

Лекция 1. Общие сведения об энергетических системах

Электроснабжение промышленных, коммунальных и других потребителей производится от электрических станций, вырабатывающих электроэнергию. Электрические станции могут находиться вблизи потребителей либо удалены на значительные расстояния. В обоих случаях передача и распределение электрической энергии осуществляется по проводам электрических линий. Накапливать электрическую энергию в больших количествах сегодня практически нельзя, поэтому с помощью современных автоматических средств управления постоянно поддерживается равновесие между вырабатываемой и потребляемой электрической энергией.

Когда потребители удалены от электрических станций, передачу электроэнергии осуществляют на повышенном напряжении. Тогда между электрической станцией и потребителями сооружаются повышающие и понижающие (преобразовательные) подстанции.

Гидроэлектростанции (сооружаемые на створах рек) редко располагаются у крупных центров нагрузки. Тепловые электростанции выгодно располагать вблизи залежей топлива. Крупные электрические станции связываются с центрами нагрузок линиями электропередачи (ЛЭП) высокого напряжения. Исключение могут представлять отдельные промышленные электрические станции небольшой мощности или теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). ТЭЦ могут быть и крупными, но располагаются они вблизи потребителей, т.к. передача пара и горячей воды обычно осуществляется на относительно небольшие расстояния.

Совокупность электростанций, линий электропередач, подстанций и тепловых сетей, связанных в одно целое общностью режима и непрерывностью процесса производства и распределения электрической и тепловой энергии называется **энергетической системой** (энергосистемой).

Часть энергетической системы, состоящая из генераторов, распределительных устройств, повысительных и понизительных подстанций, линии энергетической сети и приемников электроэнергии, называется **электроэнергетической системой** (ЭЭС).

Электрическими сетями называются части электроэнергетической системы, состоящие из подстанций и линий электропередачи постоянного и переменного тока различных напряжений. Электрическая сеть служит для передачи и распределения электрической энергии от места ее производства к местам потребления.

Важными характерными свойствами ЭЭС являются: одновременность процессов производства, распределения и потребления электрической энергии (выработка электрической энергии жестко определяется ее потреблением и наоборот).

Преобразование и передача энергии происходит с **потерями энергии** во всех элементах ЭЭС.

Необходимо своевременно развивать ЭЭС, ее рост должен опережать рост потребления энергии.

Отдельные энергетические системы связываются между собой электрическими сетями и это объединение их называется **объединенной энергетической системой** (ОЭС).

ОЭС могут охватывать значительные территории и даже всю страну.

Преимущества ОЭС:

1. Уменьшение величины суммарного резерва мощности.
2. Наилучшее использование мощности ГЭС одной или нескольких электроэнергетических систем и повышения их экономичности.
3. Снижение суммарного максимума нагрузки объединяемых электроэнергетических систем.
4. Взаимопомощь систем в случае неодинаковых сезонных изменений мощности электрических станций и в частности ГЭС.
5. Облегчение работы систем при ремонтах и авариях.

В настоящее время применяются стандартные номинальные (междуфазные) напряжения трехфазного тока частот 50 Гц в диапазоне 6-1150 кВ, а также напряжения 0,66; 0,38(0,22) кВ.

Стандартные “U” для сетей и приемников электрической энергии:(3), 6,10,20,35,110,(150),220,330,550,750,1150 кВ

(Напряжения 0,22; 3; 150 не рекомендуется для вновь проектируемых сетей). Для генераторов применяют Uном 3-21 кВ.

Передача электрической энергии от электрических станций по ЛЭП чаще всего осуществляется на напряжениях 110-1150 кВ, т.е. значительно превышающих напряжения генераторов.

Классификация электрических сетей

Классификация электрических сетей может осуществляться:

- По роду тока
- По номинальному напряжению
- Конфигурации схемы сети
- По выполняемым функциям
- По характеру потребителя
- По конструктивному выполнению

По роду тока различают сети переменного и постоянного тока:

ЛЭП постоянного тока применяются для дальнего транспорта электрической энергии и связи электрических сетей с разными номинальными частотами или с различными подходами к регулированию при одной номинальной частоте (вставки линии постоянного тока или нулевой длины). В России ЛЭП постоянного тока почти не используется (Волгоград-Донбасс на 800 кВ, 376 км).

Для связи с другими странами применяют вставки из линий постоянного тока. За рубежом в разных странах существует несколько десятков ЛЭП постоянного тока, среди которых самой мощной является Итайпу-Сан Паулу (Бразилия) с номинальным напряжением 1200 кВ, длиной 783 км и пропускной способностью 6,3 млн кВт.

ЛЭП переменного трехфазного тока используется повсеместно. В России такая линия впервые была построена в 1922 г. (110кВ). Рост номинального напряжения ЛЭП напряжением переменного тока шел примерно с интервалом 15 лет. Первые экспериментальные участки ЛЭП-1150 кВ были построены в 1985 г.

Каждая сеть характеризуется номинальным напряжением. Различают номинальные напряжения ЛЭП, генераторов, трансформаторов и электроприемников.

Номинальное напряжение генераторов по условию компенсации потерь напряжения в сети принимают на 5% выше номинального сетевого напряжения. Номинальные напряжения обмоток трансформатора принимают равными номинальному напряжению сети или на 5% выше в зависимости от вида трансформатора и напряжения сети.

По величине номинального напряжения сети подразделяются:

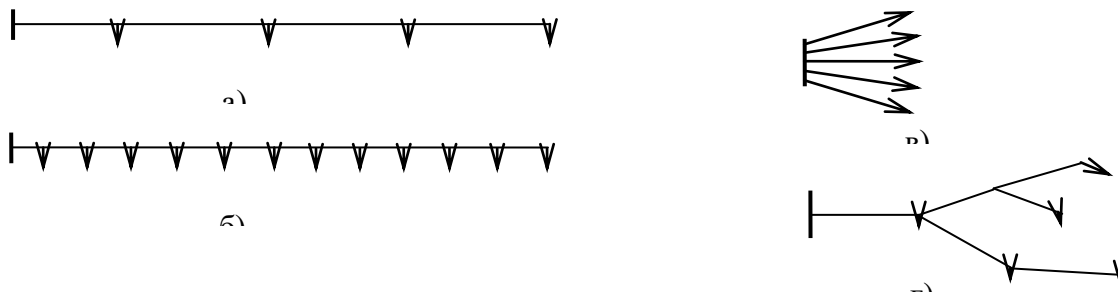
1. на сети низкого напряжения (НН) – до 1000 кВ;
2. среднего напряжения (СН) – 3...35 кВ;

3. высокого напряжения (ВН) – 110...220 кВ;
4. сверхвысокого напряжения (СВН) – 330-750 кВ;
5. ультравысокого напряжения (УВН) – свыше 1000 кВ.

По конфигурации электрические сети различают:

1. Разомкнутые;
2. Разомкнутые резервированные;
3. Замкнутые.

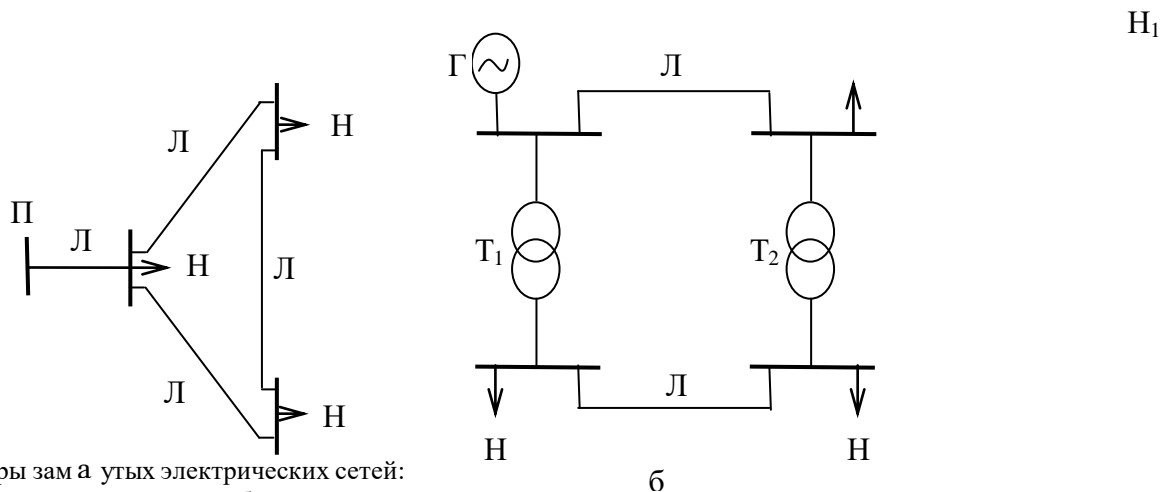
Разомкнутыми называют такие сети, которые питаются от одного пункта и передают электрическую энергию к потребителю только в одного направлении. Разомкнутые сети бывают магистральными, радиальными и радиально-магистральными (разветвленными). В разомкнутых резервированных сетях при нарушении питания по одной из ЛЭП вручную или автоматически включается резервная перемычка, по которой восстанавливается электроснабжение отключенных потребителей. Замкнутыми называют сети, питающие потребителей по меньшей мере с двух сторон.



Виды схем: а- магистраль; б- линия с равномерно распределенной нагрузкой; в- радиальная схема; г- радиально-магистральная схема.

Магистралью называется линия с промежуточными отборами мощности вдоль линии. В предельном случае с увеличением числа нагрузок получается линия с равномерно распределенной нагрузкой, т.е. плотность нагрузки на единицу длины одинакова для любого участка. Радиальные линии исходят из одной точки сети.

Замкнутыми сетями называются сети, имеющие контуры (циклы), образованные ЛЭП и трансформаторами.

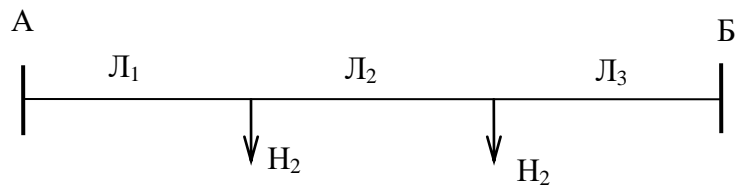


Примеры замкнутых электрических сетей:

а- сеть одного напряжения; б- сеть двух напряжений.

К замкнутым сетям относятся также сети, имеющие несколько источников питания. Одной из таких схем является так называемая линия с двухсторонним питанием.

Пример замкнутых электрических сетей, имеющих несколько источников питания:



По выполняемым функциям различают:

1. Системообразующие сети;
2. Питающие сети;
3. Распределительные сети.

Системообразующие сети напряжением 330-1150 кВ осуществляют функции формирования объединенных энергосистем, объединяя мощные электрические станции и обеспечивая их функционирование как единого объекта управления и одновременно обеспечивают передачу электрической энергии от мощных электрических станций. Эти сети осуществляют системные связи, т.е. связи очень большой длины между энергосистемами. Их режимом управляет диспетчер объединенного диспетчерского управления (ОДУ). В ОДУ входят несколько районных энергосистем – районных энергетических управлений (РЭУ).

Питающие сети предназначены для передачи электрической энергии от ПС системообразующей сети и частично от шин 110-220 кВ электрических станций к центрам питания (ЦП) распределительных сетей – районным ПС.

Питающие сети обычно замкнутые. Напряжение этих сетей ранее было 110-220 кВ. По мере роста нагрузок, мощности электрических станций и протяженности электрических сетей увеличивается напряжением сетей. В последнее время напряжение

питающих сетей иногда бывает 330-500 кВ. Сети 110-220 кВ обычно административно подчиняются РЭУ. Их режимом управляет диспетчер РЭУ.

Распределительная сеть предназначена для передачи электрической энергии на небольшие расстояния от шин низшего “U” районных ПС к промышленным, городским, сельским потребителям. Такие распределительные сети обычно разомкнутые или работают в разомкнутом режиме.

Различают распределительные сети высокого ($U_{ном} > 1 \text{ кВ}$) и низкого ($U < 1 \text{ кВ}$) напряжения.

По месту расположения и характеру потребителя различают сети:

1. Промышленные;
2. Городские;
3. Сельские;
4. Электрифицированных железных дорог;
5. Магистральных нефте- и газопроводов.

Ранее такие сети выполнялись с напряжением 35 кВ и меньше, а в настоящее время – до 110 и даже 220 кВ. Преимущественное распространение в распределительных сетях имеет напряжение 10 кВ, сети 6 кВ применяются реже. Напряжение 35 кВ широко используется для создания центров питания сетей 6, 10 кВ в основном в сельской местности. Передача эл. энергии на напряжении 35 кВ непосредственно потребителям, т.е. трансформация 35/0,4 кВ используется реже.

Для электроснабжения больших промышленных предприятий и крупных городов осуществляется глубокий ввод высокого напряжения, т.е. сооружение подстанций с первичным напряжением 110-500 кВ вблизи центров нагрузок.

Сети внутреннего электроснабжения крупных городов – это сети 110 кВ, в отдельных случаях к ним относятся глубокие вводы 220/10 кВ.

Сети с/х назначения выполняют на напряжении 0,4-110 кВ.

По конструктивному выполнению различают сети:

1. Воздушные;
2. Кабельные;
3. Токопроводы промышленных предприятий;
4. Проводки внутри зданий и сооружений.

Управление эл. системами

Имеет три основных аспекта:

1. Оперативное (диспетчерское) управление, проводимое в разрезе отдельных суток и сезонов года
2. Хозяйственное управление в течение года
3. Управление развитием систем в многолетнем плане.

Управление электроэнергетическими системами различают по трем признакам:

- Технологическому
- Территориальному, характеризующими реальную систему как объект управления
- Временному, соответствующему задачам управления, изменяющимся во времени.

Районные энергосистемы образуются на территории какого-либо района – области, края, автономии и т.п. и посредством межсистемных связей образуют объединенные энергетические системы (ОЭС), которые, в свою очередь, образуют Единую энергосистему России (ЕЭС России). Единая энергетическая система России является самой крупной системой мира.

В ее составе имеются ОЭС:

Центра, Северо-Запада, Среднего Поволжья, Северного Кавказа, Урала, Сибири, Востока.

Характеристики оборудования линий электропередач и подстанций

Воздушные линии электропередач (ВЛ) предназначены для передачи электроэнергии на расстояние по проводам. Основными конструктивными элементами ВЛ являются провода, тросы, опоры, изоляторы и линейная арматура. Провода служат для передачи электроэнергии. В верхней части опор над проводами для защиты ВЛ от грозовых перенапряжений монтируют грозозащитные тросы.

Опоры поддерживают провода и тросы на определенной высоте над уровнем земли или воды. Изоляторы изолируют провода от опор. С помощью линейной арматуры провода закрепляются на изоляторах, а изоляторы на опорах.

В некоторых случаях провода ВЛ с помощью изоляторов и линейной арматуры прикрепляются к кронштейнам инженерных сооружений.

Наибольшее распространение получили одно- и двухцепные ВЛ. Одна цепь трехфазной ВЛ состоит из проводов разных фаз. Две цепи могут располагаться на одних и тех же опорах.

На работу конструктивной части ВЛ оказывают воздействие механические нагрузки от собственного веса проводов и тросов, от гололедных образований на проводах, тросах и опорах, от давления ветра, а также из-за изменений температуры воздуха. Из-за воздействия ветра возникает вибрация проводов (колебания с высокой частотой и незначительной амплитудой), а также пляска проводов (колебания с малой частотой и большой амплитудой). Указанные выше механические нагрузки, вибрация и пляска проводов могут приводить к обрыву проводов, поломке опор, схлестыванию проводов либо сокращению их изоляционных промежутков, что может привести к пробое или перекрытию изоляции. На повреждаемость ВЛ влияет и загрязнение воздуха.

Провода воздушной линии электропередач

На воздушных линиях применяются неизолированные провода, т.е. без изолирующих покровов. Эти провода изготавливают из меди, алюминия и стали без изолирующих покровов. Их применяют главным образом в воздушных сетях, где они подвешиваются к специальным опорам с помощью арматуры и изоляторов, но иногда и во внутренних сетях.

Медь обладает наименьшим удельным электрическим сопротивлением $18 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$ при 20°C . Медь по сравнению с алюминием является более дорогим и дефицитным металлом, поэтому в настоящее время новых воздушных линий с медными проводами не сооружают.

Алюминий обладает в 1,6 раза большим удельным электрическим сопротивлением $29,5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$ при 20°C .

Сталь обладает значительно более высоким удельным сопротивлением, которое зависит от ее сорта, способа изготовления провода и от величины тока, проходящего по нему. Для предотвращения окисления стальные провода оцинковываются. Стальные провода применяют редко при сравнительно малых нагрузках, характерных для сельских сетей. В отдельных случаях вследствие высокой механической прочности стальные провода применяют при выполнении переходов воздушных линий через широкие реки и другие препятствия.

По конструктивному выполнению различают однопроволочные и многопроволочные провода. Последние часто бывают комбинированными – из алюминия и стали. На линиях иногда применяют расщепление проводов: подвешивают одновременно по несколько проводов на фазу.

Однопроволочный провод состоит из одной круглой проволоки. Многопроволочный провод свивается из отдельных круглых проволок диаметром 2-3 мм. При увеличении сечения провода число проволок возрастает.

Однопроволочные провода дешевле многопроволочных, однако, они менее гибки и имеют меньшую механическую прочность.

В сталеалюминиевых проводах внутреннюю жилу (сердечник провода) выполняют из стали, а верхние из алюминия. Стальной сердечник предназначен для увеличения механической прочности провода; алюминий является токопроводящей частью. Хотя сечение стальной части в среднем в 5 раз меньше сечения алюминиевой части, стальная часть воспринимает около 40% всей механической нагрузки. Сталеалюминиевые провода широко применяют в сетях напряжением 35 кВ и выше.

В марке провода буквой отмечается его материал: медные М, алюминиевые А, сталеалюминиевые АС, стальные однопроволочные ПСО, стальные многопроволочные провода ПС. В обозначении марки провода вводится номинальное сечение алюминиевой части провода и сечение стального сердечника, например АС-120/19.

Провода воздушных линий соединяют при помощи специальных зажимов путем обжатия или опрессования. Концы проводов соединяют термитной сваркой. Посредством термитной сварки создают цельнометаллическое соединение, не изменяющее с течением времени своих электрических характеристик и имеющее хорошие механические характеристики.

Изолированные провода имеют внешние изолирующие, а иногда и защитные покрытия. Они используются в основном для внутренних сетей. Токоведущие жилы проводов выполняют из круглой медной или алюминиевой проволоки. Изготавливают одно-, двух-, трех-, четырехжильные и многожильные провода.

Кабелем называют многопроволочный провод или несколько скрученных вместе взаимно изолированных проводов (жил) при выполнении в общей герметической оболочке. Поверх оболочки могут быть наложены защитные покрытия. Силовые кабели предназначены для прокладки в земле, под водой, на открытом воздухе и внутри помещений.

Силовые кабели напряжением до 35 кВ включительно изготавливают главным образом с изоляцией из плотной бумаги, пропитанной специальной кабельной массой (компаундом). Применяют также кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией. Токоведущие жилы изготавливают из медных или алюминиевых проволок для уменьшения размеров выполняют секторной формы и между отдельными жилами вставляют специальные жгутики – заполнители из джута. Поверх изоляции кабель опрессовывают бесшовной оболочкой из алюминия или свинца для того, чтобы в изоляцию не попадала влага из воздуха. Для кабелей напряжением до 1 кВ применяют также оболочки из пластмасс.

Для защиты от механических повреждений кабель покрывают броней из стальной ленты. Между металлической оболочки кабеля и броней и поверх брони накладывают покрытия из джута, пропитанные антикоррозионными составами. В воздухе прокладывают кабели без наружного джутового покрова. Для прокладки в туннелях и других местах, опасных в пожарном отношении, применяют специальные кабели с негорючими защитными покровами. Наибольшее распространение имеют кабельные линии 6-10 кВ, реже 35кВ. Кабельные линии 110 и 220 кВ не получили пока широкого применения, что в основном объясняется значительно большей стоимостью кабельных линий по сравнению с воздушными. Кабельные линии 6-35 кВ в 2-3 раза дороже воздушных, а кабельные линии 110 кВ дороже воздушных в 5-8 раз.

При напряжении 35 кВ используются также газонаполненные кабели с избыточным давлением инертного газа (обычно азота). В таких кабелях практически исключены деформации оболочки и образование пустот из-за значительно большего температурного коэффициента линейного расширения кабельной массы по сравнению с температурным коэффициентом линейного расширения кабельной бумаги.

В марке кабеля указывают число и сечение жил кабеля. Например, СБ-3×95 означает освинцованный двумя стальными лентами трехжильный кабель с медными жилами сечением 95 мм², с наружным джутовым покровом; СБГ-3×95 означает такой же кабель, но без наружного джутового покрова; АСБГ – освинцованный бронированный кабель с алюминиевыми жилами без наружного джутового покрова; ААБГ – кабель с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке.

Типы трансформаторов и их характеристики

Силовые трансформаторы предназначены для преобразования электроэнергии переменного тока с одного напряжения на другое. Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 12–15 % ниже, а расход активных материалов и стоимость на 20–25 % меньше, чем в группе однофазных трансформаторов такой суммарной мощности.

Предельная единичная мощность трансформаторов ограничивается массой, размерами, условиями транспортировки.

Каждый трансформатор имеет условное буквенное обозначение, которое содержит следующие данные в следующем порядке:

1. Число фаз (для однофазных – О, для трехфазных – Т);

2. Вид охлаждения – С – естественное воздушное (при открытом исполнении),

СЗ – естественное воздушное (при защищенном исполнении),

СГ – естественное воздушное (при герметизированном исполнении),

СД – естественное воздушное (с принудительной циркуляцией воздуха),

М – естественное масляное,

Д – масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла,

ДЦ – масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители,

НДЦ – то же с направленным потоком масла,

Ц – масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла,

НЦ – масляно-водяное охлаждение с направленным потоком масла;

3. Число обмоток, работающих на различные сети (если оно больше двух): для трехобмоточного трансформатора Т; для трансформатора с расщепленными обмотками Р (после числа фаз); 4. Буква Н в обозначении при выполнении одной из обмоток с устройством РПН; 5. Буква А на первом месте для обозначения автотрансформатора.

