается из условия:

$$I_{ДДП} \geq 0,33 I_{ПВ}.$$

Далее по допустимому току проводника выбирается его табличное сечение и соответствующий ему допустимый ток, по которому провод проверяют на длительный рабочий ток установки:

$$I_{ДДП} \geq I_{РАБ}.$$

13.2. Защита сети 0,4 кВ автоматическими выключателями

Автоматические выключатели предназначены защиты электрических сетей и установок от коротких замыканий и токовых перегрузок, также они могут срабатывать при понижении напряжения. Их применяют в электроустановках для нечастых включений и отключений электрических цепей вручную.

Автоматические выключатели выполняются с тепловым (рис. 13.1, а) и с комбинированным расцепителем (рис. 13.2). Комбинированный расцепитель включает в себя как тепловой так и электромагнитный расцепители.

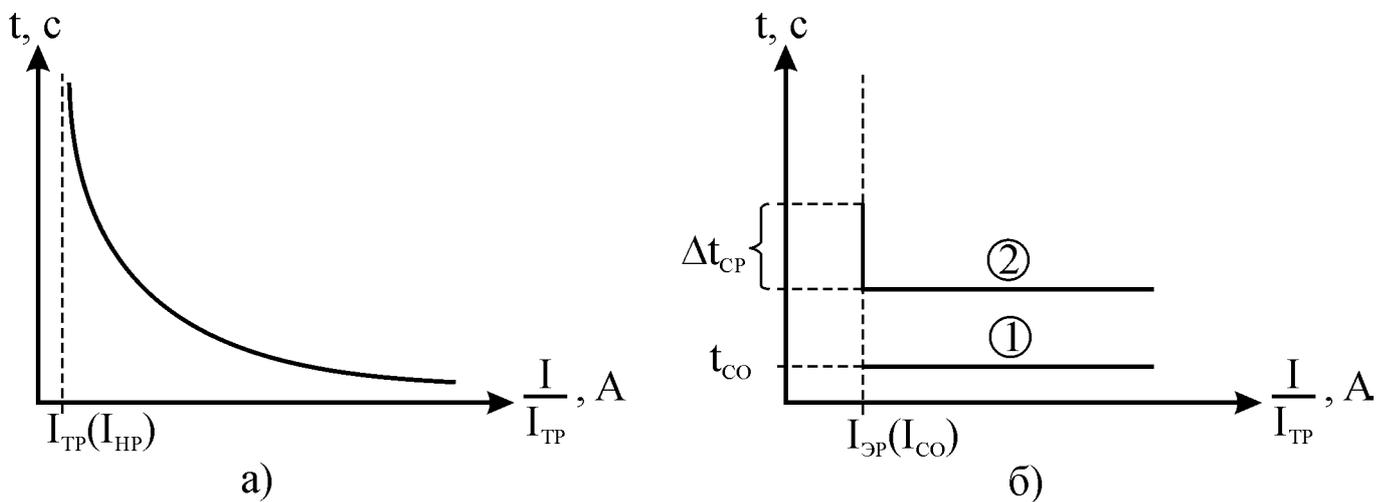


Рис. 13.1

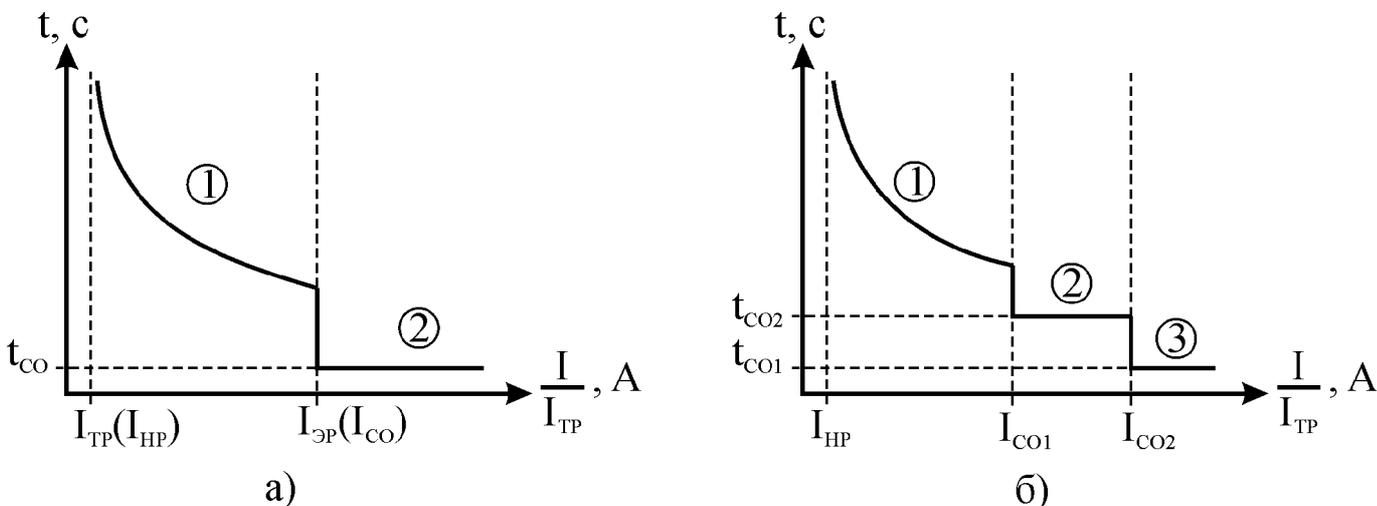


Рис. 13.2

Автоматические выключатели выбираются по следующим условиям:

- 1) По типу, степени защиты и климатическому исполнению.
- 2) По номинальному напряжению:

$$U_B \geq U_{НС},$$

где U_B — номинальное напряжение автоматического выключателя;
 $U_{НС}$ — номинальное напряжение сети.

- 3) По номинальному току выключателями:

$$I_B \geq I_{РАБ.МАХ},$$

где I_B — номинальный ток автоматического выключателя.

