

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕ-
ГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТУЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт высокоточных систем им. В.П. Грязева
Кафедра «Электроэнергетика»

Горелов Ю.И.
доцент кафедры «Электроэнергетики», доцент

КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ

учебной дисциплины (модуля)
«Электроэнергетические системы и сети»

Уровень профессионального образования:
высшее образование – бакалавриат

Направление (специальность) подготовки:
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Профиль (специализация) подготовки:
«Электроснабжение»

Квалификация выпускника: бакалавр
Форма обучения: (очная, заочная)

Тула 2015 г.

Рассмотрено на заседании кафедры «Электроэнергетики»

протокол №6 от "_3 июня 2015 г.

Зав. кафедрой _____ В.М. Степанов

1 Основные понятия. Номинальные напряжения

Физическая природа электричества

Физическая природа электричества может рассматриваться в двух аспектах:

- корпускулярном (молекулярном), т.е. в виде потока электронов;
- в волновом, т.е. в виде электромагнитного поля, которое имеет различные проявления в электроэнергетике.

При молекулярном аспекте за единицу энергии принимают 1 МэВ, при волновом – 1 кВт·ч. Их соотношение таково:

$$1 \text{ МэВ} = 4,42 \cdot 10^{-20} \text{ 1 кВт} \cdot \text{ч}.$$

Соотношение этих величин подчеркивает, что энергетические задачи должны рассматриваться не в молекулярном, а в волновом аспекте.

Передача электроэнергии тоже рассматривается в волновом аспекте. Линия электропередач не транспортирует электричество, как каналы транспортируют воду. Она является волноводом, который заставляет энергию следовать по определенному пути. Такой волновод является наиболее простым средством передачи энергии при волнах малой длины.

Свойства электроэнергии

Та огромная роль, которую играет электроэнергия в нашей жизни обусловлена следующими ее свойствами:

- легкость передачи на большие расстояния по сравнению с другими видами энергии;
- возможность преобразований в другие виды энергий с высоким к.п.д. независимо от ее количества. Поэтому нет необходимости в ее хранении;
- электроэнергия проявляется в виде потока, который раздробить на части легче, чем другие энергетические потоки (уголь, нефтепродукты);
- потребление электроэнергии может плавно меняться от нуля до максимума в зависимости от хода самого процесса производства или нагрузки рабочего механизма;
- возможность значительной концентрации мощности при производстве электроэнергии;
- поток электроэнергии можно представить непрерывным или периодическим в виде синусоиды. Такое представление наиболее удобно для информационных потоков. Поэтому ЛЭП часто используются и для передачи информации;
- электроэнергия является наиболее чистым видом энергии и наименьшей степени загрязняет окружающую среду;
- ориентация на использование трехфазного тока придала использованию электроэнергии однородность.

Электрическая сеть, как часть электрической системы

По технико-экономическим соображениям все электростанции, которые расположены в одном регионе, соединяются между собой для параллельной работы на общую нагрузку при помощи ЛЭП различного класса напряжения. Объединение отличается общностью режима и непрерывностью процесса производства, распределения и потребления тепловой и электрической энергий. Оно называется **энергетической системой**. Другими словами, **энергетическая система** – это совокупность всех звеньев цепочки получения, преобразования, распределения и использования тепловой и электрической энергии. Схематично энергетическая система представлена на рис. 1.1.

Электрическая или **электроэнергетическая система** представляет собой часть энергетической системы. Из нее исключаются тепловые сети и тепловые потребители.

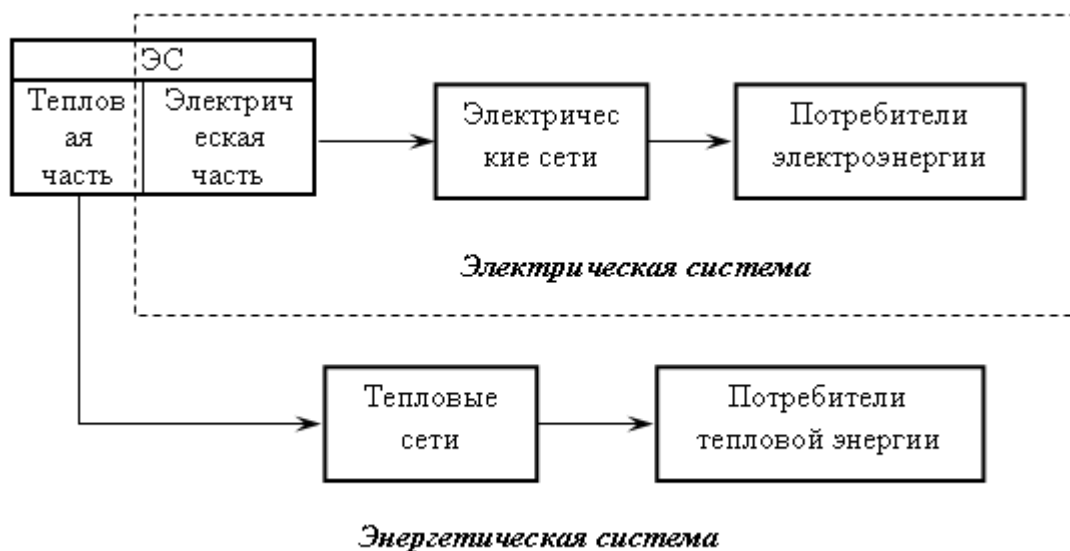


Рисунок 1.1 – Условное обозначение энергетической и электрической систем

Электрическая система представляет собой сложный объект. Сложность обусловлена рядом специфических особенностей:

- постоянное совпадение по времени процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии;
- непрерывность процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии и необходимость в связи с этим непрерывного контроля за этим процессом. Процесс передачи электроэнергии по цепи “генератор – электроприемник” возможен лишь при надежной электрической и магнитной связи на всем протяжении этой цепи;
- повышенная опасность электрического тока для окружающей среды и обслуживающего персонала;
- быстрое протекание процессов, связанных с отказом различных элементов основной технологической цепочки;
- многообразие функциональных систем и устройств, которые осуществляют технологию производства электроэнергии; управление, регулирование и контроль. Необходимость их постоянного и четкого взаимодействия;
- удаленность энергетических объектов друг от друга;
- зависимость режимов работы электрических систем от различных случайных факторов (погодные условия, режим работы энергосистемы, потребителей);
- значительный объем работ по ремонтно-эксплуатационному обслуживанию большого количества разнотипного оборудования.

На электрических схемах электрическая система представляется следующим образом (см. рис. 1.2).

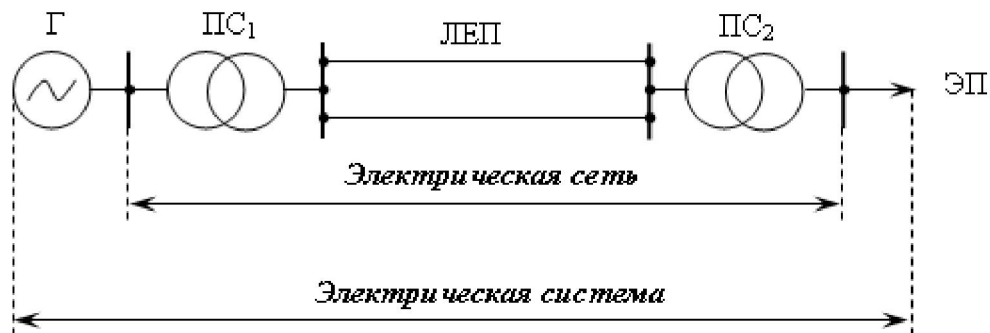


Рисунок 1.2 – Обозначение электрической системы на электрических схемах

Электрическая сеть – это совокупность электроустановок для распределения электрической энергии. Она состоит из подстанций, распределительных устройств, воздушных и кабельных линий электропередач.

Линия электропередач (ЛЭП) – это электроустановка, предназначенная для передачи электроэнергии.

Так как передача электроэнергии экономически выгодна только по ЛЭП высокого напряжения, то энергия, которая вырабатывается на ЭС, преобразуется в энергию высокого напряжения при помощи трансформаторов ЭС. Подстанции, на которых производится эта трансформация называются **повышающими (питающими)**. На другом конце электропередачи строится **понижительная (приемная)** подстанция. Второе название условное, т.к. понижительная подстанция может быть одновременно и питающей).

Электроустановки, прием и распределение электроэнергии в которых выполняется на одном уровне напряжения, т.е. без трансформации, называются **распределительными** или **переключательными пунктами**.

Энергосистемы, расположенные в различных экономических районах, связываются между собой линиями электропередач высокого напряжения. Это обеспечивает взаимный обмен мощностями и дает следующие преимущества:

- снижение суммарного максимума;
- уменьшение суммарного резерва мощности (12 – 20% от суммарной мощности);
- повышается надежность и качество энергоснабжения;
- повышается экономичность использования энергоресурсов;
- улучшается использование мощности ЭС (можно строить мощные агрегаты);
- облегчается работа систем при сезонных изменениях нагрузки, при ремонтах и авариях.

Но в объединенных системах усложняется релейная защита, автоматика и управление режимами.

Номинальные напряжения

Выработка, передача и потребление электроэнергии выполняется при различных напряжениях: генерация при напряжении до 30 кВ, передача – при напряжении 35 кВ и выше, потребление – сотни и тысячи вольт.

Номинальным напряжением элементов электрической сети (электроприемники, генераторы, трансформаторы) называется то напряжение, на котором эти элементы имеют наиболее целесообразные технические и экономические характеристики.

Номинальные напряжения устанавливаются государственным стандартом (ГОСТ).

Таблица 1.1 – Номинальные напряжения (до 1000 В) переменного трехфазного тока, В

Источники и преобразователи	42	230	400	690
Сети и электроприемники	40	220	380	660

Таблица 1.2 – Номинальные напряжения (более 1000 В) переменного трехфазного тока, кВ

Сети и приемники	Генераторы и СК	Трансформаторы и автотрансформаторы			
		без РПН		с РПН	
		первичные обмотки	вторичные обмотки	первичные обмотки	вторичные обмотки
(3)	(3,15)	(3 и 3,15)	(3,15 и 3,3)	–	(3,15)
6	6,3	6; 6,3	6,3; 6,6	6; 6,3	6,3; 6,6
10	10,5	10; 10,5	10,5; 11	10; 10,5	10,5; 11
20	21	20	22	20; 21	22
35	–	35	38,5	35; 36,75	38,5
110	–	–	121	110; 115	115; 121
(150)	–	–	(165)	(158)	(158)
220	–	–	242	220; 230	230; 242
330	–	330	347	330	330
500	–	500	525	500	–
750	–	750	787	750	–
1150	–	–	–	1150	–

Номинальные напряжения источников (генераторы и СК) по условиям компенсации потерь напряжения в питаемой сети приняты на 5% выше номинальных напряжений сети.

Первичные обмотки трансформаторов являются приемниками электроэнергии. Поэтому для повышающих трансформаторов их номинальные напряжения равны номинальным напряжениям генераторов; для понижающих трансформаторов – номинальным напряжениям сети или на 5% выше. Вторичные обмотки трансформаторов питают последующую сеть. Чтобы скомпенсировать потерю напряжения в трансформаторах, их номинальные напряжения выше номинальных напряжений сети на 5 – 10%.

Каждая электрическая сеть характеризуется номинальным напряжением электроприемников, которые от нее питаются. В действительности электроприемники работают при напряжении отличном от номинального напряжения из-за потерь напряжения. Согласно ГОСТ, при нормальном режиме работы сети напряжение подводимое к электроприемникам не должно отличаться от номинального больше, чем на $\pm 5\%$. Т.е. напряжение U_1 не должно превышать номинальное более, чем на 5%. Напряжение U_2 не должно быть ниже больше, чем на 5% (см. рис. 1.3). Номинальное напряжение сети равно ее среднему значению:

$$U_{\text{ном}} = \frac{U_1 + U_2}{2}.$$

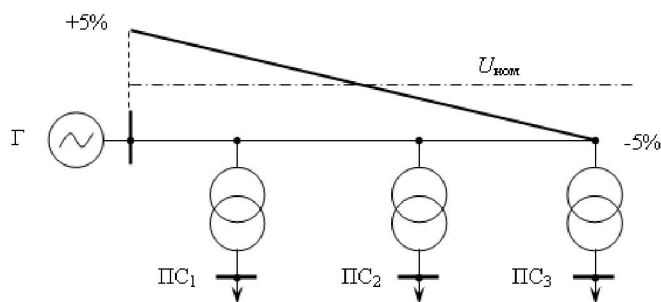


Рисунок 1.3 – Определение номинального напряжения сети

Область использования номинальных напряжений

Напряжения 220 В, 3, 20 и 150 кВ считаются неперспективными и не рекомендуются для вновь проектируемых сетей.

В сети до 1000 В наибольшее распространение получило напряжение 380 В. Используется для питания осветительной нагрузки внутри и вне помещений, для питания мелкомоторной нагрузки промышленных предприятий.

Напряжение 660 В применяется в заводских сетях для питания электросиловой нагрузки.

Напряжение 6 и 10 кВ используются для распределительных сетей в городской и сельской местности.

Напряжение 35 и 110 кВ имеют наибольшее распространение. Напряжение 35 кВ используют в распределительных сетях. Напряжение 110 кВ выполняет две функции:

- питает крупные центры потребления энергии, т.е. выступает в роли системообразующего. Особенно это относится к старым энергосистемам;
- питает подстанции небольшой мощности напряжением 110/10 кВ в зонах обслуживания потребителей 10 кВ, т.е. выступает в роли распределительного.

Напряжение 220 кВ применяют в энергосистемах с высшим напряжением 500 кВ при значительном росте нагрузок, как наиболее перспективное по отношению к напряжению 110 кВ.

Напряжения 330 кВ и выше играют роль системообразующих напряжений.

2 Классификация электрических сетей

Электрические сети классифицируются:

- по роду тока;
- по номинальному напряжению;
- по конструктивному исполнению;
- по расположению;
- по конфигурации;
- по степени резервированности;
- по выполняемым функциям;
- по характеру потребителей;
- по назначению в схеме электроснабжения;
- по режиму работы нейтрали.

По роду тока различают сети *переменного* и *постоянного* тока. Основное распространение получили сети трехфазного переменного тока.

Однофазными выполняются внутриквартирные сети. Они выполняются как ответвление от трехфазной четырехпроводной сети.

Сети постоянного тока используются в промышленности (электрические печи, электролизные цеха) и для питания городского электротранспорта.

Постоянный ток используется для передачи энергии на большие расстояния. Но, на постоянном токе работает только ЛЭП: вначале и конце ЛЭП строятся преобразовательные подстанции, на которых происходит преобразование переменного тока в постоянный и обратно. Использование постоянного тока обеспечивает устойчивую параллельную работу генераторов ЭС.

Постоянный ток используется для организации связи электроэнергетических систем. При этом отклонение частоты в каждой системе практически не отражается на передаваемой мощности.

Существуют передачи пульсирующего тока. В них электроэнергия передается по общей линии одновременно переменным и постоянным токами. У такой передачи увеличивается пропускная способность по отношению к ЛЭП переменного тока и облегчается отбор мощности по сравнению с ЛЭП постоянного тока.

По напряжению согласно ГОСТ сети делятся на сети напряжением до 1000 В и сети напряжением выше 1000 В.

В литературе встречается и такое деление:

- сети низких напряжений (220 – 660 В);
- сети средних напряжений (6 – 35 кВ);
- сети высоких напряжений (110 – 220 кВ);
- сети сверхвысоких напряжений (330 – 750 кВ);
- сети ультравысоких напряжений (более 1000 кВ).

По конструктивному исполнению различают воздушные и кабельные сети, проводки и токопроводы.

Токопровод – это установка для передачи и распределения электроэнергии, которая используется на промышленных предприятиях. Состоит из неизолированных или изолированных проводников, изоляторов, защитных оболочек и опорных конструкций.

Электропроводки предназначены для выполнения сетей в зданиях.

По расположению сети делятся на *наружные* и *внутренние*. Наружные выполняются неизолированными (голыми) проводами и кабелями. Внутренние выполняются изолированными проводами.

По конфигурации сети делятся на *разомкнутые* (см. рис. 2.1) и *замкнутые* (см. рис. 2.2).

Разомкнутые сети питаются от одного источника питания и передают электроэнергию к потребителям только в одном направлении.

В замкнутых сетях электроприемники получают по меньшей мере с двух сторон. Различают простые замкнутые сети и сложнзамкнутые сети. Простые замкнутые сети имеют один замкнутый контур, сложнзамкнутые – несколько. К простым замкнутым сетям относятся кольцевая сеть и сеть с двухсторонним питанием.

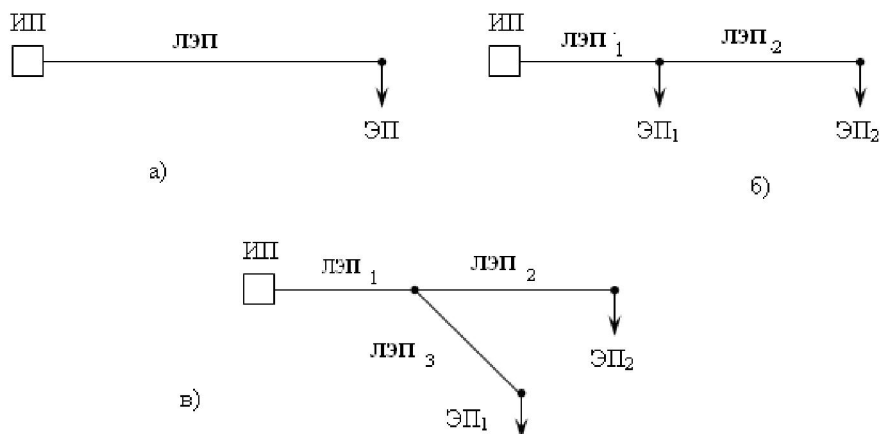


Рисунок 2.1 – разомкнутые сети: а) радиальная; б) магистральная; в) магистральная с ответвлением

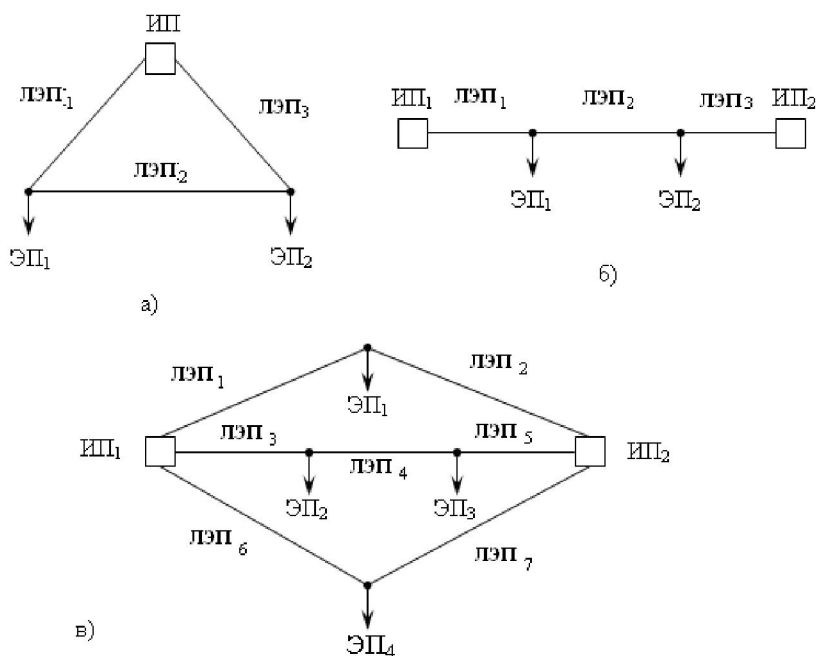


Рисунок 2.2 – Замкнутые сети: а) кольцевая; б) с двухсторонним питанием; в) сложнзамкнутая

По степени резервированности сети делятся на *нерезервированные* и *резервированные*. Замкнутые сети всегда резервированные, потому что при отключении любой ЛЭП или любого

источника питания ни один из потребителей не потеряет питание. Магистральные сети, выполненные одной цепью, являются нерезервированными, так как часть или все потребители теряют питание в зависимости от места повреждения и мест установки коммутационной аппаратуры. Магистральные сети, выполненные двумя цепями, являются резервированными.

По выполняемым функциям различают *системообразующие, питающие и распределительные* сети.

Системообразующие сети – это сети напряжением 330 кВ и выше. Выполняют функцию формирования энергосистем, объединяя мощные ЭС и обеспечивая их функционирование как **единого** объекта управления. Эти сети характеризуются большим радиусом охвата, значительными нагрузками. Сети выполняются по сложнзамкнутым многоконтурным схемам с несколькими ИП.

Питающие сети предназначены для передачи электроэнергии от подстанций системообразующей сети и от шин 110 – 220 кВ ЭС к районным подстанциям. Питающие сети обычно замкнуты. Их напряжение – 110 – 220 кВ.

Распределительная сеть предназначена для передачи электроэнергии на небольшие расстояния от шин низшего напряжения районных ПС непосредственно к потребителям. Такие сети выполняют по разомкнутым схемам. Различают распределительные сети высокого напряжения (более 1000 В) и низкого напряжений (до 1000В).

По характеру потребителей сети делятся на *нагородские, промышленные и сельские*.

Городские сети характеризуются высокой плотностью электрических нагрузок (до 12 МВ·А/км²) и большим количеством разнородных потребителей.

К промышленным сетям относятся сети промышленных предприятий. Эти сети делятся на сети внешнего и внутреннего электроснабжения. Напряжение зависит от близости к питающей ПС. Если она расположена вблизи предприятия, то напряжение внешнего электроснабжения – 6 - 10 кВ, а внутреннего – до 1000 В. Если питающая ПС расположена далеко, то напряжение внешнего электроснабжения повышается. Для промышленных сетей существует понятие “глубокого ввода”, когда высокое напряжение (220 – 330 кВ) заводится на территорию завода, минуя дополнительные трансформации. В этом случае в схеме внутреннего электроснабжения используется напряжение 6 – 35 кВ.

Сельские сети – сети напряжением 0,4 – 110 кВ. Они предназначены для питания небольших населенных пунктов, сельскохозяйственных предприятий. Отличаются большой протяженностью и малой плотностью нагрузки (до 15 кВ·А/км²). Сельские сети выполняются, в основном, воздушными ЛЭП по разомкнутым схемам.

По назначению в схеме электроснабжения сети делятся на *местные и районные*.

Местные сети охватывают площади радиусом до 30 км. Они имеют малую плотность нагрузки и напряжение до 35 кВ включительно. Это сельские, коммунальные и фабрично-заводские сети. К местным сетям относятся “глубокие вводы” напряжением 110 кВ.

Районные сети охватывают большие районы и имеют напряжение 110 кВ и выше. По районным сетям осуществляется передача электроэнергии от ЭС в места ее потребления. К районным сетям относятся основные сети системы, магистральные ЛЭП внутрисистемной связи и межсистемные связи.

По режиму работы нейтрали сети делятся:

- на сети с изолированной нейтралью;
- на сети с компенсированной нейтралью;
- на сети с эффективно – заземленной нейтралью;
- на сети с глухозаземленной нейтралью.

Режим работы нейтрали определяется способом соединения нейтрали с землей. В сетях с изолированной нейтралью электроустановки не имеют связи с землей. В сетях с компенсиро-

ванной нейтралью имеется связь через дугогасительную катушку. В сетях с глухозаземленной нейтралью – непосредственная связь с землей. В сетях с эффективно-заземленной нейтралью – часть нейтралей трансформаторов заземлена, часть – разземлена (в нейтраль включены разъединитель и разрядник).

Выбор режима работы нейтрали в сети до 1000 В определяется безопасностью работ. В сети выше 1000 В – двумя причинами:

- стоимостью изоляции оборудования;
- величиной токов однофазного короткого замыкания на землю.

В соответствии с “Правилами устройства электроустановок” электроустановки до 1000 В работают либо с глухозаземленной, либо с изолированной нейтралью.

В первом случае имеем четырехпроводную сеть. Замыкание любой фазы на землю приводит к короткому замыканию в сети (ток повреждения большой). Предохранитель поврежденной фазы перегорает, а две здоровые фазы остаются в работе при фазном напряжении.

Во втором случае имеем трехпроводную сеть. В такой сети замыкание фазы на землю не приводит к значительному росту тока в месте повреждения, фаза не отключается. Фазные напряжения неповрежденных фаз возрастают до линейных значений, т.е. возрастают в $\sqrt{3}$ раз.

В обоих случаях изоляция рассчитывается на линейное напряжение.

Сети напряжением 6 - 35 кВ считаются сетями с малыми токами замыкания на землю (до 500 А). Работают такие сети либо с изолированной, либо с компенсированной нейтралью.

В сети с изолированной нейтралью при касании фазы землю напряжение этой фазы становится равным нулю, а на здоровых фазах возрастает до линейного значения (см. рис. 2.3 а). Поэтому изоляция должна быть рассчитана на линейное напряжение. Емкостный ток в поврежденной фазе равен нулю, а в неповрежденных фазах увеличивается в $\sqrt{3}$ раз (см. рис. 2.3 б). Суммарный емкостный ток, равный $3 I_0$, будет протекать через место замыкания фазы на землю и источник питания. Если величина этого тока в сети 6 – 10 кВ превышает 30 А, а в сети 35 кВ – 10 А, то в нейтраль трансформаторов необходимо включить дугогасительную катушку. Ее индуктивный ток складывается с емкостным током замыкания на землю, который может быть скомпенсирован частично или полностью.

Сети 6 – 35 кВ не требуют немедленного отключения и могут работать несколько часов. Но повреждение можно обнаружить только при поочередном отключении потребителей.

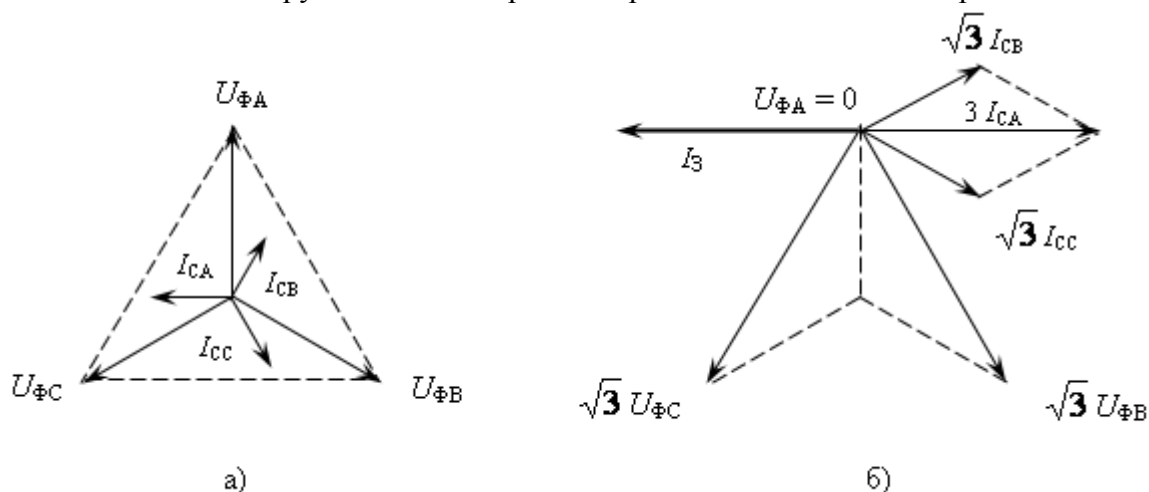


Рисунок 2.3 – Векторные диаграммы напряжений и токов: а) нормальный режим; б) замыкание фазы а на землю.

Сети напряжением 110 кВ и выше считаются сетями с большими токами замыкания на землю (свыше 500 А). Они не могут работать с изолированной нейтралью, так как изоляция в этом случае должна рассчитываться на линейное напряжение. А это дорого. Сети работают с заземленной нейтралью. При этом ток однофазного короткого замыкания может превышать ток

трехфазного к.з. В этом случае коммутационная аппаратура должна выбираться по большему току, т.е. однофазному.

В месте повреждения в таких сетях возникает электрическая дуга с большим током. Дуга гасится при отключении повреждения. Так как большинство к.з. являются самоустраняющимися, то для проверки линия включается вновь под действием **АПВ**. Если к.з. самоустранилось, то ЛЭП остается в работе, если нет, то повреждение отключается вновь. В переходном режиме и при коммутациях в сети возникают внутренние перенапряжения. Величина перенапряжения влияет на выбор изоляции. Величину перенапряжения стараются ограничить. Для этого заземляют нейтрали оборудования. Но чем больше заземленных нейтралей, тем меньше величина перенапряжения, но тем больше величина тока однофазного к.з.

В сетях 110 кВ поступают следующим образом. Часть нейтралей разземляют, чтобы величина токов однофазного к.з. не превышала величину токов трехфазного к.з. Заземляют нейтрали трансформаторов на электростанциях, узловых подстанциях и на тупиковых потребительских подстанциях. Напряжение на неповрежденных фазах по отношению к земле в установившемся режиме не должно быть больше $0,8 U_{ном}$ (линейного). Такие сети называются сетями с эффективно-заземленной нейтралью.

В сетях 220 кВ и выше применяют глухое заземление нейтрали всех трансформаторов. В этом напряжение на неповрежденных фазах по отношению к земле в установившемся режиме не превышает фазное. Коммутационная аппаратура выбирается по большему току к.з.

3 Основные сведения о конструкциях линий электропередач

Воздушные линии электропередач (ВЛЭП)

Электрической *воздушной линией электропередачи* называется устройство для передачи электрической энергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам инженерных сооружений. Главные элементы воздушной ЛЭП:

- провода, которые служат для передачи электроэнергии;
- грозозащитные тросы для защиты от атмосферных перенапряжений (грозовых разрядов). Они монтируются в верхней части опор;
- опоры, поддерживающие провода и тросы на определенной высоте над поверхностью;
- изоляторы, изолирующие провода от тела опоры;
- арматура, при помощи которой провода закрепляются на изоляторах, а изоляторы на опоре.