За буквенным обозначением указывается номинальная мощность, кВА; класс напряжения обмотки (ВН); климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150–69 и ГОСТ 15543–70.

Трансформаторы с расщепленной обмоткой имеют в своем обозначении букву Р, которая ставится после буквы, обозначающей число фаз, например, ТРДЦН–100000/220.

В обозначении трехобмоточных трансформаторов имеется буква Т, стоящая после обозначения системы охлаждения, например ТДТН– 40000/110.

Лекция 2. Параметры электрических сетей

Электрическая сеть состоит из разных элементов имеющих каждый свое назначение и конструктивное выполнение. Каждый из участков электрической сети характеризуется одинаковым набором параметров (r, x, g, b, K_t).

r – активное сопротивление, Ом;
 x – реактивное сопротивление, Ом;
 g – активная проводимость, См;
 b – реактивная проводимость, См;
 K_t – коэффициент трансформации.

Параметры отражают характерные свойства элементов сети и различаются только количественно.

Для количественного определения свойств элементов электрической сети составляется схема замещения. На ней указывают все параметры, определяющие состояние электрической сети. Схемы замещения сети составляются из схем замещения отдельных элементов, они отличаются от принципиальных схем соединения этих элементов.

Принципиальные схемы соединений (схемы коммутации) нужны только для определения направления передачи электрической энергии и степени резервирования питания потребителей. В них каждый элемент сети имеет изображение, отражающее его действие в решении задачи электроснабжения.

Схема замещения сети составляется для выполнения расчетов рабочих режимов. Каждый элемент сети в ней может отражаться несколькими подэлементами.

При характеристике симметричных рабочих режимов схемы замещения составляются на одну фазу трехфазной сети, общей является нейтраль цепи.

Потери активной мощности отражаются активными сопротивлениями (r) или проводимостями (g). Потери реактивной мощности отражаются реактивными (индуктивными) сопротивлениями или проводимостями. Генерация реактивной мощности отражается отрицательными реактивными емкостными сопротивлениями или проводимостями.

Различают продольные и поперечные ветви схем замещения. Продольными называются ветви, по которым проходит ток нагрузки. Потери мощности в этих ветвях определяются нагрузочным током.

Поперечными называются ветви, которые включены на полное напряжение (непосредственно соединены с нейтралью схемы). Потери мощности в этих ветвях определяются подведенным напряжением.

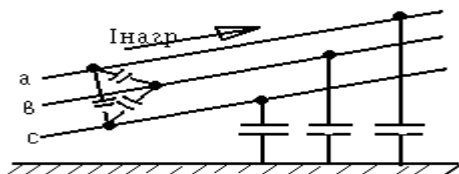
Особо отражается на схемах замещения явление трансформации. Это относится к сетям, состоящим из участков разных номинальных напряжений и рассматриваемых вместе.

Элемент трансформации отражает факт изменения параметров режима - напряжений и токов. Значения полной мощности при этом не изменяются (потери в трансформаторах отражаются другими элементами схемы).

Особыми являются и элементы, отражающие работу потребителей и пунктов питания. Они отражают факт потребления и генерации мощности, их представляют активными элементами схемы – нагрузками. При этом генерация мощности рассматривается как отрицательная нагрузка. Совокупность нагрузок определяет режим сети.

Линия электропередачи как элемент электрической сети

Передача электрической энергии по линиям обусловлена распространением электромагнитного поля в проводах и окружающим их пространстве. При действии переменного напряжения возникают переменное магнитное поле вокруг проводов и переменное электростатическое поле между фазными проводами и между каждым из проводов и землей. Условное изображение элементов этих полей показано на рисунке для одного провода ВЛ.



Возникновение переменного электрического поля приводит к появлению токов смещения (зарядных токов), величины которых зависят как от свойств диэлектрика, окружающего проводник, так и от разности потенциалов между проводом и землей, а для трехфазной линии также и между фазными проводами. Зарядные токи, накладываясь на нагрузочный ток, определяют постепенное изменение тока вдоль длины линии. Электромагнитное поле характеризуется напряженностью, также изменяющейся вдоль длины линии. Это приводит к наведению эдс самоиндукции и взаимной индукции, неравных для различных элементов длины линии. Неравенство этих эдс определяет сложный закон изменения напряжения по линии и изменение токов смещения (зарядных токов) вдоль длины линии.

Погонные (удельные) параметры линий

Погонное (удельное) (на единицу длины) активное сопротивление r_0 при частоте 50 Гц и обычно применяемых сечениях алюминиевых или медных проводов и жил кабелей можно принять равным погонному омическому сопротивлению. Явление поверхностного эффекта начинает заметно сказываться только при сечениях порядка 500 мм².

Активное сопротивление – это сопротивление при протекании по проводнику переменного тока, омическое - это сопротивление при протекании по тому же проводнику постоянного тока. Для сталалюминиевых проводов явление поверхностного эффекта также незначительно и может не учитываться.

Значительное влияние на активное сопротивление оказывает температура материала проводников, которая зависит от температуры окружающей среды и тока нагрузки.

Погонные (удельные) реактивные (индуктивные) сопротивления фаз линий в общем случае получаются разными. Они определяются взаимным расположением фаз и геометрическими параметрами. При расчетах симметричных рабочих режимов пользуются средними значениями (независимо от транспозиции фаз линии).

Схемы замещения ЛЭП

Линия электрической сети теоретически рассматривается состоящей из бесконечно большого количества равномерно распределенных вдоль нее активных и реактивных сопротивлений и проводимостей.

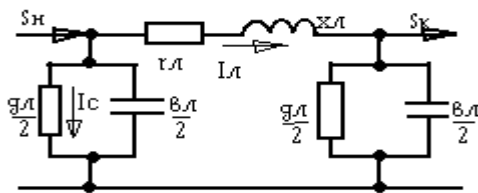
Точный учет влияния распределенных сопротивлений и проводимостей сложен и необходим при расчетах очень длинных линий, которые в этом курсе не рассматриваются.

На практике ограничиваются упрощенными методами расчета, рассматривая линию с сосредоточенными активными и реактивными сопротивлениями и проводимостями.

Для проведения расчетов принимают упрощенные схемы замещения линии, а именно: П-образную схему замещения, состоящую из последовательно соединенных активного ($r_{л}$) и реактивного ($x_{л}$) сопротивлений. Активная ($g_{л}$) и реактивная (емкостная) ($b_{л}$) проводимости включены в начале и конце линии по 1/2.

П-образная схема замещения характерна для воздушных ЛЭП напряжением 110-220 кВ длиной до 300-400 км.

П-образная схема замещения ЛЭП напряжением 110-220 кВ длиной до 300-400 км.



Активное сопротивление определяется по формуле: $r_{л} = r_{o} \cdot l$,

где r_{o} – удельное сопротивление Ом/км при t° провода $+ 20^{\circ}$,

l – длина линии, км

Активное сопротивление проводов и кабелей при частоте 50 Гц обычно примерно равно омическому сопротивлению. Не учитывается явление поверхностного эффекта.

Удельное активное сопротивление r_{o} для сталеалюминиевых и других проводов из цветных металлов определяется по таблицам в зависимости от поперечного сечения.

Для стальных проводов нельзя пренебрегать поверхностным эффектом. Для них r_{o} зависит от сечения и протекающего тока и находится по таблицам.

При температуре провода, отличной от 20° C сопротивление линии уточняется по соответствующим формулам.

Реактивное сопротивление определяется: $x_{л} = x_{o} \cdot l$,

где x_{o} - удельное реактивное сопротивление Ом/км. Удельные индуктивные сопротивления фаз ВЛ в общем случае различны (об этом уже говорилось).

При расчетах симметричных режимов используют средние значения x_{o} : $x_{o} = 0,144 \lg \frac{D_{cp}}{r_{np}} + 0,0157$ (1),

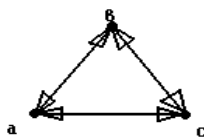
где r_{np} - радиус провода, см;

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между фазами, см, определяется следующим выражением:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{ав} D_{вс} D_{са}}$$

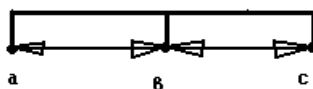
Где $D_{ав}$, $D_{вс}$, $D_{са}$ - расстояния между проводами соответствующих фаз А, В, С.

Например, при расположении фаз по углам равностороннего треугольника со стороной D , среднегеометрическое расстояние равно D .



$$D_{ав} = D_{вс} = D_{са} = D$$

При расположении проводов ЛЭП в горизонтальном положении:



$$D_{ав} = D_{вс} = D$$

$$D_{ac} = 2D$$

При размещении параллельных цепей на двухцепных опорах потокосцепление каждого фазного провода определяется токами обеих цепей. Изменение X_0 из-за влияния второй цепи зависит от расстояния между цепями. Отличие X_0 одной цепи при учете и без учета влияния второй цепи не превышает 5-6% и не учитывается в практических расчетах.

В линиях электропередач при $U_{НОМ} \geq 330 \text{ кВ}$ (иногда и при напряжении 110 и 220 кВ) провод каждой фазы расщепляется на несколько проводов. Это соответствует увеличению эквивалентного радиуса. В выражении для X_0 :

$$x_{o} = 0,144 \lg \frac{D_{cp}}{r_{np}} + 0,0157$$
 (1)

вместо r_{np} используется

$$r_{эк} = \sqrt[n\phi]{r_{np} a_{cp}^{n\phi-1}}$$

где $r_{эк}$ - эквивалентный радиус провода, см;
 $a_{ср}$ - среднегеометрическое расстояние между проводами одной фазы, см;
 $n_{ф}$ - число проводов в одной фазе.

Для линии с расщепленными проводами последнее слагаемое в формуле 1 уменьшается в $n_{ф}$ раз, т.е. имеет вид $\frac{0,0157}{n_{ф}}$.

Удельное активное сопротивление фазы линии с расщепленными проводами определяются так: $r_0 = r_{0пр} / n_{ф}$,

Где $r_{0пр}$ - удельное сопротивление провода данного сечения, определенное по справочным таблицам. Для сталеалюминиевых проводов X_0 определяется по справочным таблицам, в зависимости от сечения, для стальных в зависимости от сечения и тока.

Активная проводимость ($g_{л}$) линии соответствует двум видам потерь активной мощности:

- 1) от тока утечки через изоляторы;
- 2) потери на корону.

Токи утечки через изоляторы малы и потерями в изоляторах можно пренебречь. В воздушных линиях (ВЛ) напряжением 110 кВ и выше при определенных условиях напряженность электрического поля на поверхности провода возрастает и становится больше критической. Воздух вокруг провода интенсивно ионизируется, образуя свечение - корону. Короне соответствуют потери активной мощности. Наиболее радикальными средствами уменьшения потерь мощности на корону является увеличение диаметра провода, для линий высокого напряжения (330 кВ и выше) использование расщепления проводов. Иногда можно использовать так называемый системный способ уменьшения потерь мощности на корону. Диспетчер уменьшает напряжение в линии до определенной величины.

В связи с этим задаются наименьшие допустимые сечения по короне:

- 110 кВ - 70 мм² (сейчас рекомендуется использовать сечение 95 мм²);
- 150 кВ - 120 мм²;
- 220 кВ - 240 мм².

Коронирование проводов приводит: к снижению КПД; к усиленному окислению поверхности проводов; к появлению радиопомех.

При расчете установившихся режимов сетей до 220 кВ активная проводимость практически не учитывается.

В сетях с $U \geq 330 \text{ кВ}$ при определении потерь мощности при расчете оптимальных режимов, необходимо учитывать потери на корону.

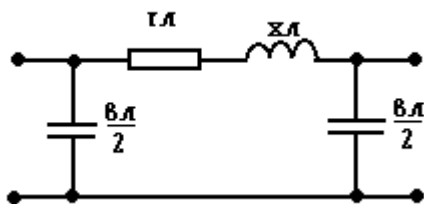
Емкостная проводимость ($e_{л}$) линии обусловлена емкостями между проводами разных фаз и емкостью провод - земля и определяется следующим образом:

$$e_{л} = e_0 \cdot l,$$

где e_0 - удельная емкостная проводимость См/км, которая может быть определена по справочным таблицам или по следующей формуле:

$$e_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{ср}}{r_{пр}}} 10^{-6} \quad (2),$$

где $D_{ср}$ - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз; $r_{пр}$ - радиус провода.

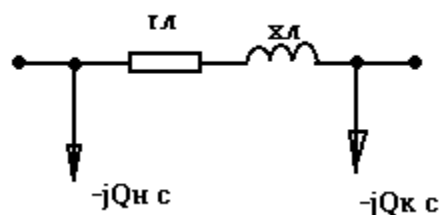


Для большинства расчетов в сетях 110-220 кВ ЛЭП (линия электропередачи) представляется более простой схемой замещения:

Иногда в схеме замещения вместо емкостной проводимости $\left(\frac{e_{л}}{2}\right)$ учитывается реактивная мощность, генерируемая

емкостью линий (зарядная мощность).

Половина емкостной мощности линии, МВАр, равна:



$$Q_c = 3I_c V_{\phi} = 3V_{\phi}^2 \frac{1}{2} e_0 l = \frac{1}{2} V^2 e_{л} \quad (*),$$

где:

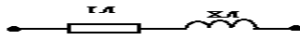
U_{ϕ} и U - соответственно фазное и междуфазное (линейное) напряжения, кВ;

I_c - емкостный ток на землю

$$I_c = V_\phi \frac{\epsilon_0}{2}$$

Из выражения для Q_c (*) следует, что мощность Q_c , генерируемая линией сильно зависит от напряжения. Чем выше напряжение, тем больше емкостная мощность.

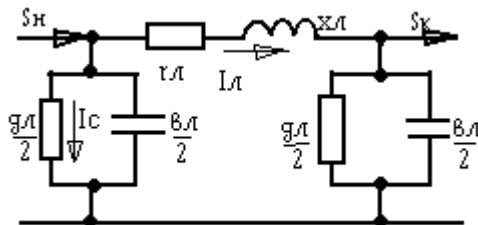
Для воздушных линий напряжением 35 кВ и ниже емкостную мощность (Q_c) можно не учитывать, тогда схема замещения примет следующий вид:



Для линий с $U_{НОМ} \geq 330 \text{ кВ}$ при длине $> 300\text{-}400$ км учитывают равномерное распределение сопротивлений и проводимостей вдоль линии.

Кабельные линии электропередачи представляют такой же П-образной схемой замещения как и ВЛ.

Удельные активные и реактивные сопротивления r_0, x_0 определяют по справочным таблицам, так же как и для ВЛ.



Из выражения для x_0 и ϵ_0

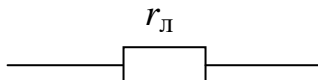
$$x_0 = 0,144 \lg \frac{D_{cp}}{r_{np}} + 0,0157$$

$$\epsilon_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{cp}}{r_{np}}} 10^{-6}$$

видно, что x_0 уменьшается, а ϵ_0 растет при сближении разных проводов.

Для кабельных линий расстояние между проводами фаз значительно меньше, чем для ВЛ и X_0 очень мало.

При расчетах режимов КЛ (кабельных линий) напряжением 10кВ и ниже можно учитывать только активное сопротивление.



Емкостный ток и Q_c в кабельных линиях больше чем в ВЛ. В кабельных линиях (КЛ) высокого напряжения учитывают Q_c , причем удельную емкостную мощность Q_{c0} кВар/км можно определить по таблицам в справочниках.

Активную проводимость ($g_л$) учитывают для кабелей 110 кВ и выше.

Удельные параметры кабелей x_0 , а также Q_{c0} приведенные в справочных таблицах ориентировочны, более точно их можно определить по заводским характеристикам кабелей.

Характерные соотношения между параметрами линий

Активное сопротивление проводов и кабелей определяется материалом токоведущих жил и их сечениями.

С изменением сечения проводов и кабелей значительно изменяются их активные сопротивления.

Активное сопротивление обратно пропорционально сечению провода или кабеля.

Магнитное поле возникающее вокруг и внутри проводов ВЛ и жил кабелей определяет их индуктивное сопротивление.

Индуктивное сопротивление зависит от взаимного расположения проводов.

Индуктивные сопротивления фазных проводов ВЛ будут одинаковыми, если они расположены по вершинам равностороннего треугольника, и будут отличаться друг от друга, если фазные провода подвешиваются в горизонтальной плоскости. Чтобы избежать нежелательной несимметрии применяют транспозицию проводов, которая заключается в том, что в нескольких точках линии фазные провода на опорах меняются местами. При этом каждый провод поочередно занимает все три возможных положения при примерно одинаковой протяженности.

Благодаря транспозиции, эдс, наводимые в фазных проводах выравниваются и индуктивные сопротивления становятся одинаковыми.

Для иллюстрации приведем пример индуктивных сопротивлений трех напряжений для средних сечений проводов и расстояний между проводами:

- 1) линия 6,10 кВ $x_0=0,362$ Ом/км;
- 2) линия 35 кВ $x_0=0,401$ Ом/км;
- 3) линия 110 кВ $x_0=0,433$ Ом/км.

При выполнении ВЛ одиночными (нерасщепленными проводами) их индуктивное сопротивление: $x_0 \approx 0,4$ Ом/км.

Индуктивное сопротивление расщепленных проводов, вследствие увеличения эквивалентного радиуса, будет меньше и при расщеплении на три провода будет $x_0 \approx 0,29$ Ом/км.

Малая зависимость от конструктивных характеристик ВЛ также присуща и емкостной проводимости.

Среднее значение проводимости для ВЛ, выполненной одиночными проводами

$$\epsilon_{0cp} \approx 2,75 \times 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Для линий с расщепленными проводами емкостная проводимость увеличивается и при расщеплении на три провода:

$$\epsilon_0 \approx 3,8 \times 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Для линий 110кВ при характерной для них протяженности зарядная мощность $Q_c \approx 10\%$ от передаваемой;
 Для линий 220кВ 30% от передаваемой;
 Для линий 500кВ может быть соизмерима с передаваемой активной мощностью.
 Для линий 35кВ и более низким направлением зарядную мощность можно не учитывать.

Режимы и параметры системы и сети

Состояние системы в любой момент времени или на некотором интервале времени называется режимом системы. Режим определяется показателями, которые называются параметрами режима к их числу относятся:

- 1) частота,
- 2) активная и реактивная мощность в элементах системы,
- 3) напряжение в различных точках сети у потребителей,
- 4) величины токов,
- 5) величины углов расхождения векторов ЭДС и напряжения.

Различают три основных вида режимов электроэнергетических систем:

1. Нормальный установившийся режим, применительно к которому проектируется электрическая сеть и определяются ее технико-экономические характеристики;

2. Послеаварийный установившийся режим, наступающий после аварийного отключения какого-либо элемента сети или ряда элементов (в этом режиме система и соответственно сеть могут работать с несколько ухудшенными технико-экономическими характеристиками);

3. Переходный режим, во время которого система переходит из одного состояния к другому.

Любой режим состоит из множества различных процессов.

Различают параметры режима и параметры сети.

Параметры режима электрической сети связаны между собой определенными зависимостями, в которые входят некоторые коэффициенты, зависящие от физических свойств элементов сети, от способа соединения этих элементов между собой, а также от некоторых допущений расчетного характера.

К ним относятся полное сопротивление, активное и реактивное сопротивление, проводимости элементов, собственная и взаимная проводимости, коэффициент трансформации, коэффициент усиления.

Например, ток на участке ЛЭП определяется зависимостью: $I = \frac{U_1 - U_2}{Z_{л}}$; Здесь U_1, U_2, I – параметры режима; $Z_{л}$ –

сопротивление данного участка системы (линии), является одним из параметров сети.

Ряд параметров сети зависит от характера изменений ее режима, т.е. является нелинейной системой. Однако во многих практических задачах параметры сети можно полагать не изменяющимися и считать сеть линейной.

Другой вид нелинейности сети обусловлен характером соотношений между параметрами ее режима. Так, мощность, связана

квадратичной зависимостью с напряжением и т.д. ($S = \sqrt{3} \times U \times I = \sqrt{3} \times U \times \frac{U}{\sqrt{3}Z} = \frac{U^2}{Z}$)

Нелинейность такого вида надо учитывать.

Электрическую сеть рассматривают применительно к неизменному режиму системы, но в действительности такого режима не существует, и говоря об установившемся режиме имеют в виду режим малых возмущений. Отклонения параметров режима, происходит около некоторого устойчивого состояния.

Система должна быть устойчива при этих малых возмущениях. Иначе говоря, она должна обладать статической устойчивостью.

Аварийные переходные процессы возникают при резких аварийных изменениях режима, например, при к.з. элементов системы и последующем их отключении, при изменении схемы электрических соединений элементов системы.

Большие возмущения в системе при аварийных переходных процессах приводят к значительным отклонениям параметров режима к большим возмущениям, устойчивость по отношению к которым определяют как динамическую.

При этом под динамической устойчивостью понимают способность системы восстанавливать после больших возмущений свое состояние, практически близкое к исходному.

Необходимо учитывать изменения параметров режима, которые возникают при 1) увеличении передаваемых мощностей, 2) росте нагрузок и 3) изменении схемы электрических соединений в результате повреждений в сети.