- 4) По току уставки теплового расцепителя:

$$I_{TP} \geq 1,1(I_{МАХ} + 0,4I_{П.МАХ}),$$

где I_{TP} — номинальный ток теплового расцепителя.

- 5) По току уставки расцепителя мгновенного действия (электромагнитного):

$$I_{ЭР} \geq k_H(I_{П.МАХ} + \sum I_{П}),$$

где I_{CO} — номинальный ток срабатывания электромагнитного расцепителя (отсечки);
 $\sum I_{П}$ — максимально возможный пусковой ток одновременно запускаемых двигателей;

k_n — коэффициент надёжности срабатывания расцепителя мгновенного действия, $k_n = 1,2$.

Автоматические выключатели проверяются по следующим условиям:

1) Чувствительность к минимальному току короткого замыкания в наиболее удалённой точке линии:

$$\frac{I_{КЗ}^{(1)}}{I_{ТР}} \geq 3.$$

2) Чувствительность к минимальному току короткого замыкания в месте установки автоматического выключателя:

$$\frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{ЭР}} \geq 1,2,$$

где $I_{КЗ}^{(2)}$ — ток двухфазного короткого замыкания в месте установки защитного аппарата.

3) Предельная отключающая или коммутационная способность:

$$I_{ПКС} \geq I_{КЗ}^{(3)}.$$

где $I_{ПКС}$ — предельный ток отключения автоматического выключателя.

Также выбранные автоматические выключатели должны быть проверены по условию селективности действия с предыдущей и последующей защитами.