По конструктивному исполнению различают одноцепные и двухцепные ЛЭП. Под цепью понимают три провода (трехфазная цепь) одной ЛЭП.

Конструктивная часть ВЛЭП характеризуется типами опор, длинами пролетов, габаритными размерами, конструкцией фазы и типами гирлянд изоляторов.

По типу опоры ВЛЭП делятся на промежуточные и анкерные. Промежуточные и анкерные различаются способом подвески проводов. На промежуточной опоре провод подвешивается с помощью поддерживающих гирлянд изоляторов. На анкерных опорах провода закреплены жестко и натянуты до заданного натяжения при помощи натяжной гирлянды изоляторов (см. рис. 3.1).

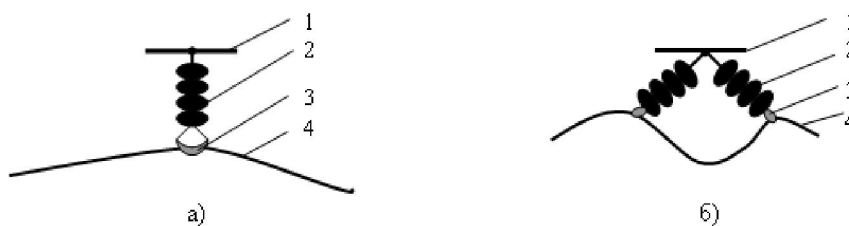


Рисунок 3.1 – Крепление провода в фазе на промежуточной (а) и анкерной (б) опорах: 1 – трос; 2 – гирлянда изоляторов; 3 – зажим; 4 – провод

По назначению различают опоры угловые, концевые, специального назначения.

По материалу опор различают деревянные (до 220 кВ), железобетонные (35 – 330 кВ) и металлические (35 кВ и выше).

На ВЛЭП применяют голые провода и тросы. Находясь на открытом воздухе, они подвергаются атмосферным воздействиям. Поэтому материал проводов, кроме хорошей проводимости, должен быть устойчивым к коррозии, обладать механической прочностью. Для проводов применяют следующие материалы:

- медь;
- алюминий;
- сталь;
- сплавы алюминия и меди с другими металлами (железом, магнием, кремнием).

Медь имеет удельную проводимость $\approx 53 \cdot 10^{-3} \text{ См} \cdot \text{км}/\text{мм}^2$. Отличается механической прочностью. Пленка окиси защищает ее от коррозии и химических воздействий. Обладает устойчивостью контакта.

Алюминий имеет удельную проводимость $\approx 31,7 \cdot 10^{-3} \text{ См} \cdot \text{км}/\text{мм}^2$. Механическая прочность хуже, чем у меди. Следовательно, чаще следует ставить опоры. Пленка окиси защищает ее от коррозии. Плохо противостоит химическим воздействиям. Не обладает устойчивостью контакта.

Стальные провода имеют плохую проводимость. Отличаются большой механической прочностью. Не обладают устойчивостью к коррозии. Активное сопротивление зависит от протекающего тока.

Выполняют провода и из двух металлов – стали и алюминия. Сталь находится внутри провода и служит для увеличения механической прочности. Алюминий находится снаружи и является токопроводящей частью.

В маркировке проводов сначала указывается материал, а затем сечение в мм^2 . Медные провода маркируют буквой **М**, алюминиевые провода – буквой **А**, стальные провода – буквами **ПС** и **ПСО** и сталеалюминиевые – буквами **АС**. В маркировке сталеалюминиевых проводов сначала указывают сечение алюминия, а затем стали. Например, АС-120/19. Провода марки **АС** выпускаются с различным отношением сечений алюминия и стали при одном и том же сечении алюминия. В зависимости от этого отношения различают провода облегченной конструкции, средней, усиленной и особо усиленной прочности.

Для защиты проводов марки **АС** от коррозии и химических воздействий используют специальные защитные средства. Тип защиты отражается в маркировке провода:

- марки **АСКС**, **АСКП** – провод сталеалюминиевый коррозионностойкий с заполнением стального сердечника (**С**) или всего провода (**П**) смазкой;
- марка **АСК** – как и **АСКС**, стальной сердечник изолирован полиэтиленовой пленкой.

За рубежом применяются изолирующие самонесущие провода. Представляют собой систему изолированных жил, скрученных вокруг несущего троса. Скрутка выполняется таким образом, что вся механическая нагрузка воспринимается только несущим тросом. Такие провода прокладываются без изоляторов. На опоре могут быть смонтированы несколько ЛЭП различных напряжений.

По конструкции проводов различают:

- однопроволочные, состоящие из одной проволоки сплошного сечения;
- многопроволочные из одного металла, состоящие в зависимости от сечения провода из нечетного количества проволок (от 7 до 61);
- многопроволочные из двух металлов. Количество проводов стального сердечника – нечетное (1, 7 или 19). Количество проволок токопроводящей части – четное.

Провода ВЛЭП располагают на опоре различными способами:

- на одноцепных опорах – треугольником или горизонтально (рис. 3.2, а, б);
- на двухцепных опорах – обратной елкой или шестиугольником в виде “бочки” (рис. 3.2, в, г).

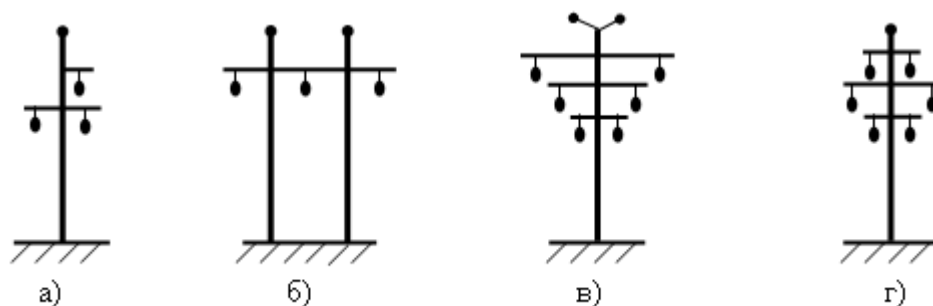


Рисунок 3.2 – расположение проводов на опорах:
а) треугольником; б) горизонтально; в) обратной елкой; г) бочкой.

Горизонтальное расположение провода – наилучшее по условиям эксплуатации, т.к. позволяет применять более низкие опоры и исключает схлестывание проводов при сбрасывании гололеда или пляске проводов. Пляска проводов – это колебания проводов с малой частотой и большой амплитудой).

Так как во всех вариантах несимметричное расположение проводов по отношению друг к другу, то для выравнивания реактивного сопротивления и емкостной проводимости по фазам применяют транспозицию, т.е. меняют расположение проводов на опорах (рис. 3.3).

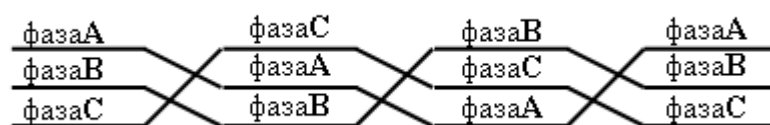


Рисунок 3.3 – Транспозиция на ВЛЭП

Кабельные линии электропередач (КЛЭП)

Кабельная линия электропередачи – это линия для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких кабелей.

Кабель – это изолированная по всей длине металлическая жила (или несколько жил), поверх которой наложены защитные покровы.

Преимущества КЛЭП по отношению к ВЛЭП:

- неподверженность атмосферным воздействиям;
- скрытность трассы и недоступность для посторонних лиц.

Недостатки:

- дороже ВЛЭП того класса напряжения;
- более трудоемки в сооружении;
- требуют большего срока для ремонта и более квалифицированного обслуживающего персонала;
- передача одной и той же мощности требует провода большего сечения.

Кабельные ЛЭП широко используются в городских сетях, на территориях предприятий, при пересечении больших водоемов, в загрязненной атмосфере.

Главными элементами КЛЭП являются:

- кабель для передачи электроэнергии;
- соединительные муфты;
- концевые муфты (заделки);
- стопорные муфты. Применяются на крутых участках трассы для предупреждения стекания кабельной массы;
- подпитывающие аппараты и система сигнализации давления масла для линий выполненных маслонаполненными кабелями;

- кабельные сооружения (кабельные коллекторы, туннели, каналы, шахты, колодцы), которые применяют на отдельных участках трассы.

К основным частям кабеля любого напряжения относятся:

- токопроводящие жилы;
- изоляция или изолирующие оболочки, отделяющие токопроводящие жилы друг от друга и от земли;
- защитная оболочка, предохраняющая изоляцию от вредного действия влаги, кислот, механических повреждений.

Конструкция кабеля напряжением 10 кВ приведена на рис. 3.4.

Токопроводящая жила выполняется из меди или алюминия из одной (до 16 мм²) или нескольких проволок. По количеству жил различают кабели:

- одножильные. Применяют на постоянном токе и на переменном токе при напряжении 110 кВ и выше;
- двухжильные. Применяют на постоянном токе;
- трехжильные. Применяют на переменном токе при напряжениях до 35 кВ;
- четырехжильные (три жилы и нулевой провод). Применяют на переменном токе при напряжении до 1000В.

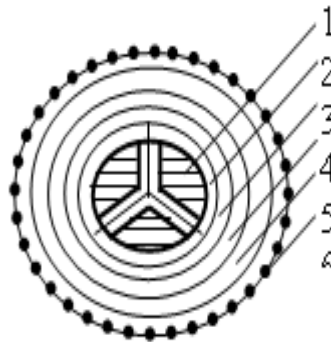


Рисунок 3.4 – Конструкция кабеля 10 кВ:

1 токопроводящая жила; 2 фазная изоляция; 3 поясная изоляция; 4 оболочка; 5 броня; 6 защитный покров.

Фазная изоляция предназначена для изоляции жил друг от друга. Выполняют из специальной технической бумаги с вязкой пропиткой, которая увеличивает электрическую прочность.

Поясная изоляция обеспечивает одинаковую электрическую прочность между жилами и между любой фазой и землей. Это важно, так как в сети с изолированной нейтралью при замыкании одной из фаз на землю две другие фазы по отношению к земле оказываются под линейным напряжением.

Разделение изоляции на фазную и поясную позволяет уменьшить диаметр кабеля. Но при наличии поясной изоляции электрическое поле отличается от радиального (рис. 3.5). В этом случае силовые линии имеют различные углы наклона по отношению к слоям бумаги, что обуславливает наличие в них тангенциальной составляющей поля. Электрическая прочность вдоль слоев бумаги в 8 – 10 раз меньше, чем поперек.

Свободное пространство кабеля заполняется бумажными жгутами. Они затрудняют перемещение пропиточного состава, удлиняя срок службы кабеля. Они также придают округлую форму кабелю.

Оболочка служит для герметизации изоляции и защиты ее от проникновения влаги, воздуха, химических продуктов, исключает старение изоляции под действием тепла и света. Выполняют из алюминия, свинца, полиэтиленовых материалов.

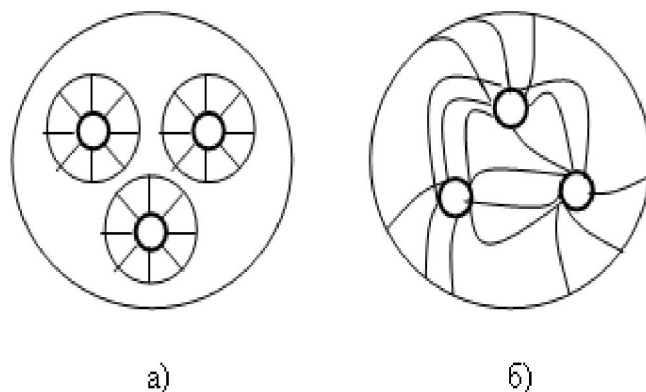


Рисунок 3.5 – Электрическое поле в кабеле:
а) – с экранированными жилами; б) – с поясной изоляцией.

Броня служит для защиты оболочки от механических повреждений при раскопках, сползании грунта. Выполняют из стальных лент или проволок.

Наружный покров защищает броню от коррозии. Представляет собой джутовое покрытие, пропитанное битумной массой.

При повышении напряжения слой изоляции нужно увеличивать. Это не выгодно. Поэтому при напряжении 35 кВ и выше кабели выполняются с отдельно освинцованными или экранированными жилами. И электрическое, и тепловое поля – радиальные (рис. 3.5 б).

Кабели с вязкой пропиткой имеют существенный недостаток: после снятия токовой нагрузки, т.е. при остывании в кабеле появляются газовые включения. Это связано с тем, что коэффициент линейного расширения кабельной массы значительно больше коэффициента линейного расширения изолирующей бумаги. Диэлектрическая прочность газовых включений меньше в несколько раз, чем у бумаги. При повышении напряженности электрического поля это может привести к пробое изоляции.

Чтобы избежать этого при напряжениях 10 – 110 кВ применяют газонаполненные кабели. Это освинцованные кабели. Фазная изоляция выполняется из обедненно-пропитанной бумаги. Кабель находится под небольшим избыточным давлением (0,1 – 0,3 МПа) инертного газа (азота). Это повышает изолирующие свойства бумаги. Постоянство давления обеспечивается непрерывной подпиткой газа.

При напряжении 110 – 500 кВ используются маслonaполненные кабели. Жилы выполняют полими и заполняют их маловязким очищенным маслом под давлением до 1,6 МПа. Избыточное давление исключает возможность образования пустот в изоляции кабеля, что увеличивает его электрическую прочность. В зависимости от величины давления различают маслonaполненные кабели высокого и низкого давления. Маслопроводящий канал через специальные муфты на трассе соединяется с баками давления.

Маркируются кабели по начальным буквам элементов, которые характеризуют их конструкцию:

- жила – буква **А** для алюминия, без обозначения для меди;
- оболочка – буква **А** для алюминия, **С** – для свинца, **В** – для поливинилхлорида, **Н** – для резины, **П** – для полиэтилена;
- броня – буква **Б** для стальных лент, **П** – для плоских освинцованных проволок, **К** – для круглых освинцованных проволок, **Г** – для кабелей без брони и защитного слоя.

Если кабели выполняются с отдельно освинцованными жилами, то в маркировке указывается буква **О**.

Для маслонаполненных кабелей низкого давления перед основной аббревиатурой указывают буквы **МН**, а для кабелей высокого давления – **МВД**. После аббревиатуры указывают количество жил и сечение жил в мм².

Например, ААБ-3х 120 – трехжильный алюминиевый кабель с алюминиевой оболочкой и броней из свинца с сечением жил 120 мм²; СБ-3х 95 трехжильный медный кабель со свинцовыми оболочкой и броней сечением жил 95 мм².

4 Схемы замещения и параметры элементов электрических сетей

В состав электрической сети входят различные по назначению и конструкции элементы (ЛЭП, трансформаторы и т.д.). Но на каждом из участков её можно охарактеризовать одинаковым набором параметров, отражающих свойства элементов и различающихся между собой только количественно.

Каждый элемент электрической сети представляется в виде схемы замещения. Расчётная схема электрической сети, таким образом, образуются в результате объединения схем замещения отдельных элементов с учётом последовательности соединения их в сеть.

Любая ЛЭП, строго говоря, обладает большим количеством равномерно распределённых вдоль неё бесконечно малых активных и реактивных сопротивлений и проводимостей. Точный их учёт необходим при расчёте длинных линий (ВЛЭП больше 300 км, для КЛЭП больше 50 км). В практических расчётах ограничиваются упрощёнными методами и считают, что ЛЭП обладает не распределёнными, а сосредоточенными сопротивлениями и проводимостями.

Активное сопротивление

Активное сопротивление зависит от материала, сечения и температуры. Активное сопротивление обуславливает тепловые потери проводов и кабелей. Определяется материалом токопроводящих проводников и площадью их сечения.

Различают сопротивление проводника постоянному току (омическое) и переменному току (активное). Активное сопротивление больше омического ($R_a > R_{ом}$) из-за поверхностного эффекта. Переменное магнитное поле внутри проводника вызывает противоэлектродвижущую силу, благодаря которой происходит перераспределение тока по сечению проводника. Ток из центральной его части вытесняется к поверхности. Таким образом, ток в центральной части провода меньше, чем у поверхности, то есть сопротивление провода возрастает по сравнению с омическим. Поверхностный эффект резко проявляется при токах высокой частоты, а также в стальных проводах (из-за высокой магнитной проницаемости стали).

Для ЛЭП, выполненных из цветного металла, поверхностный эффект на промышленных частотах незначителен. Следовательно, $R_a \approx R_{ом}$.

Обычно влиянием колебания температуры на R_a проводника в расчётах пренебрегают. Исключение составляют тепловые расчеты проводников. Пересчет величины сопротивления выполняют по формуле:

$$R_{\theta} = R_{20} \cdot [1 + 0,004(\theta - 20)],$$

где R_{20} – активное сопротивление при температуре 20°; θ – текущее значение температуры.

Активное сопротивление зависит от материала проводника и сечения:

$$R = \rho \cdot \frac{l}{F},$$

где ρ – удельное сопротивление, Ом мм²/км; l – длина проводника, км; F – сечение проводника, мм².

Сопротивление одного километра проводника называют погонным сопротивлением:

$$r_0 = \frac{\rho}{F} = \frac{1}{\gamma \cdot F},$$

где γ – удельная проводимость материала проводника, км См/мм².

Для меди $\gamma_{Cu}=53 \cdot 10^{-3}$ км См/мм², для алюминия $\gamma_{Al}=31.7 \cdot 10^{-3}$ км См/мм².

На практике значение r_0 определяют по соответствующим таблицам, где они указаны для $t^0=20^0C$.

Величина активного сопротивления участка сети рассчитывается:

$$R=r_0 \cdot l.$$

Активное сопротивление стальных проводов намного больше омического из-за поверхностного эффекта и наличия дополнительных потерь на гистерезис (перемагничивание) и от вихревых токов в стали:

$$r_0 = r_{0\text{пост}} + r_{0\text{доп}},$$

где $r_{0\text{пост}}$ – омическое сопротивление одного километра провода;

$r_{0\text{доп}}$ – активное сопротивление, которое определяется переменным магнитным полем внутри проводника, $r_{0\text{доп}} = r_{0\text{поверх.эф}} + r_{0\text{гистер.}} + r_{0\text{вихр.}}$

Изменение активного сопротивления стальных проводников показано на рисунке 4.1.

При малых величинах тока индукция прямо пропорциональна току. Следовательно, r_0 увеличивается. Затем наступает магнитное насыщение: индукция и r_0 практически не изменяются. При дальнейшем увеличении тока r_0 уменьшается из-за снижения магнитной проницаемости стали (μ).

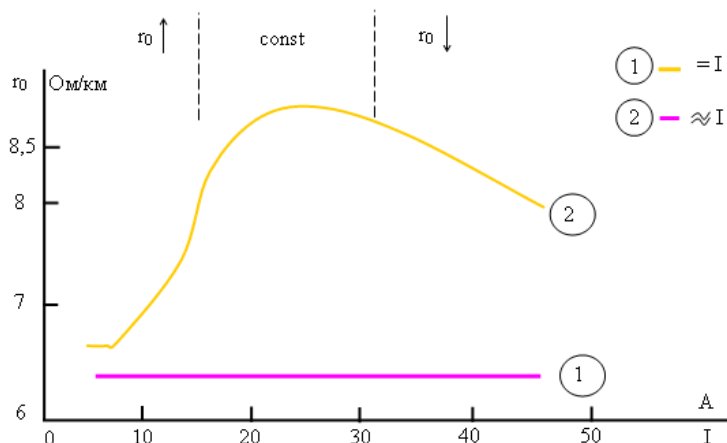


Рисунок 4.1 – Зависимость активного сопротивления стальных проводников от величины тока:
1 – постоянному току; 2 – переменному току.

Зависимость $r_0=f(F)$ имеет вид (см. рис. 4.2):

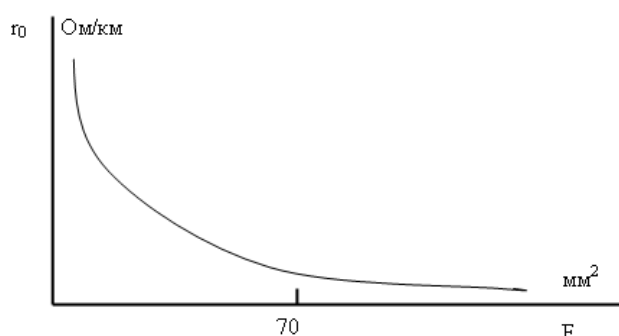


Рисунок 4.2 – Зависимость погонного активного сопротивления от сечения проводника.

Из рис. 4.2 видно, что при малых значениях сечения r_0 имеет большое значение. При увеличении сечения величина r_0 уменьшается.

Индуктивное сопротивление

Переменный ток, проходя по проводу, образует вокруг него переменное магнитное поле, которое наводит в проводнике ЭДС обратного направления (ЭДС самоиндукции). *Сопротивление току*, обусловленное противодействием ЭДС самоиндукции, называется *реактивным индуктивным сопротивлением*.

Величина реактивного индуктивного сопротивления зависит как от значения тока в собственном проводе, так и от величины токов в соседних проводах. Чем дальше расположены фазные провода линии, тем меньше влияние соседних проводов – поток рассеяния и индуктивное сопротивление увеличиваются.

На величину индуктивного сопротивления оказывает влияние диаметр провода, магнитная проницаемость (μ) и частота переменного тока. Величина погонного индуктивного сопротивления рассчитывается по формуле:

$$x_0 = \omega \cdot (4,61 \lg \frac{D_{cp}}{R_{пр}} + 0,5\mu) \cdot 10^{-4} = x_0' + x_0'', \quad (4.1)$$

где ω – угловая частота; μ – магнитная проницаемость; D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между фазами ЛЭП; $R_{пр}$ – радиус провода.

Погонное индуктивное сопротивление состоит из двух составляющих x_0' и x_0'' . Величина x_0' называется внешним индуктивным сопротивлением. Обусловлено внешним магнитным полем и зависит только от геометрических размеров ЛЭП. Величина x_0'' называется внутренним индуктивным сопротивлением. Обусловлено внутренним магнитным полем и зависит только от μ , то есть от тока проходящего по проводнику.

Среднегеометрическое расстояние между фазными проводами рассчитывается по формуле:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}}.$$

На рис. 4.3 показано возможное расположение проводов на опоре.

При расположении проводов в одной плоскости (рис. 4.3 а, б) формула для расчета D_{cp} упрощается:

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

Если же провода расположены в вершинах равностороннего треугольника, то $D_{cp} = D$.

Для ВЛЭП напряжением 6-10 кВ расстояние между проводами составляет 1-1,5 м; напряжением 35 кВ – 2-4 м; напряжением 110 кВ – 4-7 м; напряжением 220 кВ – 7-9 м.

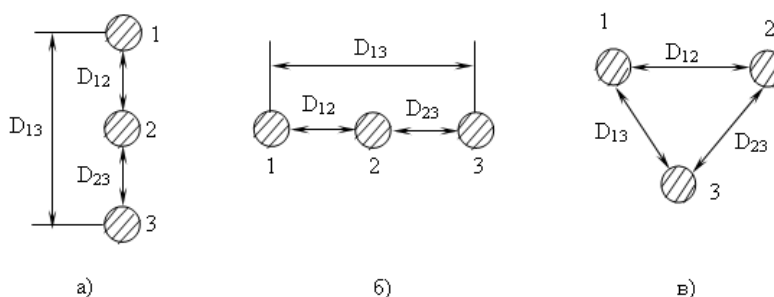


Рисунок 4.3 – Расположение проводов на опоре:
а), б) – в одной плоскости; в) – в вершинах треугольника.

При $f = 50 \text{ Гц}$ значение $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 3,14 \text{ 1/с}$. Тогда формула (4.1) записывается следующим образом:

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр}}} + 0,016 \cdot \mu.$$

Для проводников выполненных из цветного металла (медь, алюминий) $\mu = 1$.

На ЛЭП высокого напряжения (330 кВ и выше) применяют расщепление фазы на несколько проводов. На напряжении 330 кВ обычно используют 2 провода в фазе (индуктивное сопротивление снижается приблизительно на 19%). На напряжении 500 кВ обычно используют 3 провода в фазе (индуктивное сопротивление снижается приблизительно на 28%). На напряжении 750 кВ используют 4-6 проводов в фазе (индуктивное сопротивление снижается приблизительно на 33%).

Величина погонного индуктивного сопротивления при расщепленной конструкции фазы рассчитывается как:

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр экв}}} + \frac{0,016 \cdot \mu}{n},$$

где n – количество проводов в фазе; $R_{\text{пр экв}}$ – эквивалентный радиус провода.

При $n = 2, 3$

$$R_{\text{пр экв}} = \sqrt[n]{a^{n-1} \cdot R_{\text{пр}}},$$

где a – шаг расщепления (среднегеометрическое расстояние между проводами в фазе); $R_{\text{пр}}$ – радиус провода.

При большем количестве проводов в фазе их располагают по окружности (см. рис. 4.4). В этом случае величина эквивалентного радиуса провода равна:

$$R_{\text{пр экв}} = \rho_p \cdot \sqrt[n]{\frac{n \cdot R_{\text{пр}}}{\rho_p}},$$

где ρ_p – радиус расщепления.

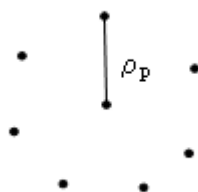


Рисунок 4.4 – Расположение проводов в фазе при $n \geq 4$

Величина погонного индуктивного сопротивления зависит от радиуса провода, и практически не зависит от сечения (рис. 4.5).

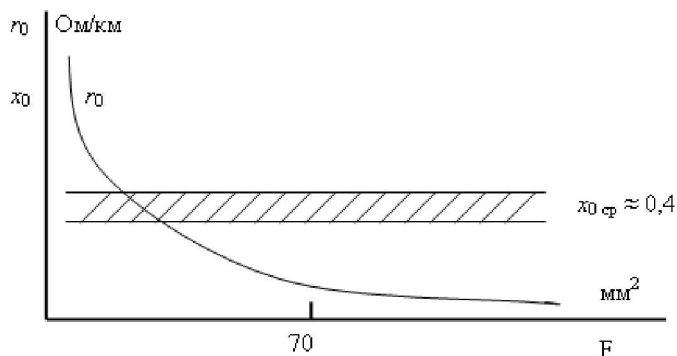


Рисунок 4.5 – Зависимость погонных активного и реактивного сопротивлений от сечения

Величина x_0 уменьшается при увеличении радиуса провода. Чем меньше средний диаметр провода, тем больше x_0 , так как в меньшей степени влияют соседние провода, уменьшается ЭДС самоиндукции. Влияние второй цепи для двухцепных ЛЭП проявляется мало, поэтому им пренебрегают.

Индуктивное сопротивление кабеля намного меньше чем у воздушных ЛЭП из-за меньших расстояний между фазами. В ряде случаев им можно пренебречь. Сравним погонное индуктивное кабельных и воздушных линий разных напряжений:

Номинальное напряжение, кВ	КЛЭП	ВЛЭП
6	0,06	0,31
35	0,125	0,4

Величина реактивного сопротивления участка сети рассчитывается:

$$X = x_0 \cdot l.$$

Активная проводимость

Активная проводимость (G) обусловлена потерями активной мощности в диэлектриках. Ее величина зависит от:

- тока утечки по изоляторам (малы, можно пренебречь);
- потерь мощности на корону.

Активная проводимость приводит к потерям активной мощности в режиме холостого хода ВЛЭП. Потери мощности на корону ($\Delta P_{\text{кор}}$) обусловлены ионизацией воздуха вокруг проводов. Когда напряжённость электрического поля у провода становится больше электрической прочности воздуха (21,2кВ/см), на поверхности провода образуются электрические разряды. Из-за неровностей поверхности многопроволочных проводов, загрязнений и заусениц разряды появляются вначале только в отдельных точках провода – *местная корона*. По мере повышения напряжённости корона распространяется на большую поверхность провода и в конечном счёте охватывает провод целиком по всей длине – *общая корона*.

Потери мощности на корону зависят от погодных условий. Наибольшие потери мощности на корону происходят при различных атмосферных осадках. Например, на воздушных ЛЭП напряжением 330÷750кВ $\Delta P_{\text{кор}}$ при снеге повышаются на 14%, дожде – на 47%, изморози – на 107% по сравнению с потерями при хорошей погоде. Корона вызывает коррозию проводов, создаёт помехи на линиях связи и радиопомехи.

Величину потерь мощности на корону можно рассчитать по формуле:

$$\Delta P_{\text{кор}} = \frac{0,18}{\delta} \cdot \sqrt{\frac{R_{\text{пр}}}{D_{\text{ср}}}} \cdot (U_{\text{ф}} - U_{\text{кор ф}})^2, \text{ кВт/км}$$

где δ – коэффициент, учитывающий барометрическое давление; $U_{\text{ф}}$, $U_{\text{кор ф}}$ – соответственно фазные рабочее напряжение ЛЭП и напряжение, при котором возникает корона.

Начальная напряжённость (в хорошую погоду), при которой возникает общая корона рассчитывается по формуле Пика:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \delta \cdot \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{R_{\text{пр}} \cdot \delta}}\right), \text{ кВ/см}$$

где m – коэффициент негладкости привода; $R_{\text{пр}}$ – радиус провода, см; δ – коэффициент, учитывающий барометрическое давление.

Для гладких цилиндрических проводов значение $m = 1$, для многопроволочных проводов – $m = 0,82 \div 0,92$.

Величина δ рассчитывается по формуле:

$$\delta = \frac{0,386 \cdot P}{273 + \theta},$$

где P – давление, мм ртутного столба; θ – температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$.