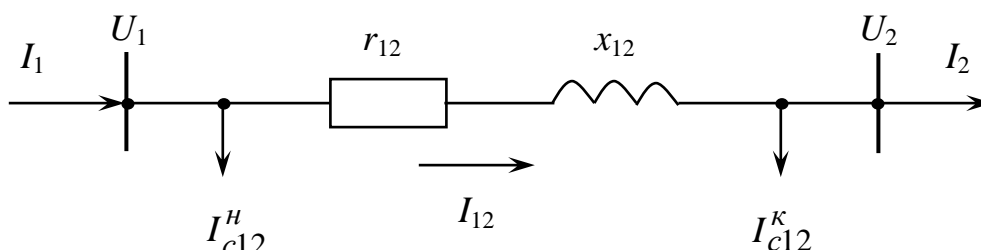
Расчет режимов линий электропередач и электрических сетей

Связь между изменяющимися величинами определяется с помощью диаграмм, в которых каждая из величин характеризуется вектором. Построим диаграмму, показывающую соотношения между токами и напряжениями П-образной схемы замещения.

Расчет режима ЛЭП при заданном токе нагрузки и напряжении в конце линии

Будем считать, что режим конца линии задан фазным напряжением $U_{\phi} = const$ и отстающим током нагрузки I_2 . Также заданы $Z_{12} = r_{12} + jx_{12}$, θ_{12} .

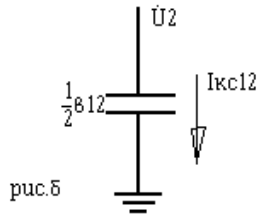
Необходимо определить 1) напряжение в начале линии – U_1 , 2) ток в продольной части – I_{12} , 3) потери мощности – ΔS_{12} 4) ток в начале линии – I_1 .



Расчет состоит в определении неизвестных токов и напряжений, последовательно от конца линии к началу.

Емкостный ток в конце линии 1-2, по закону Ома:

$$I_{c12}^K = \frac{1}{2} \times U_{2\phi} \times j\epsilon_{12} : (1)$$



Ток в продольной части линии 1-2, по первому закону Кирхгофа:
Напряжение в начале линии по закону Ома:

$$I_{12} = I_2 + I_{c12}^K : (2)$$

$$U_{1\phi} = U_{2\phi} + I_{12} \times Z_{12} : (3)$$

Емкостный ток в начале линии:

$$I_{c12}^H = \frac{1}{2} \times U_{1\phi} \times j\epsilon_{12} : (4)$$

Ток в начале линии по первому закону Кирхгофа:

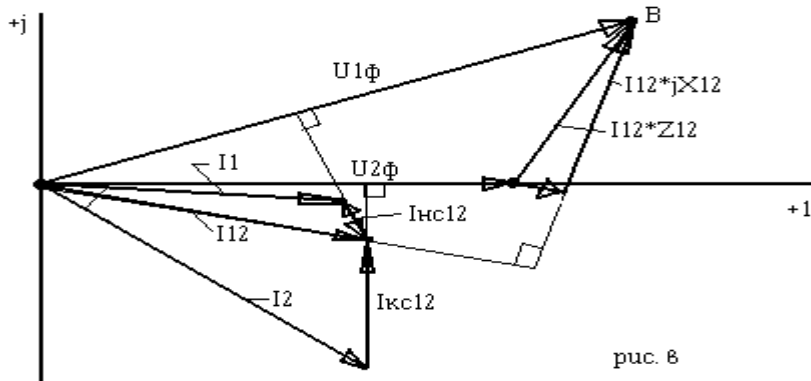
$$I_1 = I_{12} + I_{c12}^H : (5)$$

Потери мощности в линии (в трех фазах):

$$\Delta S_{12} = 3I_{12}^2 \times Z_{12} : (6)$$

Векторная диаграмма токов и напряжений строится в соответствии с выражениями 1-5.

Вначале строим известные $U_{2\phi}$ и I_2 .



Полагаем что $U_{2\phi} = U_{2\phi}$, т.е. напряжение $U_{2\phi}$ направлено по действительной оси. Емкостный ток I_{c12}^K опережает на 90° напряжение $U_{2\phi}$. Ток I_{12} соединяет начало первого и конец второго суммируемых векторов в правой части урав. (2) [$I_{12} = I_2 + I_{c12}^K$]

Затем строим отдельно два слагаемых в правой части (3) [$U_{1\phi} = U_{2\phi} + I_{12} \times Z_{12}$].

$$I_{12} \times Z_{12} = I_{12} \times r_{12} + I_{12} \times jx_{12} : (7)$$

Вектор $I_{12} \times r_{12}$ || I_{12} , вектор $I_{12} \times jx_{12}$ опережает на 90° ток I_{12}

Напряжение $U_{1\phi}$ соединяет начало и конец суммируемых векторов $U_{2\phi}$, $I_{12} \times r_{12}$, $I_{12} \times jx_{12}$.

Ток I_{c12}^H опережает $U_{1\phi}$ на 90° .

I_1 соответствует (5) $I_1 = I_{12} + I_{c12}^H$

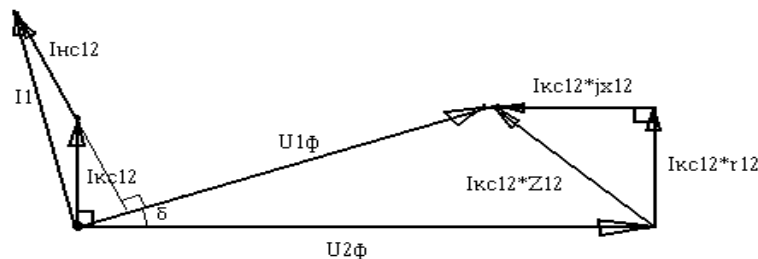
В линии с нагрузкой напряжение в конце линии по модулю меньше, чем в начале $U_{2\phi} < U_{1\phi}$.

На линии на холостом ходу ($I_2 = 0$), течет только емкостной ток, т.к. в соответствии с формулой $I_{12} = I_2 + I_{c12}^K$ (2) $I_{12} = I_{c12}^K$

В этом случае напряжение в конце линии повышается $U_{2\phi} > U_{1\phi}$

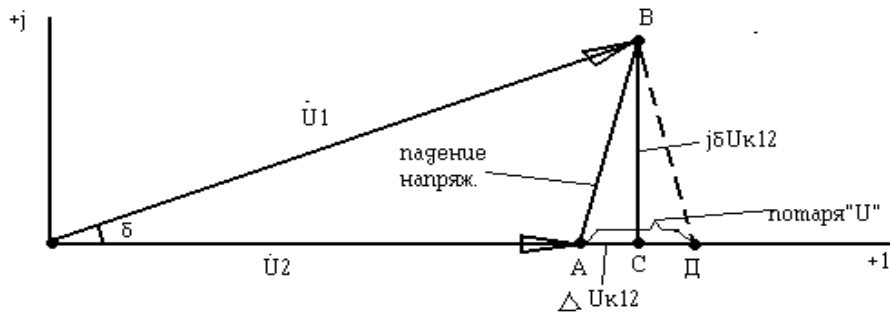
Векторная диаграмма для такой линии:

Падение и потеря напряжения в линии



Различие в напряжениях $U_{2\phi}$ и $U_{1\phi}$ в П-образной схеме определяется падением напряжения на сопротивлении Z_{12} ($Z_{12} + jx_{12}$), вызванным током I_{12} . Определяется это падением напряжения как сумма вектора $I_{12}r_{12}$, совпадающего по фазе с вектором I_{12} и вектора $I_{12} \times jx_{12}$, опережающего вектор I_{12} на 90° .

Падение напряжения – геометрическая (векторная) разность между комплексами напряжений начала и конца линий.



На рис. падение напряжения это вектор \vec{AB} , т.е. $\vec{AB} = U_1 - U_2 = \sqrt{3} \times I_{12} \times Z_{12}$

разность комплексных значений по концам линий, используется для характеристики режима линии.

Продольной составляющей падения напряжения ΔU_{12}^k называют проекцию падения напряжения на действительную ось или на напряжение U_2 , $\Delta U_{12}^k = AC$. Индекс "к" означает, что U_{12}^k – проекция на напряжение конца линии U_2 .

Обычно ΔU_{12}^k выражается через данные в конце линии: U_2, P_{12}^k, Q_{12}^k .

Поперечная составляющая падения напряжения δU_{12}^k – это проекция падения напряжения на мнимую ось, $j\delta U_{12}^k = CB$. Т. о. $U_1 - U_2 = \sqrt{3} \times I_{12} \times Z_{12} = \Delta U_{12}^k + j\delta U_{12}^k$.

Величина δU_{12}^k определяет сдвиг вектора напряжения в начале линии (U_1) на угол δ по отношению к вектору напряжения в ее конце (U_2).

Часто используют понятие потери напряжения – это алгебраическая разность между модулями напряжений начала (U_1) и конца (U_2) линий.

На рис. $|U_1| - |U_2| = AD$.

Если поперечная составляющая δU_{12}^k мала (например, в сетях $U_{ном} \leq 110$ кВ), то можно приближенно считать, что потери напряжения равна продольной составляющей падения напряжения.

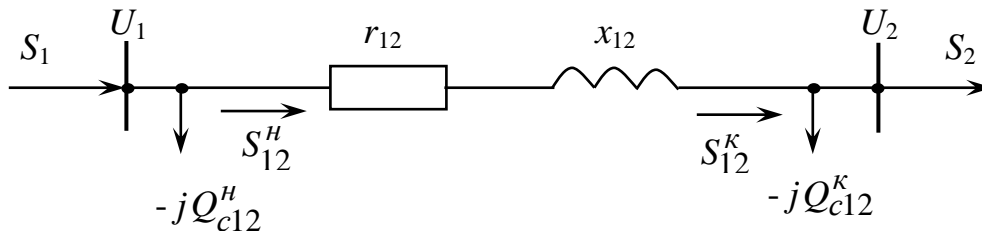
Потеря напряжения является показателем изменения относительных условий работы потребителей в начале и в конце линии.

Расчет режимов линий электропередач и электрических сетей при заданной мощности нагрузки

При подаче энергии по линии от начала к ее концу имеют место потери реактивной мощности. Они обусловлены реактивным сопротивлением линии и соответствующим ему реактивным сопротивлением схемы замещения этой линии. При передаче энергии имеют место и потери активной мощности, расходуемой на нагревание проводов. Поэтому в схеме замещения следует различать полную мощность до сопротивления $Z_{12}(r_{12} + jx_{12})$, S_{12}^H и после него S_{12}^K .

Расчет режима ЛЭП при заданной мощности нагрузки и напряжении в конце линии

Задано напряжение в конце линии $U_2 = const$. Известна мощность нагрузки S_2 , напряжение U_2 , сопротивление и проводимость линии $Z_{12} = r_{12} + jx_{12}, \theta_{12}$.



Необходимо определить напряжение U_1 , мощности в конце и в начале продольной части линии S_{12}^K, S_{12}^H , потери мощности ΔS_{12} , мощность в начале линии S_1 . Для проверки ограничений по нагреву иногда определяют ток в линии I_{12} .

Расчет аналогичен расчету при заданном токе нагрузке (I_2), и состоит в последовательном определении от конца линии к началу неизвестных мощностей и напряжений при использовании I закона Кирхгофа и закона Ома. Будем использовать мощности трех фаз и линейные напряжения.

Зарядная (емкостная) мощность трех фаз в конце линии:

$$-jQ_{c12}^k = 3I_{c12}^{*k} \times U_{2\phi} = -\frac{1}{2} \times U_2^2 \times j\theta_{12}$$

Мощность в конце продольной части линии по I закону Кирхгофа: $S_{12}^K = S_2 - jQ_{c12}^k$

Потери мощности в линии: $\Delta S_{12} = 3I_{12}^2 Z_{12} = \frac{S_{12}^{K2}}{U_2^2} \times Z_{12}$

Ток в начале и в конце продольной ветви линии одинаков.

Мощность в начале продольной ветви линии больше, чем мощность в конце, на величину потерь мощности в линии, т.е. $S_{12}^H = S_{12}^K + \Delta S_{12}$

Линейное напряжение в начале линии по закону Ома равно:

$$U_1 = U_2 + \sqrt{3} I_{12} Z_{12} = U_2 + \frac{S_{12}^{*K}}{U_2^*} \times Z_{12}$$

Емкостная мощность в начале линии: $-jQ_{c12}^H = -\frac{1}{2} U_1^2 \times j\theta_{12}$

Мощность в начале линии: $S_1 = S_{12}^H - jQ_{c12}^H$

Под влиянием зарядной мощности Q_c реактивная мощность нагрузки Q_2 в конце, схема замещения уменьшается. Аналогичное явление имеет место и в начале схемы замещения, где реактивная мощность Q_c уменьшает реактивную мощность в начале линии.

Это свидетельствует о том, что зарядная мощность сокращает реактивную мощность, поступающую от станции в линию для питания нагрузки. Поэтому зарядная мощность условно может рассматриваться как “генератор” реактивной мощности.

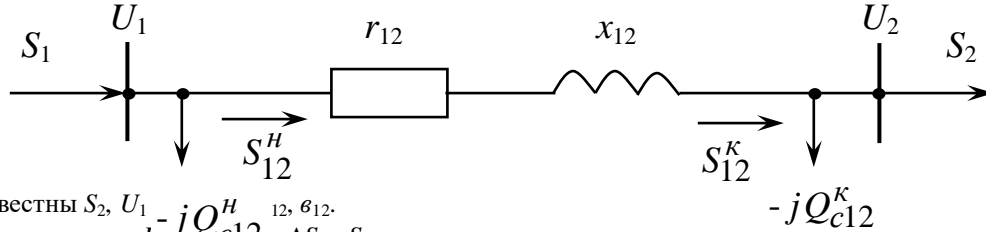
В линии электрической сети имеют место как потери, так и генерация реактивной мощности.

От соотношения потерь и генерации реактивной мощности зависит различие между реактивными мощностями в начале и конце линии.

Расчет режима ЛЭП при заданной мощности нагрузки и напряжении в начале линии

Задано напряжение в начале линии.

Схема замещения:



$U_1 = \text{const}$. Известны $S_2, U_1, -jQ_{c12}^H, \theta_{12}$.
Необходимо определить $U_2, \Delta S_{12}, S_1$

Т.к. U_2 неизвестно, то невозможно определить последовательно от конца линии к началу определить неизвестные токи и напряжения по I закону Кирхгофа и закону Ома.

1-й способ.

Нелинейное уравнение узловых напряжений для узла 2 имеет вид:

$$Y_{22}U_2 + Y_{12}U_1 = I_2(U) = S_2^*/U_2^*$$

Это уравнение можно решить и найти неизвестное напряжение U_2 , а затем найти все мощности по выражениям:

$$-jQ_{c12}^K = 3I_{c12}^{*K} \times U_{2\phi} = -\frac{1}{2}U_2^2 j\theta_{12} : (1)$$

$$S_{12}^K = S_2 - jQ_{c12}^K : (2)$$

$$\Delta S_{12} = 3I_{12}^2 \times Z_{12} = \frac{S_{12}^{K2}}{U_2^2} \times Z_{12} : (3)$$

$$S_{12}^H = S_{12}^K + \Delta S_{12} : (4)$$

$$-jQ_{c12}^K = -\frac{1}{2}U_1^2 j\theta_{12} : (5)$$

$$S_1 = S_{12}^H - jQ_{c12}^H : (6)$$

Но можно осуществить приближенный расчет в два этапа.

2-й способ.

1 этап:

Предположим, что $U_2 = U_{ном}$ (7) и определим потоки и потери мощности аналогично выражениям (1)-(4), используя (7) получим:

$$-jQ_{c12}^K = -\frac{1}{2}U_{ном}^2 \times j\theta_{12}$$

$$S_{12}^K = S_2 - jQ_{c12}^K$$

$$\Delta S_{12} = \frac{S_{12}^{K2}}{U_{ном}^2} \times Z_{12}$$

$$S_{12}^H = S_{12}^K + \Delta S_{12}$$

2 этап:

Определим напряжение U_2 по закону Ома, используя поток мощности S_{12}^H , найденный на 1 этапе. Для этого используем закон

Ома в виде:
$$U_1 = U_2 + \sqrt{3}I_{12} \times Z_{12} = U_2 + \frac{S_{12}^{*K}}{U_2^*} \times Z_{12} : (7)$$

но выразим ток I_{12} через S_{12}^H и U_1 :
$$U_2 = U_1 - \sqrt{3}I_{12}Z_{12} = U_1 - \frac{S_{12}^{*H}}{U_1^*} \times Z_{12} : (8)$$

Потоки мощности на 1 этапе определены приближенно, поскольку в формулах вместо U_2 использовали $U_{ном}$.

Соответственно напряжение U_2 на 2 этапе также определено приближенно, т.к. в последней формуле для U_2 используется приближенное значение S_{12}^H , определенное на 1 этапе.

Возможно итерационное повторение расчета, т.е. повторение 1-го и 2-го этапов для получения более точных значений мощности и напряжений. При проведении расчетов вручную, а не на ЭВМ, такое уточнение не требуется.

Лекция 3. Схемы замещения трансформаторов

На ПС применяют двух, трехобмоточные трансформаторы, а также АТ.

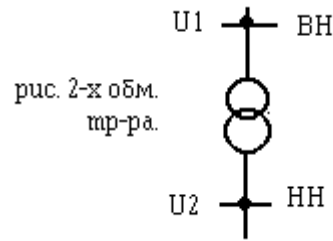


рис. 2-х обм. тр-ра.

1) Двухобмоточный трансформатор условно обозначается так:
Первичная обмотка со вторичной имеет только магнитную связь.
Имеет две обмотки и связывает сети двух напряжений.

2) Трехобмоточный трансформатор связывает сети 3-х напряжений, и обозначается:

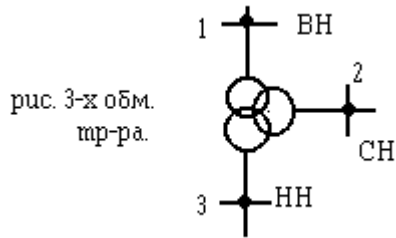


рис. 3-х обм. тр-ра.

3) Двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой НН. $U_{нн1}=U_{нн2}$; $U_{нн1} > U_{нн2} - 6,10\text{кВ}$ обозначается:

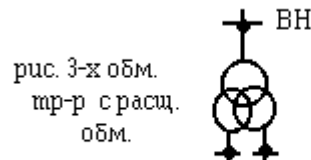


рис. 3-х обм. тр-р с расщ. обм.

Трансформаторы выполняются либо трехфазными, либо однофазными (три однофазных трансформатора на ПС составляют одну трехфазную трансформаторную группу).

Двухобмоточный трансформатор

Влияние трансформаторов на режим работы системы учитывается с помощью схемы замещения (Г-образной). Такая схема замещения (Г-образная) для одной фазы двухобмоточного трансформатора показана на рис. 1,

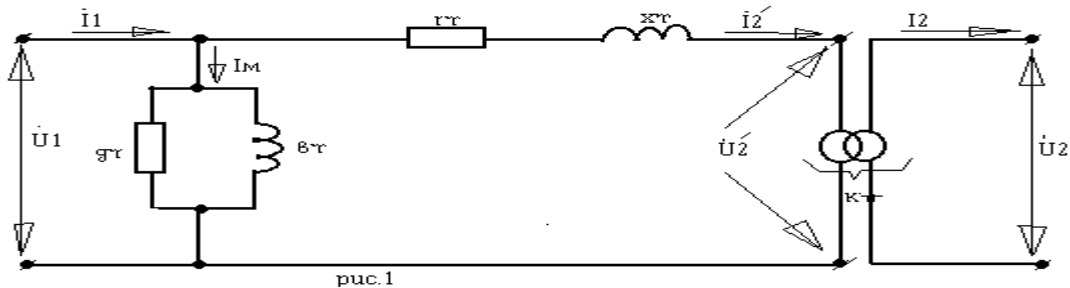


рис. 1

где $r_T=r_1+r_2'$ – сумма активного сопротивления первичной обмотки и приведенного к ней (к первичной) активного сопротивления вторичной обмотки;

$x_T=x_1+x_2'$ – сумма индуктивного сопротивления рассеяния первичной обмотки и приведенного к ней (к первичной) индуктивного сопротивления вторичной обмотки.

r_T и x_T называют активным и индуктивным сопротивлениями трансформатора.

Проводимости g_T и b_T , определяют активную и реактивную составляющие намагничивающего тока трансформатора I_μ .

Активная составляющая этого тока обусловлена потерями мощности в стали трансформатора, а реактивная определяет магнитный поток взаимоиндукции обмоток трансформатора.

В схему включен идеальный трансформатор, не имеющий сопротивлений и магнитных потоков рассеяния. Соотношение напряжений на его зажимах постоянно и определяется коэффициентом трансформации реального трансформатора в режиме холостого хода.

$$\frac{U_2'}{U_{2НОМ}} = \frac{w_1}{w_2} = k_T$$

Обычно идеальный трансформатор в схемах замещения опускается, и расчеты выполняются к приведенным величинам вторичного напряжения U_2' и тока I_2' (см. рис.2 упрощенная схема замещения).

При $U \leq 220 \text{ кВ}$ ветви намагничивания учитываются в виде дополнительной нагрузки потери мощности в стали трансформатора или потери холостого хода.

где $\Delta P_{\text{хх}} + j\Delta Q_{\text{хх}}$ – потери мощности в стали или потери х.х.