Выбор сечения проводов сети производится из условия:

Выбор допустимого тока проводов всех марок при защите автоматическими выключателями имеющими тепловой расцепитель производится из условия:

$$I_{ДДП} \geq I_{ТР}.$$

Для кабелей с бумажной изоляцией и изоляцией из вулканизированного полиэтилена при защите автоматическими выключателями имеющими регулируемую уставку теплового расцепителя:

$$I_{ДДП} \geq 0,8 I_{ТР}.$$

Далее по допустимому току проводника выбирается его табличное сечение и соответствующий ему допустимый ток, по которому провод проверяют на длительный рабочий ток установки:

$$I_{ДДП} \geq I_{РАБ}.$$

Тема 14. Механический расчёт проводов

Расчёт проводов на механическую прочность проводят для определения максимальной стрелы провеса и тяжения в проводе при наиболее неблагоприятных метеорологических условиях, которые могут возникнуть в районе проектируемой линии электропередачи, а также для составления монтажных таблиц, отражающих значения напряжения и тяжения в проводе и стрел провеса для различных температур окружающей среды.

Расчёт делится на четыре этапа: определение удельных механических нагрузок, определение наиболее тяжёлых расчётных условий при которых напряжение в проводе максимально, определение максимальной стрелы провеса и

составление монтажной таблицы.

Механическую часть воздушных линий напряжением выше 1000 В рассчитывают исходя из сочетания климатических условий для следующих режимов:

- нормальный режим, когда провода и тросы не оборваны;
- аварийный режим, когда часть проводов или тросов оборвана;
- на приближение проводов к элементам опор и сооружений по рабочему напряжению, по атмосферным и внутренним перенапряжениям и по условиям монтажа.

Воздушные линии напряжением до 1000 В подлежат расчёту только на нормальный режим.

Скоростной напор ветра, действующий на провод, определяется в два этапа. На первом этапе вычисляют высоту расположения приведенного центра тяжести проводов:

$$h_{np} = h_{cp} - \frac{2}{3} f,$$

где h_{cp} — средняя высота крепления проводов к изоляторам на опоре, м;
 f — стрела провеса провода, м.

На втором этапе по карте районирования определяются скорости ветра на высоте 10 м (табл. 14.1).

Таблица 14.1 Скорости ветра и скоростные напоры при повторяемости 1 раз в 5 лет

Район по ветру	1	2	3	4	5	6	7
Скорость ветра, м/с	21	24	27	30	33	37	40
Скоростной напор, кг/м ²	27	35	45	55	70	85	100

Рассматривается давление ветра на провод под углом 90°.

Толщину стенки гололеда, приведенную к высоте 10 м, принимают в соответствии с картой районирования России по гололеду (табл. 14.2).

Таблица 14.2 Толщина стенки гололеда при повторяемости 1 раз в 5 лет

Район по гололеду	1	2	3	4	Особый
Толщина стенки гололёда, мм	5	5	10	15	20 и более

14.1. Удельные механические нагрузки проводов и тросов

Провода и тросы воздушных линий испытывают действие механических нагрузок, направленных по вертикали (вес провода и гололёда) и по горизонтали (давление ветра), в результате чего в металле возникают напряжения на растяжение. На величину последних влияет также и температура окружающего воздуха, что заставляет учитывать её в расчётах.

На практике считают, что все нагрузки в пролёте между двумя опорами равномерно распределены по длине проводов и являются статическими, а отдельных порывов ветра, создающих динамический характер нагрузки, не учитывают, хотя они и возможны. В расчёт механической прочности проводов вводя понятие удельных

нагрузок, т. е. таких нагрузок, которые провод длиной 1 м испытывает на 1 мм² своего поперечного сечения.

Рассмотрим нагрузки воздействующие на провод.

1) Удельная нагрузка от собственного веса провода γ_1 :

$$\gamma_1 = \frac{G_0}{1000 F} \left(\frac{\text{кг}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2} \right),$$

где G_0 — вес 1 км провода, кг (табл. 14.3);

F — расчётное сечение всего провода, отличается от номинального сечения, мм².