При нормальном атмосферном давлении (760 мм рт. ст.) и температуре 20°C $\delta = 1$. Для районов с умеренным климатом среднегодовое значение δ равно 1,05.

Рабочая напряженность при нормальных условиях работы ЛЭП определяется по формулам:

- для нерасщепленной фазы

$$E = \frac{0,355 \cdot U_{\text{экс}}}{R_{\text{пр}} \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр}}}}; \text{ кВ/см}$$

- для расщепленной фазы

$$E_{\text{р}} = \frac{0,355 \cdot U_{\text{экс}}}{n \cdot R_{\text{пр}} \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр экв}}}}, \text{ кВ/см}$$

где $U_{\text{экс}}$ – среднее эксплуатационное (линейное) напряжение.

Если величина эксплуатационного напряжения неизвестна, то считают, что $U_{\text{экс}} = U_{\text{ном}}$.

Величина рабочей напряженности на фазах разная. В расчетах принимается величина наибольшей напряжённости:

$$E_{\text{max}} = k_{\text{расп}} \cdot k_{\text{расщ}} E,$$

где $k_{\text{расп}}$ – коэффициент, учитывающий расположение проводов на опоре; $k_{\text{расщ}}$ – коэффициент, учитывающий конструкцию фазы.

Для проводов, расположенных в вершинах равностороннего треугольника или близкого к нему, $k_{\text{расп}} = 1$. Для проводов, расположенных в горизонтально или вертикально, $k_{\text{расп}} = 1,05 - 1,07$.

Для нерасщепленной фазы $k_{\text{расщ}} = 1$. При расщепленной конструкции фазы коэффициент $k_{\text{расщ}}$ рассчитывается по формулам:

- при $n = 2$

$$k_{\text{расщ}} = 1 + \frac{2 \cdot R_{\text{пр}}}{a};$$

- при $n = 3$

$$k_{\text{расщ}} = 1 + \frac{3,5 \cdot R_{\text{пр}}}{a}.$$

Напряжение, при котором возникает корона, рассчитывается по формуле:

$$U_{\text{кор}} = \frac{U_{\text{экс}} \cdot E_0}{E_{\text{max}}}.$$

Чтобы повысить $U_{\text{кор}}$ нужно снизить E_{max} . Для этого нужно увеличить либо радиус провода $R_{\text{пр}}$ либо $D_{\text{ср}}$. В первом случае эффективно расщеплять провода в фазе. Увеличение $D_{\text{ср}}$ приводит к значительному изменению габаритов ЛЭП. Мероприятие малоэффективно, так как $D_{\text{ср}}$ находится под знаком логарифма.

Если $E_{\text{max}} > E_0$, то работа ЛЭП является неэкономичной из-за потерь мощности на корону. Согласно ПУЭ, корона на проводах отсутствует, если выполняется условие:

$$E_{\text{max}} \leq 0,9 E_0 \quad (m = 0,82, \delta = 1).$$

При проектировании выбор сечений проводов выполняют таким образом, чтобы короны в хорошую погоду, не было. Так как увеличение радиуса провода является основным средством

снижения $\Delta P_{\text{кор}}$, то установлены минимально допустимые сечения по условиям короны: при напряжении 110 кВ – 70мм², при напряжении 150 кВ – 120мм², при напряжении 220 кВ – 240мм².

Величина погонной активной проводимости рассчитывается по формуле:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\text{кор}}}{U_{\text{ном}}^2}, \text{ См/км.}$$

Активная проводимость участка сети находится следующим образом:

$$G = g_0 \cdot l.$$

При расчете установившихся режимов сетей напряжением до 220кВ активная проводимость не учитывается – увеличение радиуса провода снижает потери мощности на корону практически до нуля. При $U_{\text{ном}} \geq 330\text{кВ}$ увеличение радиуса провода приводит к значительному удорожанию ЛЭП. Поэтому в таких сетях расщепляют фазу и учитывают в расчетах активную проводимость.

В кабельных ЛЭП расчет активной проводимости выполняется по тем же формулам, что и для воздушной ЛЭП. Природа потерь активной мощности иная.

В кабельных линиях ΔP вызывается явлениями, происходящими в кабеле за счет тока абсорбции. Для КЛЭП диэлектрические потери указываются заводом – изготовителем. Диэлектрические потери в КЛЭП учитываются при $U \geq 35 \text{ кВ}$.

Реактивная (ёмкостная проводимость)

Реактивная проводимость обусловлена наличием емкости между фазами и между фазами и землей, так как любую пару проводов можно рассматривать как конденсатор.

Для ВЛЭП величина погонной реактивной проводимости рассчитывается по формулам:

- для нерасщепленных проводов

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр}}}}, \text{ См/км;}$$

- для расщеплённых проводов

$$b_{0 \text{ р}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр экв}}}}.$$

Расщепление увеличивает b_0 на 21÷33%.

Для КЛЭП величина погонной проводимости чаще рассчитывается по формуле:

$$b_0 = \omega C_0.$$

Величина емкости C_0 приводится в справочной литературе для различных марок кабеля.

Реактивная проводимость участка сети рассчитывается по формуле:

$$B = b_0 \cdot l.$$

У воздушных ЛЭП значение b_0 значительно меньше, чем у кабельных ЛЭП, мало, так как $D_{\text{ср ВЛЭП}} \gg D_{\text{ср КЛЭП}}$.

Под действием напряжения в проводимостях протекает ёмкостный ток (ток смещения или зарядный ток):

$$I_c = B \cdot U_{\text{ф}}.$$

Величина этого тока определяет потери реактивной мощности в реактивной проводимости или зарядную мощность ЛЭП:

$$\Delta Q_c = Q_{\text{зар}} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_c = B \cdot U^2.$$

В районных сетях зарядные токи соизмеримы с рабочими токами. При $U_{\text{ном}} = 110$ кВ, величина Q_c составляет около 10% от передаваемой активной мощности, при $U_{\text{ном}} = 220$ кВ – $Q_c \approx 30\% P$. Поэтому ее нужно учитывать в расчетах. В сети номинальным напряжением до 35 кВ величиной Q_c можно пренебречь.

Схема замещения ЛЭП

Итак, ЛЭП характеризуется активным сопротивлением $R_{\text{л}}$, реактивным сопротивлением линии $x_{\text{л}}$, активной проводимостью $G_{\text{л}}$, реактивной проводимостью $B_{\text{л}}$. В расчетах ЛЭП может быть представлена симметричными Π - и Т-образными схемами (рис. 4.6).

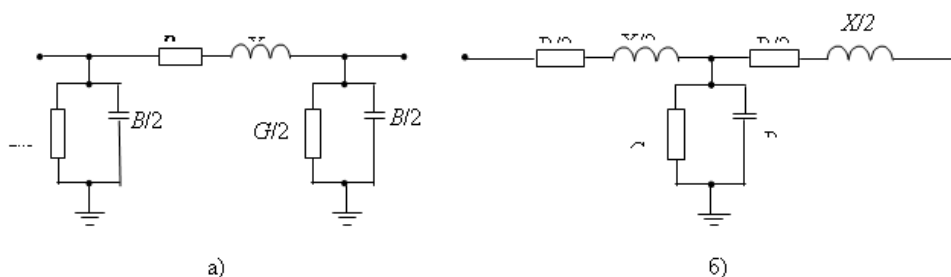


Рисунок 4.6 – Схемы замещения ЛЭП:

а) Π – образная; б) Т - образная

Π – образная схема применяется чаще.

В зависимости от класса напряжения теми или иными параметрами полной схемы замещения можно пренебречь (см. рис. 4.7):

- ВЛЭП напряжением до 220 кВ ($\Delta P_{\text{кор}} \approx 0$);
- ВЛЭП напряжением до 35 кВ ($\Delta P_{\text{кор}} \approx 0$, $\Delta Q_c \approx 0$);
- КЛЭП напряжением 35 кВ (реактивное сопротивление ≈ 0);
- КЛЭП напряжением 20 кВ (реактивное сопротивление ≈ 0 , диэлектрические потери ≈ 0);
- КЛЭП напряжением до 10 кВ (реактивное сопротивление ≈ 0 , диэлектрические потери ≈ 0 , $\Delta Q_c \approx 0$).

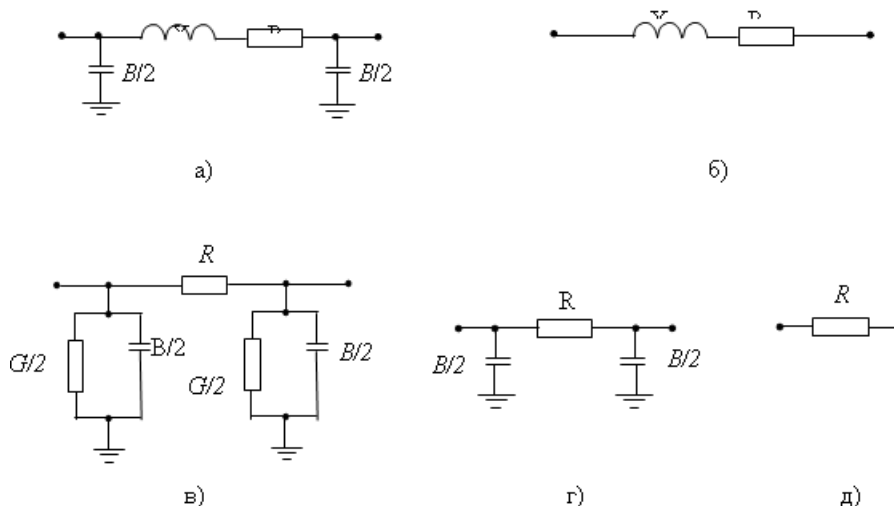


Рисунок 4.7 – Упрощенные схемы замещения ЛЭП:

а) ВЛЭП при $U_{\text{ном}}$ до 220 кВ; б) ВЛЭП при $U_{\text{ном}}$ до 35 кВ; в) КЛЭП при $U_{\text{ном}}$ 35 кВ; г) КЛЭП при $U_{\text{ном}}$ 20 кВ; д) КЛЭП при $U_{\text{ном}}$ 6-10 кВ.

4 Параметры схемы замещения трансформаторов

Общие сведения

На электростанциях и подстанциях устанавливаются трехфазные и однофазные, двухобмоточные и трехобмоточные силовые трансформаторы и автотрансформаторы, и силовые однофазные и трехфазные трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения.

В аббревиатуре трансформатора последовательно (слева направо) приводится следующая информация:

- вид устройства (**А** – автотрансформатор, без обозначения – трансформатор);
- количество фаз (**О** – однофазный, **Т** – трехфазный);
- наличие расщепленной обмотки низшего напряжения – **Р**;
- система охлаждения (**М** – естественная циркуляция масла и воздуха, **Д** – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла, **МЦ** – естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла, **ДЦ** – принудительная циркуляция воздуха и масла и др);
- количество обмоток (без обозначения – двухобмоточный, **Т** – трехобмоточный);
- наличие устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН);
- исполнение (**З** – защитное, **Г** – грозоупорное, **У** – усовершенствованное, **Л** – с литой изоляцией);
- специфическая область применения (**С** – для систем собственных нужд электростанций, **Ж** – для электрификации железных дорог);
- номинальная мощность в кВ·А,
- класс напряжения обмоток (напряжения сети, к которой подключается трансформатор) в кВ.

Двухобмоточный трансформатор

На электрических схемах двухобмоточный трансформатор представляется следующим образом (рис. 5.1):

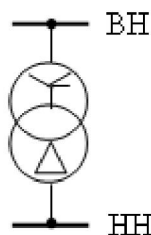


Рисунок 5.1 – Условное изображение двухобмоточного трансформатора.

В обмотках указывается схемы соединения обмоток (звезда, звезда с нулем, треугольник) и режим работы нейтрали:

- звезда – с изолированной нейтралью;
- звезда с нулем – имеется соединение нейтрали с землей.

В соответствии с принятой системой обозначений аббревиатура трансформатора ТДН-10000/110/10 расшифровывается: трансформатор трехфазный, двухобмоточный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла и системой регулирования напряжения под нагрузкой. Номинальная мощность – 10000 кВ·А, класс напряжения обмотки высшего напряжения – 110 кВ, низшего напряжения – 10 кВ.

В практических расчетах двухобмоточный трансформатор чаще всего представляется Г-образной схемой замещения (рис. 5.2).

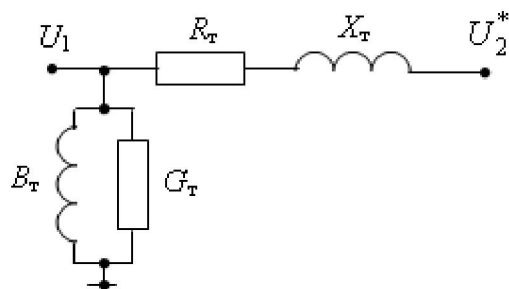


Рисунок 5.2 – Г-образная схема замещения

Активное и реактивное сопротивления трансформатора (продольная ветвь) представляют собой сумму активных и реактивных сопротивлений обмотки высшего напряжения и приведенной к ней обмотки низшего напряжения:

$$R_T = R_B + R_H^*;$$

$$X_T = X_B + X_H^*.$$

Поперечная ветвь схемы замещения представлена активной G_T и реактивной B_T проводимостями. Проводимости обычно подключают со стороны первичной обмотки: для повышающих трансформаторов – со стороны обмотки низшего напряжения, для понижающих – со стороны обмотки высшего напряжения.

В такой схеме замещения отсутствует трансформация, то есть отсутствует идеальный трансформатор. Поэтому в расчетах вторичное напряжение U_2^* оказывается приведенным к напряжению первичной обмотки.

Активная проводимость обусловлена потерями активной мощности в стали трансформатора на перемагничивание и вихревые токи, реактивная проводимость – намагничивающей мощностью. В расчетах режимов электрической сети проводимости заменяются нагрузкой, равной потерям холостого хода.

Параметры схемы замещения трансформатора определяются из двух опытов – холостого хода и короткого замыкания. В опытах определяют следующие величины, которые указывают в паспортных данных трансформатора:

- потери активной мощности в режиме холостого хода ΔP_x в кВт;
- потери активной мощности в режиме короткого замыкания ΔP_k в кВт;
- напряжение короткого замыкания U_k в %;
- ток холостого хода I_x в %.

Величины активного и реактивного сопротивлений находят из опыта короткого замыкания (рис. 5.3). Опыт выполняют следующим образом: обмотку низшего напряжения закорачивают, а на обмотку высшего напряжения подают такое напряжение (U_k), чтобы в обеих протекал номинальный ток.

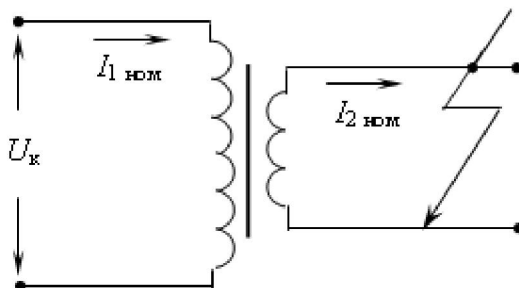


Рисунок 5.3 – Опыт короткого замыкания

Так как напряжение короткого замыкания намного меньше номинального напряжения трансформатора, то потери активной мощности в проводимости практически равны нулю. Таким образом, все потери активной мощности в режиме короткого замыкания идут на нагрев обмоток. Математически это можно записать:

$$\Delta P_K = 3 \cdot I_{1\text{НОМ}}^2 \cdot R_T. \quad (5.1)$$

Если в формуле (5.1) значение тока записать через мощность и номинальное напряжение обмотки высшего напряжения

$$I_{1\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВНОМ}}},$$

то получим выражение для расчета активного сопротивления двухобмоточного трансформатора:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{ВНОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}.$$

Напряжение короткого замыкания U_K складывается из падения напряжения на активном $U_{\text{ка}}$ и реактивном $U_{\text{кр}}$ сопротивлениях. Выразим их в процентах от номинального напряжения.

Падение напряжения в активном сопротивлении трансформатора:

$$U_{\text{ка}}, \% = \frac{U_{\text{ка}}}{U_{\text{ВНОМ}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{1\text{НОМ}} \cdot R_T}{U_{\text{ВНОМ}}} \cdot 100.$$

Подставим в выражение значение R_T . Получим:

$$U_{\text{ка}}, \% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{1\text{НОМ}} \cdot R_T}{U_{\text{ВНОМ}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{1\text{НОМ}} \cdot \Delta P_K \cdot U_{\text{ВНОМ}}^2}{U_{\text{ВНОМ}} \cdot S_{\text{НОМ}}^2} \cdot 100 = \frac{\Delta P_K}{S_{\text{НОМ}}} \cdot 100.$$

Таким образом, величина падения напряжения в активном сопротивлении, выраженная в процентах, пропорциональна потерям активной мощности в режиме короткого замыкания.

Выражение для падения напряжения в реактивном сопротивлении в процентах выглядит следующим образом

$$U_{\text{кр}}, \% = \frac{U_{\text{кр}}}{U_{\text{ВНОМ}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{1\text{НОМ}} \cdot X_T}{U_{\text{ВНОМ}}} \cdot 100. \quad (5.2)$$

Из него можем найти величину реактивного сопротивления трансформатора:

$$X_T = \frac{U_{\text{кр}} \cdot U_{\text{ВНОМ}}}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{1\text{НОМ}}}.$$

Умножим и разделим полученное выражение на $U_{\text{ВНОМ}}$:

$$X_T = \frac{U_{\text{кр}} \cdot U_{\text{ВНОМ}}}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{1\text{НОМ}}} \cdot \frac{U_{\text{ВНОМ}}}{U_{\text{ВНОМ}}} = \frac{U_{\text{кр}} \cdot U_{\text{ВНОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}.$$

В современных трансформаторах активное сопротивление гораздо больше реактивного. Поэтому в практических расчетах можно принять, что $U_{\text{кр}} \approx U_K$. Тогда, формула для расчета индуктивного сопротивления трансформатора имеет вид:

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{\text{ВНОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}.$$

Трансформаторы имеют устройства регулирования напряжения (РПН или ПБВ), которые позволяют менять коэффициенты трансформации. Поэтому величина U_k (следовательно, и величина индуктивного сопротивления) зависит от ответвления устройств РПН или ПБВ. В расчетах установившихся режимов этой зависимостью пренебрегают. Ее учитывают при расчете токов короткого замыкания при выборе устройств автоматики и релейной защиты.

Проводимости ветви намагничивания определяются из опыта холостого хода (рис. 5.4), который выполняется при номинальном напряжении. В этом режиме трансформатор потребляет мощность, равную потерям холостого хода:

$$\Delta S_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x.$$

Потери активной мощности пропорциональны активной проводимости трансформатора

$$\Delta P_x = U_{\text{в ном}}^2 \cdot G_T.$$

Отсюда может быть определена величина активной проводимости:

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{в ном}}^2}.$$

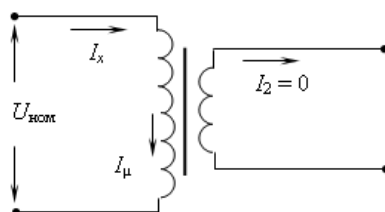


Рисунок 5.4 – Опыт холостого хода двухобмоточного трансформатора

Потери реактивной мощности пропорциональны реактивной проводимости трансформатора:

$$\Delta Q_x = U_{\text{в ном}}^2 \cdot B_T.$$

Следовательно, величина реактивной проводимости трансформатора равна:

$$B_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{\text{в ном}}^2}.$$

Величина потерь реактивной мощности пропорциональна току намагничивания

$$\Delta Q_x = 3 \cdot I_\mu \cdot U_{\text{в ном ф}}, \quad (5.3)$$

где $U_{\text{ном ф}}$ – фазное номинальное напряжение трансформатора.

Величина тока холостого хода складывается из тока намагничивания I_μ и тока в стали $I_{\text{стали}}$:

$$I_x = I_\mu + I_{\text{стали}}.$$

Так как величина тока в стали составляет около 10 % от тока намагничивания, то выражение (5.3) можно записать:

$$\Delta Q_x \approx 3 \cdot I_x \cdot U_{\text{в ном ф}}.$$

В паспортных данных величина тока холостого хода приводится в процентах от номинального тока. Поэтому мы можем записать:

$$\Delta Q_x \approx \frac{3 \cdot I_{x \%} \cdot I_{\text{ном}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{в ном}}}{\sqrt{3}} = \frac{I_{x \%} \cdot S_{\text{ном}}}{100}.$$

С учетом полученного выражения, формула для расчета реактивной проводимости имеет вид:

$$B_{\tau} = \frac{I_{\text{х \%}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{100 \cdot U_{\text{В НОМ}}^2}.$$

Трехобмоточный трансформатор

На электрических схемах трехобмоточный трансформатор представляется следующим образом (рис. 5.5):

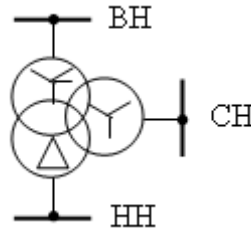


Рисунок 5.5 – Условное изображение трехобмоточного трансформатора

В соответствии с принятой системой обозначений аббревиатура трансформатора ТДТН-25000/110/35/10 расшифровывается: трансформатор трехфазный, трехобмоточный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла и системой регулирования напряжения под нагрузкой. Номинальная мощность – 25000 кВ·А, класс напряжения обмотки высшего напряжения – 110 кВ, среднего напряжения – 35 кВ, низшего напряжения – 10 кВ.

Обмотки трехобмоточного трансформатора могут иметь различные мощности. За номинальную мощность трансформатора принимается мощность, равная наибольшей из мощностей его обмоток. На эту мощность трансформатор рассчитывается по условиям нагрева.

Трансформаторы выполняются со следующим исполнением обмоток – 100 % / 100 % / 100 %, 100 % / 100 % / 66,7 % и 100 % / 66,7 % / 66,7 %.

В расчетах трехобмоточный трансформатор представляется схемой замещения в виде трехлучевой звезды (рис. 5.6).

Все сопротивления в схеме приведены к напряжению высшей обмотки.

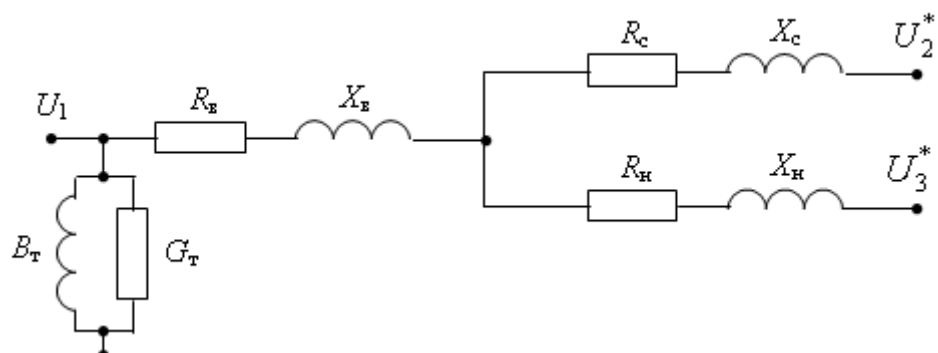


Рисунок 5.6 –Схема замещения трехобмоточного трансформатора

Для определения параметров схемы замещения трехобмоточного трансформатора нужно выполнить один опыт холостого хода и три опыта короткого замыкания. Из опыта холостого хода определяются данные для расчета активной и реактивной проводимостей. Они рассчитываются по тем же формулам, что и для двухобмоточного трансформатора.

Опыты короткого замыкания выполняются следующим образом – одна обмотка закорачивается, вторая находится на холостом ходу, а на третью обмотку подается напряжение короткого замыкания. В результате опытов определяют следующие паспортные данные:

- при закороченной обмотке низкого напряжения и питании со стороны обмотки высшего напряжения – $U_{\text{к вн}}$, $\Delta P_{\text{к вн}}$;

- при закороченной обмотке низкого напряжения и питании со стороны обмотки среднего напряжения – $U_{\text{к сн}}, \Delta P_{\text{к сн}}$;
- при закороченной обмотке среднего напряжения и питании со стороны обмотки высшего напряжения – $U_{\text{к вс}}, \Delta P_{\text{к вс}}$.

Учитывая условия проведения опытов, можно записать следующие системы уравнений:

$$\begin{cases} U_{\text{к вн}} = U_{\text{к в}} + U_{\text{к н}}; \\ U_{\text{к вс}} = U_{\text{к в}} + U_{\text{к с}}; \\ U_{\text{к сн}} = U_{\text{к с}} + U_{\text{к нс}}. \end{cases} \begin{cases} \Delta P_{\text{к вн}} = \Delta P_{\text{к в}} + \Delta P_{\text{к н}}; \\ \Delta P_{\text{к вс}} = \Delta P_{\text{к в}} + \Delta P_{\text{к с}}; \\ \Delta P_{\text{к сн}} = \Delta P_{\text{к с}} + \Delta P_{\text{к нс}}. \end{cases}$$

Решая первую систему уравнений, определяем значение напряжения короткого замыкания каждой обмотки:

$$\begin{aligned} U_{\text{к в}} &= 0,5 \cdot (U_{\text{к вн}} + U_{\text{к вс}} - U_{\text{к сн}}); \\ U_{\text{к с}} &= 0,5 \cdot (U_{\text{к вс}} + U_{\text{к сн}} - U_{\text{к вн}}); \\ U_{\text{к н}} &= 0,5 \cdot (U_{\text{к вн}} + U_{\text{к сн}} - U_{\text{к вс}}). \end{aligned}$$

Одно из значений напряжений короткого замыкания значительно меньше двух других по абсолютной величине. Чаще всего это $U_{\text{к с}}$ или $U_{\text{к сн}}$. Это объясняется конструктивным исполнением трансформатора. Обмотки на магнитопроводе трансформатора располагаются концентрически. Поэтому магнитное поле обмотки, которая находится между двумя другими обмотками, практически полностью компенсируется магнитными полями этих обмоток. В практических расчетах величина $U_{\text{к}}$ этой обмотки принимается равной нулю.

Индуктивные сопротивления обмоток трансформатора рассчитываются по той же формуле, что и для двухобмоточного трансформатора:

$$X_{\text{в}} = \frac{U_{\text{к в}} \cdot U_{\text{в ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}; \quad X_{\text{с}} = \frac{U_{\text{к с}} \cdot U_{\text{в ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}; \quad X_{\text{н}} = \frac{U_{\text{к н}} \cdot U_{\text{в ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}.$$

Решая первую систему уравнений, определяем значение потери активной мощности в каждой обмотке:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{к в}} &= 0,5 \cdot (\Delta P_{\text{к вн}} + \Delta P_{\text{к вс}} - \Delta P_{\text{к сн}}); \\ \Delta P_{\text{к с}} &= 0,5 \cdot (\Delta P_{\text{к вс}} + \Delta P_{\text{к сн}} - \Delta P_{\text{к вн}}); \\ \Delta P_{\text{к н}} &= 0,5 \cdot (\Delta P_{\text{к вн}} + \Delta P_{\text{к сн}} - \Delta P_{\text{к вс}}). \end{aligned}$$

Активные сопротивления обмоток трансформатора рассчитываются по той же формуле, что и для двухобмоточного трансформатора:

$$R_{\text{в}} = \frac{\Delta P_{\text{к в}} \cdot U_{\text{в ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}; \quad R_{\text{с}} = \frac{\Delta P_{\text{к с}} \cdot U_{\text{в ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}; \quad R_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к н}} \cdot U_{\text{в ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}.$$

Очень часто в справочной литературе приводится только одно значение $\Delta P_{\text{к}}$, определенное из опыта короткого замыкания, выполненного для наиболее мощных обмоток. Обычно это $\Delta P_{\text{к вс}}$. Потери мощности в каждой обмотке определяются с учетом соотношения номинальных мощностей обмоток при решении следующей системы уравнений:

$$\begin{cases} \Delta P_{\text{к вс}} = \Delta P_{\text{к в}} + \Delta P_{\text{к с}}; \\ \frac{\Delta P_{\text{к в}}}{\Delta P_{\text{к с}}} = \frac{S_{\text{с ном}}}{S_{\text{в ном}}} \cdot \frac{\%}{\%}. \end{cases}$$

Потери активной мощности в обмотке низшего напряжения рассчитываются из любого из соотношений:

$$\frac{\Delta P_{\text{к в}}}{\Delta P_{\text{к н}}} = \frac{S_{\text{н ном}}}{S_{\text{в ном}}} \cdot \frac{\%}{\%} \quad \text{или} \quad \frac{\Delta P_{\text{к с}}}{\Delta P_{\text{к н}}} = \frac{S_{\text{н ном}}}{S_{\text{с ном}}} \cdot \frac{\%}{\%}.$$

При соотношениях мощностей обмоток 100 % / 100 % / 100 %

$$\Delta P_{KB} = \Delta P_{KC} = \Delta P_{KH} = 0,5 \Delta P_{KBC},$$

а при соотношении 100 % / 100 % / 66,7 % –

$$\Delta P_{KB} = \Delta P_{KC} = 0,5 \Delta P_{KBC}; \quad \Delta P_{KH} = 1,5 \Delta P_{KB}.$$

Двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой низкого напряжения

Двухобмоточные трансформаторы мощностью 25 и более МВ·А выполняются с расщепленной обмоткой низшего напряжения. Условное обозначение на схемах показано на рис. 5.7.

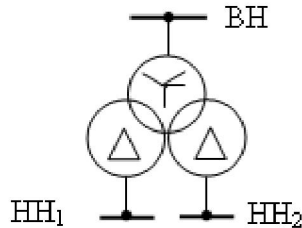


Рисунок 5.7 – Условное изображение двухобмоточного трансформатора

В соответствии с принятой системой обозначений аббревиатура трансформатора ТДРН-25000/110/10 расшифровывается: трансформатор трехфазный, двухобмоточный с расщепленной обмоткой низшего напряжения с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла и системой регулирования напряжения под нагрузкой. Номинальная мощность – 25000 кВ·А, класс напряжения обмотки высшего напряжения – 110 кВ, низшего напряжения – 10 кВ.