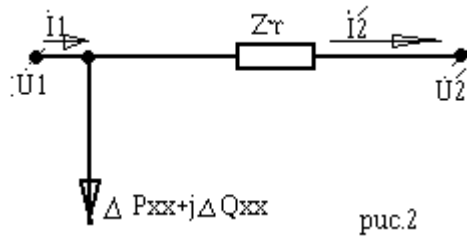
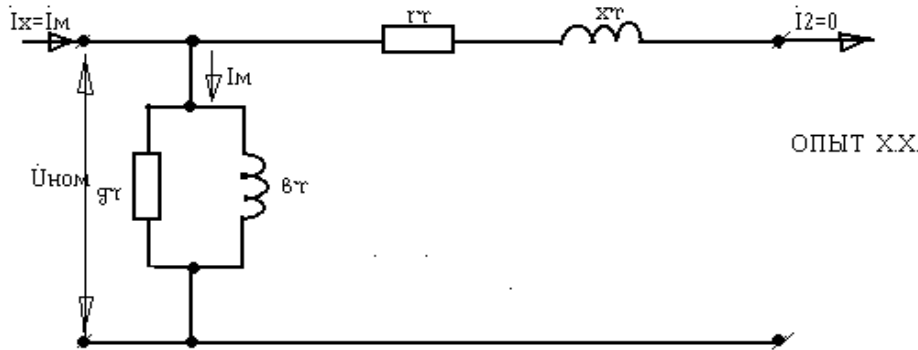


рис.2

Опыт холостого хода

Проводимости ветви намагничивания определяются результатами опыта х.х. В этом опыте размыкается вторичная обмотка, а к первичной подводится номинальное напряжение. Ток в продольной части схемы замещения равен нулю, а к поперечной приложено $U_{\text{ном}}$. Трансформатор потребляет в этом режиме только мощность, равную потерям холостого хода.

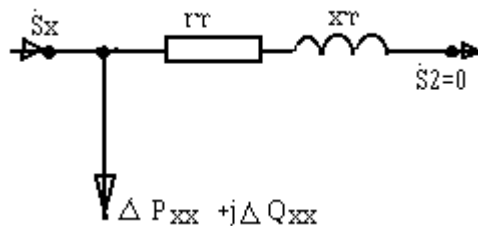


Как следует из схемы замещения, ток и мощность, потребляемая трансформатором в этом режиме, определяется параметрами цепи намагничивания

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{хх}} &\approx U_{\text{ном}}^2 \times g_{\text{T}} \\ \Delta Q_{\text{хх}} &\approx U_{\text{ном}}^2 \times b_{\text{T}}, \text{ откуда} \\ g_{\text{T}} &= \frac{\Delta P_{\text{ХХ}}}{U_{\text{НОМ}}^2} : (1); \quad b_{\text{T}} = \frac{\Delta Q_{\text{ХХ}}}{U_{\text{НОМ}}^2} : (2). \end{aligned}$$

Намагничивающая мощность $\Delta Q_{\text{хх}}$ обычно принимается равной полной мощности х.х. трансформатора $S_{\text{хх}}$ в виду малости потерь активной мощности $\Delta P_{\text{хх}}$ в сравнении с $\Delta Q_{\text{хх}}$.

$$\Delta Q_{\text{хх}} \approx S_{\text{хх}} \approx I_{\mu} \text{ или } I_{\text{хх}}$$



Мощность $S_{\text{хх}}$ в относительных единицах равна току холостого хода в процентах, который указывается в каталожных данных.

$$I_{\mu} = \frac{I_{\mu}}{I_{\text{НОМ}}} \times 100 = \frac{\sqrt{3} \times I_{\mu} \times U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \times I_{\text{НОМ}} \times U_{\text{НОМ}}} \times 100 = S_{\text{ХХ}} \%$$

Проводимости g_{T} и b_{T} схемы замещения трансформатора определяются по результатам опыта х.х., в котором при разомкнутой вторичной обмотке к первичной обмотке трансформатора подводится номинальное напряжение.

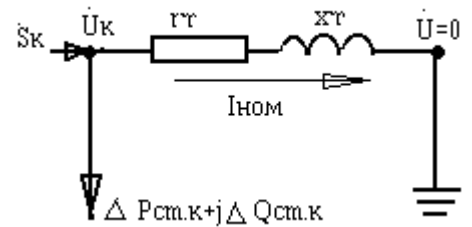
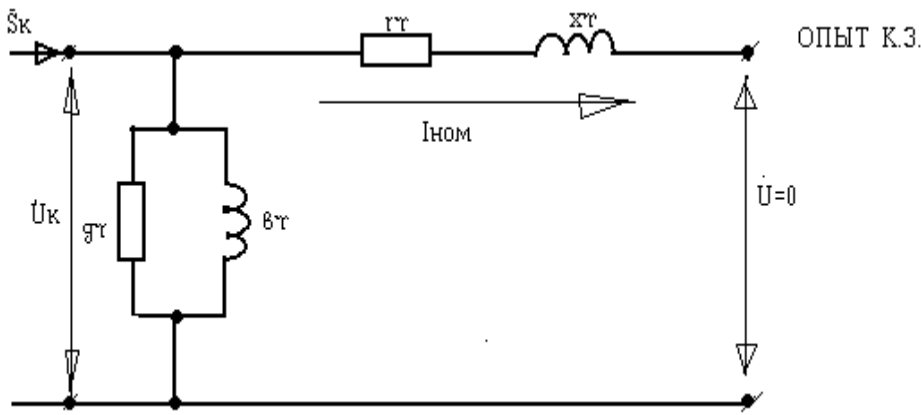
Для каждого трансформатора известны следующие параметры (каталожные данные) к ним относятся:

- Потери к.з. $\Delta P_{\text{к.з.}}$, [кВт];
- Потери х.х. $\Delta P_{\text{хх}}$, [кВт];
- Напряжение короткого замыкания $U_{\text{к}}$, %;
- Ток холостого хода $I_{\text{хх}} = I_{\mu}$, %.

Они позволяют определить все сопротивления и проводимости схемы замещения и вычислить потери активной и реактивной мощности в нем (стр.64 Идельчик).

Опыт короткого замыкания

Активное и индуктивное сопротивление одной фазы трансформатора может быть экспериментально определены из опыта короткого замыкания (к.з.). Этот опыт состоит в том, что вторичная обмотка трансформатора замыкается накоротко, а к первичной подводится такое напряжение, при котором токи в обеих обмотках трансформатора имеют номинальное значение. Это напряжение называется напряжением короткого замыкания ($U_{\text{к}}$).



Активная мощность, потребляемая трансформатором в опыте к.з., целиком расходуется на нагрев его обмоток. Потери в стали при этом ничтожны из-за малости приложенного напряжения ($U_k \leq U_{ном}$). Поэтому можно считать, что в опыте к.з.:

$$\Delta P_{кз} = 3I_{ном}^2 r_T = \frac{S_{НОМ}^2}{U_{НОМ}^2} \times r_T; \quad S = \sqrt{3} \times U \times I; \quad I = \frac{S}{\sqrt{3} \times U};$$

$$\text{откуда } r_T = \frac{\Delta P_{КЗ} \times U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} : (3)$$

Напряжение короткого замыкания (U_k) складывается из двух составляющих: Первая составляющая – падение напряжения в активном и вторая составляющая – в индуктивном сопротивлениях от тока, протекающего в режиме к.з. В крупных трансформаторах $r_T \ll x_T$.

Пренебрегая падением напряжения в активном сопротивлении можно считать:

$$U_{к\%} \approx U_{T\%} = \frac{I_{НОМ} \times x_T}{U_{НОМ}(\Phi)} \times 100\% : (4); \quad U_{\Phi} = \frac{U}{\sqrt{3}};$$

$$\text{откуда } x_T = \frac{U_{К\%} \times U_{НОМ}(\Phi)}{I_{НОМ} \times 100} = \frac{U_{К\%} \times U_{НОМ}(\Phi)}{\frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \times U_{НОМ}} \times 100} = \frac{U_{К\%} \times U_{НОМ}^2}{100 \times S_{НОМ}};$$

$$x_T = \frac{U_{К\%} \times U_{НОМ}^2}{100 \times S_{НОМ}} : (5)$$

x_T – в Ом, при $U_{НОМ}$ – кВ, $S_{НОМ}$ – МВА.

Передача мощности через трансформаторы сопровождается потерями мощности в активном и реактивном сопротивлениях его обмоток, а также с потерями связанными с намагничиванием стали.

Потери, возникающие в обмотках, зависят от протекающего по ним тока; потери, идущие на намагничивание, определяются приложенным напряжением и в первом приближении может быть приняты неизменными и равными потерям х.х.

Суммарные потери мощности в трансформаторе:

$$\Delta P_T = 3I_2^2 r_T + \Delta P_{xx} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \times r_T + \Delta P_{xx} : (6)$$

$$\Delta Q_T = 3I_2^2 x_T + \Delta Q_{xx} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \times x_T + \Delta Q_{xx} : (7)$$

ΔQ_{xx} – выразить через каталожные данные.

Когда напряжение U_2 неизвестно, принимают $U_2 = U_{НОМ}$, к которому приведены сопротивления r_T и x_T .

При || работе “n” одинаковых трансформаторов их эквивалентное сопротивление уменьшается ↓ в “n” раз, тогда как потери на намагничивание увеличиваются ↑ в “n” раз.

$$\text{При этом: } \Delta P_T \approx \frac{1}{n} \times \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{НОМ}^2} \times r_T + n \times \Delta P_{xx} : (8)$$

$$\Delta Q_T \approx \frac{1}{n} \times \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{НОМ}^2} \times x_T + n \times \Delta Q_{xx} : (9)$$

Потери мощности могут быть найдены по каталожным параметрам трансформаторов без предварительного вычисления сопротивлений r_T и x_T .

Поскольку потери к.з. $\Delta P_{кз}$ определяются при номинальном токе трансформатора.

$$\Delta P_{кз} = 3I_{НОМ}^2 \times r_T,$$

а при любом другом токе потери активной мощности в обмотках: (потери в меди)

$$\Delta P_M = 3I_2^2 \times r_T,$$

то справедлива зависимость:

$$\frac{\Delta P_{K3}}{\Delta P_M} = \frac{I_{НОМ}^2}{I_2^2} = \frac{S_{НОМ}^2}{S_2^2} : (*)$$

Тогда при одном трансформаторе из (*) при известной реальной нагрузке трансформаторов получим:

$$\Delta P_M = \Delta P_{K3} \times \frac{S_2^2}{S_{НОМ}^2} : (10)$$

При || работе "n" одинаковых трансформаторов: $\Delta P_T = \frac{1}{n} \Delta P_{K3} \times \frac{S_2^2}{S_{НОМ}^2} + n \times \Delta P_{XX} : (11)$

Подставив выражение для реактивного сопротивления (5) в (7) получим:

$$\Delta Q_T = \frac{1}{n} \times \frac{U_{K\%}}{100} \times \frac{S_2^2}{S_{НОМ}} + n \times \frac{I_{\mu\%}}{100} \times S_{НОМ} : (12)$$

Трехобмоточный трансформатор

Условное обозначение:

Имеет три обмотки, связывает сети трех напряжений.
Обмотки между собой имеют электромагнитную связь.

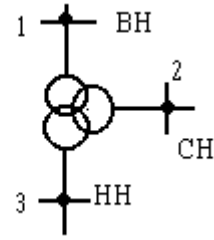
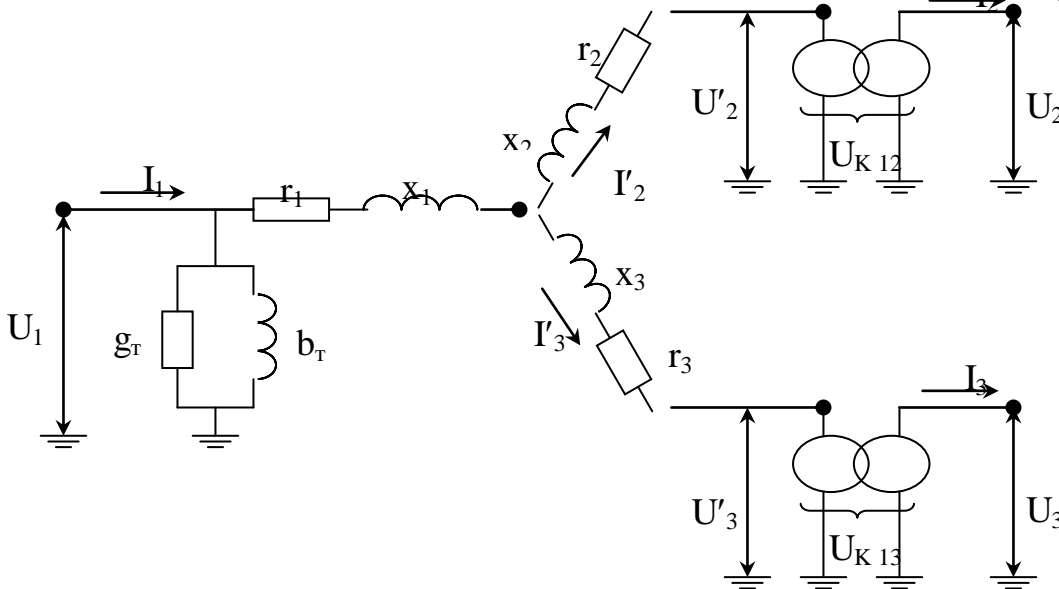
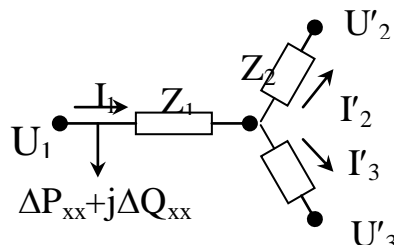


рис. 3-х обм. тр-ра.

Схема замещения трехобмоточного трансформатора:



Схему замещения можно отобразить в упрощенном виде, где идеальные трансформаторы отсутствуют и сопротивления представлены в виде комплексных значений:



где r_1, r_2, r_3 – активные сопротивления трех обмоток трансформатора, приведенные к напряжению первичной обмотки;
 x_1, x_2, x_3 – условные индуктивности рассеяния обмоток, также приведенные к напряжению первичной обмотки.
Параметры цепи намагничивания 3-х обмоточных трансформаторов определяется аналогично двухобмоточным.

Если в опытах к.з. при замыкании одной обмотки и отсутствии нагрузки у другой, измерить напряжение к.з. $U_{K(1-2)}, U_{K(1-3)}, U_{K(2-3)}$ и потери мощности, то по формулам, полученным выше, можно определить суммарные сопротивления двух последовательно включенных лучей схемы замещения 3-х обмоточного трансформатора. При замыкании накоротко обмотки 2 и включения трансформатора под напряжение через обмотку 1 можно найти:

$$r_{12} = r_1 + r_2 = \frac{\Delta P_{K3(1-2)} U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} : (13)$$

$$x_{12} = x_1 + x_2 = \frac{U_{K(1-2)\%} \times U_{НОМ}^2}{100 \times S_{НОМ}} : (14)$$

Другие опыты к.з. позволяют аналогично определить суммарные сопротивления:

$$\left. \begin{aligned} x_{13} &= x_1 + x_3 \\ x_{23} &= x_2 + x_3 \end{aligned} \right\} (15)$$

Из систем уравнений (14) и (15) следует, что:

$$\left. \begin{aligned} x_1 &= \frac{x_{12} + x_{13} - x_{23}}{2} \\ x_2 &= \frac{x_{12} + x_{23} - x_{13}}{2} \\ x_3 &= \frac{x_{13} + x_{23} - x_{12}}{2} \end{aligned} \right\} (16)$$

Значения напряжений к.з. $U_{к(1-2)}$, $U_{к(1-3)}$, $U_{к(2-3)}$ нормированы и приводятся в каталожных данных.

Значение потерь к.з. дается в таблицах. В первом случае активные сопротивления обмоток могут быть найдены в предположении, что эти сопротивления приведены к одной ступени трансформации, обратно пропорциональны номинальным мощностям соответствующих обмоток, и отвечающие наибольшим потерям мощности. Приводятся три значения потерь: $\Delta P_{кз(1-2)}$, $\Delta P_{кз(1-3)}$, $\Delta P_{кз(2-3)}$.

При определении активных и индуктивных сопротивлений обмоток, следует принять во внимание их исполнение.

Трехобмоточные тр-ры имеют несколько исполнений. В одном из них каждая из обмоток тр-ра рассчитана на номинальную мощность. Есть возможность по любым двум обмоткам при отключенной третьей передавать полную номинальную мощность.

Соотношение мощностей обмоток у такого тр-ра 100/100/100%

Есть исполнение у новых трансформаторов, где соотношение мощностей 100/50/50%

100/67/33%

100/33/67%

50% или 67% или 33% соответствуют загрузке соответствующих обмоток на 50 или 67 или 33% от номинальной мощности тр-ра.

Выбор исполнения трехобмоточного тр-ра зависит от соотношения между мощностями нагрузок, питающихся от различных обмоток тр-ра.

При исполнении тр-ров с соотношением мощностей обмоток 100/100/100% все его активные сопротивления (приведенные)

$$\text{равны: } r_1=r_2=r_3 = \frac{\Delta P_{кз} \times U_{НОМ}^2}{2 \times S_{НОМ}^2} : (17)$$

что следует из (13) при $r_1=r_2$.

Для тр-ров с соотношением мощностей обмоток 100/100/66,7 сопротивление первых двух обмоток определяется соотношением (17) сопротивление же третьей находится из соотношения: $\frac{HН}{ВН} \frac{r_{66,7\%}}{r_{100\%}} = \frac{100}{66,7}$; откуда... $r_{66,7\%} = 1,5r_{100\%}$

При известных трех значениях потерь к.з. можно найти:

$$\Delta P_{кз1} = \frac{\Delta P_{кз(1-2)} + \Delta P_{кз(1-3)} - \Delta P_{кз(2-3)}}{2};$$

$$\Delta P_{кз2} = \frac{\Delta P_{кз(1-2)} + \Delta P_{кз(2-3)} - \Delta P_{кз(1-3)}}{2};$$

$$\Delta P_{кз3} = \frac{\Delta P_{кз(1-3)} + \Delta P_{кз(2-3)} - \Delta P_{кз(1-2)}}{2};$$

а затем с помощью формулы: $r_T = \frac{\Delta P_{кз} \times U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}$; определить сопротивления r_1 , r_2 , r_3 по найденным значениям $\Delta P_{кз1}$, $\Delta P_{кз2}$, $\Delta P_{кз3}$.

$\Delta P_{кз3}$.

Потери реактивной и активной мощностей в 3-х обм. тр-рах можно вычислить суммированием потерь мощности в трех его обмотках; которые определяются по величине мощности, протекающей через соответствующую обмотку.

При неизвестных напряжениях в точках схемы замещения расчет ведется по номинальному напряжению, к которому приведены сопротивления обмоток.

Когда известны потери к.з. $\Delta P_{кз1}$, $\Delta P_{кз2}$, $\Delta P_{кз3}$, потери активной мощности м.б. найдены приблизительно как:

$$\Delta P_T = \Delta P_{кз1} \frac{S_1^2}{S_{НОМ(1)}^2} + \Delta P_{кз2} \frac{S_2^2}{S_{НОМ(2)}^2} + \Delta P_{кз3} \frac{S_3^2}{S_{НОМ(3)}^2} + \Delta P_{XX} : (18)$$

Здесь S_1 , S_2 , S_3 – нагрузки обмоток тр-ра.

Для потерь реактивной мощности при приблизительном расчете справедливо выражение:

$$\Delta Q_T = \frac{U_{K1\%}}{100} \times \frac{S_1^2}{S_{НОМ(1)}} + \frac{U_{K2\%}}{100} \times \frac{S_2^2}{S_{НОМ(2)}} + \frac{U_{K3\%}}{100} \times \frac{S_3^2}{S_{НОМ(3)}} + \Delta Q_{XX} : (19)$$

(при выводе формул (18) и (19) принято, что потери мощности и напряжения к.з. приведены к номинальной мощности соответствующих обмоток).

Трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения

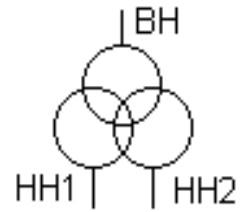
Соединяет ветви двух напряжений.

НАПРИМЕР: 110/10,5/10,5кВ или (110-ВН; 10,5-НН1; 10,5-НН2).

Соединяет сети ВН и двух ближайших (одного класса) напряжений.

НАПРИМЕР: 110/10,5/6,3кВ (110-ВН; 10,5-НН1; 6,3-НН2).

Типы: ТРДН, ТРДЦН.



Мощность каждой обмотки низшего напряжения составляет часть номинальной мощности ($1/2 S_{НОМ}$). Допускается любое распределение нагрузки между ветвями расщепленной обмотки (одна ветвь может быть полностью нагружена, а вторая отключена или обе ветви нагружены полностью).

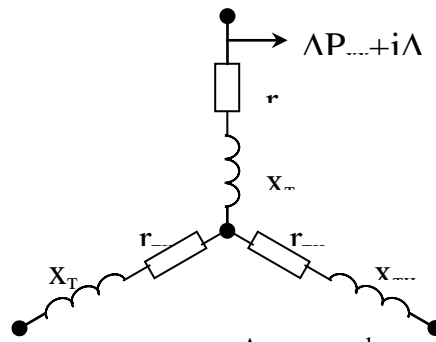
$$r_{ТВ} = \frac{\Delta P_{КВН-НН} \cdot U_{НОМ}^2}{2 \cdot S_{НОМ}^2}; \quad r_{ТН} = r_{ТН2} = 2r_{ТВ};$$

$$K_p = 4 \left(\frac{U_{КВН-НН1}}{U_{КВН-НН}} - 1 \right);$$

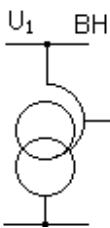
$$X_{ТВ} = \frac{U_{КВН-НН} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \cdot \left(1 - \frac{K_p}{4} \right);$$

$$X_{ТН1} = X_{ТН2} = \frac{U_{КВН-НН} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \cdot \frac{K_p}{2}.$$

Схема замещения трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения.