Таблица 14.3 Масса и сечение проводов

Провод	A-16	A-25	A-35	AC-25	AC-35
Масса, кг/км	43	68	94	67,9/32,4	100/48
Сечение, мм ²	15,9	24,9	34,3	24,9/4,15	36,9/6,16
Диаметр, мм	5,1	6,4	7,5	6,9	8,4

2) Удельная нагрузка от веса гололёда γ_2 :

$$\gamma_2 = \frac{G}{F} = 0,00283 \frac{b(d+b)}{F} \left(\frac{\text{кг}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2} \right),$$

где G — вес гололёда на проводе, кг;

b — толщина стенки гололёда, мм;

d — диаметр провода, мм.

3) Удельная нагрузка от веса провода и гололёда γ_3 .

Эти нагрузки действуют в одном вертикальном направлении и поэтому складываются арифметически:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 \left(\frac{\text{кг}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2} \right).$$

4) Удельная нагрузка от давления ветра на провод свободный от гололёда γ_4 :

$$\gamma_4 = \frac{a C_x Q d}{1000 F} \left(\frac{\text{кг}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2} \right),$$

где Q — скоростной напор ветра, $Q = v^2/16$ кг/м²; ,

здесь v — скорость ветра, м/с.

a — коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролёта, принимаемый в зависимости от скоростного напора ветра: Q до 27, $a=1$; $Q=40$, $a=0,85$; $Q=55$, $a=0,75$.

C_x — аэродинамический коэффициент, равный 1,1 для проводов диаметром 20 мм и более и 1,2 для проводов диаметром до 20 мм, а также для всех проводов покрытых гололёдом.

5) Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололёдом γ_5 :

$$\gamma_5 = \frac{a C_x Q (d+2b)}{1000 F} \left(\frac{\text{кг}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2} \right).$$

6) Суммарная удельная нагрузка на провод от его собственного веса и давления ветра на провод γ_6 :

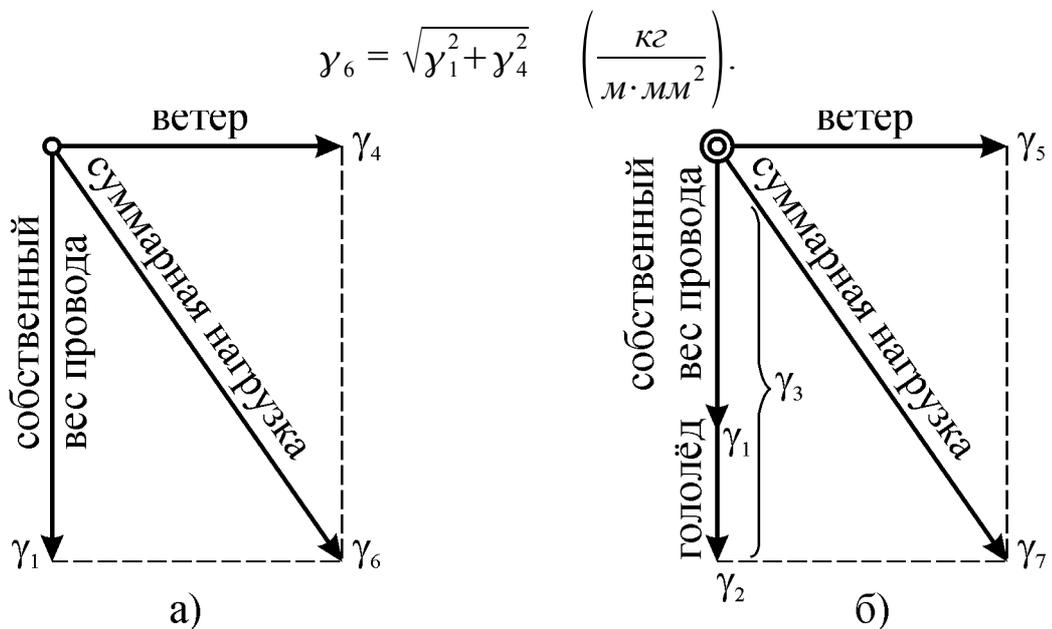


Рис. 14.1 Суммарная удельная нагрузка на провод

а) от собственного веса и давления ветра; б) от собственного веса, веса гололёда и давления ветра.