Трансформаторы имеют трехлучевую схему замещения (рис. 5.8).

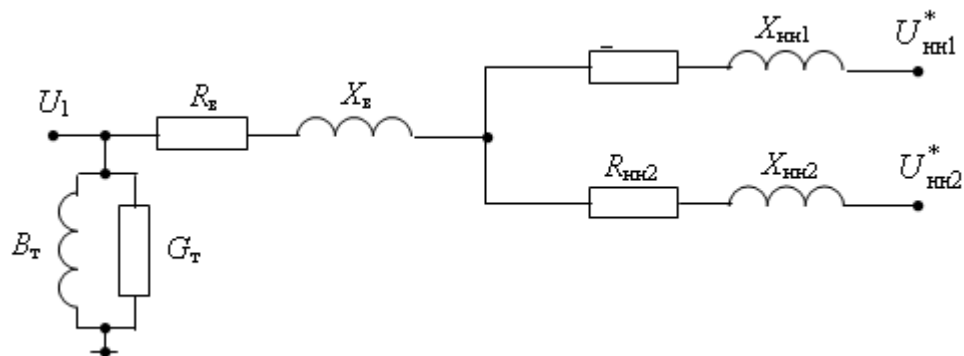


Рисунок 5.8 – Схема замещения двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения

С достаточной для практики точностью такой трансформатор может рассматриваться как два независимых двухобмоточных трансформатора, которые питаются от общей сети.

Трансформаторы с расщепленной обмоткой выполняются с соотношением мощностей обмоток 100 % / 50 % / 50 %. Откуда следует, что

$$R_{нн1} = R_{нн2} = 2 R_{в}. \quad (5.4)$$

Опыт короткого замыкания выполняется при параллельном соединении обмоток низшего напряжения. По полученным данным определяются общие активное и индуктивное сопротивления трансформатора:

$$R_{общ} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ВНОМ}^2}{S_{НОМ}^2} \quad \text{и} \quad X_{общ} = \frac{U_K \cdot U_{ВНОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}.$$

В соответствии с условиями выполнения опыта короткого замыкания

$$R_{\text{общ}} = R_{\text{в}} + \frac{R_{\text{нн1}} \cdot R_{\text{нн2}}}{R_{\text{нн1}} + R_{\text{нн2}}}; \quad (5.5)$$

$$X_{\text{общ}} = X_{\text{в}} + \frac{X_{\text{нн1}} \cdot X_{\text{нн2}}}{X_{\text{нн1}} + X_{\text{нн2}}}. \quad (5.6)$$

Подставив выражение (5.3) в (5.5), получим:

$$R_{\text{нн1}} = R_{\text{нн2}} = R_{\text{общ}} \quad \text{и} \quad R_{\text{в}} = 0,5R_{\text{общ}}.$$

Для определения индуктивных сопротивлений обмоток, нужно учитывать расположение обмоток на магнитопроводе, то есть влияние магнитных полей.

Так, для группы однофазных трансформаторов:

$$X_{\text{в}} = 0 \quad \text{и} \quad X_{\text{нн1}} = X_{\text{нн2}} = 2 X_{\text{общ}}.$$

Для трехфазных трансформаторов при расположении обмоток одна над другой:

$$X_{\text{в}} = 0,125 X_{\text{общ}} \quad \text{и} \quad X_{\text{нн1}} = X_{\text{нн2}} = 1,75 X_{\text{общ}}.$$

Проводимости трансформатора с расщепленной обмоткой определяются так же, как и для двухобмоточного трансформатора.

Применение трансформаторов с расщепленными обмотками для отдельного питания секций низшего напряжения позволяет снизить ток короткого замыкания практически в два раза и обойтись во многих случаях без токоограничивающих реакторов.

Автотрансформатор

На электрических схемах автотрансформатор изображается следующим образом (рис. 5.9).

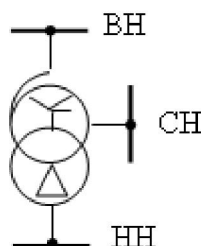


Рисунок 5.9 – Условное изображение автотрансформатора

В соответствии с принятой системой обозначений аббревиатура автотрансформатора АТДЦТН-125000/ 220/110/10 расшифровывается: автотрансформатор трехфазный, трехобмоточный с принудительной циркуляцией воздуха и масла и системой регулирования напряжения под нагрузкой. Номинальная мощность – 25000 кВ·А, класс напряжения обмотки высшего напряжения – 220 кВ, среднего напряжения – 110 кВ, низшего напряжения – 10 кВ.

Автотрансформатор отличается от трехобмоточного трансформатора тем, что его обмотки высшего и среднего напряжений, кроме магнитной связи имеют еще электрическую связь (рис. 5.10). Обмотка среднего напряжения является частью обмотки высшего напряжения.

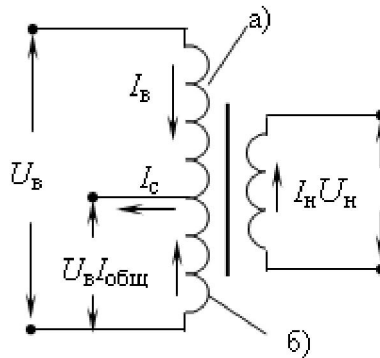


Рисунок 5.10 – Схема соединения обмоток автотрансформатора: а) – последовательная обмотка; б) общая обмотка

Обмотка высшего напряжения состоит из двух частей – последовательной обмотки и общей обмотки.

При работе автотрансформатора в режиме понижения напряжения в последовательной обмотке протекает ток I_B . Он создает магнитный поток и наводит в общей обмотке ток $I_{общ}$. Ток нагрузки в обмотке среднего напряжения равен сумме этих токов:

$$I_C = I_B + I_{общ}.$$

Ток I_B определяется электрической связью обмоток, а ток $I_{общ}$ – магнитной связью.

Полная мощность, которая передается из обмотки высшего напряжения в обмотку среднего напряжения, называется номинальной мощностью автотрансформатора. Она рассчитывается как

$$S_{ном} = \sqrt{3} \cdot U_{в ном} \cdot I_{в ном} = \sqrt{3} \cdot U_{с ном} \cdot I_{с ном}.$$

Это выражение можно записать следующим образом:

$$S_{ном} = \sqrt{3} \cdot U_{в ном} \cdot I_{в ном} = \sqrt{3} \cdot I_{в ном} \cdot (U_{в ном} - U_{с ном}) =$$

$$= \underbrace{\sqrt{3} \cdot I_{в ном} \cdot (U_{в ном} - U_{с ном})}_{\text{ТРАНСФОРМАТОРНАЯ МОЩНОСТЬ, ПЕРЕДАВАЕМАЯ МАГНИТНЫМ ПУТЕМ ИЗ ОБМОТКИ ВЫСШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ В ОБМОТКУ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ. НАЗЫВАЕТСЯ ТИПОВОЙ МОЩНОСТЬЮ. РАЗМЕРЫ МАГНИТОПРОВОДА ОПРЕДЕЛЯЮТСЯ ЭТОЙ МОЩНОСТЬЮ.}} + \underbrace{\sqrt{3} \cdot I_{в ном} \cdot U_{с ном}}_{\text{ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОЩНОСТЬ, ПЕРЕДАВАЕМАЯ ЗА СЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СВЯЗИ ОБМОТКИ. ЭТА МОЩНОСТЬ НЕ НАГРУЖАЕТ ОБЩУЮ ОБМОТКУ.}}$$

Типовая мощность меньше номинальной мощности. Выясним во сколько раз. Для этого возьмем отношение типовой мощности к номинальной:

$$\frac{S_{тип}}{S_{ном}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{в ном} \cdot (U_{в ном} - U_{с ном})}{\sqrt{3} \cdot I_{в ном} \cdot U_{в ном}} = \frac{U_{в ном} - U_{с ном}}{U_{в ном}} = 1 - \frac{U_{с ном}}{U_{в ном}} = \alpha.$$

Коэффициент α называется коэффициентом выгодности. Выгодность автотрансформатора определяется по отношению к трехобмоточному трансформатору той же мощности.

Обмотка низшего напряжения имеет с обмотками высшего и среднего напряжений только магнитную связь. Мощность этой обмотки не может быть больше типовой мощности автотрансформатора. Иначе размеры магнитопровода автотрансформатора будут определяться мощностью обмотки низшего напряжения.

Учитывая изложенное, можно записать соотношение номинальных мощностей обмоток автотрансформатора:

$$100 \% / 100 \% / \alpha \ \%.$$

Преимущества автотрансформатора по сравнению с трехобмоточным трансформатором:

- меньший расход материалов (меди, стали, изоляции);
- меньшие габариты;
- меньшие потери активной мощности в режимах холостого хода и короткого замыкания;
- больший коэффициент полезного действия;
- более легкие условия охлаждения.

Недостатки:

- сложность выполнения независимого регулирования напряжения;
- опасность перехода атмосферных перенапряжений из обмотки высшего напряжения в обмотку среднего напряжения и обратно из-за электрической связи обмоток;
- необходимость обязательного глухого заземления нейтрали. Это приводит к тому, что ток однофазного короткого замыкания может быть больше тока трехфазного короткого замыкания. Если же разземлить нейтраль, то изоляцию обмоток нужно рассчитывать на линейное напряжение.

Автотрансформатор имеет такую же схему замещения, что и трехобмоточный трансформатор. Параметры схемы замещения рассчитываются аналогично. При этом следует учитывать, что часть паспортных данных может быть приведена не к номинальной мощности, а к типовой. Обмотка низшего напряжения рассчитывается на типовую мощность. Поэтому при коротком замыкании обмотки низшего напряжения напряжение поднимается до значения, определяющего ток в этой обмотке. В этом случае параметры $\Delta P_{\text{квн}}$, $\Delta P_{\text{кчн}}$, $U_{\text{квн}}$ и $U_{\text{кчн}}$ оказываются приведенными к типовой мощности автотрансформатора.

Если в паспортных данных отмечается эта особенность, то указанные параметры следует привести к номинальной мощности по формулам:

$$\Delta P_{\text{квн}} = \frac{\Delta P_{\text{квн}}^*}{\alpha^2}; \Delta P_{\text{кчн}} = \frac{\Delta P_{\text{кчн}}^*}{\alpha^2};$$
$$U_{\text{квн}} = \frac{U_{\text{квн}}^*}{\alpha} \quad \text{и} \quad U_{\text{кчн}} = \frac{U_{\text{кчн}}^*}{\alpha}.$$

Знак “*” указывает, что параметры были приведены к типовой мощности автотрансформатора.

6 Характеристики основных электроприемников

Характеристики основных электроприемников

Электрические сети сооружаются для передачи энергии от ЭС к потребителям. Требуемая этими потребителями мощность определяет электрическую нагрузку сети. От характера нагрузки зависят требования, которые предъявляются к электрической сети.

Все потребители электроэнергии условно делятся на следующие группы:

- коммунально-бытовые;
- промышленные;
- электрифицированный транспорт;
- производственные потребители сельского хозяйства;
- прочие потребители.

К коммунально-бытовым относятся освещение жилых домов и общественных зданий, двигатели лифтов, холодильников, технологическое оборудование предприятий общественного питания и учреждений бытового обслуживания.

К *промышленным* электроприемникам относятся электродвигатели, осветительные приборы, электротермические установки, выпрямительные установки для преобразования переменного тока в постоянный.

Нагрузка тяговых ПС железной дороги, тяговых выпрямительных ПС трамваев, троллейбусов, метро относится к *электрифицированному транспорту*.

К *производственным потребителям сельского хозяйства* относится оборудование животноводческих ферм, мельниц, предприятий по переработке сельскохозяйственной продукции.

К *прочим* потребителям относятся насосные установки водопровода и канализации, компрессорные станции.

В зависимости от *эксплуатационно-технических* признаков все электроприемники делятся:

- по режимам работы;
- по мощности и напряжению;
- по роду тока;
- по степени надежности.

По *режимам работы* различают электроприемники:

- с продолжительно неизменной или маломеняющейся нагрузкой. Характеризуются тем, что длительно работают без превышения длительно допустимой температуры. Сюда относятся электродвигатели насосов, вентиляторов;
- с кратковременной нагрузкой. При работе электроприемников их температура ниже длительно допустимой температуры, а за время останова токоведущие части остывают до температуры окружающей среды. Сюда относятся большинство электроприводов металлорежущих станков;
- с повторно-кратковременной нагрузкой. Длительность цикла “включение–отключение” не превышает 10 минут. При работе электроприемников их температура ниже длительно допустимой температуры, а за время останова токоведущие части не остывают до температуры окружающей среды;
- нагревательные аппараты, работающие в продолжительном режиме с практически постоянной нагрузкой;
- электрическое освещение. Электроприемники характеризуются резким изменением нагрузки.

По *мощности и напряжению* различают электроприемники:

- большой мощности (80 – 100 кВт и больше) напряжением 6 – 10 кВ. Например, печи;
- малой и средней мощности (менее 80 кВт) напряжением 380 – 660 В.

По *роду тока* различают электроприемники:

- переменного тока промышленной частоты;
- переменного тока повышенной или пониженной частоты;
- постоянного тока.

Степень надежности электроприемников устанавливается в зависимости от последствий, которые имеют место при внезапном перерыве в электроснабжении. Различают электроприемники:

- I категории. Перерыв в электроснабжении таких потребителей связан с опасностью для жизни людей, значительным ущербом экономики государства, повреждением оборудования, массовым браком продукции. К потребителям I категории надежности относятся шахты, железные дороги, доменные и электролизные цеха, метро, стадионы, городские потребители общей нагрузкой более 10 МВ·А. Питание потребителей I категории надежности должно осуществляться от двух независимых источников питания. *Независимыми* считаются источники потеря напряжения на одном из которых по любой причине не приводит к потере напряжения на другом. Две системы шин считаются независимыми источниками питания. Среди потребителей I категории надежности выделяют особую группу электроприемников. К ней относят электроприем-

ники, для которых бесперебойное электроснабжение необходимо для безаварийного останова производства, связанного с возможностью возникновения пожаров, взрывов, гибелью людей. Для них необходимо предусмотреть три независимых источника питания. Это – операционные больницы, химическое производство. Перерыв в электроснабжении потребителей I категории надежности допускается на время автоматического переключения на резервное питание;

- II категории. Перерыв в электроснабжении таких потребителей связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов, промышленного транспорта, нарушением нормальной жизнедеятельности значительного количества городских жителей. К потребителям II категории надежности относятся крупные магазины, предприятия легкой промышленности, здания высотой более 5 этажей, многоквартирные дома с электроплитами, учебные заведения, группы потребителей с общей нагрузкой от 300 до 1000 кВ·А. Рекомендуется питание от двух независимых источников питания. Допускается питание от одного источника питания и от одного трансформатора при наличии резерва по вторичной стороне. Допускается перерыв в электроснабжении на время переключений по вводу резервного питания дежурным персоналом. Длительность ремонта не должна превышать одни сутки;
- III категории. К ним относятся все неответственные потребители: небольшие жилые поселки, здания до пяти этажей. Перерыв в электроснабжении таких потребителей допускается на время до одних суток.

Графики нагрузки электроприемников

Свойства электроприемников, включенных в сеть, обуславливают характер нагрузки и ее технико-экономические показатели, оказывают непосредственное влияние на качество электроэнергии. Например, электроприемники, создающие неравномерные по фазам нагрузки, вызывают несимметрию тока и напряжения. Или электроприемники с резкопеременной толчковой нагрузкой создают в сетях колебания напряжения. Это вызывает мигание ламп, отказ от работы электронной аппаратуры, ухудшение работы электродвигателей.

Для нормальной работы сетей, улучшения их технико – экономических показателей принимаются различные технические меры. Например, раздельное питание силовых и осветительных электроприемников.

Таким образом, особенности работы электроприемников должны учитываться при проектировании, анализе режимов, в эксплуатации сетей.

Потребление электроэнергии зависит от назначения электроприемника, режима его работы, времени работы и многих других факторов. Процесс потребления электроэнергии во времени отражается графиками нагрузки.

По виду фиксируемого параметра различают графики активной, реактивной, полной (кажущейся) мощности и тока электроприемника.

Графики отражают изменение нагрузки за определенный период времени. По этому признаку их подразделяют на *суточные* (24 ч), *сезонные* и *годовые*.

Фактический график нагрузки электроприемника может быть получен с помощью регистрирующих приборов, которые фиксируют изменение соответствующего параметра во времени. Очертания суточных графиков нагрузки одного и того же электроприемника меняются в зависимости от того, рассматриваются рабочие сутки или выходные дни, от времени года. На его очертание влияет и множество случайных факторов. Поэтому одним суточным графиком нагрузки нельзя охарактеризовать работу электроприемника.

Для удобства расчетов реально снятый график заменяют ступенчатым. Обычно для каждого потребителя дается несколько суточных графиков, которые характеризуют его работу в разное время года и в разные дни недели. Это графики зимних и летних суток для рабочих дней, график выходного дня. Основным является зимний график рабочего дня. Его максимальная нагрузка принимается за 100%, а ординаты всех остальных графиков задаются в процентах именно от этого значения.

По графикам однотипных предприятий получают типовые графики нагрузки, которые приводятся в справочной литературе.

При отсутствии графиков реактивной мощности, их можно получить из графиков активной мощности:

$$Q_{\max} = P_{\max} \operatorname{tg} \varphi_{\max},$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\max}$ — определяется по значению $\cos \varphi_{\max}$, которое задается как исходный параметр для каждого потребителя.

По суточным графикам нагрузки строят годовые графики нагрузки по продолжительности. Нагрузки на графике располагают в порядке их убывания от P_{\max} до P_{\min} (см. рис. 6.1).

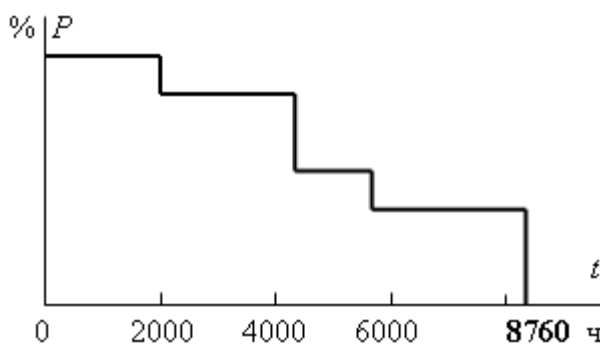


Рисунок 6.1 – Годовой график по продолжительности.

График по продолжительности нагрузок применяют в расчетах технико – экономических показателей установки, расчетах потерь электроэнергии, при оценке использования оборудования в течении года.

Площадь, ограниченная кривой графика активной нагрузки, численно равна энергии, потребленной электроприемником за год:

$$W_{\Pi} = \sum P_i \cdot \Delta t_i,$$

где P_i – мощность i -й ступени графика; Δt_i – продолжительность ступени.

Средняя нагрузка за год равна:

$$P_{\text{ср}} = W_{\Pi} / 8760.$$

Степень неравномерности графика работы установки оценивают коэффициентом заполнения:

$$k_{\text{зп}} = \frac{W_{\Pi}}{P_{\max} \cdot 8760} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}.$$

Коэффициент заполнения графика показывает, во сколько раз потребленное количество электроэнергии меньше того количества энергии, которое было бы потреблено, если бы нагрузка установки все время была максимальной. Очевидно, чем равномернее график, тем значение коэффициента заполнения ближе к единице.

Для характеристики графика пользуются временем использования максимальной нагрузки T_{\max} . Это время, в течение которого при работе установки с максимальной нагрузкой из сети потребляется такое же количество электроэнергии, что и по реальному графику нагрузки. Значение T_{\max} можно рассчитать следующим образом:

$$T_{\max} = W_{\Pi} / P_{\max}.$$

Значения T_{\max} для различных потребителей приводятся в справочной литературе.

7 Потери мощности и электроэнергии в элементах сети

Потери мощности в элементах сети

Для количественной характеристики работы элементов электрической сети рассматриваются ее рабочие режимы. *Рабочий режим* – это установившееся электрическое состояние, которое характеризуется значениями токов, напряжений, активной, реактивной и полной мощностей.

Основной целью расчета режимов является определение этих параметров, как для проверки допустимости режимов, так и для обеспечения экономичности работы элементов сетей.

Определение значений токов в элементах сети и напряжений в ее узлах начинается с построения картины распределения полной мощности по элементу, т.е. с определения мощностей в начале и конце каждого элемента. Такую картину называют потокораспределением.

Рассчитывая мощности в начале и в конце элемента электрической сети, учитывают потери мощности в сопротивлениях элемента и влияние его проводимостей.

Расчет потерь мощности в линиях электропередач

Потери активной мощности на участке ЛЭП (см. рис. 7.1) обусловлены активным сопротивлением проводов и кабелей, а также несовершенством их изоляции. Мощность, теряемая в активных сопротивлениях трехфазной ЛЭП и расходуемая на ее нагрев, определяется по формуле:

$$\begin{aligned}\Delta P &= 3I^2 R = 3 \cdot [(I \cos \varphi)^2 + (I \sin \varphi)^2] \cdot R = \\ &= 3 \cdot (I_a^2 + I_p^2) \cdot R = 3 \cdot \left[\left(\frac{P}{\sqrt{3}U} \right)^2 + \left(\frac{Q}{\sqrt{3}U} \right)^2 \right] \cdot R = \\ &= 3 \cdot \left(\frac{P^2}{3U^2} + \frac{Q^2}{3U^2} \right) \cdot R = \frac{P^2 + Q^2}{3U^2} R = \frac{S^2}{3U^2} R,\end{aligned}$$

где I , I_a , I_p – полный, активный и реактивный токи в ЛЭП; P , Q , S – активная, реактивная и полная мощности в начале или конце ЛЭП; U – линейное напряжение в начале или конце ЛЭП; R – активное сопротивление одной фазы ЛЭП.

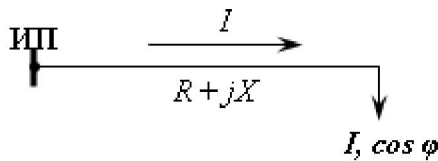


Рисунок 7.1 – К расчету потерь мощности в ЛЭП

Потери активной мощности в проводимостях ЛЭП обусловлены несовершенством изоляции. В воздушных ЛЭП – появлением короны и, в очень незначительной степени, утечкой тока по изоляторам. В кабельных ЛЭП – появлением тока проводимости и его абсорбции. Рассчитываются потери по формуле:

$$\Delta P = U^2 \cdot G,$$

где U – линейное напряжение в начале или конце ЛЭП; G – активная проводимость ЛЭП.

При проектировании воздушных ЛЭП потери мощности на корону стремятся свести к нулю, выбирая такой диаметр провода, когда возможность возникновения короны практически отсутствует.

Потери реактивной мощности на участке ЛЭП обусловлены индуктивными сопротивлениями проводов и кабелей. Реактивная мощность, теряемая в трехфазной ЛЭП, рассчитывается аналогично мощности, теряемой в активных сопротивлениях:

$$\Delta Q = 3I^2 X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X = \frac{S^2}{U^2} X.$$

Генерируемая емкостной проводимостью зарядная мощность ЛЭП рассчитывается по формуле:

$$\Delta Q_c = U^2 \cdot B,$$

где U – линейное напряжение в начале или конце ЛЭП; B – реактивная проводимость ЛЭП.

Зарядная мощность уменьшает реактивную нагрузку сети и тем самым снижает потери мощности в ней.

Расчет потерь мощности в ЛЭП с равномерно распределенной нагрузкой

В линиях местных сетей ($U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ) потребители одинаковой мощности могут располагаться на одинаковом расстоянии друг от друга (например, источники света). Такие ЛЭП называются линиями с равномерно распределенной нагрузкой (см. рис. 7.2).

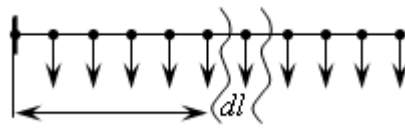


Рисунок 7.2 ЛЭП с равномерно распределенной нагрузкой

В равномерно нагруженной линии трехфазного переменного тока длиной L с суммарной токовой нагрузкой I плотность тока на единицу длины составит I/L . При погонном активном сопротивлении r_0 потери активной мощности составят:

$$\begin{aligned} \Delta P &= 3 \int_0^L \left(\frac{I}{L} l \right)^2 \cdot r_0 \cdot dl = 3 \frac{I^2}{L^2} r_0 \int_0^L l^2 dl = \\ &= 3 \frac{I^2}{L^2} r_0 \frac{l^3}{3} \Big|_0^L = I^2 \cdot r_0 \cdot l = I^2 \cdot R. \end{aligned}$$

Если бы нагрузка была сосредоточена в конце, то потери мощности определялись бы как:

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

Сравнивая приведенные выражения, видим, что потери мощности в линии с равномерно распределенной нагрузкой в 3 раза меньше.

Расчет потерь мощности в трансформаторах

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах разделяются на потери в стали и потери в меди (нагрузочные потери). Потери в стали – это потери в проводимостях трансформаторов. Они зависят от приложенного напряжения. Нагрузочные потери – это потери в сопротивлениях трансформаторов. Они зависят от тока нагрузки.

Потери активной мощности в стали трансформаторов – это потери на перемагничивание и вихревые токи. Определяются потерями холостого хода трансформатора ΔP_x , которые приводятся в его паспортных данных.

Потери реактивной мощности в стали определяются по току холостого хода трансформатора, значение которого в процентах приводится в его паспортных данных:

$$\Delta Q_{\text{ст}} = \Delta Q_x = \frac{I_x}{100} S_{\text{ном}}.$$

Потери мощности в обмотках трансформатора можно определить двумя путями:

- по параметрам схемы замещения;

- по паспортным данным трансформатора.

Потери мощности по параметрам схемы замещения определяются по тем же формулам, что и для ЛЭП:

$$\Delta P_{\text{мд}} = \frac{S^2}{U^2} R_{\text{т}}; \Delta Q_{\text{мд}} = \frac{S^2}{U^2} X_{\text{т}},$$

где S – мощность нагрузки; U – линейное напряжение на вторичной стороне трансформатора.

Для трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора потери в меди определяются как сумма потерь мощности каждой из обмоток.

Получим выражения для определения потерь мощности по паспортным данным двухобмоточного трансформатора.

Потери короткого замыкания, приведенные в паспортных данных, определены при номинальном токе трансформатора

$$\Delta P_{\text{к}} = 3 \cdot I_{\text{ном}}^2 \cdot R_{\text{т}} = \frac{S_{\text{ном}}^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{т}}. \quad (7.1)$$

При любой другой нагрузке потери в меди трансформатора равны

$$\Delta P_{\text{мд}} = 3 \cdot I^2 \cdot R_{\text{т}} = \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{т}}. \quad (7.2)$$

Разделив выражение (7.1) на (7.2), получим

$$\frac{\Delta P_{\text{к}}}{\Delta P_{\text{мд}}} = \frac{S_{\text{ном}}^2}{S^2}.$$

Откуда найдем $\Delta P_{\text{мд}}$:

$$\Delta P_{\text{мд}} = \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2.$$

Если в выражение для расчета $\Delta Q_{\text{мд}}$, подставить выражение для определения реактивного сопротивления трансформатора, то получим:

$$\Delta Q_{\text{мд}} = \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} X_{\text{т}} = \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{ном}}}.$$

Таким образом, полные потери мощности в двухобмоточном трансформаторе равны:

$$\Delta P_{\text{т}} = \Delta P_{\text{х}} + \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2;$$

$$\Delta Q_{\text{т}} = \Delta Q_{\text{х}} + \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{ном}}}.$$

Если на подстанции с суммарной нагрузкой S работает параллельно n одинаковых трансформаторов, то их эквивалентные сопротивления в n раз меньше, а проводимости в n раз больше. Тогда,

$$\Delta P_{\text{т}} = n \cdot \Delta P_{\text{х}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2;$$

$$\Delta Q_{\text{т}} = n \cdot \Delta Q_{\text{х}} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{ном}}}.$$

Для n параллельно работающих одинаковых трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов) потери мощности рассчитываются по формулам:

$$\Delta P_T = n \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n} [\Delta P_{KB} \left(\frac{S_B}{S_{НОМ}} \right)^2 + \Delta P_{КС} \left(\frac{S_C}{S_{НОМ}} \right)^2 + \Delta P_{КН} \left(\frac{S_H}{S_{НОМ}} \right)^2];$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \Delta Q_x + \frac{1}{100 \cdot n \cdot S_{НОМ}} (U_{KB} \cdot S_B^2 + U_{КС} \cdot S_C^2 + U_{КН} \cdot S_H^2),$$

где S_B, S_C, S_H – соответственно мощности, проходящие через обмотки высшего, среднего и низшего напряжений трансформатора.

Приведенные и расчетные нагрузки потребителей

Расчетная схема замещения участка сети представляет собой довольно сложную конфигурацию, если учитывать полную схему замещения ЛЭП и трансформаторов. Для упрощения расчетных схем сетей с номинальным напряжением до 220 кВ включительно вводят понятие “приведенных”, “расчетных” нагрузок.

Приведенная к стороне высшего напряжения нагрузка потребительской ПС представляет собой сумму заданных мощностей нагрузок на шинах низшего и среднего напряжений и потерь мощности в сопротивлениях и проводимостях трансформаторов. Приведенная к стороне высшего напряжения нагрузка ЭС представляет собой сумму мощностей генераторов за вычетом нагрузки местного района и потерь мощности в сопротивлениях и проводимостях трансформаторов.