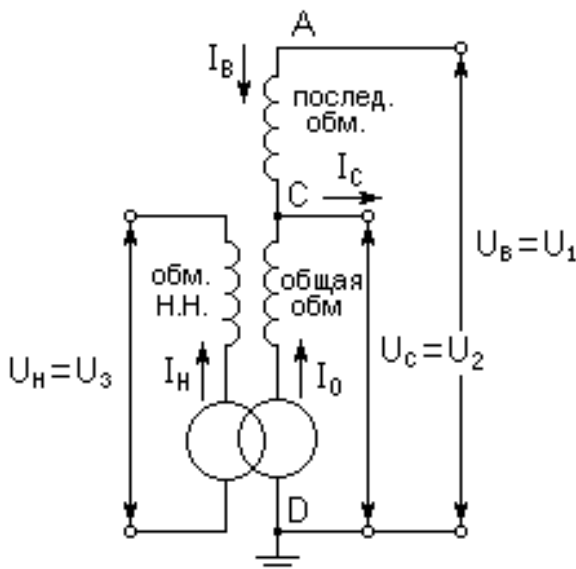
Автотрансформаторы



Наряду с трансформаторами, для связи электрических сетей с различными напряжениями, широко применяются автотрансформаторы (АТ).

Условное обозначение АТ в схемах: (Рис. 1)

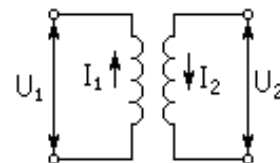
АТ осуществляют непосредственную электрическую связь между сетями высшего и среднего (напряжения, обеспечивают перетоки мощности как односторонние, так и реверсивные, одновременно могут питать нагрузку на стороне НН или через присоединенные к обмотке НН, синхронные компенсаторы могут выдавать в сеть СН опережающего мощность и др. Наиболее характерным режимом АТ является выдача мощности из магистральных сетей ВН в сети СН для электроснабжения значительных районов.



Основное отличие АТ и Т заключается в следующем:

* в трансформаторе первичная обмотка со вторичной обмоткой имеет только магнитную связь;

• в АТ между обмотками ОА ОС осуществляется **электрическая связь**



Эл. связанные обмотки АО и СО. Часть обмотки между выводами АО называется последовательной, а между выводами СО называется общей.

Последовательная и общая обмотки имеют между собой как магнитную, так и электрическую связь. Обмотка низкого напряжения с двумя другими обмотками имеет только магнитная связь.

В АТ часть мощности передается непосредственно без трансформации, через контактную (электрическую) связь между

последовательной и общей обмотками.

Токораспределение у АТ другое. Если мощность передается с ВН→СН и с ВН→НН.

В понижающем АТ ток в общей обмотке ($I_{тр}$) определяется разностью токов, замыкающихся через сети ВН и СН. Эта обмотка рассчитывается на ток меньший $I_{ном}$ АТ, определяемого на стороне ВН.

АТ в каждой фазе имеет обмотку ОА-ВН, состоящую из общей обмотки ОС-СН и последовательной обмотки АС. Эти обмотки соединены между собой по автотрансформаторной схеме, т.е. электрически. Третья обмотка - третичная НН всегда соединена треугольником и имеет трансформаторную электромагнитную связь с обмоткой ОА (ВН), т.е. с общей (ОС) и последовательной (АС), что на схеме отражено.

При работе АТ в режиме понижения напряжения в последовательной обмотке проходит ток I_b , который создавая магнитный поток, наводит в общей обмотке ток I_0 . Ток нагрузки вторичной обмотки I_c складывается из тока I_b , проходящего благодаря гальванической (электрической) связи обмоток, и тока I_0 , созданного магнитной связью этих обмоток:

$$I_c = I_b + I_0, \text{ откуда } I_0 = I_c - I_b.$$

АТ также как и трансформатор характеризуются номинальными напряжениями и мощностью.

Под номинальной мощностью АТ понимается предельная проходная мощность, которая может быть передана через АТ на стороне ВН:

$$S_{ном} = \sqrt{3} I_b \cdot U_B$$

Мощность, которую АТ может принять из сети ВН или передать в эту сеть, называется проходной мощностью $S_{прох}$, причем $S_{прох} = S_{тр} + S_3$,

$S_{тр}$ - трансформаторная мощность;

S_3 - электрическая мощность.

Для характеристики АТ введено еще понятие типовой номинальной мощности S_T , на которую рассчитывается последовательная обмотка (АС).

Типовая, т.е. трансформаторная мощность АТ при номинальных условиях характеризует способность АТ передавать мощность магнитным путем. Она определяет габариты и стоимость АТ, а также расход материалов и мощность отдельных обмоток.

Для этой последовательной обмотки, протекающая по ней мощность определяется при отсутствии нагрузки НН.

$$S_T = \sqrt{3} I_B (U_B + U_C) = \sqrt{3} I_B \cdot U_B \left(1 - \frac{U_C}{U_B} \right) = S_{ном} \cdot \alpha$$

$$S_T = S_{ном} \cdot \alpha$$

$$\frac{U_B}{U_C} = k \text{ - коэффициент трансформации;}$$

$$\text{или } S_{ном} = \frac{S_T}{\alpha}, \text{ где } \alpha = 1 - \frac{U_C}{U_B} = \frac{U_B - U_C}{U_B} = \frac{k - 1}{k};$$

α - коэффициент выгодности;

k - коэффициент трансформации.

Т.о. *типовая мощность* характеризует мощность передаваемую электромагнитным путем, через обмотки, связанные электрически.

При использовании третичной обмотки (НН) в понижающих АТ для питания нагрузки (или для присоединения к ней генератора в повышающих АТ) предельная ее мощность равна *типовой*.

В понижающем АТ при передаче мощности с ВН→СН и ВН→НН в общей обмотке ОС (СН) протекает разность токов $I_b - I_c$. Вследствие этого общая обмотка рассчитана на ток меньший номинального, и мощность этой обмотки равна его типовой мощности. ($S_{общ.обм.} = S_{тип.}$)

Т.о. конструкция понижающего АТ делает возможным передачу мощности больше той, на которую рассчитываются его обмотки. Понижающие АТ поэтому дешевле трех обмоточных трансформаторов той же мощности и характеризуются меньшим расходом активных материалов на их изготовление и следовательно меньшими потерями активной мощности.

Преимущества АТ проявляются в большей степени при малых значениях $\alpha = \frac{U_B - U_C}{U_B}$ (коэффициент выгодности), т.е.

тогда, когда они связывают сети более близких напряжений.

$$S_T = S_{ном} \cdot \alpha; \quad \alpha = \frac{U_B - U_C}{U_B}.$$

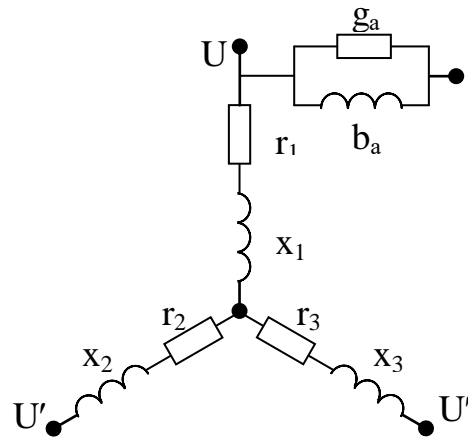
АТ, как и трех обмоточные трансформаторы характеризуются потерями и токами ХХ ($\Delta P_{хх}$, $I_{\mu} = I_{хх}$) и тремя значениями напряжений КЗ.

Таблицы параметров АТ содержат при значения потерь КЗ, отвечающие трем опытам КЗ. Причем одно из них $\Delta P_{кз(в-с)} = \Delta P_{кз(1-2)}$ приводятся отнесенными к номинальной мощности АТ, а два других $\Delta P'_{кз(в-н)} = \Delta P'_{кз(1-3)}$ и $\Delta P'_{кз(с-н)} = \Delta P'_{кз(2-3)}$ в ряде случаев указываются отнесенными к типовой мощности.

Эта особенность отвечает условиям осуществления опытов КЗ. При КЗ обмотки НН, рассчитанной на типовую мощность, напряжение поднимается до величины, определяющей в этой обмотке ток, соответствующий типовой, а не номинальной мощности.

При КЗ на стороне СН и подаче напряжения на ВН, это напряжение может подниматься до величины, при которой ток в последовательной обмотке достигнет значения, отвечающего номинальной мощности АТ.

Для АТ справедлива схема замещения трехобмоточного трансформатора.



Параметры ветви намагничивания определяются по формулам:

$$g_{AT} = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{НОМ}^2}; \quad b_{AT} = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{НОМ}^2}.$$

Также как и для трансформаторов реактивные сопротивления могут быть найдены по выражениям:

$$X_1 = \frac{X_{12} + X_{13} - X_{23}}{2}; \quad X_2 = \frac{X_{12} + X_{23} - X_{13}}{2}; \quad X_3 = \frac{X_{13} + X_{23} - X_{12}}{2}.$$

После вычисления по формулам:

$$X_{12} = X_1 + X_2 = \frac{U_{k(1-2)\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}$$

$$X_{13} = X_1 + X_3;$$

$$X_{23} = X_2 + X_3$$

НО только после приведения всех табличных значений напряжений КЗ к одной номинальной мощности АТ.

$$U_{k(1-3)} = \frac{U'_{k(1-3)}}{\alpha} \quad \text{и} \quad U_{k(2-3)} = \frac{U'_{k(2-3)}}{\alpha}.$$

При определении активных сопротивлений все значения потерь КЗ ($\Delta P_{КЗ}$) также должны быть приведены к номинальной мощности АТ:

$$\Delta P_{КЗ(1-3)} = \frac{\Delta P'_{КЗ(1-3)}}{\alpha^2} \quad \text{и} \quad \Delta P_{КЗ(2-3)} = \frac{\Delta P'_{КЗ(2-3)}}{\alpha^2};$$

Тогда

$$r_{12} = \frac{\Delta P_{КЗ(1-2)} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}; \quad r_{13} = \frac{\Delta P_{КЗ(1-3)} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}; \quad r_{23} = \frac{\Delta P_{КЗ(2-3)} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}.$$

И аналогично выражениям для X_1, X_2, X_3 :

$$r_1 = \frac{r_{12} + r_{13} - r_{23}}{2}; \quad r_2 = \frac{r_{12} + r_{23} - r_{13}}{2}; \quad r_3 = \frac{r_{13} + r_{23} - r_{12}}{2}.$$

Для вычисления потерь активной и реактивной мощностей в АТ можно выполнить расчет режима его схемы замещения. Можно также воспользоваться табличными значениями потерь КЗ ($\Delta P_{КЗ}$) и напряжений КЗ ($U_{k\%}$). В последнем случае искомые величины определяются формулами:

$$\Delta P_{AT} = \Delta P_{КЗ1} \cdot \frac{S_1^2}{S_{НОМ1}^2} + \Delta P_{КЗ2} \cdot \frac{S_2^2}{S_{НОМ2}^2} + \Delta P_{КЗ3} \cdot \frac{S_3^2}{S_{НОМ3}^2} + \Delta P_{XX};$$

и

$$\Delta Q_{AT} = \frac{U_{k1\%}}{100} \cdot \frac{S_1^2}{S_{НОМ1}} + \frac{U_{k2\%}}{100} \cdot \frac{S_2^2}{S_{НОМ2}} + \frac{U_{k3\%}}{100} \cdot \frac{S_3^2}{S_{НОМ3}} + \Delta Q_{XX}$$

в которых табличные данные должны подставляться приведенными к номинальной мощности АТ.

Автотрансформаторы

Для снижения стоимости ПС и уменьшения потерь электроэнергии при трансформации в сетях напряжением 110кВ и выше применяют автотрансформаторы (АТ) вместо трех обмоточных (Т) трансформаторов. При применении автотрансформатора 220/110/10кВ удельная экономия меди (кг/кВ·А) составляет примерно 15-25%, а его полный вес в 1,5 раза меньше, чем трансформатора. Суммарные потери энергии уменьшаются на 30-35%.

Расчет режимов кольцевых сетей

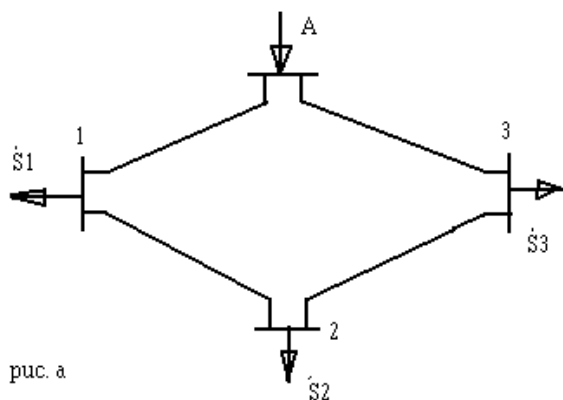


рис. а

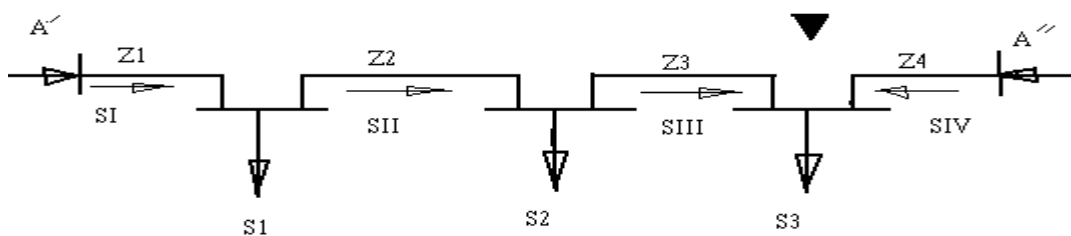


рис. б

На рисунке а) показана схема сети с несколькими нагрузками. Головные участки включены на шины питающего пункта А – это или системная п/ст или эл.станция. Если эту схему представить разрезанной по питающему пункту и развернутой, то она будет иметь вид линии с двусторонним питанием, у которой напряжения по концам равны по величине и фазе (рис.б)

На рисунке в) приведена расчетная схема этой сети:

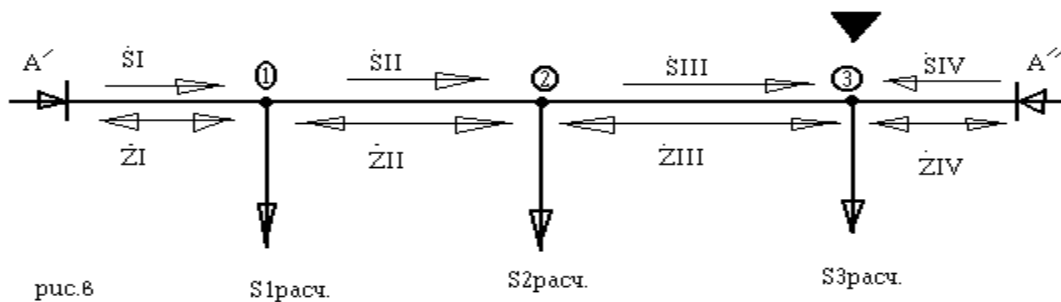


рис. в

Здесь S_1, S_2, S_3 – расчетные нагрузки п/ст, включающие саму нагрузку узлов, зарядные мощности 0.5 линий и потери мощности в трансформаторах.

Направление потоков мощности на отдельных участках схемы принимается условно. Действительные направления определяются в результате расчета.

Известными для расчета являются:

1. Напряжение в точке питания
2. Мощность нагрузок

Расчет должен выполняться методом последовательных приближений.

Первое приближение – равенство напряжений вдоль линии, это напряжение принимают равным номинальному напряжению линии.

Второе приближение - отсутствие потерь мощности.

При этих допущениях, токи, протекающие по отдельным участкам схемы определяются соотношением:

$$I_n = \frac{S_n^*}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

Условие равенства напряжений по концам линии означает равенство нулю падения напряжения в схеме.

Условие равенства нулю падения напряжения на основании 2-го закона Кирхгофа может быть записано следующим образом:

$$\frac{S_I^*}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot Z_I + \frac{S_{II}^*}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot Z_{II} + \frac{S_{III}^*}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot Z_{III} - \frac{S_{IV}^*}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot Z_{IV} = 0$$

или, если сократить во всех членах $\sqrt{3}U_{ном}$

$$S_I \cdot Z_I^* + S_{II} \cdot Z_{II}^* + S_{III} \cdot Z_{III}^* - S_{IV} \cdot Z_{IV}^* = 0$$

Выразим входящие в это уравнение мощности участков II, III, IV через мощность S_I и известные мощности нагрузок S_1, S_2, S_3 :

$$S_I + S_{IV} = S_1 + S_2 + S_3$$

Откуда:

$$S_I = S_1 + S_2 + S_3 - S_{IV}$$

$$S_{IV} = S_1 + S_2 + S_3 - S_I$$

Кроме того, на основании 1^{-го} закона Кирхгофа имеем:

$$S_{II} = S_I - S_1$$

$$S_{III} = S_I - S_1 - S_2$$

Подставив (2)-(5) в исходное уравнение (1):

$$(S_1 + S_2 + S_3 - S_{IV})Z_I^* + [(S_1 + S_2 + S_3 - S_{IV}) - S_1] \cdot Z_{II}^* + \\ + [(S_1 + S_2 + S_3 - S_{IV}) - S_1 - S_2] \cdot Z_{III}^* + (S_1 + S_2 + S_3 - S_I) \cdot Z_{IV}^* = 0$$

После преобразования получим:

$$S_I Z_I^* + S_I Z_{II}^* - S_1 Z_{II}^* + S_I Z_{III}^* - S_1 Z_{III}^* - S_2 Z_{III}^* - S_1 Z_{IV}^* - S_2 Z_{IV}^* - S_3 Z_{IV}^* - S_I Z_{IV}^* = \\ = S_I (Z_I^* + Z_{II}^* + Z_{III}^* + Z_{IV}^*) - S_1 (Z_{II}^* + Z_{III}^* + Z_{IV}^*) - S_2 (Z_{III}^* + Z_{IV}^*) - S_3 \cdot Z_{IV}^* = 0$$

$$S_I \cdot Z_{A'A''} - S_1 \cdot Z_1^* - S_2 \cdot Z_2^* - S_3 \cdot Z_3^* = 0$$

$$S_I \cdot Z_{A'A''}^* = S_1 Z_1^* + S_2 Z_2^* + S_3 Z_3^*$$

$$S_I \cdot Z_{A'A''}^* = S_1 Z_1^* + S_2 Z_2^* + S_3 Z_3^*$$

откуда, с учетом обозначений рис.в) следует, что

$$S_I = \frac{S_1 \cdot Z_1^* + S_2 \cdot Z_2^* + S_3 \cdot Z_3^*}{Z_{A'A''}} = S_{A'}$$

$$\text{Или } S_I = \frac{S_I (Z_{II}^* + Z_{III}^* + Z_{IV}^*) + S_2 (Z_{III}^* + Z_{IV}^*) + S_3 \cdot Z_{IV}^*}{Z_I^* + Z_{II}^* + Z_{III}^* + Z_{IV}^*} = S_{A'}$$

Подставив формулы (2)-(5) в уравнение (1) для S_{IV} после аналогичных преобразований получим:

$$S_{IV} = \frac{S_1 Z_1^* + S_2 Z_2^* + S_3 Z_3^*}{Z_{A'A''}^*} = S_{A''}$$

$$\text{Или } S_{IV} = \frac{S_3 (Z_I^* + Z_{II}^* + Z_{III}^*) + S_2 (Z_I^* + Z_{II}^*) + S_1 \cdot Z_I^*}{Z_I^* + Z_{II}^* + Z_{III}^* + Z_{IV}^*} = S_{AN}$$

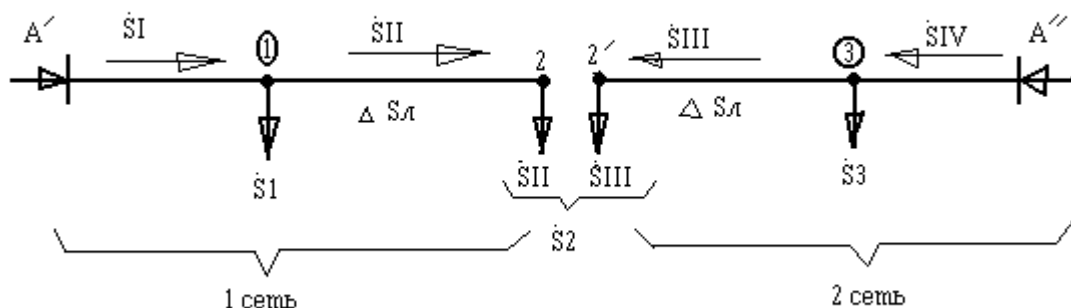
В общем случае при «n» нагрузках на кольцевой линии:

$$S_{A'} = \frac{\sum_{m=1}^n S_M \cdot Z_{MA''}^*}{Z_{A'A''}^*} \quad \text{и} \quad S_{A''} = \frac{\sum_{m=1}^n S_M \cdot Z_{MA'}^*}{Z_{A'A''}^*}$$

где Z_{mA} и Z_{mA} – сопротивления от точки m , в которой включена промежуточная нагрузка S_m до точки питания А и соответственно.

После определения мощностей, протекающих по головным участкам сети, можно найти мощности на остальных участках помощью закона Кирхгофа, последовательно примененного для каждой точки включения нагрузки. Определение потоков мощностей является первым этапом расчета.

На втором Допустим



К точке 2 мощность поступает с двух сторон. Такая точка называется точкой потокораздела. Обычно изображается зачерненным треугольником.

Если исходную схему мысленно разрезать по точке потокораздела, то получим схему, изображенную на рисунке б).

Такая операция не изменит распределение мощностей во всей сети в целом, если считать в точке 2 включенной нагрузку потребляемой мощностью S_{II} , а в точке 2 – нагрузку с мощностью S_{III} .