7) Суммарная удельная нагрузка на провод от веса провода, веса гололёда и давления ветра на провод γ_7 :

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} \left(\frac{\text{кГ}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2} \right).$$

14.2. Стрела провеса и напряжение в материале провода

Провод, закрепленный в двух точках на одинаковой высоте и испытывающий равномерно распределенную нагрузку от собственного веса, веса гололёда и давления ветра можно рассматривать как цепную линию.

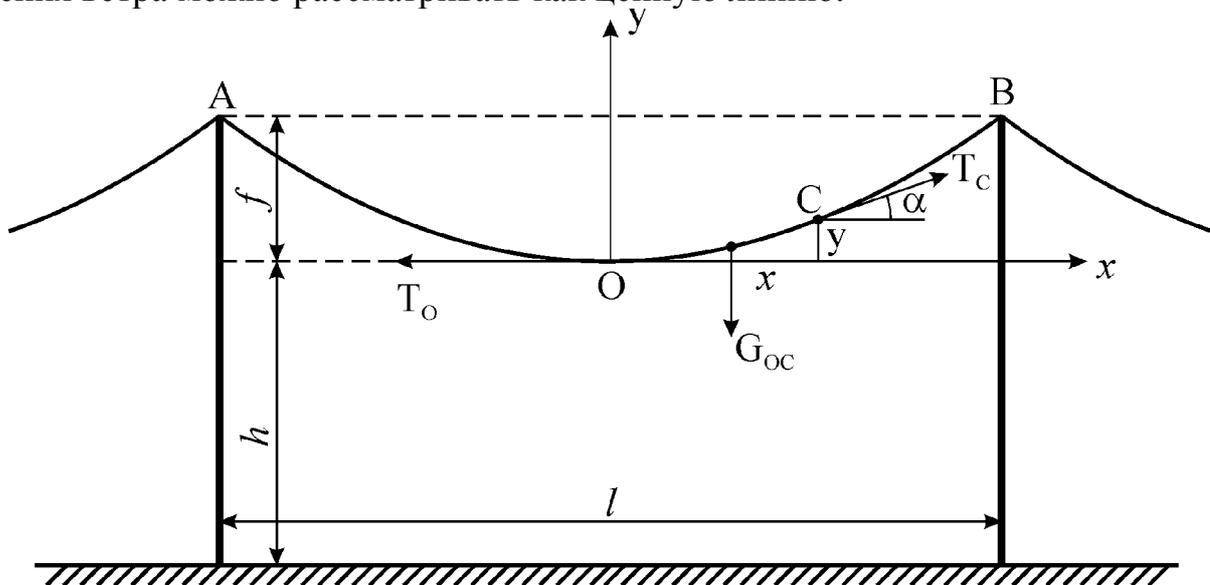


Рис. 14.2 Основные характеристики провода в пролёте

При больших отношениях длины пролета l к стреле провеса f кривая провеса провода близка к параболы:

$$y = h + kx^2.$$

При совмещении начала координат с наинизшей точкой провеса ($h=0$) уравнение параболы принимает вид:

$$y = kx^2.$$

Из этого уравнения, полагая длину пролета провода в пролете примерно равной длине провода ($L \approx l$) выведем формулу для расчета стрелы провеса.

В каждой точке вдоль провода, закрепленного между точками А и В, действует сила тяжения T_i , обусловленная нагрузками на провод и зависящая от стрелы провеса.

Вырежем участок ОС с координатами О (0,0); С (x,y) и рассмотрим его равновесие. На отрезок провода в точках О и С действуют постоянные силы тяжения T_0 и T_C , а также вертикальные нагрузки

$$G_{OC} = gx,$$

где g — вертикальная нагрузка провода длиной 1 м; $x = OC$.