Расчетная нагрузка ПС или ЭС определяется как алгебраическая сумма приведенной нагрузки и половин зарядных мощностей ЛЭП, присоединенных к шинам высшего напряжения ПС или ЭС.

Зарядные мощности определяются до расчета режима по номинальному, а не реальному напряжению, что вносит вполне допустимую погрешность в расчет.

Возможность упрощения расчетной схемы при использовании понятий “приведенных” и “расчетных” нагрузок показано на рис. 7.3:

$$P_{пр} + jQ_{пр} = P_H + jQ_H + \Delta P_T + j\Delta Q_T;$$

$$P_p + jQ_p = P_{пр} + jQ_{пр} - 0,5j\Delta Q_{c1} - 0,5j\Delta Q_{c2}.$$

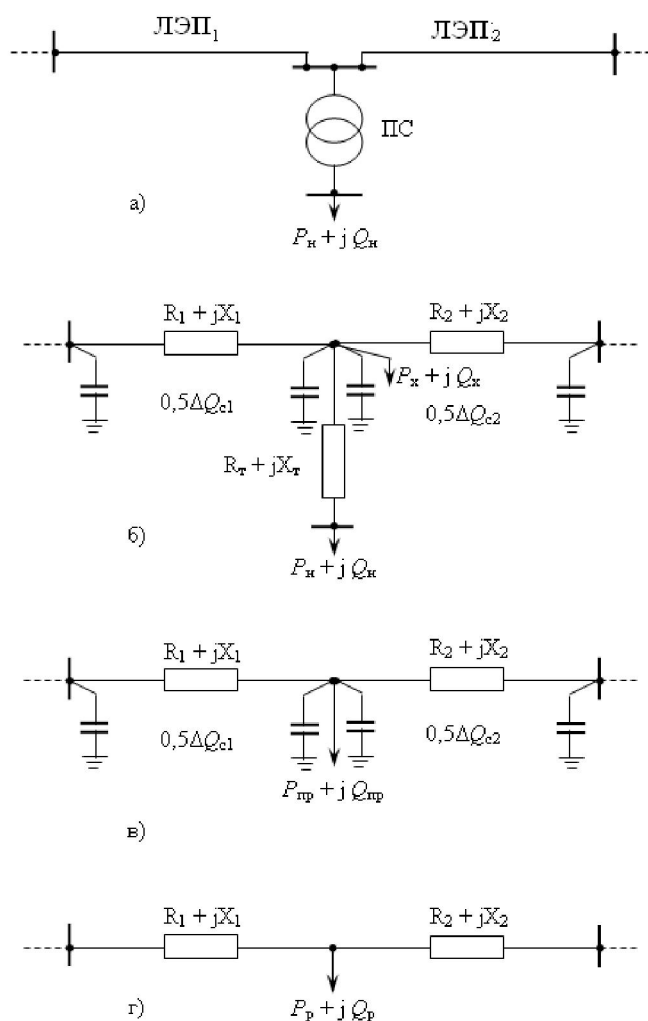


Рисунок 7.3 – Этапы упрощения расчетной схемы:

а) исходная схема; б) полная схема замещения; в) схема замещения с приведенной нагрузкой; г) схема замещения с расчетной нагрузкой.

Расчет потерь электроэнергии

При передаче электроэнергии часть ее расходуется на нагрев, создание электромагнитных полей и другие эффекты. Этот расход принято называть потерями. В электроэнергетике термин “потери” имеет специфическое значение. Если в других производствах потери связаны с браком продукции, то потери электроэнергии – это технологический расход на ее передачу.

Величина потерь электроэнергии зависит от характера изменения нагрузки в рассматриваемый период времени. Например, в ЛЭП, работающей с неизменной нагрузкой, потери электроэнергии за время t рассчитываются следующим образом:

$$\Delta W = \Delta P \cdot t,$$

где ΔP – суммарные потери активной мощности в сопротивлении и проводимости ЛЭП.

Если нагрузка меняется, то потери электроэнергии можно рассчитать различными способами. В зависимости от используемой математической модели методы делятся на две групп:

- детерминированные;
- вероятностно-статистические.

Наиболее точным из детерминированных методов является метод расчета потерь электроэнергии *по графику* нагрузок для каждого потребителя.

Предположим, что нагрузка потребителя в году менялась по следующему графику (см. рис. 7.4).

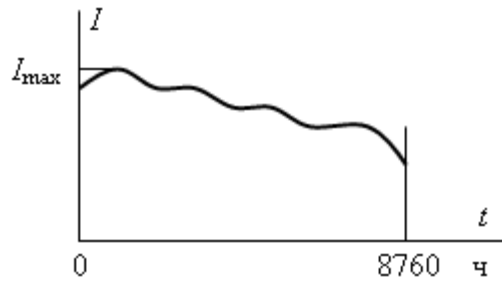


Рисунок 7.4 График нагрузки потребителя.

Тогда,

$$\begin{aligned}\Delta W &= 3 \cdot R \cdot \int_0^{8760} I_t^2 \cdot dt = R \cdot \int_0^{8760} \frac{S_t^2}{U_t^2} dt = \\ &= R \cdot \left(\int_0^{8760} \frac{P_t^2}{U_t^2} dt + \int_0^{8760} \frac{Q_t^2}{U_t^2} dt \right).\end{aligned}$$

Интеграл – это фактически площадь, ограниченная графиком изменения квадрата тока. Таким образом, потери активной электроэнергии пропорциональны площади квадратичного годового графика нагрузки.

Так как напряжение на шинах электроприемника меняется незначительно, то его значение можно считать неизменным. Заменяя интеграл суммой площадей прямоугольников с шагом Δt_i , получим:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n S_i^2 \cdot \Delta t_i = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n (P_i^2 + Q_i^2) \cdot \Delta t_i.$$

Потери электроэнергии в трансформаторах при заданном графике нагрузки при использовании его паспортных данных рассчитываются по формулам:

- для двухобмоточных

$$\Delta W_T = \left[n \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right] \cdot \Delta t_i;$$

- для трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов)

$$\Delta W_T = \left\{ n \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n} \left[\Delta P_{\text{КВ}} \left(\frac{S_{\text{В}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{КС}} \left(\frac{S_{\text{С}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{КН}} \left(\frac{S_{\text{Н}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right] \right\} \cdot \Delta t_i.$$

Достоинство метода – высокая точность расчета. Недостаток – большое количество вычислений.

Графики нагрузок не всегда известны. В этом случае потери электроэнергии можно вычислить другим детерминированным методом – через τ_m . Метод основан на двух допущениях:

- максимальные потери в электрической сети наблюдаются в период максимума нагрузки в энергосистемы (утренний максимум с 9 до 11 часов; вечерний – с 17 до 21 часа);
- графики активной и реактивной мощности подобны, т.е. график реактивной мощности пересчитан из графика активной мощности.

Время максимальных потерь τ_m – это время, в течении которого при работе потребителя с максимальной нагрузкой из сети потребляется такое же количество электроэнергии, что и при работе по реальному графику нагрузки. Исходя из определения, запишем:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n (P_i^2 + Q_i^2) \cdot \Delta t_i = \frac{R}{U^2} (P_{\text{max}}^2 \cdot \tau_a + Q_{\text{max}}^2 \cdot \tau_p),$$

где τ_a , τ_p – соответственно время максимальных потерь для активной и реактивной нагрузок.

На практике эти значения усредняют и заменяют общим – τ_m . Тогда,

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} S_{\max}^2 \cdot \tau_m.$$

Для типовых графиков нагрузки величина τ_m определяется по известной величине T_m :

$$\tau_m = (0,124 + \frac{T_m}{10000})^2 \cdot 8760. \quad (7.3)$$

В соответствии с этим методом потери электроэнергии в элементах сети рассчитываются по формулам:

- в линии электропередач

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \cdot \tau_m;$$

- в двухобмоточных трансформаторах

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_m;$$

- в трехобмоточных трансформаторах (автотрансформаторах)

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \left[\Delta P_{\text{КВ}} \left(\frac{S_{\text{В}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{МВ}} + \Delta P_{\text{КС}} \left(\frac{S_{\text{С}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{МС}} + \Delta P_{\text{КН}} \left(\frac{S_{\text{Н}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{МН}} \right].$$

Величина $\tau_{\text{МВ}}$ рассчитывается по формуле (7.3) по величине $T_{\text{МВ}}$, значение которой определяется как средневзвешенное:

$$T_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\max i} \cdot T_{\text{М} i}}{\sum_{i=1}^n P_{\max i}}.$$

Аналогично определяется величина τ_m для ЛЭП, питающей несколько потребителей.

Мероприятия по снижению потерь мощности

Потери мощности и электроэнергии достигают значительных величин и являются одним из основных фактов, влияющих на экономичность сетей. Их величина регламентируется постановлениями Национального комитета по регулированию электроэнергии (НКРЭ) в сетях напряжением до 35 кВ и в сетях напряжением 35 кВ и выше.

Большая часть потерь электроэнергии (60 – 70%) приходится на сети напряжением 6 – 10 кВ. Поэтому перечисленные ниже мероприятия относятся к сетям этих напряжений и к электроприемникам:

- применение более высокой ступени напряжения (10 кВ вместо 6 кВ);
- повышение уровня напряжения в сети путем применения устройств регулирования напряжения;
- регулирование потоков активной и реактивной мощностей в отдельных звеньях сети;
- применение рациональных схем питания потребителей, которые позволяют осуществлять более экономичную загрузку ЛЭП и трансформаторов;
- рационализация энергохозяйств предприятий – улучшение $\cos \varphi$, правильный выбор мощности и загрузка электродвигателей.

8 Векторные диаграммы ЛЭП

Векторная диаграмма ЛЭП 35 кВ с одной нагрузкой

При передаче электроэнергии по сети в ее элементах помимо потери мощности происходит потеря напряжения. Потеря напряжения является одним из количественных показателей, характеризующих режим работы сети. Потеря напряжения приводит к изменению уровней напряжения на зажимах электроприемников. Если она превышает допустимые ПУЭ значения, электроприемники работают с ущербом.

Поэтому важное значение при проектировании и эксплуатации сетей имеет расчет напряжений в узлах сети и потерь напряжения в ее элементах.

Рассмотрим простейшую схему ЛЭП напряжением 35 кВ с симметричной нагрузкой на конце (рис. 8.1). В этом случае достаточно рассмотреть одну фазу.

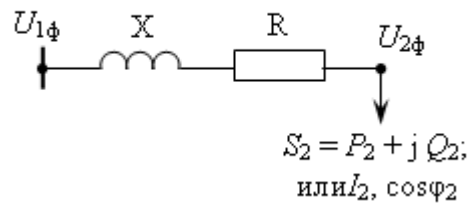


Рисунок 8.1 – Схема замещения ЛЭП

Знак “плюс” перед реактивной мощностью характеризует потребление электроприемником индуктивной мощности (отстающая реактивная мощность нагрузки). Если перед реактивной мощностью стоит знак “минус”, то это соответствует потреблению электроприемником емкостной реактивной мощности (опережающая реактивная мощность нагрузки) или выдаче электроприемником в сеть реактивной индуктивной мощности.

В задачу входит определение напряжения в начале ЛЭП при известных токе, напряжению и углу между ними в конце ЛЭП. Начинаем построение векторной диаграммы (рис. 8.2).

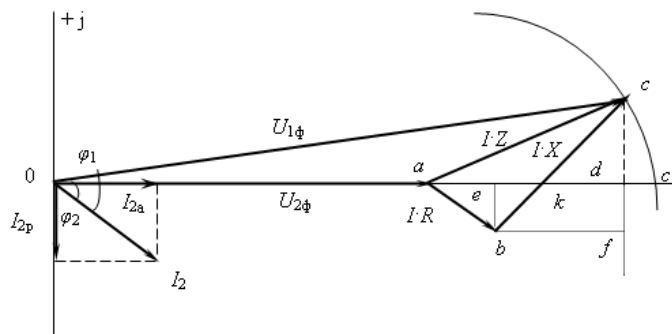


Рисунок 8.2 – Векторная диаграмма ЛЭП напряжением 35 кВ

По действительной оси откладываем напряжение $U_{2\phi}$. Получаем точку a . Под углом φ_2 откладываем ток I_2 . Раскладываем его на активную I_{2a} и реактивную I_{2p} составляющие:

$$I_2 = I_{2a} - jI_{2p},$$

где $I_{2a} = I_2 \cdot \cos \varphi_2$, $I_{2p} = I_2 \cdot \sin \varphi_2$.

От конца вектора $U_{2\phi}$ параллельно линии тока I_2 откладываем вектор падения напряжения в активном сопротивлении ЛЭП. Получаем точку b . Под углом 90° к нему в сторону опережения откладываем вектор падения напряжения в реактивном сопротивлении. Получаем точку c . Соединяем начало координат с точкой c и получаем напряжение в начале ЛЭП $U_{1\phi}$. Угол между напряжением $U_{1\phi}$ и током I_2 обозначим φ_1 .

Вектор \underline{ac} численно равный произведению $\underline{I} \cdot \underline{Z}$ называется полным падением напряжения. Обозначается $\Delta \underline{U}_{\phi}$. Спроецируем вектор \underline{ac} на действительную и мнимую оси. Полу-

чим точку d . Отрезок ad – это продольная составляющая падения напряжения. Обозначается ΔU_{ϕ} . Отрезок cd – это поперечная составляющая падения напряжения. Обозначается δU_{ϕ} .

Определим ΔU_{ϕ} и δU_{ϕ} . Для этого спроецируем векторы \overline{ab} и \overline{bc} на действительную и мнимую оси. Получим точки e и f . Точку пересечения отрезка \overline{bc} с действительной осью обозначим, буквой k . В результате получим отрезки:

$$ae = ab \cdot \cos \varphi_2 = I_2 \cdot R \cos \varphi_2; \quad be = df = ab \cdot \sin \varphi_2 = I_2 \cdot R \sin \varphi_2;$$

$$ed = bf = bc \cdot \sin \varphi_2 = I_2 \cdot X \sin \varphi_2; \quad cf = bc \cdot \cos \varphi_2 = I_2 \cdot X \cos \varphi_2.$$

Продольная составляющая падения напряжения равна:

$$\Delta U_{\phi} = ad = ae + ed = I_2 \cdot R \cdot \cos \varphi_2 + I_2 \cdot X \sin \varphi_2.$$

Поперечная составляющая падения напряжения равна:

$$\delta U_{\phi} = cf - df = I_2 \cdot X \cos \varphi_2 - I_2 \cdot R \sin \varphi_2.$$

Напряжение в начале ЛЭП определяется как

$$\underline{U}_{1\phi} = \underline{U}_{2\phi} + \underline{I} \cdot \underline{Z},$$

а модуль –

$$U_{1\phi} = \sqrt{(U_{2\phi} + \Delta U_{\phi})^2 + \delta U_{\phi}^2}.$$

Падение напряжения – это геометрическая разность между напряжениями в начале и конце ЛЭП.

Диаграмма, приведенная на рис. 8.2, построена не в масштабе. Фактически разность углов φ_1 и φ_2 мала. Поэтому, если не требуется высокая точность, расчет ведут по потере напряжения.

Потеря напряжения – это алгебраическая разность между напряжениями в начале и конце ЛЭП. Определим ее. Для этого из начала координат радиусом oc делаем засечку на действительной оси. Получаем точку c' . Отрезок ac' и есть потеря напряжения.

Так как отрезок dc' мал, то с достаточной степенью точности, считают, что потеря напряжения равна продольной составляющей падения напряжения. Ошибка от принятого допущения в самом худшем случае при $\cos \varphi_2 = 1$ не превышает 0,55%.

Смысл имеет фазная потеря напряжения, но для удобства расчетов используется линейная:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot \Delta U_{\phi} = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot (R \cos \varphi_2 + X \sin \varphi_2) \times \frac{U_2}{U_2} = \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2}.$$

В приближенных расчетах напряжение в начале ЛЭП рассчитывается по формуле:

$$U_1 \approx U_2 + \Delta U.$$

В сетях напряжением 220 кВ и выше расчет следует выполнять, учитывая обе составляющие падения напряжения.

Линейная поперечная составляющая падения равна

$$\delta U = \sqrt{3} \cdot \delta U_{\phi} = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot (X \cos \varphi_2 - R \sin \varphi_2) \times \frac{U_2}{U_2} = \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2},$$

а напряжение в начале ЛЭП в этом случае рассчитывается по формуле:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U)^2 + \delta U^2}.$$

Векторная диаграмма ЛЭП 35 кВ с несколькими нагрузками

Распространим полученные выводы на линию с несколькими нагрузками. Пусть есть ЛЭП с двумя нагрузками (см. рис. 8.3).

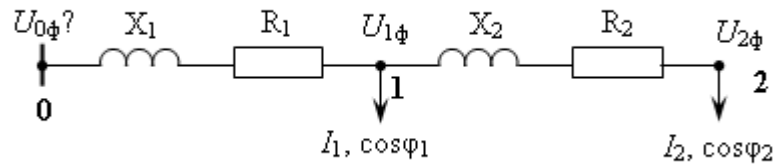


Рисунок 8.3 – Схема замещения ЛЭП напряжением 35 кВ

Строим векторную диаграмму (см. рис. 8.4). На участке 1-2 построения выполняются вышеизложенному. Получаем треугольник abc – треугольник падения напряжения от тока I_2 в сопротивлениях R_2 и X_2 . Соединяем точку 0 с точкой c и получаем фазное напряжение в точке 1. Под углом φ_1 к $U_{1\phi}$ откладываем вектор тока I_1 .

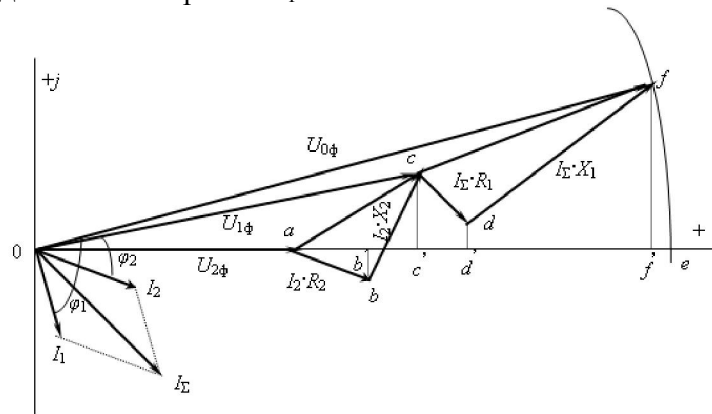


Рисунок 8.4 – Векторная диаграмма ЛЭП напряжением 35 кВ

По участку 0-1 протекает суммарный ток нагрузок I_Σ . Он и создает падение напряжения в сопротивлениях R_1 и X_1 . Построим этот вектор. Повторим построения на этом участке и получим треугольник падения напряжения cdf . Соединяем точку 0 с точкой f и получаем фазное напряжение в точке 0. Спроецируем вектор $\underline{U}_{0\phi}$ на вещественную ось. Отрезок af – продольная составляющая полного падения напряжения на участках 1-2 и 0-1. Отрезок ae , полученный после совмещения векторов $\underline{U}_{0\phi}$ и $\underline{U}_{2\phi}$, – суммарная потеря напряжения на участках ЛЭП.

Считаем:

$$ae \approx af = \Delta U_{\phi\Sigma} = \underbrace{ab' + b'c'}_{U_{2\phi}} + \underbrace{c'd' + d'f'}_{U_{1\phi}}$$

Таким образом,

$$\Delta U_{\phi} = I_2 \cdot R_2 \cos \varphi_2 + I_2 \cdot X_2 \sin \varphi_2 + I_\Sigma \cdot R_1 \cos \varphi_1 + I_\Sigma \cdot X_1 \sin \varphi_1.$$

При n нагрузках –

$$\Delta U_{\phi} = \sum_{i=1}^n (I_i \cdot R_i \cos \varphi_i + I_i \cdot X_i \sin \varphi_i),$$

А при заданных мощностях –

$$\Delta U = \sum_{i=1}^n \frac{P_i R_i + Q_i X_i}{U_{\text{ном}}}.$$

Векторная диаграмма ЛЭП 110 кВ с одной нагрузкой

При построении векторной диаграммы примем допущение, что потери мощности на корону в сети отсутствуют. В этом случае схема замещения ЛЭП представлена П-образной схемой: активным R и реактивным X сопротивлениями и емкостной проводимостью $B/2$ в начале и конце ЛЭП (см. рис. 8.5). В них протекают токи I'_c и I''_c . В сопротивлениях ЛЭП протекает ток I_Z . Нужно определить $\underline{U}_{1\phi}$, $I_1 \cos \varphi_1$.

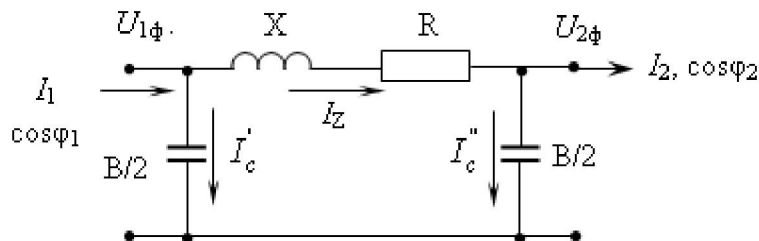


Рисунок 8.5 – Схема замещения ЛЭП

Ток I_Z представляет собой геометрическую сумму тока нагрузки и тока проводимости в конце ЛЭП:

$$I_Z = I_2 + I''_c.$$

Ток в проводимости опережает напряжение в конце ЛЭП на 90° и рассчитывается по формуле:

$$I''_c = U_{2\phi} \cdot B/2.$$

Напряжение в начале ЛЭП отличается от напряжения в конце на величину падения напряжения в сопротивлениях и проводимостях ЛЭП:

$$\underline{U}_{1\phi} = \underline{U}_{2\phi} + \Delta \underline{U}_{\phi}.$$

Падение напряжения рассчитывается следующим образом:

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U}_{\phi} &= \underline{I}_Z \cdot (R + jX) = (\underline{I}_c'' + \underline{I}_2) \cdot (R + jX) = \underline{I}_c'' \cdot (R + jX) + \underline{I}_2 \cdot (R + jX) = \\ &= \Delta \underline{U}_{\phi 0} + \Delta \underline{U}_{\phi 2}, \end{aligned}$$

т.е. полное падение напряжение в нагруженной ЛЭП складывается из падения напряжения при холостом ходе $\underline{U}_{0\phi}$, вызванного током \underline{I}_c'' , и падения напряжения $\Delta \underline{U}_{\phi 2}$, вызванного током нагрузки \underline{I}_2 .

Построение векторной диаграммы начнем с построения вектора падения напряжения от тока проводимости. По действительной оси откладываем напряжение $U_{2\phi}$ (см. рис. 8.6). Получаем точку a . Под углом 90° откладываем опережающий ток \underline{I}_c'' .

От конца вектора $U_{2\phi}$ параллельно линии тока \underline{I}_c'' откладываем вектор падения напряжения в активном сопротивлении ЛЭП. Получаем точку b . Под углом 90° к нему в сторону опережения откладываем вектор падения напряжения в реактивном сопротивлении. Получаем точку c . Соединяем начало координат с точкой c и получаем напряжение в начале ЛЭП в режиме холостого хода $U_{1\phi 0}$.

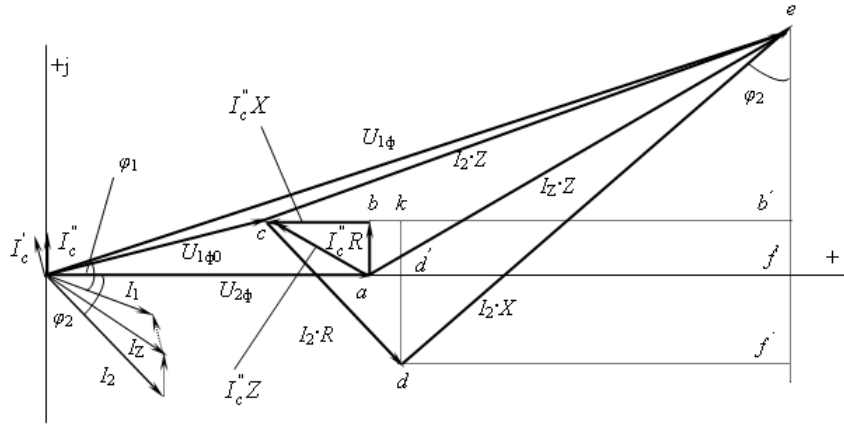


Рисунок 8.6 – Векторная диаграмма ЛЭП напряжением 110 кВ

Стороны треугольника падения напряжения от тока холостого хода (тока \underline{I}_c'') пропорциональны:

$$ab \equiv \underline{I}_c'' \cdot R; \quad bc \equiv \underline{I}_c'' \cdot X; \quad ac \equiv \underline{I}_c'' \cdot Z.$$

Под углом φ_2 к напряжению $U_{2\phi}$ откладываем ток I_2 . От точки c параллельно линии тока I_2 откладываем вектор падения напряжения в активном сопротивлении ЛЭП. Получаем точку d . Под углом 90° к нему в сторону опережения откладываем вектор падения напряжения в реактивном сопротивлении. Получаем точку e . Соединяем начало координат с точкой e и получаем напряжение в начале ЛЭП $U_{1\phi}$.

Стороны треугольника падения напряжения от тока нагрузки (тока I_2) пропорциональны:

$$cd \equiv I_2 \cdot R; \quad de \equiv I_2 \cdot X; \quad ce \equiv I_2 \cdot Z.$$

Если соединить точку a с точкой e , получим вектор полного падения напряжения от тока I_2 протекающего в ЛЭП. Его проекции на действительную и мнимую оси дают продолговатую и поперечную составляющие падения напряжения:

$$\Delta U_\phi \equiv af; \quad \delta U_\phi \equiv ef.$$

На диаграмме видно, что величина тока I_2 меньше тока нагрузки. Это объясняется тем, что емкостный ток проводимости в конце ЛЭП, протекая по линии совместно с током нагрузки, компенсирует соответствующую величину индуктивной составляющей тока нагрузки.

Чтобы определить ток I_1 в начале ЛЭП, необходимо сложить векторы I_2 и \underline{I}_c' :

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_2 + \underline{I}_c'.$$

Вектор тока \underline{I}_c' в проводимости в начале ЛЭП опережает напряжение $U_{1\phi}$ на 90° . Угол между напряжением $U_{1\phi}$ и током I_1 обозначим φ_1 .

Определим из диаграммы значения векторов ΔU_ϕ и δU_ϕ . Спроецируем векторы $\underline{I}_c'' \cdot R$, $\underline{I}_c'' \cdot X$, $I_2 \cdot R$ и $I_2 \cdot X$ на обе оси. Получим точки c' , b' , d' и f' . Отрезок dd' продолжим до пересечения с отрезком bb' . Получим точку k . Рассмотрим два треугольника - ckd и def' . Эти треугольники подобны по двум углам: $\angle ckd$ и $\angle ef'd$ – прямые; $\angle cdk$ и $\angle edf'$ дополняют $\angle cde$ до прямого угла. Из треугольников получим:

$$\begin{aligned} c'd' = ck = I_2 \cdot R \cdot \cos \varphi_2; & \quad dk = b'f' = I_2 \cdot R \sin \varphi_2; \\ fd' = d'f = I_2 \cdot X \sin \varphi_2; & \quad ef' = I_2 \cdot X \cos \varphi_2. \end{aligned}$$

Величина продолговатой составляющей падения напряжения рассчитывается следующим образом:

$$\Delta U_\phi = c'd' + fd' - c'a = I_2 \cdot R \cdot \cos \varphi_2 + I_2 \cdot X \sin \varphi_2 - \underline{I}_c'' \cdot X.$$

Величина поперечной составляющей падения напряжения определяется из выражения:

$$\delta U_{\phi} = \underline{ef}' - \underline{ff}' = \underline{ef}' - (\underline{bf}' - \underline{bf}') = \underline{ef}' - \underline{bf}' + \underline{bf}' = I_2 \cdot X \cos \varphi_2 - I_2 \cdot R \sin \varphi_2 + I_c'' \cdot R.$$

Найдем формулы для расчета величины линейных значений ΔU и δU . Для этого полученные выражения умножим на множитель $\sqrt{3} \frac{U_2}{U_2}$. В результате преобразований, получим:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot \Delta U_{\phi} = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot (R \cos \varphi_2 + X \sin \varphi_2 - I_c'' X) \times \frac{U_2}{U_2} = \frac{P_2 R + (Q_2 - \Delta Q_c) X}{U_2};$$

$$\delta U = \sqrt{3} \cdot \delta U_{\phi} = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot (X \cos \varphi_2 - R \sin \varphi_2 + I_c'' R) \times \frac{U_2}{U_2} = \frac{P_2 X - (Q_2 - \Delta Q_c) R}{U_2}.$$

Из приведенных выражений следует, что зарядные мощности ЛЭП уменьшают продольную составляющую падения напряжения (потерю напряжения) и увеличивают поперечную составляющую.

Это можно показать и на векторной диаграмме. При учете тока I_c'' в проводимости величина потери напряжения уменьшается на величину отрезка ac' , а поперечная составляющая падения напряжения увеличивается на величину отрезка bf . Следствием этого является увеличение сдвига фаз между напряжениями $U_{1\phi}$ и $U_{2\phi}$.