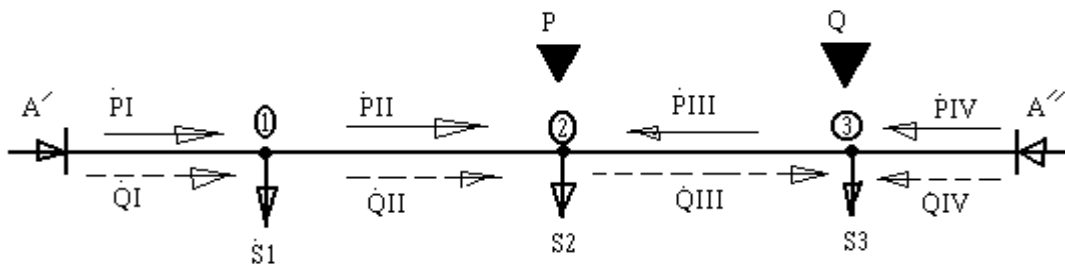
Схема, изображенная на рисунке б), состоит из двух независимых частей, каждая из которых характеризует разомкнутую сеть заданными нагрузками S_1, S_{II} и S_3, S_{III} и напряжениями

$U_A = U_A$ на шинах источника питания. Дальнейший расчет осуществляется также как для разомкнутых сетей «по данным начала». При этом, должны быть найдены уточненные значения мощностей, учитывающие потери мощности на участках схемы начиная с концов

при допущении, что $U = U_{ном}$, а затем должны быть вычислены напряжения в узловых точках, начиная с точек А и А.

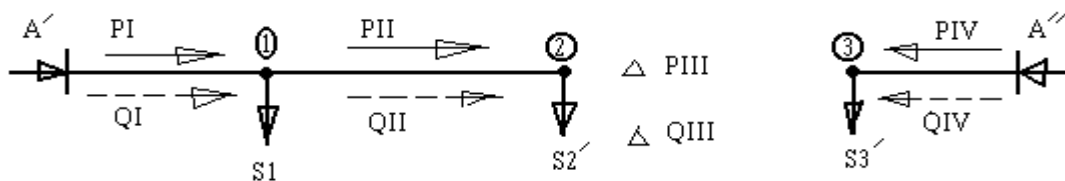
Иногда может выявиться две точки потокораздела – одна для активной, другая для реактивной мощности.

Такой случай иллюстрируется на рисунке 2, где точка 2 является точкой потокораздела для активной, а точка 3 – для реактивной



мощности.

Кольцевая сеть разделяется на две разомкнутые. Предварительно вычисляют потери мощности на участке между точками



потокораздела:

$$\Delta P_{III} = \frac{P_{III}^2 + Q_{III}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{III}$$

$$\Delta Q_{III} = \frac{P_{III}^2 + Q_{III}^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{III}$$

Если принять, что в точке 2 включена нагрузка

$$S_2' = P_2' + jQ_2' = P_{II} + j(Q_{II} + \Delta Q_{III})$$

а в точке 3 нагрузка

$$S_3' = P_3' + jQ_3' = (P_{IV} + \Delta P_{III}) + jQ_{IV}$$

то можно вместо кольцевой схемы рассматривать две разомкнутые линии, показанные на последнем рисунке.

Совместный расчет режима сетей

нескольких номинальных напряжений

В энергосистеме работают сети нескольких номинальных напряжений, связанных между собой трансформаторами и автотрансформаторами.

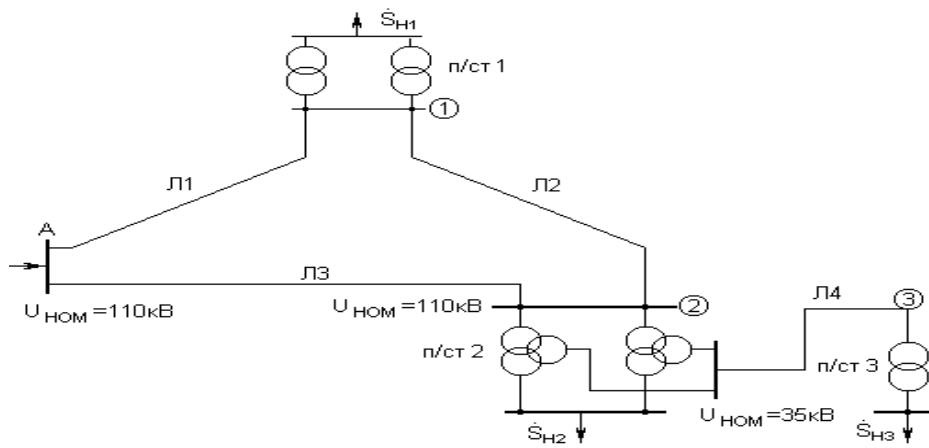


Схема сети.

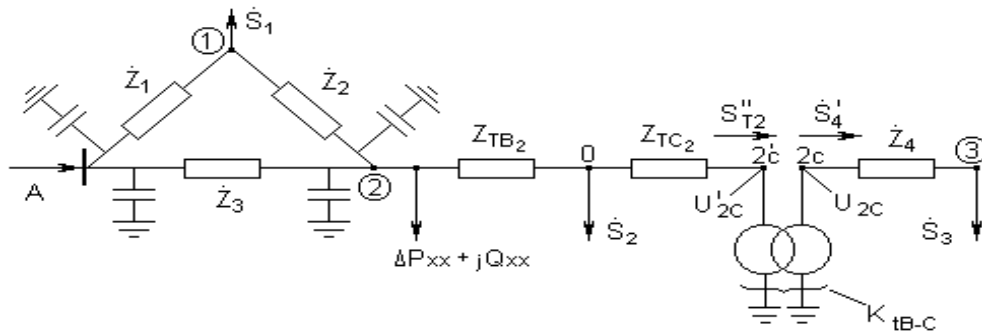


Схема замещения.

Рассмотрим особенности расчета режима в таких случаях.

Идеальный трансформатор отражает наличие трансформации между цепями 110 и 35 кВ.

При этом сопротивления трансформатора учитываются элементами Z_{TB2} , Z_{TC2} (Z_{TH2} нет т.к. ΔS_{TH2} вошла в S_2).

В узловых точках 1, 0 и 3 включены расчетные нагрузки подстанций 1, 2 и 3 ($\dot{S}_1, \dot{S}_2, \dot{S}_3$).

В составе S_1 кроме нагрузки потерь в трансформаторе учтены зарядные мощности половин линий Л1 и Л2, в S_2 учтена нагрузка узла и потери в обмотке Z_{TH2} , в S_3 учтена нагрузка и потери в трансформаторе (зарядная мощность 1/2 линии ЛЧ не учитывается, т.к. $U=35$ кВ).

Рассмотрим сначала последовательность расчета схемы «по данным конца». Расчет участка 3-2 выполняется аналогично приведенным ранее расчетам.

Результатом расчета будет определение напряжения \dot{U}_{2c} и мощности \dot{S}'_4 . При коэффициенте трансформации k_{tb-c}

$$\dot{U}'_{2c} = k_{tb-c} \cdot U_{2c}, \text{ а мощность } \dot{S}''_{T2} = \dot{S}'_4, \text{ т.к. трансформатор - идеальный и он не имеет сопротивлений.}$$

После определения \dot{U}'_{2c} и \dot{S}''_{T2} расчет выполняется применительно к схеме одного номинального напряжения.

Расчет «по данным начала» выполняется в два этапа, по аналогии с расчетом для сети с одним $U_{НОМ}$.

На первом этапе определяется:

1. потери мощности;
2. значения мощностей во всех элементах схемы замещения, при условии, что напряжение во всех точках сети имеет номинальное значение.

Для линии ЛЧ $U_{НОМ}=35$ кВ, для остальных элементов схемы $U_{НОМ}=110$ кВ.

На втором этапе определяется во втором приближении:

1. напряжения в узловых точках по заданному напряжению в точках питания А и найденных на первом этапе мощностям в начале каждого из элементов схемы.

Затем при последовательном переходе от одной узловой точки питания А к концу линии ЛЧ определяется приведенное напряжение \dot{U}'_{2c} на шинах СН подстанции 2, а затем отвечающее ему действительное напряжение на этих шинах

$$U_{2c} = \frac{\dot{U}'_{2c}}{k_{tb-c}}.$$

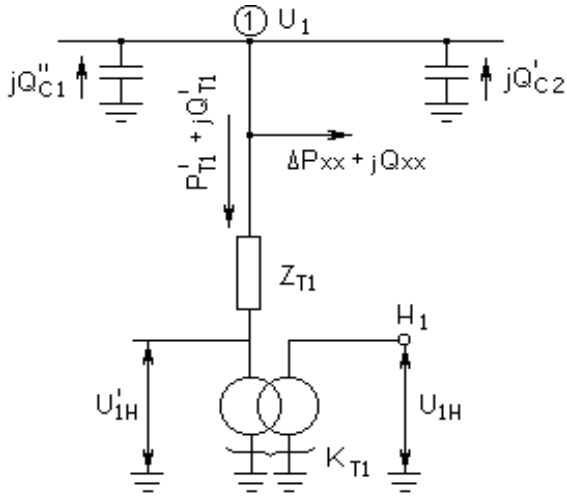
Далее ведется расчет для линии ЛЧ, причем потери напряжения в ней определяется по найденному напряжению U_{2c} , т.е.

$$\Delta U_4 = \frac{P_4 r_4 + Q_4 X_4}{U_{2c}}.$$

При этом напряжение в т.3 $U_3 = U_{2c} - \Delta U_4$

Если надо вычислить напряжение на шинах низкого напряжения (НН) подстанций, то расчет должен быть дополнен еще одним этапом. Должны быть учтены потери напряжения в сопротивлениях трансформаторов и автотрансформаторов и наличие магнитной связи между их обмотками.

Покажем последовательность расчета на примере подстанции 1 предыдущей схемы.



На рисунке показана схема соединения элементов, учтенных при определении расчетной нагрузки этой подстанции 1 и указаны мощности, которые должны быть найдены и просуммированы при вычислении $\dot{S}_{рас}$.

Так как напряжение U_1 известно (определено на предыдущем этапе расчета), то потеря напряжения в сопротивлении трансформатора Z_{T1} может быть найдена по величине напряжения U_1 и мощности $\dot{S}'_T = P'_{T1} + jQ'_{T1}$, протекающей по сопротивлению Z_{T1} .

При этом потеря напряжения

$$\Delta U_{T1} = \frac{P_{T1} \cdot r_{T1} + Q_{T1} \cdot X_{T1}}{U}$$

а приведенные напряжения на шинах низкого напряжения

подстанций

$$U'_{1H} = U_1 - \Delta U_{T1}$$

Искомое напряжение на шинах НН подстанции 1

$$U_{1H} = \frac{U'_{1H}}{k_{T1}}$$

Можно применять и способ, предусматривающий приведение параметров схемы и ее режима к одной ступени трансформации. В нашем примере целесообразно привести сопротивление линии ЛЧ к номинальному напряжению 110 кВ. В этом случае из схемы замещения исключается идеальный трансформатор, точки 2с и 2с объединяются, а сопротивления Z_4 заменяется сопротивлением: $\dot{Z}'_4 = k_{tb-c}^2 \cdot \dot{Z}_4$

Напряжение в точке 3 при расчете также следует принимать приведенным к той же ступени трансформации, что и \dot{Z}'_4 , т.е. считать, что $U'_3 = k_{tb-c} \cdot U_3$. Оба подхода к расчету равноценны.

Расчеты режима линий с двусторонним питанием при различающихся напряжениях источников питания (по концам)

Для расчета схем с несколькими независимыми источниками питания широко используется принцип наложения.

Согласно этому принципу токи и мощности в ветвях могут рассматриваться как результат суммирования ряда слагающих, число которых равно числу независимых источников напряжения.

Каждый из этих токов определяется действием лишь одного из источников напряжения при равенстве нулю напряжений других источников.

Линии с двусторонним питанием при различающихся напряжениях по концам относятся к числу электрических цепей независимыми источниками мощности. Для её расчета также может быть применен принцип наложения.

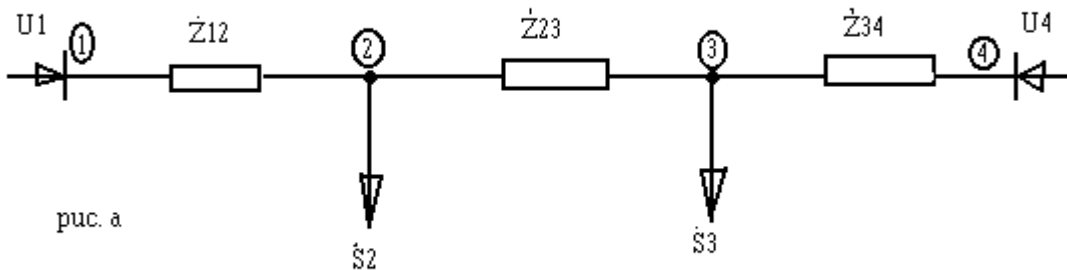


рис. а

Заданы различные напряжения по концам линии, например $U_1 > U_4$.

Известны мощности нагрузок S_2 и S_3 и сопротивления участков линии Z_{kj} , где k – узел начала участка линии, j – узел конца участка линии.

Надо найти потоки мощности S_{kj} .

В соответствии с известным из ТОЭ принципом наложения, линию можно представить двумя линиями (рисунок б) и в)).

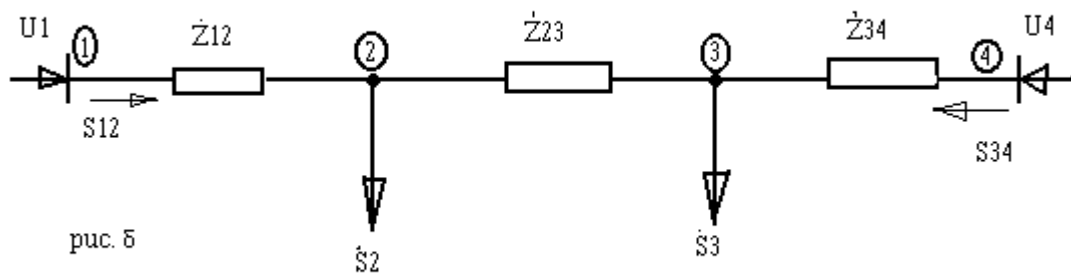


рис. б

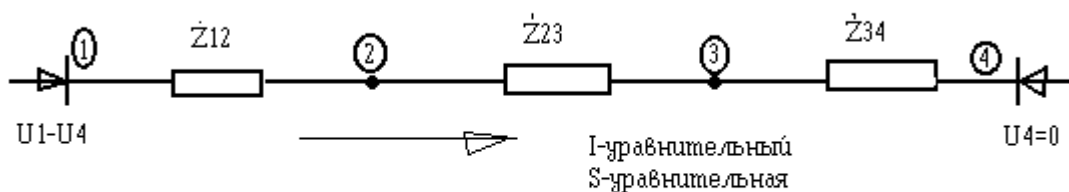


рис. в

Потоки мощности в исходной линии можно получить в результате наложения (суммирования) потоков в этих линиях. Потоки мощности в линии с равными напряжениями по концам (U_n) рисунок б) определяются известными выражениями:

$$S_{12} = \frac{\sum_{R=2}^3 S_R \cdot Z_{R4}^*}{Z_{1-4}^*} \quad \text{где} \quad Z_{R4}^* = Z_{24}^* = Z_{23}^* + Z_{34}^*$$

$$S_{34} = \frac{\sum_{R=2}^3 S_R \cdot Z_{R1}^*}{Z_{1-4}^*} \quad \text{где} \quad Z_{1R}^* = Z_{13}^* = Z_{12}^* + Z_{23}^*$$

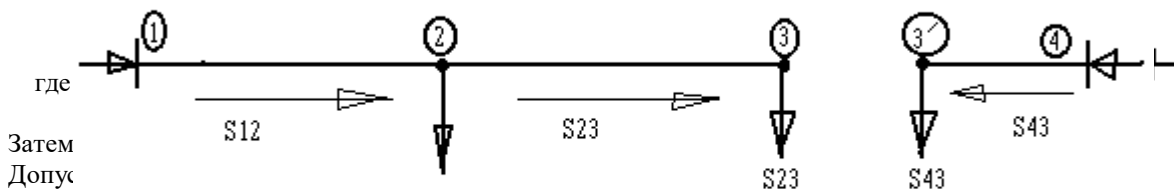
В линии на рисунке в) в направлении от источника питания с большим напряжением к источнику с меньшим напряжением протекает сквозной уравнивающий ток $I_{ур}$ и уравнивающая мощность $S_{ур}$.

$$I_{ур} = \frac{U_1 - U_4}{\sqrt{3} \cdot Z_{14}}$$

$$S_{ур} = \sqrt{3} \cdot I_{ур} \cdot U_{ном} = \frac{U_1 - U_4}{Z_{14}} \cdot U_{ном}$$

Соответственно в результате положения потоков, определенных по формулам (1), (2) и (3), определяются потоки мощности линии с двусторонним питанием на рисунке а)

Опред



Затем
Допус

рис. г

Теперь можно определить напряжения или падения напряжения ($\Delta U_{нб}$) в двух разомкнутых сетях, т.е. в линиях 1-3 и 4-3¹.
 $U_1 > U_4$, то $\Delta U_{1-3} > \Delta U_{4-3}$ и $\Delta U_{нб} = \Delta U_{1-3}$

Послеаварийные режимы

Наиболее тяжелые – выход из строя и отключение участков 1-2 и 3-4 (ближайших к источнику питания). Проанализируем эти режимы и определим наибольшую потерю напряжения $\Delta U_{нб}$ в режиме, когда отключен участок 4-3 (рисунок е). Обозначим наибольшую потерю напряжения $\Delta U_{1-3 ав.}$

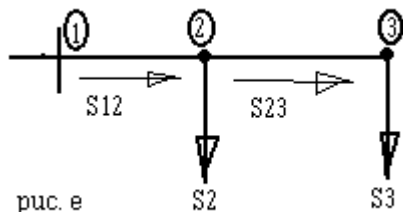


рис. е

В режиме, когда отключен участок 1-2 (рисунок ж), наибольшую потерю напряжения обозначим $\Delta U_{4-2 ав.}$

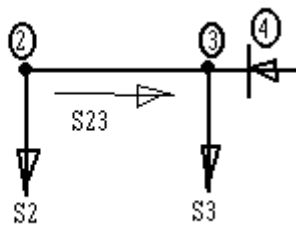


рис. е

Надо сравнить $\Delta U_{1-3 ав.}$ и $\Delta U_{4-2 ав.}$ и определить наибольшую потерю напряжения $\Delta U_{ав.нб}$. Если линия с двусторонним питанием имеет ответвления ----- (рисунок з), то определение наибольшей потери напряжения усложняется.

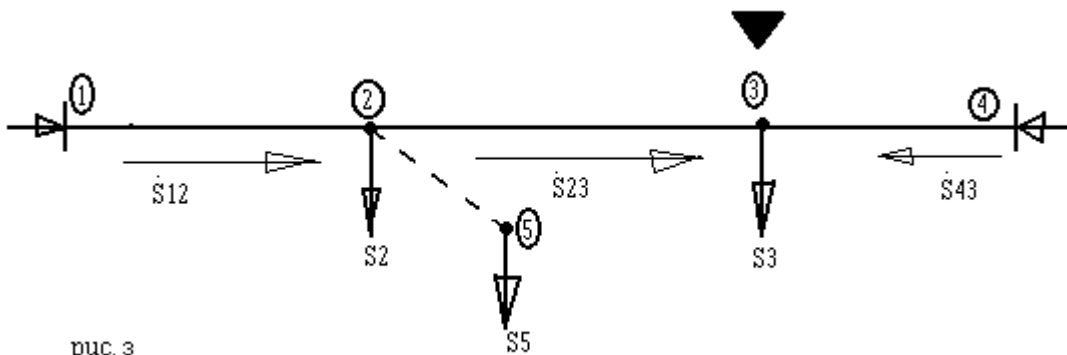


рис. з

Так, в нормальном режиме надо определить потери напряжения ΔU_{1-3} , ΔU_{4-3} , ΔU_{1-2-5} , сравнить их и определить $\Delta U_{нб}$.

Далее чтобы определить $\Delta U_{нб.ав.}$ в послеаварийном режиме, надо рассмотреть аварийные отключения головных участков 1-2 и 4-5.

Лекция 4. Расчеты режимов электрических сетей. Задачи расчета и расчетные режимы.

Расчеты режимов электрических сетей выполняются для определения:

- загрузки элементов сети, соответствия пропускной способности сети ожидаемым потокам мощности;
- сечений проводов и кабелей и мощностей трансформаторов и АТ;
- уровня напряжений в узлах и элементах сети и мероприятий, обеспечивающих поддержание напряжения в допустимых пределах потерь мощности и электроэнергии для оценки экономичности работы сети и эффективности способов снижения потерь;
- уровня токов КЗ, соответствия существующей или намечаемой к установке аппаратуры ожидаемым токам КЗ, мероприятий по ограничению токов КЗ;
- пропускной способности сети по условиям устойчивости.

Расчеты режимов электрических сетей.

Исходными данными для расчета режимов служат:

1. Схема электрических соединений сети, характеризующая взаимную связь ее элементов.
2. Сопротивления и проводимости элементов.
3. Расчетные мощности нагрузок.
4. Значения напряжений в отдельных точках сети.

Иногда

5. Заданные диспетчерским графиком мощности, поступающие от источников питания.

Практическое применение нашли два основных метода расчета:

1. Систематизированного подбора,
2. Последовательных приближений (итерационный способ решения).

Первый эффективен в простых случаях, второй - основной для расчета сетей. Он предусматривает постепенный переход от более грубых ответов к более точным.

Первое приближение (нулевая итерация) может быть просто задано на основании представлений о возможных значениях искомых величин.

В качестве первого приближения обычно принимают предположение о равенстве напряжений во всех точках сети номинальному напряжению ее элементов.

Введение такого предположения позволяет определить мощность нагрузки по формуле:

$$I_i = \frac{S_i^*}{\sqrt{3} \cdot U_i}; \quad (1)$$

I_i - ток нагрузки; S_i^* - мощность нагрузки.

Токи нагрузок и остальные параметры режима сети и в том числе напряжения на зажимах нагрузки.