Условие равновесия отрезка провода будут соблюдены, если сумма проекций всех составляющих сил на оси x и y будут равны нулю, т. е.:

$$\begin{aligned} \sum x &= 0, & \text{или} & & -T_0 + T_C \cos \alpha &= 0; \\ \sum y &= 0, & \text{или} & & -gx + T_C \sin \alpha &= 0. \end{aligned}$$

Разделив верхнее выражение на нижнее выражения, получим:

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{gx}{T_0}.$$

Поскольку $\operatorname{tg} \alpha$ есть первая производная dx/dy , то можем записать:

$$dy = \frac{g}{T_0} x dx,$$

где g и T_0 — постоянные величины;

y — текущая ордината кривой провеса провода.

Проинтегрировав левую и правую части, получим:

$$y = \frac{g}{T_0} \int x dx = \frac{g}{2T_0} x^2.$$

Подставив в полученное выражение $x = l/2$, получим стрелу провеса провода для пролета l :

$$f = \frac{gl^2}{8T_0}.$$

Выразив вертикальную нагрузку провода g через его удельную нагрузку $\gamma_x = g/F$, а тяжение провода T_0 — через напряжение материала провода $\sigma_0 = T_0/F$, получим расчетную формулу для стрелы провеса провода:

$$f = \frac{\gamma_x l^2}{8\sigma_0} \quad (м),$$

где γ_x — удельная вертикальная нагрузка провода, соответствующая условиям расчета провода, кг/(м·мм²);

σ_0 — напряжение на растяжение в низшей точке провода, соответствующее тем же условиям расчета, кг/мм²;

l — длина пролета, м.

Выражение стрелы провеса представляет собой уравнение параболы с хордой l и стрелой f . Из математики известно, что длина дуги такой параболы, а

следовательно и длина провода в пролете будет равна:

$$L = l + \frac{8}{3} \cdot \frac{f^2}{l}.$$

При длине пролета в 70 м и стреле провеса 1,5 м длина провода в пролете составит 70,08 м. Таким образом, длина провода в пролете отличается от длины пролета примерно на 0,1%. Поэтому сделанное ранее допущение о равномерном распределении нагрузки не по длине провода, а по длине пролета не приводит к заметной погрешности.

Подставим в формулу длины провода значение стрелы провеса для произвольных значений:

$$L = l + \frac{\gamma_x^2 l^3}{24 \sigma_0^2}.$$

Стрела провеса провода и напряжение его материала изменяются в зависимости от изменения температуры провода и механических нагрузок, действующих на провод

Обозначим значения $\gamma_x = \gamma_m$ и $\sigma_0 = \sigma_m$, соответствующие исходным условия расчета, при этом длина провода в пролете будет равна:

$$L_m = l + \frac{\gamma_m^2 l^3}{24 \sigma_m^2}.$$

Напряжение в материале провода по его длине неодинаково в различных точках пролета. В низшей точке провеса провода оно всего меньше (σ_0), а у точек закрепления провода на опоре оно под действием вертикальных нагрузок провода на участке ОА или ОВ достигает наибольшей величины (σ_A). Для определения этой наибольшей величины служит формула, вывод которой не рассматривается:

$$\sigma_A = \sigma_0 + \gamma_x f.$$

В пролетах нормальной длины разница между и не более 0,3% и ею обычно пренебрегают, используя для расчетов данные по напряжению в материале провода в низшей точке провеса провода. Но при больших пролетах (более 500 м) необходимо использовать эту формулу.

Тема 15. Темы для задач

- 1) расчет нагрузок на участках сети (задача на несколько занятий)
- 2) задача на 2 занятия по двигателю, токам кз, определение потери напряжения в линии.
- 3) определение потерь энергии в линиях [2 с.75; 3, с.233]
- 4) определение потерь энергии в трансформаторах [3, с.234]
- 5) определение зарядной мощности ЛЭП [2 с.207]