Уменьшение потери напряжения благоприятно сказывается на режиме работы ЛЭП, особенно при больших и средних нагрузках. При некоторой небольшой нагрузке линии потеря напряжения, вызванная током нагрузки I_2 , будет полностью скомпенсирована отрицательной потерей напряжения от емкостного тока проводимости I_c'' . В этом случае передача мощности будет выполняться при равенстве напряжений в начале и конце ЛЭП. При дальнейшем снижении тока нагрузки отрицательная потеря напряжения от тока I_c'' станет больше потери напряжения от тока нагрузки. Напряжение в начале ЛЭП станет меньше напряжения в конце (см. векторную диаграмму при холостом ходе). Такой режим недопустим. Мощность, генерируемая емкостями ЛЭП, направлена в сторону генераторов и будет оказывать подмагничивающее действие на их магнитную систему. В результате будет увеличиваться напряжение на шинах генераторов и в сети, которая питается от этих шин. В сетях с глухозаземленной нейтралью в режиме холостого хода напряжение в сети может превысить величину напряжения, на которую рассчитана изоляция оборудования.

9 Расчет режимов электрических сетей

Задача расчета режимов. Основные допущения

Задача расчета режима заключается в определении параметров режима, к которым относятся:

- значения токов в элементах сети;
- значения напряжений в узлах сети;
- значения мощностей в начале и конце элемента сети;
- значения потерь мощности и электроэнергии.

Расчет этих величин необходим для выбора оборудования, обеспечения качества электроэнергии, оптимизации режимов работы сетей.

Исходными данными для расчета режима являются:

- схема электрических соединений и ее параметры – значения сопротивлений и проводимостей ее элементов;
- мощности нагрузок или их графики мощности;
- значения напряжений в отдельных точках сети.

Теоретически сеть можно рассчитать с помощью методов, известных в ТОЭ, основанные на законах Кирхгофа. Однако, непосредственное их применение затруднено по двум причинам:

- большое количество элементов в реальной сети;
- специфика задания исходных данных.

Специфика задания исходных данных заключается в следующем – задаются мощности нагрузок и напряжение на источнике питания. Для того, чтобы построить картину потокораспределения, т.е. найти значения мощностей в конце и начале каждого элемента, нужно вычислить потери мощности. Для их вычисления необходимо знать ток в каждом элементе. Его значение можно вычислить при известном напряжении на шинах нагрузки. А оно в начале расчета неизвестно. Поэтому применять законы Кирхгофа непосредственно для получения однозначного решения невозможно.

Основным методом расчета режимов электрических сетей является метод последовательных приближений – итерационный метод. Он заключается в том, что в начале расчета задаются первым приближением напряжений в узлах (нулевая итерация). Обычно за нулевую итерацию принимают допущение о том, что напряжения во всех узлах схемы равны между собой и равны номинальному значению сети. По принятому значению напряжения и заданной мощности потребителей можно рассчитать значения параметров режима, в том числе и значения напряжения в узлах сети. Эти значения напряжения будут вторым приближением (первой итерацией). Расчет повторяют до тех пор, пока результаты последующих приближений не будут отличаться друг от друга с заданной точностью.

Чаще всего достаточно 1-2 итераций. Если же решаются задачи оптимизации режима, связанные с потерями мощности, то нужно много итераций.

Возможность малого количества итераций привела к появлению нестрогих, но дающих приемлемые результаты, методов. Таковыми являются:

- метод расчета режима при заданном напряжении в конце ЛЭП;
- метод расчета режима при заданном напряжении в начале ЛЭП (на источнике питания).

Метод расчета режима при заданном напряжении в конце ЛЭП

Этапы расчета покажем применительно к схеме, показанной на рис. 9.1.

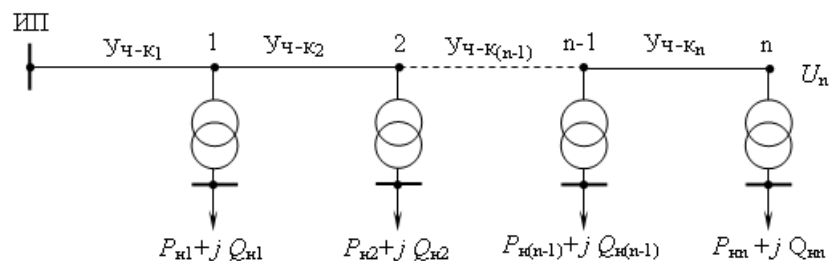


Рисунок 9.1 – К расчету режима при заданном напряжении

Известны:

- мощности нагрузок;
- сопротивления и проводимости участков ЛЭП;
- напряжение в конце последнего участка (напряжение в узле n).

Расчет заключается в последовательном определении при движении от конца ЛЭП к ее началу неизвестных мощностей и напряжений при использовании законов Ома и Кирхгофа.

Последовательность расчета.

1. Определяются мощности, входящие в обмотку высшего напряжения трансформаторов

$$P'_T = P_{нi} + \Delta P_{мд}; Q'_T = Q_{нi} + \Delta Q_{мд},$$

где $\Delta P_{\text{мд}}, \Delta Q_{\text{мд}}$ – потери активной и реактивной мощности в меди трансформаторов.

2. Определяются приведенные нагрузки всех потребителей

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{т}}' + \Delta P_{\text{ст}}; Q_{\text{пр}} = Q_{\text{т}}' + \Delta Q_{\text{ст}},$$

где $\Delta P_{\text{ст}}, \Delta Q_{\text{ст}}$ – потери активной и реактивной мощности в стали трансформаторов.

3. Определяется зарядная мощность последнего n узла

$$\Delta Q_{cn} = 0,5 \cdot U_n^2 \cdot B_n,$$

где B_n – реактивная проводимость последнего n -го участка ЛЭП, рассчитанная с учетом количества цепей, $B_n = n_{\text{ц}} \cdot b_0 \cdot l$.

4. Определяется расчетная нагрузка последнего узла

$$P_{pn} = P_{\text{пр}n}; Q_{pn} = Q_{\text{пр}n} - \Delta Q_{cn}.$$

5. Определяется мощность в конце последнего n -го участка ЛЭП

$$P_n'' = P_{pn}; Q_n'' = Q_{pn}.$$

6. Определяется потери мощности на последнем n -м участке ЛЭП

$$\Delta S_n = \Delta P_n + j\Delta Q_n = \frac{(P_n'')^2 + (Q_n'')^2}{U_n^2} (R_n + jX_n),$$

где R_n, X_n – активное и реактивное сопротивление последнего n -го участка ЛЭП, определенное с учетом количества цепей на участке

$$R_n = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}}; X_n = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}}.$$

7. Определяется мощность в начале последнего n -го участка ЛЭП

$$P_n' = P_n'' + \Delta P_n; Q_n' = Q_n'' + \Delta Q_n.$$

8. Определяются составляющие падения напряжения на последнем n -м участке ЛЭП

$$\Delta U_n = \frac{P_n'' R_n + Q_n'' X_n}{U_n};$$

$$\delta U_n = \frac{P_n'' X_n - Q_n'' R_n}{U_n} \quad (\text{учитывается при } U_{\text{ном}} \geq 220 \text{ кВ}).$$

9. Определяется напряжение в начале последнего n -го участка или напряжение узла $(n-1)$ при условии совмещения вектора напряжения с осью отчета аргумента

$$U_{n-1} = \sqrt{(U_n + \Delta U_n)^2 + \delta U_n^2}.$$

10. Определяется зарядная мощность $(n-1)$ узла

$$\Delta Q_{cn-1} = 0,5 \cdot U_{n-1}^2 \cdot (B_{n-1} + B_n).$$

11. Определяется расчетная нагрузка $(n-1)$ узла

$$P_{pn-1} = P_{\text{пр}n-1}; Q_{pn-1} = Q_{\text{пр}n-1} - \Delta Q_{cn-1}.$$

12. По I закону Кирхгофа определяется мощность в конце n -го участка ЛЭП

$$P_{n-1}'' = P_{pn-1} + P_n'; Q_{n-1}'' = Q_{pn-1} + Q_n'.$$

Далее расчет по пунктам 6 – 12 выполняется до тех пор пока не будет найдена мощность в начале первого участка.

Расчет режима при заданном напряжении в начале ЛЭП (на источнике питания)

Этапы расчета покажем применительно к схеме, показанной на рис. 9.2.

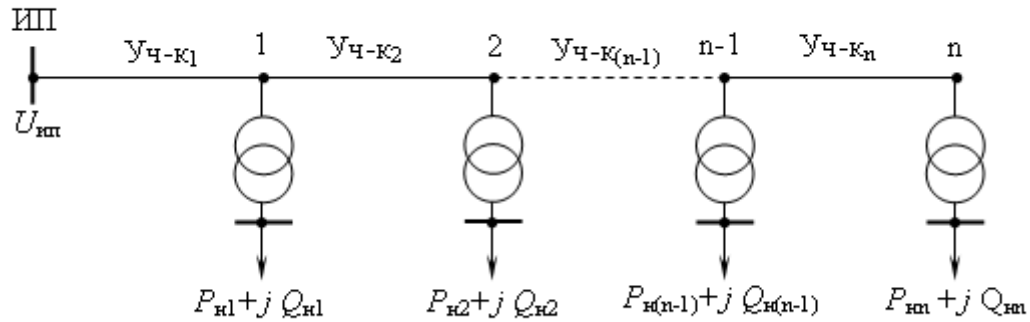


Рисунок 9.2 – К расчету режима при заданном напряжении

Известны:

- мощности нагрузок;
- сопротивления и проводимости участков ЛЭП;
- напряжение на источнике питания.

В этом случае невозможно последовательно от конца ЛЭП к началу определить неизвестные мощности и напряжения по I закону Кирхгофа, так как напряжение в конце участка неизвестно. В этом случае используется метод последовательных приближений. Расчеты выполняются в два этапа.

На *первом* этапе принимается допущение, что напряжения во всех узлах сети равны и равны ее номинальному напряжению.

Последовательность расчета I этапа.

- 1 Определяются мощности, входящие в обмотку высшего напряжения трансформаторов

$$P'_T = P_{Hi} + \Delta P_{мд}; Q'_T = Q_{Hi} + \Delta Q_{мд},$$

где $\Delta P_{мд}, \Delta Q_{мд}$ – потери активной и реактивной мощности в меди трансформаторов.

- 2 Определяются приведенные нагрузки всех потребителей

$$P_{пр} = P'_T + \Delta P_{ст}; Q_{пр} = Q'_T + \Delta Q_{ст},$$

где $\Delta P_{ст}, \Delta Q_{ст}$ – потери активной и реактивной мощности в стали трансформаторов.

- 3 Определяются зарядные мощности узлов

- последнего n узла

$$\Delta Q_{cn} = 0,5 \cdot U_{ном}^2 \cdot B_n;$$

- остальных узлов ($i \neq n$)

$$\Delta Q_{ci-1} = 0,5 \cdot U_{ном}^2 \cdot (B_{i-1} + B_i),$$

где B_i, B_{i-1} – реактивные проводимости участков ЛЭП, примыкающих к каждому узлу, рассчитанные с учетом количества цепей (например, $B_i = n_{ц} \cdot b_0 \cdot l$).

- 4 Определяются расчетные нагрузки узлов

$$P_{pn} = P_{прn}; Q_{pn} = Q_{прn} - \Delta Q_{cn};$$

- 5 Определяется мощность в конце последнего n -го участка ЛЭП

$$P''_n = P_{pn}; Q''_n = Q_{pn}.$$

- 6 Определяется потери мощности на последнем n -м участке ЛЭП

$$\Delta S_n = \Delta P_n + j\Delta Q_n = \frac{(P_n'')^2 + (Q_n'')^2}{U_{\text{ном}}^2} (R_n + jX_n),$$

где R_n, X_n – активное и реактивное сопротивление последнего n -го участка ЛЭП, определенное с учетом количества цепей на участке

$$R_n = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}}; \quad X_n = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}}.$$

- 7 Определяется мощность в начале последнего n -го участка ЛЭП

$$P_n' = P_n'' + \Delta P_n; \quad Q_n' = Q_n'' + \Delta Q_n.$$

- 8 По I закону Кирхгофа определяется мощность в конце n -го участка ЛЭП

$$P_{n-1}'' = P_{n-1}' + P_n'; \quad Q_{n-1}'' = Q_{n-1}' + Q_n'.$$

Далее расчет по пунктам 6 – 8 выполняется до тех пор пока не будет найдена мощность в начале первого участка.

На *втором* этапе рассчитываются напряжения во всех узлах сети по мощностям и напряжению в начале каждого участка.

Последовательность расчета II этапа.

- 1 Напряжение в начале первого участка принимается равным напряжению ИП

$$U_1' = U_{\text{ип}}.$$

- 2 Определяются составляющие падения напряжения на первом участке ЛЭП

$$\Delta U_1 = \frac{P_1' R_1 + Q_1' X_1}{U_1'};$$

$$\delta U_1 = \frac{P_1' X_1 - Q_1' R_1}{U_1'} \quad (\text{учитывается при } U_{\text{ном}} \geq 220 \text{ кВ}).$$

- 3 Определяется напряжение в конце первого участка или напряжение 1-го узла при условии совмещения вектора напряжения с осью отсчета аргумента

$$U_1'' = U_1 = \sqrt{(U_1' - \Delta U_1)^2 + \delta U_1^2}.$$

Далее расчет по пунктам 2 – 3 выполняется до тех пор пока не будет найдено напряжение в конце последнего участка (напряжение последнего узла).

Расчет сетей разных номинальных напряжений

Электропередачу упрощенно можно представить двумя элементами – последовательно включенными линией электропередачи и трансформатора (рис. 9.3).

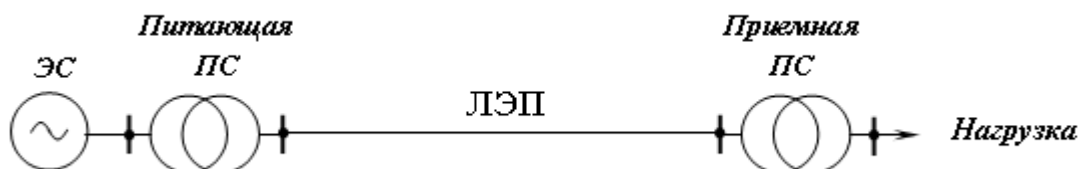


Рисунок 9.3 – Упрощенная схема электропередачи

Расчет сети разных номинальных напряжений можно проводить двумя способами.

Суть *первый способ* заключается в приведении сети к одному базисному напряжению. При этом в схеме замещения отсутствуют идеальные трансформаторы, а все сопротивления схемы замещения приведены к одному напряжению через коэффициенты трансформации трансформаторов. Например, при приведении к $U_{\text{ВНОМ}}$ приведенные сопротивления рассчитываются по формуле:

$$Z_* = Z \cdot \left(\frac{U_{\text{ВНОМ}}}{U_{\text{ННОМ}}} \right)^2,$$

где Z – действительное сопротивление элемента.

Расчет может быть выполнен и в именованных единицах, и в относительных единицах.

Приведение сети к одному напряжению часто используется при расчете токов короткого замыкания и редко при расчете установившихся режимов электрических сетей.

Во *втором способе* учитывается идеальный трансформатор, т.е. учитываются коэффициенты трансформации при определении напряжений.

Трансформатор представляется в виде двух элементов – сопротивления трансформатора \underline{Z}_T и идеального трансформатора (коэффициента трансформации).

Расчет режима сети с несколькими номинальными напряжениями может быть выполнен для любых заданных условий и сведен к расчету либо при заданном напряжении в конце передачи, либо – при заданном напряжении в начале передачи.

Большой практический интерес представляет расчет при заданном напряжении в начале передачи. В результате расчета режима определяются напряжения во всех узлах схемы со стороны высшего напряжения трансформаторов. А далее для каждой трансформаторной подстанции рассчитывается напряжение на шинах нагрузки (на стороне низшего напряжения). Покажем расчет на примере схемы, приведенной на рис. 9.4.

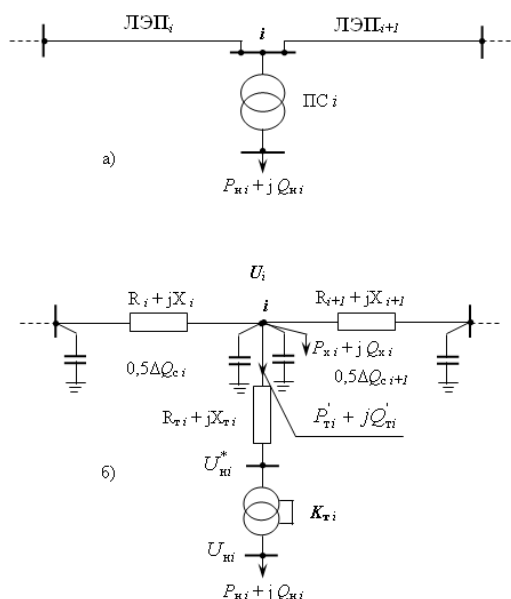


Рисунок 9.4 – Участок электрической сети: а) исходная схема; б) полная схема замещения.

По мощности, входящей в высшую обмотку трансформатора $P'_{Ti} + jQ'_{Ti}$ (см. определение расчетной нагрузки) и напряжению в точке i рассчитываются составляющие падения напряжения в трансформаторе:

$$\Delta U_{Ti} = \frac{P'_{Ti} R_{Ti} + Q'_{Ti} X_{Ti}}{U_i};$$

$$\delta U_{Ti} = \frac{P'_{Ti} X_{Ti} - Q'_{Ti} R_{Ti}}{U_i} \quad (\text{учитывается при } U_{\text{ном}} \geq 220 \text{ кВ}).$$

Далее рассчитывается напряжение на стороне низшего напряжения ПС, приведенное к высшему напряжению:

$$U_{Hi}^* = \sqrt{(U_i - \Delta U_{Ti})^2 + \delta U_{Ti}^2}.$$

Фактическое напряжение на шинах низшего напряжения ПС будет равно:

$$U_{Hi} = \frac{U_{Hi}^*}{K_{Ti}} = \frac{U_{Hi}^*}{\frac{U_{\text{В ном}}}{U_{\text{Н ном}}}} = \frac{U_{Hi}^* \cdot U_{\text{Н ном}}}{U_{\text{В ном}}}.$$

Расчет выполнен верно, если величина фактического напряжения получилась того же класса напряжения, что и номинальное напряжение на низшей стороне трансформатора.

10 Расчет местных сетей (сетей напряжением $U_{\text{ном}} \leq 35 \text{ кВ}$) по потере напряжения

Допустимые потери напряжения в линиях местных сетей

К местным сетям относятся сети номинальным напряжением 6 – 35 кВ. Местные сети по протяженности значительно превосходят протяженность сетей районного значения. Расход проводникового материала и изоляционных материалов значительно превосходят их потребность в сетях районного значения. Это обстоятельство требует ответственно подходить к проектированию сетей местного значения.

Передача электроэнергии от источников питания к электроприемникам сопровождается потерей напряжения в линиях и трансформаторах. Поэтому напряжение у потребителей не сохраняет постоянного значения.

Различают *отклонения* и *колебания* напряжения.

Отклонения напряжения обусловлены медленно протекающими процессами изменения нагрузок в отдельных элементах сети, изменением режимов напряжения на источниках питания. В результате таких изменений напряжения в отдельных точках сети меняется по величине, отклоняясь от номинального значения.

Колебания напряжения – это быстро протекающие (со скоростью не менее 1% в минуту) кратковременные изменения напряжения. Возникают при резких нарушениях нормального режима работы при резких включениях или отключениях мощных потребителей, коротких замыканиях.

Отклонения напряжения выражаются в процентах по отношению к номинальному напряжению сети

$$[\Delta U_i] = \frac{U_i - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%.$$

Колебания напряжения рассчитываются следующим образом:

$$V_i = \frac{U_{\text{max}} - U_{\text{min}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%,$$

где U_{max} , U_{min} – наибольшее и наименьшее значения напряжения в одной и той же точке сети.

Чтобы обеспечить нормальную работу электроприемников, на их шинах необходимо поддерживать напряжение, близкое к номинальному.

ГОСТ устанавливает следующие допустимые отклонения в нормальном режиме работы:

- на зажимах электродвигателей – $\pm (5 - 10)\%$ от $U_{\text{ном}}$;

- на зажимах осветительных приборов (внутреннее и наружное освещение) – $\pm (2,5 - 5)\%$ от $U_{\text{ном}}$;
- на зажимах остальных приемников $\pm 5\%$ от $U_{\text{ном}}$.

В послеаварийных режимах допускается дополнительное понижение напряжения на 5% к указанным величинам.

Чтобы обеспечить должный уровень напряжения на шинах электроприемников, применяют следующие меры:

Применяют трансформаторы с коэффициентами трансформации, которые учитывают потерю напряжения как в обмотках трансформатора, так и в питающей сети. Например, (см. рис. 10.1), допустим, что напряжение на низкой стороне подстанции, приведенное к высокой стороне U_2' равно 105 кВ.

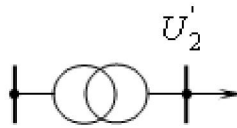


Рисунок – 10.1

При коэффициенте трансформации $k_T = 110/10$ фактическое напряжение на шинах низкого напряжения будет равно:

$$U_{\phi} = \frac{U_2'}{k_T} = \frac{105 \cdot 10}{110} = 9,6 \text{ кВ.}$$

При коэффициенте трансформации $k_T = 121/11$ фактическое напряжение на шинах низкого напряжения будет ближе к номинальному:

$$U_{\phi} = \frac{U_2'}{k_T} = \frac{105 \cdot 11}{121} = 10 \text{ кВ.}$$

Обмотки трансформаторов снабжаются ответвлениями, которые позволяют менять коэффициент трансформации в некоторых пределах. Напряжение, в узлах схемы, расположенных ближе к источнику питания обычно выше номинального, а в удаленных – ниже номинального. Чтобы на вторичной стороне трансформаторов, включенных в этих узлах, получить напряжение требуемого уровня, необходимо подобрать ответвления в обмотках трансформаторов. В узлах с повышенным уровнем напряжения устанавливаются коэффициенты трансформации выше номинального, а в узлах с пониженным уровнем напряжения коэффициенты трансформации трансформаторов устанавливаются ниже номинальных.

Схему сети, номинальное напряжения, сечения проводов выбирают таким образом, чтобы потеря напряжения не превышала допустимого значения.

Допустимая потеря напряжения устанавливается с некоторой степенью точности, исходя из нормированных значений отклонений напряжения на шинах электроприемников:

для сетей напряжением 220 – 380 В на всем протяжении от источника питания до последнего электроприемника от 5 – 6,5%;

для питающей сети напряжением 6 – 35 кВ – от 6 до 8% в нормальном режиме; от 10 до 12 % в послеаварийном режиме;

для сельских сетей напряжением 6 – 35 кВ – до 10 % в нормальном режиме.

Эти значения допустимой потери напряжения подобраны таким образом, чтобы при надлежащем регулировании напряжения в сети удовлетворялись требования ПУЭ в отношении отклонений напряжений на шинах электроприемников.

Допущения, положенные в основу расчета местных сетей

При расчете сетей напряжением до 35 кВ включительно принимаются следующие допущения:

- не учитывается зарядная мощность ЛЭП;
- не учитывается индуктивное сопротивление кабельных ЛЭП;
- не учитываются потери мощности в стали трансформаторов. Потери мощности в стали трансформаторов учитываются лишь при подсчете потерь активной мощности и электроэнергии во всей сети;
- при расчете потоков мощности не учитываются потери мощности, т.е. мощность в начале участка равна мощности в конце участка;
- не учитывается поперечная составляющая падения напряжения. Это значит, что не учитывается сдвиг напряжения по фазе между узлами схемы;
- расчет потерь напряжения ведется по номинальному напряжению, а не по реальному напряжению в узлах сети.

Определение наибольшей потери напряжения

С учетом допущений, принятых при расчете местных сетей, напряжение в любом i -м узле сети рассчитывается по упрощенной формуле:

$$U_i = U_{\text{ип}} - \Delta U_{\text{ип}-i} = U_{\text{ип}} - \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{j=1}^i (P_j \cdot R_j + Q_j \cdot X_j),$$

где P_j, Q_j – соответственно активная и реактивная мощности, протекающие по участку j ;
 R_j, X_j – соответственно активное и индуктивное сопротивления участка j .

Неучет потери мощности в местных сетях позволяет рассчитывать потери напряжения либо по мощностям участков, либо по мощностям нагрузок.

Если расчет ведется по мощностям участков, то учитываются активное и реактивное сопротивления этих же участков. Если расчет ведется по мощности нагрузок, то необходимо учитывать суммарные активные и реактивные сопротивления от ИП до узла подключения нагрузки. Применительно к рис. 10.2 имеем:

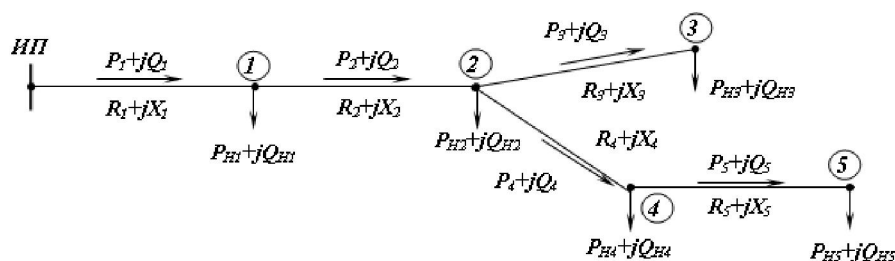


Рисунок 10.2 – Участок электрической сети

- по мощностям участков

$$\Delta U_{\text{ип}-i} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{j=1}^i (P_j \cdot R_j + Q_j \cdot X_j);$$

- по мощностям нагрузок

$$\Delta U_{\text{ип}-i} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{j=1}^i (P_{\text{н}j} \cdot R_{\text{ип}-j} + Q_{\text{н}j} \cdot X_{\text{ип}-j}).$$

В неразветвленной сети наибольшая потеря напряжения – это потеря напряжения от ИП до конечной точки сети.

В разветвленной сети наибольшая потеря напряжения определяется следующим образом:

- рассчитывается потеря напряжения от ИП до каждой конечной точки;
- среди этих потерь выбирается наибольшая. Ее величина не должна превышать допустимую потерю напряжения для данной сети.

Частные случаи расчета местных сетей

На практике встречаются следующие частные случаи расчета местных сетей (формулы приведены для расчета по мощностям участков):

- ЛЭП по всей длине выполнена проводами одного сечения одинаково расположенными

$$\Delta U_{\text{ип-}i} = \frac{r_0 \sum_{j=1}^i P_j \cdot l_j + x_0 \sum_{j=1}^i Q_j \cdot l_j}{U_{\text{ном}}};$$

- ЛЭП по всей длине выполнена проводами одного сечения одинаково расположенными. Нагрузки имеют одинаковый $\cos\varphi$

$$\Delta U_{\text{ип-}i} = (r_0 + jx_0 \cdot \operatorname{tg}\varphi) \frac{\sum_{j=1}^i P_j \cdot l_j}{U_{\text{ном}}};$$

- ЛЭП, питающие чисто активные нагрузки ($Q = 0, \cos\varphi = 1$), или кабельные ЛЭП напряжением до 10 кВ ($X=0$)

$$\Delta U_{\text{ип-}i} = \frac{\sum_{j=1}^i P_j \cdot R_j}{U_{\text{ном}}}.$$

Потеря напряжения в ЛЭП с равномерно распределенной нагрузкой

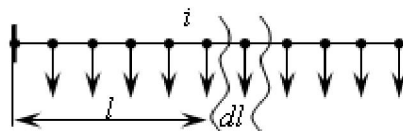


Рисунок 10.3 – ЛЭП с равномерно распределенной нагрузкой

В большинстве практических случаев приходится иметь дело с чисто активной равномерно распределенной нагрузкой. Для сети, приведенной на рис. 10.3, имеем:

Потеря напряжения, которая создается током i на длине участка l

$$d(\Delta U) = \sqrt{3}(idl)r_0 l.$$

Потеря напряжения на всей длине L

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} \cdot r_0 \cdot i \cdot \int_0^L l dl = \sqrt{3} \cdot r_0 \cdot i \cdot \frac{l^2}{2} \Big|_0^L = \\ &= \sqrt{3} \cdot r_0 \cdot i \cdot \frac{L^2}{2}. \end{aligned}$$

При суммарной нагрузке ЛЭП $I = i \cdot L$, ток $i = I / L$. Тогда,

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot r_0 \cdot I \cdot \frac{L}{2}.$$

Из полученной формулы видно, что равномерно распределенную нагрузку можно заменить суммарной сосредоточенной нагрузкой, приложенной в середине ЛЭП.

Если расчет ведется в мощностях, то $P = \sqrt{3} \cdot I \cdot U_{\text{ном}}$. Тогда величина потери напряжения равна

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot r_0 \cdot I \cdot \frac{L}{2} = \sqrt{3} \cdot r_0 \cdot \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \frac{L}{2} = r_0 \cdot \frac{P}{U_{\text{ном}}} \cdot \frac{L}{2}.$$

Полученным правилом замены равномерно распределенной нагрузки суммарной можно пользоваться в более сложных случаях. Например, когда равномерно распределенная нагрузка имеется только на одном из участков (рис. 10.4):

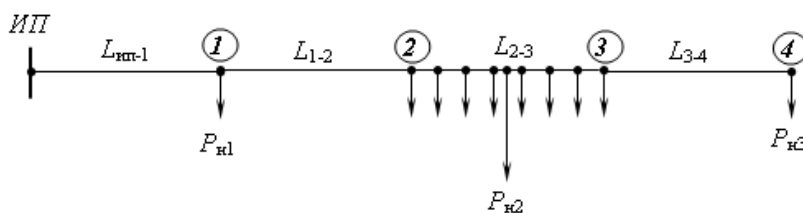


Рисунок 10.4 – Участок электрической сети

$$\Delta U = \frac{r_0}{U_{\text{ном}}} [P_{н3} \cdot (L_{3-4} + \frac{L_{2-3}}{2}) + (P_{н2} + P_{н3}) \cdot (L_{1-2} + \frac{L_{2-3}}{2}) + (P_{н1} + P_{н2} + P_{н3}) \cdot L_{ИП-1}].$$

11 Расчет сечений проводов по допустимой потере напряжения

Общие положения методов

Строго говоря, методы выбора сечений по допустимой потере напряжения, разработаны для проводников, выполненных из цветного металла в сети напряжением до 35 кВ включительно. Методы разработаны исходя из допущений принятых в сетях такого напряжения.