Последние являются уже вторым приближением к истинному решению. Основываясь на нем можно вновь с помощью формулы (1) найти токи и продолжать расчеты до тех пор, пока результаты последующих приближений не будут с заданной точностью отличаться от результатов предыдущих.

Практика показывает, что во многих случаях можно ограничиться решениями, полученными при второй и первой итерациях.

Расчетные схемы электрических сетей

Режим электрической сети рассчитывается применительно к схеме замещения.

Схема получается в результате объединения схем замещения отдельных элементов сети.

В расчетной практике выделяют два вида электрических сетей и соответствующих им расчетных схем:

- разомкнутые;
- замкнутые.

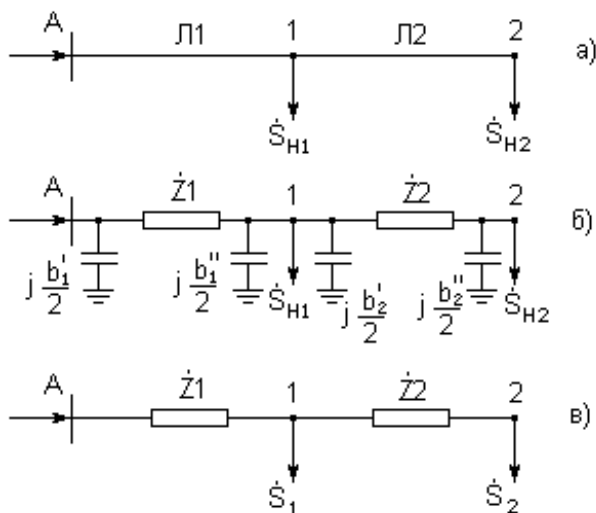


Рис. 1

Принципиальные схемы этих сетей показаны на рис. 1а, 2а.

Схемы замещения при напряжении 110кВ и выше приведены на рис. 1б и 2б.

Схемы замещения местных сетей ($U \leq 35 \text{ кВ}$) - на рис. 1в и 2в.

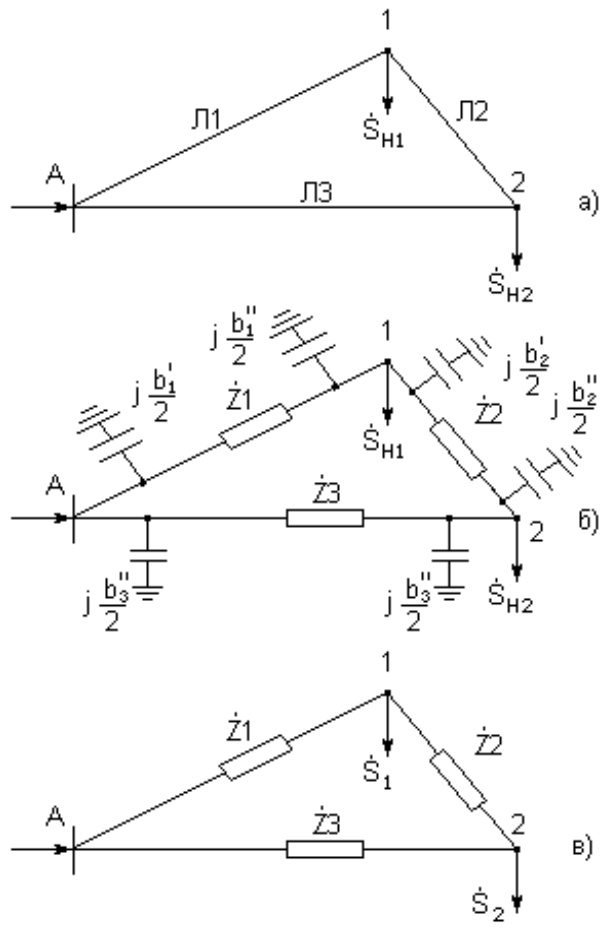


Рис 2

К числу простейших замкнутых относятся кольцевые сети рис. 2, а также сети и отдельные электропередачи с двухсторонним питанием, связывающие друг другом независимые источники мощности рис. 3.

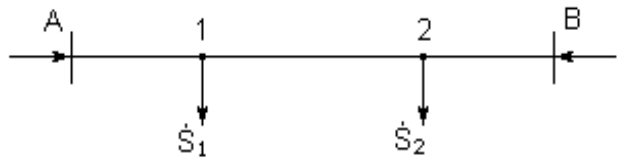


Рис. 3

Для упрощения расчетных схем с номинальным напряжением $\leq 220 \text{ кВ}$ при упрощенных расчетах вводят понятие расчетной нагрузки.

Возможность упрощения расчетной схемы посмотрим на примере (рис.4).

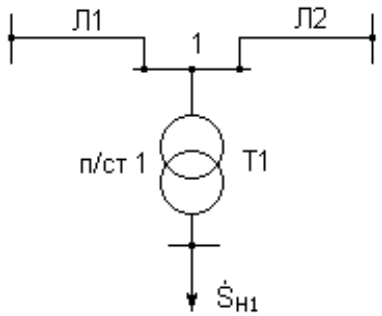


Рис. 4 а

В этой схеме к шинам подстанции 1, на которой установлен трансформатор Т1, подходят две линии районной эл.сети. На рис. 4б показана схема замещения, характеризующая распределение мощностей в ветвях, связанных с узловой точкой 1.

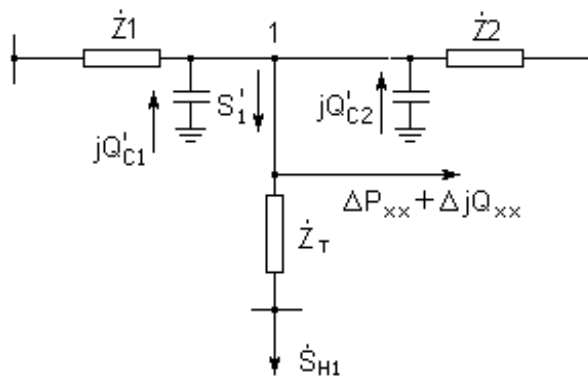


Рис. 4 б

В этой схеме суммарная мощность, приходящая от линии к узлу 1 (проходящая по сопротивлениям \dot{Z}_1 и \dot{Z}_2) $\dot{S}'_{\Sigma} = \dot{S}'_1 - jQ'_{c1} - jQ'_{c2} = S_{рас1}$, причем мощность \dot{S}'_1 отличается от мощности нагрузки $\dot{S}'_{Н1}$ на величину потерь в обмотках трансформатора (в сопротивлении Z_T) и его потерь холостого хода, т.е. $\dot{S}'_1 = S_{Н1} + \Delta P_T + j\Delta Q_T$.

Если перед расчетом режима всей сети предварительно определить мощность $\dot{S}'_{\Sigma 1}$ ($S_{рас1}$), то она отразит влияние и емкостной проводимости (зарядной мощности линий) и потерь мощности в трансформаторе на режим ветвей расчетной схемы, примыкающей к т.1 и на режим всей рассчитываемой сети. В этом случае схема замещения упрощается и принимает вид (рис. 4в).



Рис. 4 в

$$\dot{S}'_{рас1} = \dot{S}'_{\Sigma 1} = \dot{S}'_{Н1} + \Delta P_T + j\Delta Q_T - jQ'_{c1} - jQ'_{c2}$$

$S_{\Sigma 1} = S_{рас1}$ называется расчетной мощностью подстанции.

Вычисление расчетной мощности подстанции предшествует расчету режима сети

Т.к. напряжение в узловых точках схемы замещения пока неизвестны, то слагающие расчетной мощности должны определяться по номинальному напряжению сети:

$$jQ'_{c1} = U_{НОМ}^2 \frac{b1}{2}; jQ'_{c2} = U_{НОМ}^2 \frac{b2}{2}; \text{ - зарядные мощности линий.}$$

Потери в трансформаторах:

$$\Delta P_T = 3I_2^2 r_T + \Delta P_{XX} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{2НОМ}^2} \cdot r_T + \Delta P_{XX};$$

$$\Delta Q_T = 3I_2^2 x_T + \Delta Q_{XX} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{2НОМ}^2} \cdot x_T + \Delta Q_{XX};$$

$$\Delta P_T = \Delta P_{кз} \frac{S_2^2}{S_{НОМ}^2} + \Delta P_{XX};$$

$$\Delta Q_T = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_2^2}{S_{НОМ}^2} + \frac{I_{\mu\%}}{100} \cdot S_{НОМ}.$$

Расчет по номинальному напряжению обуславливает меньшую точность.

Расчет режимов линий электропередач в послеаварийных режимах

Наиболее тяжелые – выход из строя и отключение участков 1-2 и 3-4 (ближайших к источнику питания). Проанализируем эти режимы и определим наибольшую потерю напряжения $\Delta U_{нб}$ в режиме, когда отключен участок 4-3 рисунок е). Обозначим наибольшую потерю напряжения $\Delta U_{1-3 ав.}$

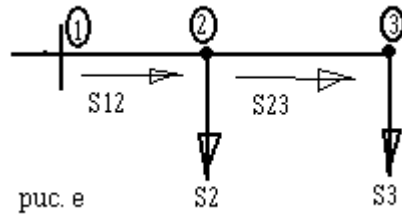


рис. е

В режиме, когда отключен участок 1-2 (рисунок ж), наибольшую потерю напряжения обозначим $\Delta U_{4-2 \text{ ав.}}$

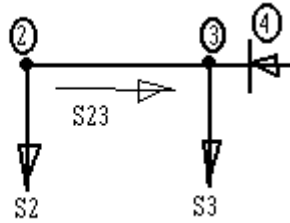


рис. е

Надо сравнить $\Delta U_{1-3 \text{ ав.}}$ и $\Delta U_{4-2 \text{ ав.}}$ и определить наибольшую потерю напряжения $\Delta U_{\text{ав.лнб}}$. Если линия с двусторонним питанием имеет ответвления ----- (рисунок з), то определение наибольшей потери напряжения усложняется.

Так, в нормальном режиме надо определить потери напряжения ΔU_{1-3} , ΔU_{4-3} , ΔU_{1-2-5} , сравнить их и определить $\Delta U_{\text{нб}}$.

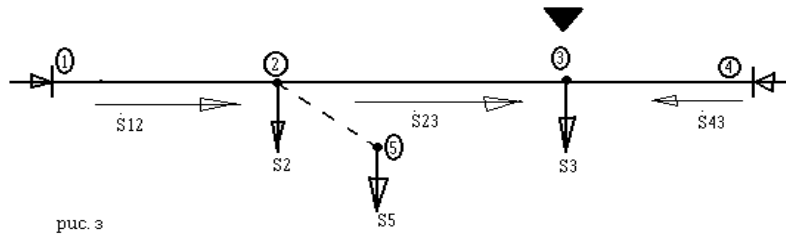


рис. з

Далее чтобы определить $\Delta U_{\text{нб.ав.}}$ в послеаварийном режиме, надо рассмотреть аварийные отключения головных участков 1-2 и 4-5.

Лекция №5 Основные характеристики нагрузок узлов электрических сетей

Одной из первых и основополагающих частей проекта электроснабжения объекта является определение ожидаемых электрических нагрузок на всех ступенях электрических сетей. От характера нагрузки и ее уровня зависят требования, предъявляемые к электрической сети, технические характеристики элементов электрических сетей – сечения и марки проводников, мощности и типы трансформаторов, электрических аппаратов и другого электротехнического оборудования.

Потребители электроэнергии различны по своему характеру: промышленные предприятия, жилые дома, коммунально-бытовые учреждения, электротранспорт, с/х потребители и т.д.

Самый распространенный вид потребителей – АД. Они различаются по мощности, всегда потребляют реактивную мощность.

Синхронные двигатели (СД) генерируют реактивную мощность. Коммунально-бытовая нагрузка - освещение, нагревательные приборы и т.д. Потребление электрической энергии на бытовые нужды растёт (вследствие увеличения числа двигателей пылесосов, стиральных машин, электробритв, а также телевизоров, кондиционеров, холодильников). Всё это приводит к увеличению потребления реактивной мощности. Растёт удельный вес специальных видов нагрузки – выпрямительной и инверторной, нагрузки электрохимии и электрометаллургии.

Существенную часть в потреблении электрической энергии составляют потери в сетях.

Характерный примерный состав комплексной нагрузки, %:

Мелкие АД-34%, крупные АД-14, освещение-25%, выпрямители, инверторы, печи, нагревательные приборы-10%, синхронные двигатели-10%, потери в сетях 7-9%.

Графики нагрузки

Характеристикой нагрузки является величина потребляемой активной и реактивной мощности. Мощность зависит от числа и режима работы разных электроприёмников. В течение суток мощность может изменяться в широких пределах.

Характеристика потребителей по потребляемой мощности будет полной лишь тогда, когда известна вся совокупность возможных значений мощности необходимой данным потребителям. Эта характеристика даётся графиками нагрузки, которые представляют собой плавные, ломаные или ступенчатые кривые, построенные в прямоугольных осях координат (по оси ординат откладываются мощности нагрузки, а по оси абсцисс – время, в течение которого рассматривается её изменение).

График нагрузки, характеризующий изменение мощности, потребляемой за одни сутки, называется суточным графиком.

Графики различных потребителей существенно отличаются друг от друга. Но в графиках имеются некоторые общие количественные показатели. К ним относятся наибольшее ($P_{нб}$) и наименьшее ($P_{нм}$) значения мощности нагрузки. Очертания графиков меняются в зависимости от того – рабочие сутки это или выходные дни.

Суточные графики одного потребителя в различные времена года отличаются друг от друга. Поэтому для представления о потреблении мощности пользуются суточными графиками для трёх характерных периодов работы потребителей: зимнего, летнего и весенне-осеннего. Соответственно различают наибольшую и наименьшую нагрузки для этих периодов. Для большинства районов России зимний график характеризуется максимальным значением наибольшей мощности $P_{нб}$, а летний – минимальным значением наименьшей мощности $P_{нм}$.

Суточные графики для отмеченных периодов и их число суток в году, позволяют получить годовые нагрузки.

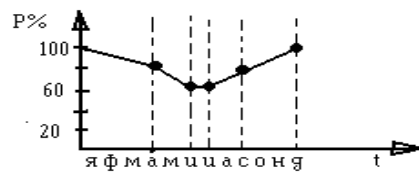
Также широко используются годовые графики по продолжительности нагрузки.

Эти графики представляют собой диаграммы постепенно убывающих значений мощности, каждому из которых соответствует



время, в течение которого данная мощность в продолжение года требуется потребителю.

Другим важным графиком считается годовой график максимумов нагрузки.



По оси абсцисс откладываются дни года или месяцы в календарном порядке, а на оси ординат – максимальные значения нагрузки за данные дни или месяцы. Для такого графика характерен спад в летние месяцы из-за осветительной нагрузки и возрастание к концу года из-за присоединения новых потребителей.

Суточный и годовой графики позволяют определить энергию, получаемую потребителем, соответственно, за сутки и за год.

При известной мощности нагрузки P_n получаемая потребителем энергия за малый промежуток времени.

$$\Delta W = P_n \cdot \Delta t$$

или при переходе к пределам: $dW = P_n \cdot dt$ (1)

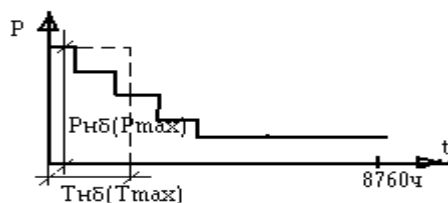
Энергия, получаемая за время t при изменяющейся во времени мощности определяется при интегрировании уравнения (1):

$$W_n = \int_0^t P_n(t) \cdot dt \quad (2)$$

Это выражение характеризует площадь, ограниченную осями координат и графиком нагрузки. Вычисление её не представляет труда, если график имеет вид ступенчатой линии.

Когда очертание графика имеет иной вид, его заменяют ступенчатым, сохраняя характерные точки исходного графика (наибольшие и наименьшие нагрузки и отдельные закономерные повышения и понижения мощности) и выдерживая равенство площадей исходного и ступенчатого графиков.

Графики нагрузок удобно характеризовать временем использования наибольшей (максимальной) нагрузки $T_{нб}$ (T_{max}). Этим показателем определяется время, в течение которого потребитель, работая с наибольшей нагрузкой, получил бы из сети то же количество энергии, что и при работе по действительному графику.



На рис. приведен график, поясняющий определение времени $T_{нб}$. Энергия, полученная за год, определяется площадью, ограниченной этим графиком и равной при 8760 часах в году.

$$\Delta W = \int_0^{8760} P_H(t) \times dt$$

Та же площадь, при неизменной нагрузке, равной наибольшей мощности м.б. вычислена: $W = P_{нб} \cdot T_{нб}$
 т.е. время использования наибольшей нагрузки определяется отношением площади, ограниченной действительным графиком нагрузки, к ординате, отвечающей наибольшей мощности нагрузки.

$$T_{нб} = \frac{\int_0^{8760} P_H(t) dt}{P_{нб}}$$

Время $T_{нб}$ может вычисляться применительно как к годовому, так и к суточному графику.

Продолжительность использования наибольших активных нагрузок в течение года в зависимости от числа и продолжительности смен:

Продолжительность смены, ч	Годовое число часов работы при числе смен, ч		
	одна	Две	три
8	2250	4500	6400
7	2000	3950	5870

Потребители потребляют кроме активной мощности ещё и реактивную мощность. Поэтому необходимо знание графиков реактивной мощности. Они могут быть получены аналогично графикам активной мощности.

При проектировании требующаяся реактивная мощность учитывается приближённо, используется коэффициент мощности ($\cos \varphi_n$), значение которого либо принимается неизменным, либо задаётся применительно к периодам наибольшей и наименьшей активной мощности нагрузки (при этом $\cos \varphi_n$ может принимать разные числовые значения).

Влияние качества электроэнергии на работу электроприемников и электрических аппаратов

Качество электроэнергии характеризуется определенными показателями. Основными являются частота переменного тока (f) и напряжение (U). Качество электроэнергии влияет на работу электроприемников и на работу электрических аппаратов, присоединенных к электрическим сетям. Все электрические приемники и аппараты характеризуются определенными номинальными параметрами ($f_{ном}$, $U_{ном}$, $I_{ном}$ и т.д.). Изменение частоты и напряжения вызывают изменение технических и экономических показателей работы электрических приемников и аппаратов.

Различают электромагнитное и технологическое влияние отклонения частоты на работу электроприемников. Электромагнитная составляющая обуславливается увеличением потерь активной мощности и ростом потребления активной и реактивной мощностей. Можно считать, что снижение частоты на 1% увеличивает потери в сетях на 2%. Технологическая составляющая вызвана в основном недовыпуском промышленными предприятиями продукции. Согласно экспертным оценкам, значение технологического ущерба на порядок выше электромагнитного.

Технологическая составляющая связана с существенным влиянием (f) частоты на число оборотов электродвигателей, а, следовательно, и на производительность механизмов. Большинство технологических линий оборудовано механизмами, где в качестве приводов служат асинхронные двигатели. Частота вращения этих двигателей пропорциональна изменению частоты сети, а производительность технологических линий зависит от частоты вращения двигателя. При значительном повышении частоты в энергосистеме, что может быть, например, в случае уменьшения (сброса) нагрузки, возможно повреждение оборудования.

Кроме того, пониженная частота в электрической сети влияет на срок службы оборудования, содержащего элементы со сталью (электродвигатели, трансформаторы), за счет увеличения тока намагничивания в таких аппаратах и дополнительного нагрева стальных элементов.

При проектировании в расчетах электросетей влияние изменения (f) частоты не рассматривается. Предполагается, что электрическая система обеспечивает поддержание стандартной частоты $f=50$ Гц.

Изменение U оказывает неблагоприятное влияние на работу осветительных ламп и асинхронных двигателей, которые составляют значительную часть всех электроприемников в энергосистеме. Нежелательно как повышение U , так и его понижение на зажимах электроприемников. Снижение U вызывает резкое уменьшение (\downarrow) светового потока ламп накаливания и их к.п.д. При снижении U на 5% световой поток уменьшается на 18%, а снижение U на 10% приводит к уменьшению потока уже более чем на 30%. Это приводит к значительному уменьшению освещенности рабочих мест на производстве и к снижению производительности труда и ухудшению его качества, может увеличиться число несчастных случаев.

При увеличении U световой поток заметно повышается, но значительно уменьшается срок службы ламп. Так при повышении U на 10% световой поток ламп увеличивается приблизительно на 30%, а срок службы ламп сокращается почти в 3 раза.

Снижение U в сети энергосистемы может явиться причиной массового останова асинхронных двигателей и может привести к возникновению тяжелой системной аварии. При снижении крутящего момента асинхронных двигателей, пропорционального квадрату напряжения на зажимах двигателей, может произойти остановка или невозможность запуска двигателей. При пониженном напряжении у двигателей ухудшается к.п.д. и происходит процесс более интенсивного старения изоляции из-за увеличения тока, проходящего по обмоткам. Одновременно увеличивается скольжение и уменьшается число оборотов двигателя. При этом может снизиться производительность соединенных с двигателем механизмов.

Увеличение U на зажимах асинхронных двигателей неблагоприятно сказывается на условиях их работы. Существенно увеличивается их ток, что вызывает перегрузку обмотки статора. Может заметно возрасти потребление реактивной мощности двигателями.

Изменение напряжений на зажимах электроприемников технологических установок промышленных предприятий также является неблагоприятным фактором, который приводит к снижению технико-экономических показателей работы этих установок, т.е. при снижении U уменьшается производительность установок, удорожается выпускаемая продукция, увеличивается расход электроэнергии на единицу продукции.

Анализируя влияние изменения U у потребителей в качестве потребителей должны рассматриваться и трансформаторы (автотрансформаторы), устанавливаемые на подстанции. Снижение U у трансформаторов при неизменной мощности приводит к увеличению тока в обмотках. Во многих случаях это не представляет опасности для трансформаторов, т.к. их $S_{ном}$ часто превышает нагрузку, и конструкция трансформаторов позволяет допускать некоторую перегрузку. Однако при оценке возможности перегрузки необходимо правильно определять ожидаемый максимальный ток, на величину которого может оказать влияние снижение напряжения на зажимах трансформатора.