В основу методов определения сечения по допустимой потере напряжения положено то обстоятельство, что величина реактивного сопротивления проводников x_0 практически не зависит от сечения провода F :

- для воздушных ЛЭП $x_0 = 0,36 - 0,46$ Ом/км;
- для кабельных ЛЭП напряжением 6 – 10 кВ $x_0 = 0,06 - 0,09$ Ом/км;
- для кабельных ЛЭП напряжением 35 кВ $x_0 = 0,11 - 0,13$ Ом/км.

Величина допустимой потери напряжения в ЛЭП рассчитывается по мощностям и сопротивлениям участков по формуле:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n (P_i \cdot R_i + Q_i \cdot X_i) = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot r_{0i} \cdot l_i}{U_{\text{ном}}} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_i \cdot x_{0i} \cdot l_i}{U_{\text{ном}}} = \Delta U_{\text{доп а}} + \Delta U_{\text{р}}$$

и складывается из двух составляющих – потери напряжения в активных сопротивлениях $\Delta U_{\text{доп а}}$ и потери напряжения в реактивных сопротивлениях $\Delta U_{\text{р}}$.

Учитывая обстоятельство, что x_0 практически не зависит от сечения провода, величину $\Delta U_{\text{р}}$ можно вычислить до расчета сечения проводника, задавшись средним значением реактивного сопротивления $x_{0\text{ср}}$ в указанных диапазонах его изменения:

$$\Delta U_p = \frac{x_{0\text{ср}}}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot l_i.$$

По заданной величине допустимой напряжения в ЛЭП рассчитывают долю потери напряжения в активных сопротивлениях:

$$\Delta U_{\text{доп а}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p.$$

В выражении для расчета потери напряжения в активных сопротивлениях

$$\Delta U_{\text{доп а}} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot r_{0i} \cdot l_i$$

от сечения зависит параметр $r_0 = \frac{1}{\gamma \cdot F}$,

где γ — удельная проводимость материала провода.

Если ЛЭП состоит только из одного участка, то величину сечения можно определить из выражения для $\Delta U_{\text{доп а}}$:

$$F = \frac{P \cdot l}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а}}}.$$

При большем количестве участков ЛЭП, для расчета сечений проводников нужны дополнительные условия. Их три:

- постоянство сечений на всех участках $F = \text{const}$;
- минимальный расход проводникового материала $V \rightarrow \min$;
- минимальные потери активной мощности $\Delta P \rightarrow \min$.

Расчет сечений проводов из условия постоянства сечений на участках

Часто из практических соображений для однотипности проектируемой ЛЭП ее участки выполняют проводом одной марки. В этом случае формула для расчета величины потери напряжения в активных сопротивлениях может быть представлена следующим образом:

$$\Delta U_{\text{доп а}} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot r_{0i} \cdot l_i = \frac{r_0}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i = \frac{1}{\gamma \cdot F \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i.$$

Откуда находится величина сечения провода:

$$F = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а}}}.$$

Полученную величину сечения округляют до ближайшего стандартного. Для него по справочнику определяют значения r_0 и x_0 . Проверочным расчетом определяют действительную потерю напряжения

$$\Delta U = \frac{r_0}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i + \frac{x_0}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot l_i$$

и сравнивают ее с допустимой. Если действительная величина потери напряжения больше допустимой величины, то сечение увеличивают до следующего стандартного и расчет повторяют.

Проверочный расчет не выполняется, если сечение округляют до ближайшего большего значения, а действительная величина x_0 этого провода меньше $x_{0\text{ср}}$.

Окончательно выбранное сечение проверяют по нагреву:

$$I \leq I_{\text{доп}}.$$

Расчет сечений проводов из условия минимального расхода проводникового материала

УЛЭП, которые питают несколько потребителей, нагрузка уменьшается по мере удаления от источника питания. Применение на ЛЭП проводов одного сечения, хотя и выгодно в эксплуатационном и строительном аспектах, не всегда выгодно экономически. На последних участках провод всегда недогружен. Это приводит к перерасходу проводникового материала.

Таким образом, необходимо знать как должны уменьшаться величины сечений по мере удаления от источника питания, чтобы не превысить величину $\Delta U_{\text{доп}}$ и обеспечить максимальную экономию проводникового материала.

Рассмотрим ЛЭП с двумя нагрузками (рис. 11.1).

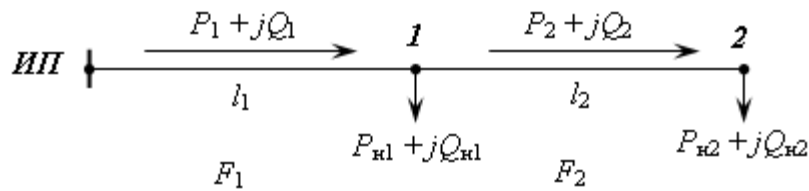


Рисунок 11.1 – Участок ЛЭП с двумя нагрузками

В приведенной сети известными являются:

- мощности нагрузок в узлах;
- длины участков;
- допустимая потеря напряжения.

Необходимо определить сечения проводов на участках из условия $V \rightarrow \min$.

Мощности участков сети определяются по I закону Кирхгофа, начиная от конечной точки (точки 2):

$$P_2 + jQ_2 = P_{н2} + jQ_{н2};$$

$$P_1 + jQ_1 = P_{н1} + jQ_{н1} + P_2 + jQ_2 = P_{н1} + jQ_{н1} + P_{н2} + jQ_{н2}.$$

Задавшись $x_{0\text{ср}}$, рассчитаем потерю напряжения в реактивных сопротивлениях:

$$\Delta U_p = \frac{x_{0\text{ср}}}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^2 Q_i \cdot l_i$$

и долю потери напряжения в активных сопротивлениях:

$$\Delta U_{\text{доп а}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p.$$

Предположим, что нам известна величина потери напряжения в активном сопротивлении 1-го участка $\Delta U_{\text{доп а 1}}$. Тогда величина потери напряжения в активном сопротивлении 2-го участка составит:

$$\Delta U_{\text{доп а 2}} = \Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}}.$$

В этом случае сечения на участках будут равны:

$$F_1 = \frac{P_1 \cdot l_1}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}} \quad \text{и} \quad F_2 = \frac{P_2 \cdot l_2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})}.$$

Расход проводникового материала в сети на фазу составит:

$$V = F_1 \cdot l_1 + F_2 \cdot l_2 = \frac{P_1 \cdot l_1^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}} + \frac{P_2 \cdot l_2^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})}.$$

В этой формуле все величины известны, кроме $\Delta U_{\text{доп а 1}}$. Для определения минимума расхода проводникового материала необходимо взять частную производную по неизвестной величине и приравнять ее к нулю:

$$\frac{\partial V}{\partial \Delta U_{\text{доп а 1}}} = -\frac{P_1 \cdot l_1^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}^2} + \frac{P_2 \cdot l_2^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})^2} = 0.$$

Получим равенство:

$$\frac{P_1 \cdot l_1^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}^2} = \frac{P_2 \cdot l_2^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})^2}.$$

Умножим и разделим левую часть равенства на P_1 , а правую часть – на P_2 . Получим выражение:

$$\frac{1}{P_1} \cdot \frac{P_1^2 \cdot l_1^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}^2} = \frac{1}{P_2} \cdot \frac{P_2^2 \cdot l_2^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})^2}.$$

Умножим обе части равенства на $\frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{ном}}}$. Получаем:

$$\frac{1}{P_1} \cdot \frac{P_1^2 \cdot l_1^2}{\gamma^2 \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}^2} = \frac{1}{P_2} \cdot \frac{P_2^2 \cdot l_2^2}{\gamma^2 \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})^2}. \quad (11.1)$$

В этой формуле выражения

$$\frac{P_1^2 \cdot l_1^2}{\gamma^2 \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}^2} \text{ и } \frac{P_2^2 \cdot l_2^2}{\gamma^2 \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})^2}$$

представляют собой квадраты сечений участков ЛЭП.

Формулу (11.1) можно представить следующим образом:

$$\frac{F_1^2}{P_1} = \frac{F_2^2}{P_2} \quad \text{или} \quad \frac{F_1}{\sqrt{P_1}} = \frac{F_2}{\sqrt{P_2}}.$$

Таким образом, мы получили условие, при соблюдении которого при расчете сечений участков ЛЭП, потеря напряжения не превысит допустимой величины при минимальном расходе проводникового материала.

Этот вывод можно распространить на любое количество участков ЛЭП.

Величина $k_p = \frac{F}{\sqrt{P}}$ является постоянной для заданной ЛЭП и определяется по допустимой потере напряжения в активных сопротивлениях:

$$\Delta U_{\text{доп а}} = \frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{P_i \cdot l_i}{F_i} = \frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{\sqrt{P_i}}{F_i} \sqrt{P_i} \cdot l_i = \frac{1}{k_p} \cdot \frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n \sqrt{P_i} \cdot l_i \Rightarrow$$

$$k_p = \frac{\sum_{i=1}^n \sqrt{P_i} \cdot l_i}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а}}}.$$

Зная величину k_p , определяют сечение каждого участка ЛЭП:

$$F_i = k_p \cdot \sqrt{P_i}.$$

Сечения проводов округляют до ближайших стандартных и проверяют по потере напряжения и нагреву. Если сечения не удовлетворяют допустимой потере напряжения, то увеличивают сечения на тех участках, величина потери напряжения на которых наибольшая.

Расчет сечений проводов из условия минимума потерь мощности в сети

Сечения проводов, выбранные по условию минимума расхода проводникового материала, не обеспечивают минимальных потерь мощности.

Найдем сечения проводов, которые отвечают условию $\Delta P \rightarrow \min$.

Для ЛЭП, приведенной на рис. 11.1, потери активной мощности рассчитываются по формуле:

$$\Delta P = \frac{S_1^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_1 + \frac{S_2^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_2 = \frac{S_1^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{l_1}{\gamma \cdot F_1} + \frac{S_2^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{l_2}{\gamma \cdot F_2}. \quad (11.2)$$

Обозначим объем проводникового материала одной фазы на всей ЛЭП через V , на первом участке – V_1 . Тогда величины сечений участков будут равны:

$$F_1 = \frac{V_1}{l_1} \quad \text{и} \quad F_2 = \frac{V - V_1}{l_2}.$$

Подставим эти выражения в формулу (11.2) и получим:

$$\Delta P = \frac{S_1^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{l_1^2}{\gamma \cdot V_1} + \frac{S_2^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{l_2^2}{\gamma \cdot (V - V_1)}.$$

В этой формуле все величины известны, кроме V_1 . Для определения минимума потерь активной мощности необходимо взять частную производную по неизвестной величине и приравнять ее к нулю:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial V_1} = -\frac{S_1^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{l_1^2}{\gamma \cdot V_1^2} + \frac{S_2^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{l_2^2}{\gamma \cdot (V - V_1)^2} = 0.$$

Получим равенство:

$$\frac{S_1^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{l_1^2}{\gamma \cdot V_1^2} = \frac{S_2^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{l_2^2}{\gamma \cdot (V - V_1)^2}.$$

Сократим полученное выражение на $\gamma \cdot U_{\text{ном}}^2$:

$$\frac{S_1^2 \cdot l_1^2}{V_1^2} = \frac{S_2^2 \cdot l_2^2}{(V - V_1)^2}. \quad (11.3)$$

Так как $V_1 = F_1 \cdot l_1$, а $V - V_1 = F_2 \cdot l_2$, то формулу (11.3) можно переписать следующим образом:

$$\frac{S_1^2 \cdot l_1^2}{F_1^2 \cdot l_1^2} = \frac{S_2^2 \cdot l_2^2}{F_2^2 \cdot l_2^2} \Rightarrow \frac{S_1^2}{F_1^2} = \frac{S_2^2}{F_2^2} \Rightarrow \frac{S_1}{F_1} = \frac{S_2}{F_2}.$$

Выразим мощности участков через токи и номинальное напряжение ЛЭП:

$$\frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_1}{F_1} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_2}{F_2} \Rightarrow \frac{I_1}{F_1} = \frac{I_2}{F_2}.$$

Отношение тока к сечению называется плотностью тока $j_{\Delta P}$ (А/мм²). Таким образом, получено условие, при выполнении которого при выборе сечений, потери активной мощности будут наименьшими:

$$j_{\Delta P} = \text{const.}$$

Значение плотности тока $j_{\Delta P}$ определяется по допустимой доле потери напряжения в активных сопротивлениях:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{доп а}} &= \frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{P_i \cdot l_i}{F_i} = \frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_i \cdot \cos \varphi_i \cdot l_i}{F_i} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot j_{\Delta P}}{\gamma} \cdot \sum_{i=1}^n \cos \varphi_i \cdot l_i \Rightarrow \end{aligned}$$

$$j_{\Delta P} = \frac{\gamma \cdot U_{\text{доп а}}}{\sqrt{3} \cdot \sum_{i=1}^n \cos \varphi_i \cdot l_i}.$$

Сечения на участках рассчитываются по токам участков:

$$F_i = \frac{I_i}{j_{\Delta P}},$$

где $I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}.$

Сечения проводов округляют до ближайших стандартных и проверяют по потере напряжения и нагреву. Если сечения не удовлетворяют допустимой потере напряжения, то увеличивают сечения на тех участках, величина потери напряжения на которых наибольшая.

Этапы расчета при разных условиях

Выбор сечений по допустимой потере напряжения выполняется по следующему алгоритму:

Задаются значением $x_{0\text{ср}}$ в указанных диапазонах его изменения.

Вычисляют долю потери напряжения в реактивных сопротивлениях $\Delta U_{\text{р}}$.

Вычисляют допустимую потерю напряжения в именованных единицах:

$$\Delta U_{\text{доп [кВ]}} = \frac{\Delta U_{\text{доп [\%]}}}{100} \cdot U_{\text{ном}}.$$

Вычисляют допустимую долю потерь напряжения в активных сопротивлениях $\Delta U_{\text{доп а}}$.

Рассчитывают сечение провода, исходя из заданного условия.

5.1 постоянство сечений на всех участках: $F = \dots$;

5.2 минимальный расход проводникового материала: $k_{\text{р}} = \dots \rightarrow F = \dots$;

5.3 минимальные потери активной мощности: $j_{\Delta P} = \dots \rightarrow F = \dots$.

Сечения проводов округляют до ближайших стандартных и проверяют по потере напряжения (общая формула):

$$\Delta U = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n (P_i \cdot r_{0i} \cdot l_i + Q_i \cdot x_{0i} \cdot l_i) \leq \Delta U_{\text{доп}}.$$

Если сечения не удовлетворяют допустимой потере напряжения, то увеличивают сечения на тех участках, величина потери напряжения на которых наибольшая. Проверку повторяют. Окончательно выбранное сечение проверяют по нагреву:

$$I \leq I_{\text{доп}}.$$

Сравнительная характеристика методов

Определение сечения по допустимой потере напряжения применяют к линиям местных сетей, сечения которых не выбирают по экономической плотности тока.

Выбор сечения по условиям минимального расхода проводникового материала ($V \rightarrow \min$) и минимальных потерь активной мощности ($\Delta P \rightarrow \min$) дают более экономичные результаты, чем при условии постоянства сечений на всех участках ($F = \text{const}$).

Выбор сечения при условии $V \rightarrow \min$ приводит к экономии капитальных вложений и постоянных эксплуатационных расходов (обслуживание и ремонт ЛЭП). Метод применяют для потребителей с малым числом использования максимальной нагрузки T_m и малых токовых нагрузках. Для потребителей с большими токовыми нагрузками и значительной величиной T_m лучше использовать метод выбора сечений из условия $\Delta P \rightarrow \min$. Это приводит к уменьшению переменных эксплуатационных расходов, связанных с потерями мощности (электроэнергии) в ЛЭП.

Выбор сечения по экономической плотности тока учитывает оба фактора. Поэтому метод является основным.

Если длина ЛЭП велика, то сечение, выбранное по экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$, может не обеспечить допустимую потерю напряжения. Это приводит к необходимости пересчета сечения. Поэтому нужно сначала определить плотность тока из условия допустимой потери напряжения $j_{\Delta P}$. Эту плотность тока сравнивают с экономической. Сечение рассчитывают по плотности тока, величина которой меньше.

12 Расчет режимов простых замкнутых сетей

Расчет линий с двухсторонним питанием

К простым замкнутым сетям относятся кольцевые сети и сети с двухсторонним питанием. Кольцевую сеть можно превратить в сеть с двухсторонним питанием, если разрезать ее по источнику питания.

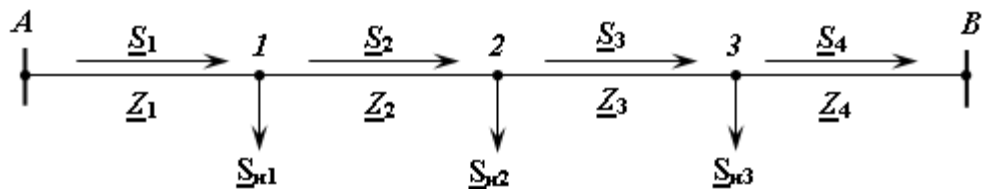


Рисунок 12.1 – Линия электропередач с двухсторонним питанием

Рассмотрим ЛЭП с двухсторонним питанием (рис. 12.1). Известны:

- мощности нагрузок;
- сопротивления участков ЛЭП;
- напряжения на источниках питания.

Необходимо найти распределение мощностей на участках ЛЭП. Расчет выполним при следующих допущениях:

- в ЛЭП отсутствуют потери мощности;
- напряжения во всех узлах нагрузок одинаковы и равны номинальному напряжению сети.

Предположим, что нам известна мощность, протекающая на головном участке А-1. Тогда мощности на других участках ЛЭП определяются по I закону Кирхгофа:

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_{12} = \underline{S}_1 - \underline{S}_{н1};$$

$$\underline{S}_3 = \underline{S}_{23} = \underline{S}_2 - \underline{S}_{н2} = \underline{S}_1 - \underline{S}_{н1} - \underline{S}_{н2}; \quad (12.1)$$

$$\underline{S}_4 = \underline{S}_{3B} = \underline{S}_3 - \underline{S}_{н3} = \underline{S}_1 - \underline{S}_{н1} - \underline{S}_{н2} - \underline{S}_{н3}.$$

Падение напряжение на любом участке ЛЭП рассчитывается по формуле:

$$\Delta \underline{U}_i = \sqrt{3} \cdot \underline{I}_i \cdot \underline{Z}_i. \quad (12.2)$$

Из формулы для расчета мощности на участке ЛЭП ($\underline{S}_i = \sqrt{3} \cdot \underline{I}_i^* \cdot \underline{U}_i$) найдем ток участка

$$\underline{I}_i = \frac{\underline{S}_i^*}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}_i}$$

и подставим его в (12.2):

$$\Delta \underline{U}_i = \sqrt{3} \cdot \frac{\underline{S}_i^*}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}_i} \cdot \underline{Z}_i = \frac{\underline{S}_i}{\underline{U}_i} \cdot \underline{Z}_i^*.$$

При учете второго допущения получим:

$$\Delta \underline{U}_i = \frac{\underline{S}_i}{U_{ном}} \cdot \underline{Z}_i^*.$$

Найдем падение напряжения во всей ЛЭП:

$$\underline{U}_A - \underline{U}_B = \frac{\underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_{A1}^*}{U_{ном}} + \frac{\underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_{12}^*}{U_{ном}} + \frac{\underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_{23}^*}{U_{ном}} + \frac{\underline{S}_4 \cdot \underline{Z}_{3B}^*}{U_{ном}}$$

или

$$(\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{ном} = \underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_{A1}^* + \underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_{12}^* + \underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_{23}^* + \underline{S}_4 \cdot \underline{Z}_{3B}^*.$$

В полученное выражение подставим значения токов участков:

$$\begin{aligned} (\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{ном} &= \underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_{A1}^* + (\underline{S}_1 - \underline{S}_{н1}) \cdot \underline{Z}_{12}^* + (\underline{S}_1 - \underline{S}_{н1} - \underline{S}_{н2}) \cdot \underline{Z}_{23}^* + \\ &+ (\underline{S}_1 - \underline{S}_{н1} - \underline{S}_{н2} - \underline{S}_{н3}) \cdot \underline{Z}_{3B}^*. \end{aligned}$$

Выполним преобразования:

$$\begin{aligned} (\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{ном} &= \underline{S}_1 \cdot (\underline{Z}_{A1}^* + \underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3B}^*) - \underline{S}_{н1} \cdot (\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3B}^*) - \\ &- \underline{S}_{н2} \cdot (\underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3B}^*) - \underline{S}_{н3} \cdot \underline{Z}_{3B}^*. \end{aligned} \quad (12.3)$$

Суммы сопротивлений представляют собой сопротивления:

$$(\underline{Z}_{A1}^* + \underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3B}^*) = \underline{Z}_{AB}^*; \quad (\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3B}^*) = \underline{Z}_{1B}^*;$$

$$(\underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3B}^*) = \underline{Z}_{2B}^*.$$

Выражение (12.3) можем записать следующим образом:

$$(\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{\text{ном}} = \underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_{AB}^* - \underline{S}_{\text{н1}} \cdot \underline{Z}_{1B}^* - \underline{S}_{\text{н2}} \cdot \underline{Z}_{2B}^* - \underline{S}_{\text{н3}} \cdot \underline{Z}_{3B}^* = \underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_{AB}^* - \sum_{i=1}^3 \underline{S}_{\text{ни}} \cdot \underline{Z}_{iB}^*.$$

В полученном выражении только одна неизвестная величина – мощность первого головного участка:

$$\underline{S}_{\text{гол1}} = \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} = \frac{(\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{\text{ном}}}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\sum_{i=1}^3 \underline{S}_{\text{ни}} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Если бы мы определяли падение напряжения $(\underline{U}_B - \underline{U}_A)$ и выполнили аналогичные преобразования, то нашли бы мощность второго головного участка:

$$\underline{S}_{\text{гол2}} = \underline{S}_4 = \underline{S}_{3AB} = \frac{(\underline{U}_B - \underline{U}_A) \cdot U_{\text{ном}}}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\sum_{i=1}^3 \underline{S}_{\text{ни}} \cdot \underline{Z}_{iA}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

При n нагрузках:

$$\underline{S}_{\text{гол1}} = \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} = \frac{(\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{\text{ном}}}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{\text{ни}} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}; \quad (12.4)$$

$$\underline{S}_{\text{гол2}} = \underline{S}_4 = \underline{S}_{3B} = \frac{(\underline{U}_B - \underline{U}_A) \cdot U_{\text{ном}}}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{\text{ни}} \cdot \underline{Z}_{iA}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

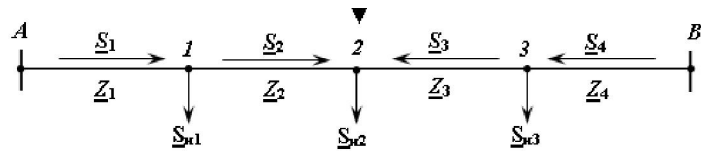
Правильность полученных расчетов подтверждается выполнением баланса мощности – равенством произведенной и потребленной мощности:

$$\underline{S}_{\text{гол1}} + \underline{S}_{\text{гол2}} = \sum_{i=1}^n \underline{S}_{\text{ни}}.$$

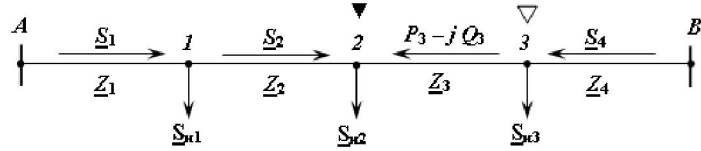
Мощности на остальных участках определяются по выражениям (12.1).

Значения части мощностей участков получатся отрицательными, т.е. они имеют обратное направление по отношению к принятому. Таким образом, в схеме окажется точка, к которой мощности подходят с двух сторон. Такая точка называется точкой раздела мощности или точкой потока раздела.

Точки раздела активной и реактивной мощности могут не совпадать. Если точки раздела активной и реактивной мощности совпадают, то над этой точкой ставится знак \blacktriangledown . Если не совпадают, то над точкой раздела активной мощности ставится знак \blacktriangledown , а над точкой раздела реактивной мощности – знак ∇ (рис. 12.2).



а)



б)

Рисунок 12.2 – Распределение мощности в ЛЭП с двухсторонним питанием:
а) с одной точкой потокораздела; б) с двумя точками потокораздела.

В выражениях (12.4) составляющая $\frac{(\underline{U}_B - \underline{U}_A) \cdot U_{\text{ном}}}{Z_{AB}^*}$ представляет собой уравнитель-

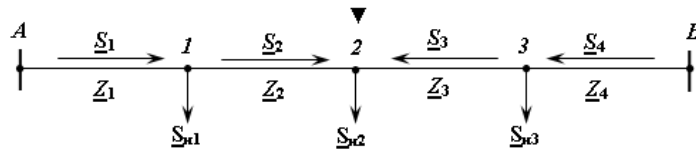
ную мощность, протекающую в ЛЭП, из-за разности напряжений на источниках питания. При равенстве напряжений $\underline{U}_A = \underline{U}_B$ (или в кольцевой сети) уравнительная мощность равна нулю.

Второй член уравнений (12.4) представляет собой сумму моментов нагрузок относительно другого источника питания, разделенную на суммарное сопротивление ЛЭП.

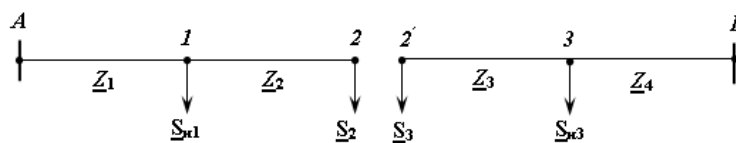
При одинаковых напряжениях на источниках питания очевидно, что падение напряжение от обоих ИП до точки раздела мощности одинаково. Поэтому в этой точке ЛЭП может быть разрезана на два магистральных участка.

При этом нагрузка в конечной точке левого магистрального участка будет равняться мощности, протекающей в исходной сети по первому участку слева от точки потокораздела. Нагрузка в конечной точке правого магистрального участка равняется мощности, протекающей в исходной сети по первому участку справа от точки раздела мощности. Сумма мощностей этих нагрузок должна равняться нагрузке в точке раздела мощности в замкнутой сети (см. рис. 12.3):

$$S_2 + S_3 = S_{\text{н2}}.$$



а)



б)

Рисунок 12.3 – Распределение мощности на участке сети:
а) исходная схема; б) магистральные участки.

Если в схеме две точки раздела мощности, то сеть можно разрезать двумя способами:

- по точке раздела активной мощности (см. рис. 12.4 а). Во всех дальнейших расчетах учитывать знак “минус” перед реактивной мощностью на одном из участков;
- исключить участок между точками раздела мощности (см. рис. 12.4 б). Предварительно следует вычислить потери мощности на участке между точками раздела мощности

$$\Delta P_{23} + j\Delta Q_{23} = \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (R_{23} + jQ_{23})$$

и уточнить мощности нагрузок в точках 2 и 3

$$P_2^{\text{НОВ}} + jQ_2^{\text{НОВ}} = P_2 + jQ_2 + j\Delta Q_{23};$$

$$P_3^{\text{НОВ}} + jQ_3^{\text{НОВ}} = P_4 + jQ_4 + \Delta P_{23};$$

В полученных магистралях выполняется расчет режима при заданных напряжениях на ИП.

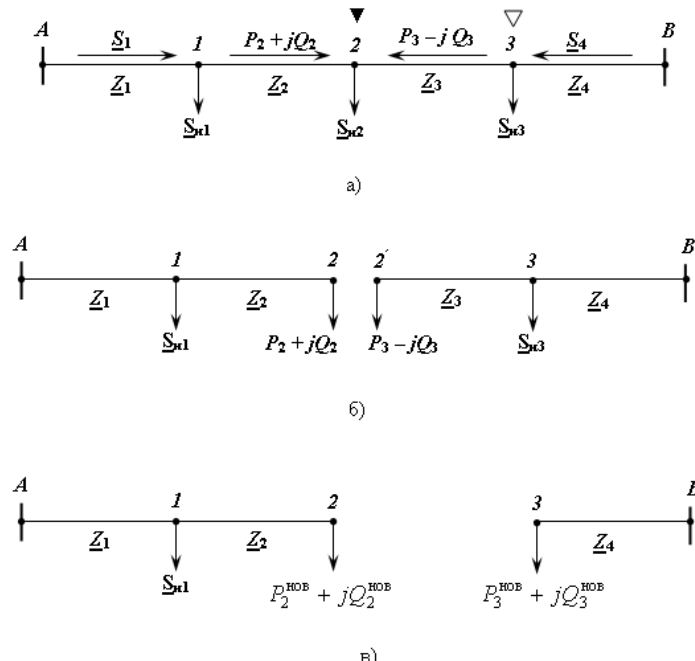


Рисунок 12.3 – Распределение мощности на участке сети:

а) исходная схема; б) ЛЭП разрезана по точке раздела активной мощности; в) исключен участок между точками раздела мощностей

Частные случаи расчета простых замкнутых сетей

В общем случае расчет режима сети с двухсторонним питанием производится в комплексной форме. Но возможны следующие частные случаи:

1. Однородная ЛЭП.

В однородной ЛЭП отношение X_i/R_i участков одинаково по всей длине ЛЭП. Обозначим это отношение буквой m . Для такой ЛЭП реактивное сопротивление участков можно выразить активное - $X_i = R_i \cdot m$.