Более опасным для трансформатора может оказаться повышение подводимого к нему напряжения. Связано это с существенным увеличением намагничивающего тока, которое у трансформаторов более заметно вследствие резкого увеличения реактивного сопротивления намагничивания. Это характерно при превышении номинального напряжения регулировочного ответвления обмотки. Значительный рост тока намагничивания (I_{μ}) при увеличении напряжения на ответвлении объясняется работой трансформаторов в области нелинейной характеристики намагничивания, а это приводит к искажению кривой тока намагничивания (I_{μ}) и появлению высших гармоник, которые обуславливают увеличение потерь активной мощности (P) в магнитопроводе и его дополнительный нагрев.

Существенное изменение характеристик нагрузки при отклонениях напряжения от номинального на ее зажимах приводит к необходимости ограничивать эти отклонения предельно допустимыми значениями. Опыт показывает, что допустимые отклонения от номинального напряжения должны быть относительно малыми. Поэтому электросеть должна быть построена таким образом, чтобы напряжения в ее отдельных пунктах (узлах) существенно не отличались друг от друга и от напряжения источника питания. При этом часто приходится применять специальные устройства для регулирования напряжения.

Показатели качества электрической энергии

Основные показатели качества электрической энергии нормируются ГОСТ 13109-99. Этот ГОСТ устанавливает 11 основных показателей качества электроэнергии (ПКЭ):

1. Отклонение частоты δf ;
2. Установившееся отклонение напряжения δU_v ;
3. Размах изменения напряжения δU_i ;
4. Дозу фликера (мерцания или колебания) P_i ;
5. Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U ;
6. Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$;
7. Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} ;
8. Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} ;
9. Глубину и длительность провала напряжения $\delta U_{п}$, $\Delta t_{п}$;
10. Импульсное напряжение $U_{имп}$;
11. Коэффициент временного перенапряжения $K_{перU}$.

Одним из основных является частота трехфазного переменного тока. Обычно частота в электрических системах изменяется в относительно небольших пределах. Поэтому пользуются не полными значениями частоты, а значениями отклонений частоты от номинального значения. Отклонением частоты в электрической системе, Гц, характеризует разность между действительным f и номинальным значениями частоты $f_{ном}$ переменного тока в системе электроснабжения и определяется по выражению: $\Delta f = f - f_{ном}$

В автоматически регулируемых энергосистемах России нормальное отклонение от номинальной частоты (Δf) допускается в пределах $\pm 0,2$ Гц, а предельное отклонение допускается в пределах $\pm 0,4$ Гц по ГОСТ 13109-99. Небольшие пределы допускаемых отклонений от номинального значения объясняются существенным влиянием изменения частоты на экономические показатели работы электрических приемников. Кроме того, частота f регулируется одновременно во всей энергосистеме, а современные автоматические устройства позволяют обеспечить изменение частоты в требуемых пределах.

Вторым из важнейших показателей качества электроэнергии является действующее значение напряжения. В зависимости от схемы включения электрических приемников определяющим является фазное или междуфазное значение напряжения. В пределах одной ступени трансформации электрической сети напряжения изменяются в относительно небольших пределах, поэтому показательными являются не полные значения напряжений, а значения отклонений напряжения (ΔU), обычно выражающиеся в % от номинального значения.

Отклонением напряжения ΔU_i для узла i называется разность между фактическим, действующим напряжением (U_i) и номинальным $U_{ном}$ значениями, отнесенная к номинальному напряжению ($U_{ном}$) данной сети.
$$\Delta U_i = \frac{U_i - U_{ном}}{U_{ном}} \times 100\%$$

ГОСТом 13109-99 регламентируются отклонения напряжения нормальное и предельное. Значения отклонений в нормальном режиме работы электрической сети должны не выходить за пределы максимальных значений, при этом в течение не менее 95 % времени каждых суток значения должны не выходить за пределы нормальных значений.

Из ГОСТа:

отклонение U электрической сети напряжением	нормальное	предельное
до 1 кВ	5%	10%
6-20 кВ	---	10%
35 кВ и выше	---	---

В послеаварийных режимах отклонения напряжения не должны выходить за пределы максимальных значений.

По условиям работы электрической изоляции допускается повышение напряжения (относительно номинального) на зажимах электрических аппаратов с номинальным напряжением:

до 20 кВ включительно – не более чем на 20%

при 35-220 кВ – на 15%

при 330 кВ – на 10%

при 500 кВ и выше – на 5%

Остальные показатели качества не рассматриваем, т.к. они не влияют на расчет режимов электрической сети.

Методы регулирования напряжения

Напряжение сети постоянно меняется вместе с изменением нагрузки, режима работы источника питания, сопротивлений цепи. Отклонения напряжения не всегда находятся в интервалах допустимых значений. Причиной этого являются:

- потери напряжения, вызываемые токами нагрузки, протекающими по элементам сети;
- неправильный выбор сечений токоведущих элементов и мощности силовых трансформаторов;
- неправильно построенные схемы сети.

Контроль за отклонениями напряжения проводится тремя способами:

- по уровню – ведется путем сравнения реальных отклонений напряжения с допустимыми значениями;
- по месту в электрической системе – ведется в определенных точках сети, например в начале или конце линии, на районной подстанции;
- по длительности существования отклонения напряжения.

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

Эти способы регулирования напряжения сохранились и до настоящего времени и применяются на низших иерархических уровнях автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ). С точки зрения высших уровней АСДУ это локальные способы регулирования. Автоматизированная система диспетчерского управления высших уровней осуществляет координацию работы локальных систем регулирования и оптимизацию режима энергосистемы в целом.

Локальное регулирование напряжений может быть *централизованным*, т.е. проводится в центре питания (ЦП), и *местным*, т.е. проводится непосредственно у потребителя.

Местное регулирование напряжения можно подразделить на групповое и индивидуальное. *Групповое регулирование* осуществляется для группы потребителей, а индивидуальное – в основном в специальных цехах

В зависимости от характера изменения нагрузки в каждом из указанных типов регулирования напряжения можно выделить несколько подтипов. Так, например, в *централизованном регулировании* напряжения можно выделить три подтипа: стабилизация напряжения; двухступенчатое регулирование напряжения; встречное регулирование напряжения.

Стабилизация применяется для потребителей с практически неизменной нагрузкой, например для трехсменных предприятий, где уровень напряжения необходимо поддерживать постоянным. Суточный график нагрузки таких потребителей приведен на рис.1,а).

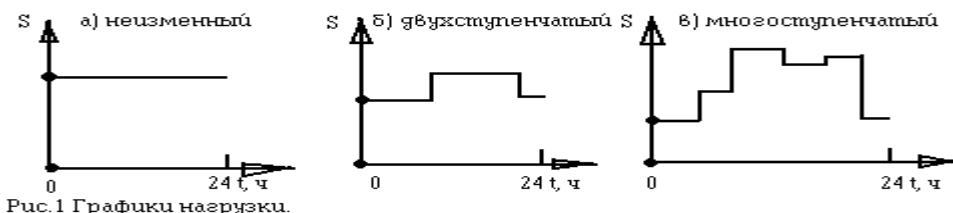


Рис.1 Графики нагрузки.

Для потребителей с ярко выраженной двухступенчатостью графика нагрузки (рис.1,б), например для односменных предприятий, применяют *двухступенчатое регулирование* напряжения. При этом поддерживаются два уровня напряжения в течении суток нагрузки (рис.1, в), осуществляется так называемое *встречное регулирование*. Для каждого значения нагрузки будут иметь свое значение и потери напряжения, следовательно, и само напряжение будет изменяться с изменением нагрузки. Чтобы отклонения напряжения не выходили за рамки допустимых значений, надо регулировать напряжение, например от тока нагрузки.

Нагрузка меняется не только в течении суток, но и в течении всего года. Например, наибольшая в течении года нагрузка бывает в период осенне – зимнего максимума, наименьшая – в летний период. Встречное регулирование состоит в изменении напряжения в зависимости не только от суточных, но также и от сезонных изменений нагрузки в течении года. Оно предполагает поддержание повышенного напряжения на шинах электрических станций и подстанций в период наибольшей нагрузки и его снижение до номинального в период наименьшей нагрузки.

Встречное регулирование напряжения

Для подробного рассмотрения встречного регулирования напряжения используем схему замещения, показанную на рис.2,а, где трансформатор представлен как два элемента – сопротивление трансформатора и идеальный трансформатор. На рис.2,а, приняты следующие обозначения:

U_1 – напряжение на шинах центра питания;

$U_{2в}$ – напряжение на шинах первичного напряжения (ВН) районной пс;

$U_{2н}$ – напряжение на шинах вторичного напряжения (НН) районной пс;

U_3 – напряжение у потребителей.

Напряжение на шинах ВН районной пс $U_{2в}=U_1-\Delta U_{12}$

Напряжения на шинах ВН и НН отличаются на величину потерь напряжения в трансформаторе ΔU_T , и, кроме того, в

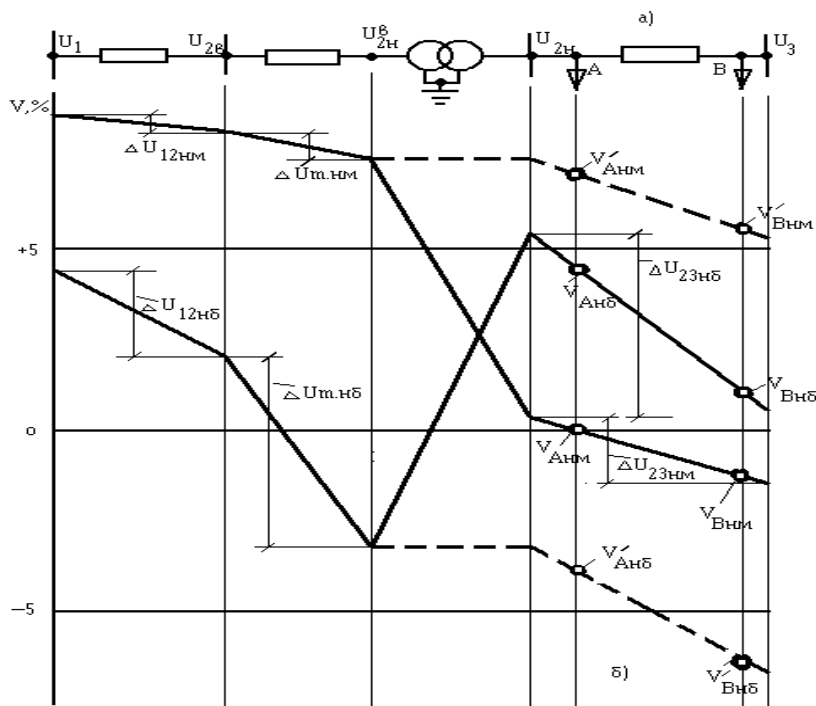


Рис.2 Встречное регулирование напряжения.
а) схема замещения; б) эпюры напряжений

идеальном тр-ре напряжение понижается в соответствии с коэффициентом трансформации, что необходимо учитывать при выборе регулировочного ответвления.

На рис 2,б представлены графики изменения напряжения для двух режимов: наименьших и наибольших нагрузок. При этом по оси ординат отложены значения отклонений напряжения в % номинального. Процентные отклонения имеются в виду для всех V и ΔU на поле этого рисунка.

Из рис.2,б (штриховые линии) видно, что если $n_T=1$, то в режиме наименьших нагрузок напряжения у потребителей будут выше, а в режиме наибольших нагрузок – ниже допустимого значения (т.е. отклонения U больше допустимых). При этом приемники электроэнергии, присоединенные к сети НН (например, в точках А и В), будут работать в недоступных условиях. Меняя коэффициент тр-ра районной пс n_T , изменяем U_{2h} , т.е. регулируем напряжение (сплошная линия на рис.2,б).

В режиме наименьших нагрузок уменьшают напряжение U_{2h} до величины, как можно более близкой к $U_{ном}$. В этом режиме выбирают такое наибольшее стандартное значение n_T , чтобы выполнялось следующее условие: $U_{2h,нм} \geq U_{ном}$.

В режиме наибольших нагрузок увеличивают напряжение U_{2h} до величины, наиболее близкой к $1,05 - 1,1 U_{ном}$. В этом режиме выбирают такое наибольшее стандартное значение n_T , чтобы выполнялось следующее условие: $U_{2h,нб} \geq (1,05 \div 1,1) U_{ном}$.

Таким образом, напряжение на зажимах потребителей, как удаленных от центра питания – в точке В, так и близлежащих – в точке А, вводится в допустимые пределы. При таком регулировании в режимах наибольших и наименьших нагрузок напряжение соответственно повышается и понижается. Поэтому такое регулирование называют *встречным*.

Баланс активной мощности и его связь с частотой

Особенности электроэнергетических систем состоит в практически мгновенной передаче энергии от источников к потребителям и невозможности накапливания выработанной электроэнергии в заметных количествах. Эти свойства определяют одновременность процесса выработки и потребления энергии.

В каждый момент времени в установившемся режиме системы ее электрические станции должны вырабатывать мощность, равную мощности потребителей, и покрывать потери в сети – должен соблюдаться баланс вырабатываемой и потребляемой мощности: $\Sigma P_{Г} = \Sigma P_{П} = \Sigma P_{Н} + \Sigma \Delta P$.

где $\Sigma P_{Г}$ – генерируемая активная мощность станции (за вычетом мощности, расходуемой на собственные нужды);

$\Sigma P_{П}$ – суммарное потребление активной мощности;

$\Sigma P_{Н}$ – суммарная активная мощность нагрузки потребителей;

$\Sigma \Delta P$ – суммарные потери активной мощности.

При неизменном составе нагрузок системы потребляемая или мощность связана с частотой переменного тока. При нарушении исходного баланса частота принимает новое значение. Снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты, ее возрастание обуславливает рост частоты. Иными словами, при $\Sigma P_{Г} < \Sigma P_{П}$ частота понижается, при $\Sigma P_{Г} > \Sigma P_{П}$ частота растет. Это станет понятным, если представить систему, состоящую из одного генератора и двигателя, вращающихся с одинаковой частотой. Как только мощность генератора начнет убывать, частота понизится. Справедливо и обратное, аналогично и в электрической системе, например при $\Sigma P_{Г} > \Sigma P_{П}$ турбины начинают разгоняться и вращаться быстрее, f растет.

Причинами нарушения баланса мощности могут быть:

а) аварийное отключение генератора;

б) неожиданный (неплановый, не предусмотренный расчетами) рост потребления мощности, например увеличение потребления мощности электронагревателями в результате сильного снижения температуры;

в) аварийное отключение линий или трансформаторов связи.

Для пояснения последней причины рассмотрим систему из двух частей, соединенных линией связи. При связанной работе обеих частей соблюдается баланс мощности:

$$\Sigma P_{Г1} + \Sigma P_{Г2} = \Sigma P_{П1} + \Sigma P_{П2}$$

Однако в первой части системы генерация больше потребления: $\Sigma P_{Г1} > \Sigma P_{П1}$, а во второй, наоборот, $\Sigma P_{Г2} < \Sigma P_{П2}$. Если линия связи аварийно выйдет из строя, обе части системы будут работать изолированно и баланс Р в каждой из них нарушится. В первой частота возрастет, во второй понизится.

Частота в системе оценивается по показателю отклонения частоты (ГОСТ 13109 – 99).

Отклонение частоты Δf – это отличие ее фактического значения f от номинального $f_{НОМ}$ в данный момент времени,

выраженное в герцах или процентах: $\Delta f = f - f_{НОМ}$; $\Delta f\% = \frac{f - f_{НОМ}}{f_{НОМ}} 100\%$

Отклонение частоты допускается: номинальное – в пределах $\pm 0,2$ Гц и предельное – в пределах $\pm 0,4$ Гц.

Приведенные нормы отклонений частоты относятся к номинальному режиму работы энергосистемы и не распространяется на послеаварийный режимы.

В послеаварийных режимах работы электрической сети допускается отклонение частоты от плюс 0,5 Гц до минус 1 Гц общей продолжительностью за год не более 90 ч.

К поддержанию частоты в электрических системах предъявляются повышенные требования, т.к. следствием больших отклонений могут является выход из строя оборудования станций, понижение производительности двигателей, нарушение технологического процесса и брак продукции.

Превышение $\Sigma P_{Г}$ над $\Sigma P_{П}$, приводящее к росту частоты, можно ликвидировать, уменьшая мощность генераторов или отключая часть из них, тем самым обеспечивая **регулирование частоты в энергетической системе**. Понижение частоты из-за превышения $\Sigma P_{П}$ над $\Sigma P_{Г}$ требует мобилизации резерва мощности или автоматической частотной разгрузки (АЧР). в противном случае понижение частоты может привести не только к браку продукции у потребителей, но и к повреждению оборудования станций и развалу системы.

Во всех режимах должен быть определенный резерв мощности, реализуемый при соответствующем росте нагрузок. Резерв может быть горячим (генераторы загружаются до мощности меньше номинальной и очень быстро набирают нагрузку при внезапном нарушении баланса Р) и холодным, для ввода которого нужен длительный промежуток времени.

Суммарный необходимый резерв мощности энергосистемы складывается из следующих видов резерва: нагрузочного, ремонтного, аварийного и народнохозяйственного. Нагрузочный резерв служит для покрытия случайных колебаний и непредвиденного увеличения нагрузки сверх учтенной в балансе регулярного максимума нагрузки. Ремонтный резерв должен обеспечивать возможность проведения необходимого планово – предупредительного (текущего и капитального) ремонта оборудования эл.станции. Аварийный резерв предназначен для замены агрегатов, выбывших из работы в результате аварии. Народнохозяйственный резерв служит для покрытия возможного превышения электропотребления против планируемого уровня.

Кроме резерва мощности на электрических станциях системы необходимо резерв по энергии. На ТЭС должен быть обеспечен соответствующий запас топлива, а на ГЭС – запас воды. Если резерв станций исчерпан, а частота в системе не достигла номинального значения, то в действие вступают устройства АЧР, которые предназначены для быстрого восстановления баланса мощности при ее дефиците путем отключения части менее ответственных потребителей. Все потребители электрической энергии по надежности их электроснабжения делятся на три основные категории. В первую очередь АЧР отключает перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента сети, но не более одних суток. В последнюю очередь отключаются наиболее ответственные потребители.

АЧР – дискретная система регулирования, отключающая потребителей степенями (или очередями). При снижении частоты на величину Δf срабатывает реле частоты, входящее в состав устройства АЧР, и отключает часть потребителей с мощностью ΔP .

Система АЧР состоит из комплектов автоматики, установленных на энергетических объектах. В каждом комплекте реле частоты имеет свою уставку по частоте, при которой оно срабатывает и отключает часть линии, питающих потребителей; АЧР отключает потребителей так, чтобы частота не снизилась ниже предельно допустимой по условиям работы технологического оборудования электрических станций величины 46 Гц.

Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением

При выработке и потреблении энергии на переменном токе равенству вырабатываемой и потребляемой электрической энергии в каждый момент времени отвечает равенство вырабатываемой и потребляемой не только активной, но и реактивной мощности. Эти условия можно записать так: $\Sigma P_{Г} = \Sigma P_{П} = \Sigma P_{Н} + \Sigma \Delta P$, $\Sigma Q_{Г} = \Sigma Q_{П} = \Sigma Q_{Н} + \Sigma \Delta Q$,

где $\Sigma P_{Г}$ и $\Sigma Q_{Г}$ – генерируемые активные и реактивные мощности станций за вычетом собственных нужд; $\Sigma P_{Н}$, $\Sigma Q_{Н}$ – активная и реактивная мощности потребителей; $\Sigma \Delta P$, $\Sigma \Delta Q$ – суммарные потери активной и реактивной мощностей в сетях; $\Sigma P_{П}$, $\Sigma Q_{П}$ – суммарное потребление активной и реактивной мощностей.

Эти уравнения являются уравнениями баланса активной и реактивной мощностей. Баланс реактивной мощности по всей системе в целом определяет некоторый уровень напряжения. Напряжения в узловых точках сети электроэнергетической системы в той или в иной степени отличаются от среднего уровня, причем это отличие определяется конфигурацией сети, нагрузкой и другими факторами, от которых зависит падение напряжения. Баланс реактивной мощности для всей системы в целом не может исчерпывающе определить требования, предъявляемые к мощности источников реактивной мощности. Надо оценивать возможность получения необходимой реак-й мощ-ти как по системе, так и по отдельным ее районам.

Необходимость в оценке баланса реак-й мощ-ти возникает прежде всего при проектировании подсистемы регулирования напряжения – реак-й мощ-ти АСДУ. В ряде случаев оценка изменений условий баланса производится и в практике эксплуатации, например при вводе новых регулирующих устройств, установленных мощностей электрических станций, изменениях схемы сети.

Нарушение баланса реактивной мощности приводит к изменению уровня напряжения в сети. Если генерируемая реактивная мощность становится больше потребляемой ($\Sigma Q_{Г} > \Sigma Q_{П}$), то напряжение в сети повышается. При дефиците реактивной мощности ($\Sigma Q_{Г} < \Sigma Q_{П}$) напряжение в сети понижается. Для пояснения указанной связи напомним, что например, емкостный ток линии на х.х. повышает напряжение на ее конце. Соответственно реактивной мощности приводит к повышению, а ее недостаток – к понижению напряжения.

В дефицитных по активной мощности энергетических систем уровень напряжения, как правило, ниже номинального. Недостающая для выполнения баланса активной мощности передается в такие системы из соседних энергетических систем, в которых имеется избыток генерируемой мощности.

Обычно энергетические системы дефицитные по активной мощности и по реактивной мощности. Однако недостающую реактивную мощность эффективнее не передавать, а генерировать в компенсирующих устройствах в данной энергетической системе.