Тогда второе слагаемое выражений (12.4) можно представить следующим образом:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{\text{гол1}} = \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} &= \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot (R_{iB} - jX_{iB})}{(R_{AB} - jX_{AB})} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot R_{iB} \cdot (1 - jm)}{R_{AB} \cdot (1 - jm)} = \\ &= \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n Q_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}}. \end{aligned} \quad (12.5)$$

Таким образом, активные и реактивные мощности головных участков рассчитываются независимо друг от друга по активным сопротивлениям участков.

2. *Однородная ЛЭП с одинаковым сечением проводов на участках.*

Для такой ЛЭП выражение (12.5) запишем таким образом:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{\text{гол1}} = \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} &= \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n Q_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi} \cdot r_0 \cdot l_{iB}}{r_0 \cdot l_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n Q_{hi} \cdot r_0 \cdot l_{iB}}{r_0 \cdot l_{AB}} = \\ &= \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi} \cdot l_{iB}}{l_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n Q_{hi} \cdot l_{iB}}{l_{AB}}. \end{aligned}$$

Таким образом, активные и реактивные мощности головных участков рассчитываются независимо друг от друга по длинам участков.

3. *Однородная ЛЭП и одинаковый cosφ нагрузок.*

Для такой ЛЭП выражение (12.5) запишем так:

$$P_{\text{гол1}} + jQ_{\text{гол1}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi} \cdot \text{tg}\varphi \cdot R_{iB}}{R_{AB}} = P_{\text{гол1}} + jP_{\text{гол1}} \cdot \text{tg}\varphi.$$

Таким образом, реактивные мощности головных участков можно рассчитывать по активной мощности этих участков.

13 Расчет режимов сложнотамкнутых сетей.

Методы преобразования сети.

Суть метода преобразования

Электрические сети крупных электрических систем, городов и промышленных предприятий содержат большое количество отдельных линий и нагрузок, связанных в общую схему. Расчеты режимов таких сетей представляют собой сложную задачу. Трудности в решении возрастают с ростом числа элементов. Такие сети, как правило, рассчитываются с помощью ЭВМ. Но при разовом расчете сетей небольшой сложности нашли применение методы упрощенных расчетов. Одним из таких методов является метод постепенного преобразования сложнотамкнутой схемы.

Идея метода заключается в том, что заданная сложнотамкнутая сеть путем постепенных преобразований приводится к линии с двухсторонним питанием. В преобразованной схеме определяются мощности и токи на участках. Затем путем последовательных обратных преобразований находится действительное распределение токов и мощностей в исходной сети.

В результате таких преобразований находятся предварительное распределение мощностей и точки раздела мощностей. Точек раздела активной и реактивной мощностей может быть несколько. Сложнотамкнутая сеть разрезается по токам раздела активной мощности. В получен-

ных упрощенных схемах выполняется расчет режима при заданном напряжении на источниках питания.

Метода постепенного преобразования сложной замкнутой сети использует ряд простых приемов. Каждый из приемов позволяет выполнить преобразование участка сети с малым количеством элементов. Для этого участка можно произвести нужный расчет, а затем с помощью обратных преобразований вернуться к исходной схеме.

Рассмотрим 5 приемов. Некоторые из них вам известны из курса “Теоретические основы электротехники”. С некоторыми вы встретитесь впервые.

Прием 1. Замена площади сечения проводов участка сети эквивалентной

Применяется в сетях, в которых можно пренебречь индуктивным сопротивлением и учитывать только активные сопротивления. Например, в кабельных сетях напряжением до 35 кВ. Учитывая, что индуктивное сопротивление воздушных ЛЭП изменяется в малых пределах, прием может использоваться и для преобразования сетей более высокого напряжения.

Для упрощения расчетов сечения всех проводов сети приводятся к одному общему сечению. В качестве приведенной (эквивалентной) площади сечения принимается площадь сечения проводов, которые наиболее часто встречаются в заданной сети. После приведения площадей сечений всех участков к эквивалентной расчет преобразованной сети ведется не по сопротивлениям участков сети, а по их длинам. Это упрощает расчет.

В основу приема положено условие, что электрическое состояние сети до и после преобразования не изменяется. Это значит, что распределение мощности и потеря напряжения одинаковы до и после преобразования.

Условие соблюдается, если активные сопротивления участков до и после преобразования не изменяются.

Предположим, что участок длиной l_1 выполнен сечением F_1 . Сечение участка нужно заменить сечением F . Математически условие преобразования записывается следующим образом:

$$R_1 = R_2 \quad \text{или} \quad \frac{l_1}{\gamma \cdot F_1} = \frac{l}{\gamma \cdot F}.$$

Для выполнения условия должна измениться длина участка сети. Ее величина определяется из приведенного выражения:

$$l = l_1 \cdot \frac{F}{F_1}.$$

Прием 2. Замена параллельных линий при отсутствии на них нагрузок эквивалентной линией

Прямая задача. Известны мощности $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \dots, \underline{S}_n$ параллельных линий и их сопротивления $\underline{Z}_1, \underline{Z}_2, \dots, \underline{Z}_n$ (см. рис. 13.1 а). Необходимо найти значения $\underline{S}_{\text{ЭКВ}}$ и $\underline{Z}_{\text{ЭКВ}}$ в преобразованной схеме (см. рис. 13.1 б).

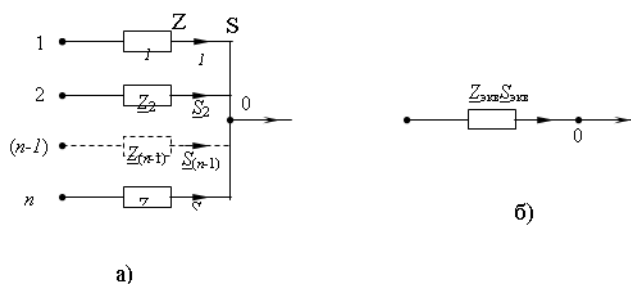


Рисунок 13.1 – Пояснения к приему 2: а) исходная схема; б) преобразованная схема.

Условие эквивалентности схем – одинаковое напряжение в точке 0 в преобразованной и исходной схемах.

Если напряжение в точках 1 – n одинаково, то мы можем записать:

$$\underline{Z}_{\text{экв}} = \frac{1}{\underline{Y}_{\text{экв}}} \quad \text{и} \quad \underline{S}_{\text{экв}} = \sum_{i=1}^n \underline{S}_i.$$

Эквивалентная проводимость схемы рассчитывается по формуле:

$$\underline{Y}_{\text{экв}} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{\underline{Z}_i}.$$

Обратная задача. Известны мощность $\underline{S}_{\text{экв}}$ и сопротивление $\underline{Z}_{\text{экв}}$ в преобразованной схеме (см. рис. 13.1 б). Найти мощности $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \dots, \underline{S}_n$ в исходной схеме (см. рис. 13.1 а).

Так как напряжение в точке 0 одинаково, то одинаково падение напряжения на сопротивлениях в преобразованной и исходной схемах:

$$\Delta \underline{U}_1 = \Delta \underline{U}_2 = \dots = \Delta \underline{U}_n = \Delta \underline{U}_{\text{экв}}$$

или

$$\frac{\underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_1^*}{\underline{U}_0} = \frac{\underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_2^*}{\underline{U}_0} = \dots = \frac{\underline{S}_n \cdot \underline{Z}_n^*}{\underline{U}_0} = \frac{\underline{S}_{\text{экв}} \cdot \underline{Z}_{\text{экв}}^*}{\underline{U}_0}.$$

Из полученного равенства можно найти значения мощностей $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \dots, \underline{S}_n$:

$$\underline{S}_1 = \frac{\underline{S}_{\text{экв}} \cdot \underline{Z}_{\text{экв}}^*}{\underline{Z}_1^*}; \quad \underline{S}_2 = \frac{\underline{S}_{\text{экв}} \cdot \underline{Z}_{\text{экв}}^*}{\underline{Z}_2^*}; \quad \dots \quad \underline{S}_n = \frac{\underline{S}_{\text{экв}} \cdot \underline{Z}_{\text{экв}}^*}{\underline{Z}_n^*}.$$

Прием 3. Замена источников напряжения, присоединенных к одной точке сети, одним эквивалентным

Прямая задача. Известны значения токов $\underline{I}_1, \underline{I}_2, \dots, \underline{I}_n$ параллельных линий, их сопротивления $\underline{Z}_1, \underline{Z}_2, \dots, \underline{Z}_n$ и значения фазных ЭДС $\underline{E}_{1\phi}, \underline{E}_{2\phi}, \dots, \underline{E}_{n\phi}$ (см. рис. 13.2 а). Необходимо найти значения $\underline{I}_{\text{экв}}$ и $\underline{E}_{\text{экв}\phi}$ в преобразованной схеме (см. рис. 13.2 б).

Условие эквивалентности схем – одинаковое напряжение в точке 0 в преобразованной и исходной схемах.

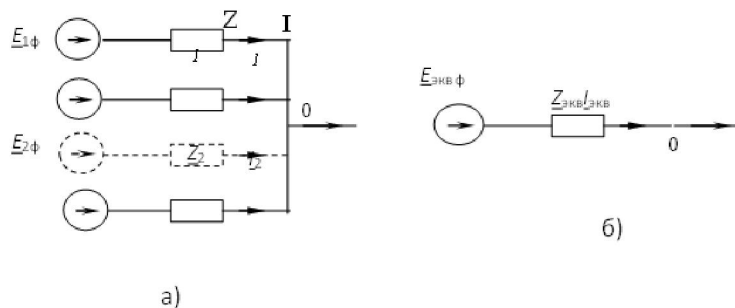


Рисунок 13.2 – Пояснения к приему 3: а) исходная схема; б) преобразованная схема.

Значение токов в ветвях исходной схемы рассчитываются по выражениям:

$$\begin{aligned} \underline{I}_1 &= (\underline{E}_{1\phi} - \underline{U}_{0\phi}) \cdot \underline{Y}_1; \\ &\dots\dots\dots \\ \underline{I}_n &= (\underline{E}_{n\phi} - \underline{U}_{0\phi}) \cdot \underline{Y}_n. \end{aligned} \quad (13.1)$$

Значение тока в эквивалентной сети равно:

$$\underline{I}_{\text{экв}} = (\underline{E}_{\text{экв}\phi} - \underline{U}_{0\phi}) \cdot \underline{Y}_{\text{экв}} = \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \dots + \underline{I}_n. \quad (13.2)$$

Подставим выражение (13.1) в (13.2):

$$(\underline{E}_{1\phi} - \underline{U}_{0\phi}) \cdot \underline{Y}_1 + \dots + (\underline{E}_{n\phi} - \underline{U}_{0\phi}) \cdot \underline{Y}_n = (\underline{E}_{\text{экв}\phi} - \underline{U}_{0\phi}) \cdot \underline{Y}_{\text{экв}}.$$

Так как $\underline{Y}_{\text{экв}} = \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 + \dots + \underline{Y}_n$, то полученное выражение можно записать так:

$$(\underline{E}_{1\phi} - \underline{U}_{0\phi}) \cdot \underline{Y}_1 + \dots + (\underline{E}_{n\phi} - \underline{U}_{0\phi}) \cdot \underline{Y}_n = (\underline{E}_{\text{экв}\phi} - \underline{U}_{0\phi}) \cdot (\underline{Y}_1 + \dots + \underline{Y}_n).$$

Раскроем скобки и выполним преобразования. В результате получим следующее выражение:

$$\underline{E}_{1\phi} \cdot \underline{Y}_1 + \dots + \underline{E}_{n\phi} \cdot \underline{Y}_n - \underline{U}_{0\phi} (\underline{Y}_1 + \dots + \underline{Y}_n) = \underline{E}_{\text{экв}\phi} \cdot (\underline{Y}_1 + \dots + \underline{Y}_n) - \underline{U}_{0\phi} \cdot (\underline{Y}_1 + \dots + \underline{Y}_n)$$

или

$$\sum_{i=1}^n \underline{E}_{i\phi} \cdot \underline{Y}_i = \underline{E}_{\text{экв}\phi} \cdot \sum_{i=1}^n \underline{Y}_i.$$

Откуда величина эквивалентной фазной ЭДС будет равна:

$$\underline{E}_{\text{экв}\phi} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{E}_{i\phi} \cdot \underline{Y}_i}{\sum_{i=1}^n \underline{Y}_i} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{E}_{i\phi} \cdot \underline{Y}_i}{\underline{Y}_{\text{экв}}}.$$

Обратная задача. Известны значения $\underline{I}_{\text{экв}}$ и $\underline{E}_{\text{экв}\phi}$ в преобразованной схеме (см. рис. 13.2 б) Необходимо найти токов $\underline{I}_1, \underline{I}_2, \dots, \underline{I}_n$ в исходной схеме. (см. рис. 13.2 а).

Величина падения напряжения на сопротивлениях в исходной схеме определяется как:

$$\underline{E}_{1\phi} - \underline{U}_{0\phi} = \underline{I}_1 \cdot \underline{Z}_1;$$

.....

$$\underline{E}_{n\phi} - \underline{U}_{0\phi} = \underline{I}_n \cdot \underline{Z}_n.$$

Аналогичное выражение можно записать для преобразованной схемы:

$$\underline{E}_{\text{экв}\phi} - \underline{U}_{0\phi} = \underline{I}_{\text{экв}} \cdot \underline{Z}_{\text{экв}}.$$

Из полученных выражений найдем значение напряжения в точке 0:

$$\underline{U}_{0\phi} = \underline{E}_{1\phi} - \underline{I}_1 \cdot \underline{Z}_1;$$

.....

$$\underline{U}_{0\phi} = \underline{E}_{n\phi} - \underline{I}_n \cdot \underline{Z}_n$$

(13.3)

и

$$\underline{U}_{0\phi} = \underline{E}_{\text{экв}\phi} - \underline{I}_{\text{экв}} \cdot \underline{Z}_{\text{экв}}. \quad (13.4)$$

Приравнявая поочередно выражения из (13.3) к выражению (13.4), получим:

$$\underline{E}_{1\phi} - \underline{I}_1 \cdot \underline{Z}_1 = \underline{E}_{\text{экв}\phi} - \underline{I}_{\text{экв}} \cdot \underline{Z}_{\text{экв}};$$

.....

$$\underline{E}_{n\phi} - \underline{I}_n \cdot \underline{Z}_n = \underline{E}_{\text{экв}\phi} - \underline{I}_{\text{экв}} \cdot \underline{Z}_{\text{экв}}.$$

Из этих равенств можно определить искомые значения токов:

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{E}_{1\phi} - \underline{E}_{\text{эКВ}\phi}}{\underline{Z}_1} + \underline{I}_{\text{эКВ}} \cdot \frac{\underline{Z}_{\text{эКВ}}}{\underline{Z}_1};$$

.....

$$\underline{I}_n = \frac{\underline{E}_{n\phi} - \underline{E}_{\text{эКВ}\phi}}{\underline{Z}_n} + \underline{I}_{\text{эКВ}} \cdot \frac{\underline{Z}_{\text{эКВ}}}{\underline{Z}_n}$$

Чтобы определить значения мощностей в ветвях, нужно сопряженные комплексы токов умножить на значение напряжения в точке 0 и корень из трех:

$$\underline{S}_n = \sqrt{3} \cdot \underline{U}_0 \cdot \underline{I}_n^*.$$

Прием 4. Преобразование треугольника сопротивлений в эквивалентную звезду

Прямая задача. Известны значения мощностей в ветвях треугольника \underline{S}_{12} , \underline{S}_{23} , \underline{S}_{31} , их сопротивления \underline{Z}_{12} , \underline{Z}_{23} , \underline{Z}_{31} . (см. рис. 13.3). Необходимо найти значения мощностей \underline{S}_1 , \underline{S}_2 , \underline{S}_3 в лучах звезды и их сопротивления \underline{Z}_1 , \underline{Z}_2 , \underline{Z}_3 .

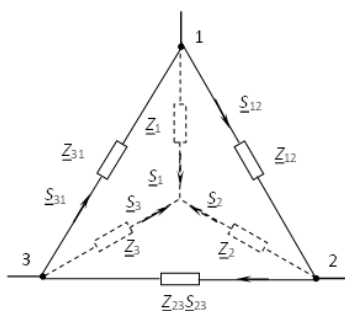


Рисунок 13.3 – Пояснения к приему 4

Условие эквивалентности схем – режим за точками 1, 2 и 3 остается неизменным до и после преобразования.

Сопротивления лучей звезды рассчитываются по формулам:

$$\underline{Z}_1 = \frac{\underline{Z}_{12} \cdot \underline{Z}_{31}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{31}};$$

$$\underline{Z}_2 = \frac{\underline{Z}_{12} \cdot \underline{Z}_{23}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{31}};$$

$$\underline{Z}_3 = \frac{\underline{Z}_{31} \cdot \underline{Z}_{23}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{31}}.$$

Мощности в лучах звезды определяются по I закону Кирхгофа, составленного для узлов 1, 2, 3. При принятых направлениях мощностей получим:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{31} - \underline{S}_{12}; \quad \underline{S}_2 = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{23}; \quad \underline{S}_3 = \underline{S}_{23} - \underline{S}_{31}.$$

Обратная задача. Известны значения мощностей \underline{S}_1 , \underline{S}_2 , \underline{S}_3 в лучах звезды и их сопротивления \underline{Z}_1 , \underline{Z}_2 , \underline{Z}_3 (см. рис. 13.3). Необходимо найти значения мощностей в ветвях треугольника \underline{S}_{12} , \underline{S}_{23} , \underline{S}_{31} , их сопротивления \underline{Z}_{12} , \underline{Z}_{23} , \underline{Z}_{31} .

Сопротивления сторон треугольника рассчитываются по формулам:

$$\underline{Z}_{12} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \frac{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2}{\underline{Z}_3}; \quad \underline{Z}_{23} = \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \frac{\underline{Z}_2 \cdot \underline{Z}_3}{\underline{Z}_1};$$

$$\underline{Z}_{31} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_3 + \frac{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_3}{\underline{Z}_2}.$$

Мощности в ветвях треугольника рассчитываются по II закону Кирхгофа, составленного для замкнутых контуров. При принятом направлении обхода контуров почасовой стрелки, имеем следующие уравнения:

$$\begin{aligned} \frac{\underline{S}_{12} \cdot \underline{Z}_{12}^*}{U_{\text{НОМ}}} + \frac{\underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_2^*}{U_{\text{НОМ}}} - \frac{\underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_1^*}{U_{\text{НОМ}}} &= 0; \\ \frac{\underline{S}_{23} \cdot \underline{Z}_{23}^*}{U_{\text{НОМ}}} + \frac{\underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_3^*}{U_{\text{НОМ}}} - \frac{\underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_2^*}{U_{\text{НОМ}}} &= 0; \\ \frac{\underline{S}_{31} \cdot \underline{Z}_{31}^*}{U_{\text{НОМ}}} + \frac{\underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_1^*}{U_{\text{НОМ}}} - \frac{\underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_3^*}{U_{\text{НОМ}}} &= 0. \end{aligned}$$

Решая полученные уравнения, определяем значения мощностей в треугольнике:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{12} &= \frac{\underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_1^* - \underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_2^*}{\underline{Z}_{12}^*}; \quad \underline{S}_{23} = \frac{\underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_2^* - \underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_3^*}{\underline{Z}_{23}^*}; \\ \underline{S}_{31} &= \frac{\underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_3^* - \underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_1^*}{\underline{Z}_{31}^*}. \end{aligned}$$

Прямым может быть преобразование звезды в треугольник. Тогда обратная задача – преобразование треугольника в звезду.

Прием 5. Перенос нагрузок в другие точки сети

Иногда замену нескольких ЛЭП одной эквивалентной или нескольких источников одним эквивалентным нельзя выполнить из-за промежуточных нагрузок. Поэтому сначала необходимо выполнить преобразование, которое называется переносом нагрузки. Идея данного преобразования заключается в замене схемы с промежуточной нагрузкой схемой, в которой нагрузка разделена на части и включена по концам участка ЛЭП.

Рассмотрим сеть с двухсторонним питанием (рис. 13.4 а). Считаем, что напряжения во всех точках сети равны по величине и совпадают по фазе:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 = \dots = \underline{U}_n = \underline{U}_A = \underline{U}_B.$$

Предположим, что выполнению какого-то преобразования мешает нагрузка в точке 1.

Прямая задача. Перенести нагрузку из точки 1 на шины источников питания и найти распределение мощности в преобразованной схеме (рис. 13.4 б).

Условие преобразования – режим сети за границами преобразованного участка остается таким же, как и до преобразования.

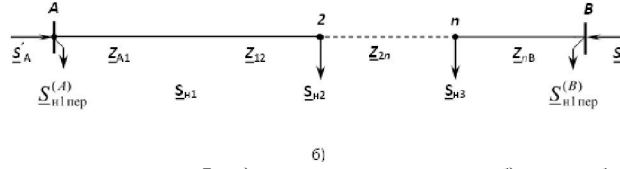
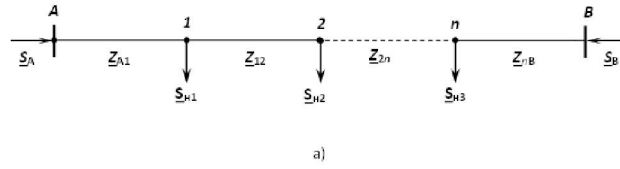


Рисунок 13.4 – Пояснения с приема 5: а) исходная схема; б) преобразованная схема.

Найдем мощности головных участков в исходной схеме:

$$\underline{S}_A = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}; \quad \underline{S}_B = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot \underline{Z}_{iA}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Значения мощностей головных участков в преобразованной схеме:

$$\underline{S}'_A = \frac{\sum_{i=2}^n \underline{S}_{hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^* + \underline{S}_{н1 пер}^{(A)} \cdot \underline{Z}_{AB}^* + \underline{S}_{н1 пер}^{(B)} \cdot \underline{Z}_{BB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*};$$

$$\underline{S}'_B = \frac{\sum_{i=2}^n \underline{S}_{hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^* + \underline{S}_{н1 пер}^{(A)} \cdot \underline{Z}_{AA}^* + \underline{S}_{н1 пер}^{(B)} \cdot \underline{Z}_{AB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Сопротивления $\underline{Z}_{AA}^* = \underline{Z}_{BB}^* = 0$.

Условие преобразования в математическом виде записывается следующим образом:

$$\underline{S}_A = \underline{S}'_A; \quad \underline{S}_B = \underline{S}'_B.$$

Приравняем выражения для мощностей \underline{S}_A и \underline{S}'_A :

$$\frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} = \frac{\sum_{i=2}^n \underline{S}_{hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^* + \underline{S}_{н1 пер}^{(A)} \cdot \underline{Z}_{AB}^* + \underline{S}_{н1 пер}^{(B)} \cdot \underline{Z}_{BB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Выполним преобразования:

$$\underline{S}_{н1} \cdot \underline{Z}_{1B} + \sum_{i=2}^n \underline{S}_{hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^* = \sum_{i=2}^n \underline{S}_{hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^* + \underline{S}_{н1 пер}^{(A)} \cdot \underline{Z}_{AB}^*.$$

Сократим одинаковые элементы равенства и найдем ту часть мощности нагрузки 1, которая была перенесена на источник питания А:

$$\underline{S}_{н1 пер}^{(A)} = \underline{S}_{н1} \cdot \frac{\underline{Z}_{1B}}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Если выполнить аналогичные преобразования, приравняв мощности \underline{S}_B и \underline{S}'_B , то найдем ту часть мощности нагрузки 1, которая была перенесена на источник питания В:

$$\underline{S}_{н1 пер}^{(B)} = \underline{S}_{н1} \cdot \frac{\underline{Z}_{1A}}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Правильность расчетов подтверждается следующей проверкой:

$$\underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(A)} + \underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(B)} = \underline{S}_{\text{н1}}.$$

Для удобства выполнения преобразования мы выполнили перенос нагрузки на источники питания. Фактически перенос нагрузки может быть произведен в любые два узла линейного участка сети. При этом мощности нагрузок в этих узлах изменятся на величину перенесенной мощности.

Обратная задача. Вернуть нагрузку в точку 1 и найти распределение мощности в исходной схеме (рис.13.4 а).

В исходной схеме мощность на участке А-1 равна мощности источника питания А:

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_A. \quad (13.5)$$

В преобразованной схеме мощность на участке А-2 равна:

$$\underline{S}_{A2} = \underline{S}'_A - \underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(A)}. \quad (13.6)$$

Вычтем из выражения (13.5) выражение (13.6). Получим:

$$\underline{S}_{A1} - \underline{S}_{A2} = \underline{S}_A - (\underline{S}'_A - \underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(A)}).$$

Так как $\underline{S}_A = \underline{S}'_A$, то

$$\underline{S}_{A1} - \underline{S}_{A2} = \underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(A)}.$$

Искомая мощность определяется как:

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_{A2} + \underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(A)}.$$

Будем двигаться от источника питания В. В исходной схеме мощность на участке 1-2 равна:

$$\underline{S}_{12} = -(\underline{S}_B - \sum_{i=2}^n \underline{S}_i). \quad (13.7)$$

В преобразованной схеме мощность на участке А-2 равна:

$$\underline{S}_{A2} = -(\underline{S}'_B - \sum_{i=2}^n \underline{S}_i - \underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(B)}). \quad (13.8)$$

Вычтем из выражения (13.7) выражение (13.8). Получим:

$$\underline{S}_{12} - \underline{S}_{A2} = -(\underline{S}_B - \sum_{i=2}^n \underline{S}_i) + \underline{S}'_B - \sum_{i=2}^n \underline{S}_i - \underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(B)}.$$

Сократим на сумму и учитывая $\underline{S}_B = \underline{S}'_B$, получим выражение

$$\underline{S}_{12} - \underline{S}_{A2} = -\underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(B)},$$

из которого найдем искомую мощность \underline{S}_{12} :

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(B)}.$$

Из полученных преобразований можно записать следующее правило возврата нагрузки.

Если направление возврата нагрузки совпадает с направлением мощности на участке в преобразованной схеме, то для определения мощности в исходной схеме необходимо сложить перенесенную нагрузку и мощность на участке в преобразованной схеме. Если направление возврата не совпадает, то для определения мощности в исходной схеме, нужно из мощности на участке в преобразованной схеме вычесть мощность перенесенной нагрузки.

14 Баланс мощностей в энергосистеме

Передача электроэнергии по ЛЭП электромагнитными волнами осуществляется со скоростью, близкой к скорости света, т.е. практически мгновенно. Это приводит к тому, что производство, распределение и потребление электроэнергии происходит одновременно. Поэтому в любой момент времени установившегося режима системы должны вырабатывать мощность, равную мощности потребителей и потерям мощности в элементах системы. Другими словами, в энергосистеме должен иметь баланс выдаваемой и потребляемой мощности:

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\Pi} = \sum P_{\Pi} + \sum \Delta P; \quad (14.1)$$

$$\sum Q_{\Gamma} = \sum Q_{\Pi} = \sum Q_{\Pi} + \sum \Delta Q,$$

где $\sum P_{\Gamma}$ – активная мощность, которая вырабатывается генераторами электростанций за вычетом мощности, расходуемой на собственные нужды электростанций;

$\sum P_{\Pi}$ – суммарная потребляемая активная мощность, которая складывается из мощности нагрузок $\sum P_{\Pi}$ и потерь мощности $\sum \Delta P$;

$\sum Q_{\Gamma}$ – реактивная мощность, которая вырабатывается генераторами электростанций за вычетом мощности, расходуемой на собственные нужды электростанций, а также реактивная мощность дополнительных источников реактивной мощности;

$\sum Q_{\Pi}$ – суммарная потребляемая реактивная мощность, которая складывается из мощности нагрузок $\sum Q_{\Pi}$ и потерь мощности $\sum \Delta Q$.

Потери активной мощности включают в себя потери мощности в воздушных и кабельных ЛЭП, электромагнитных аппаратах и устройствах управления режимами системы.

Суммарные потери реактивной мощности – это алгебраическая сумма потерь мощности в сопротивлениях и проводимостях воздушных и кабельных ЛЭП, трансформаторах, мощности намагничивания и рассеяния электромагнитных аппаратов.

При неизменном составе нагрузок активная и реактивная мощность, потребляемая системой, является функцией частоты и напряжения на шинах потребителей. Баланс мощности в системе отвечает некоторым определенным значениям частоты и напряжения. При изменении их значений изменяются в той или иной степени правая и левая части уравнения баланса (14.1) и наоборот.

Количественную оценку изменения величин, входящих в уравнение баланса, можно выполнить по статическим характеристикам нагрузки (потребителей) P_{Π} и Q_{Π} .

Статические характеристики представляют собой зависимости потребляемой активной и реактивной мощностей от частоты и напряжения ($P_{\Pi} = F(U)$, $P_{\Pi} = F(f)$, $Q_{\Pi} = F(U)$ и $Q_{\Pi} = F(f)$) при таких малых их изменениях, что каждый новый режим может считаться установившимся. Они приведены на рис. 14.1.

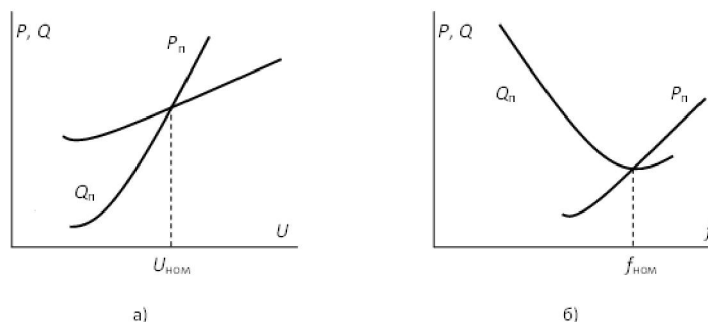


Рисунок 14.1 – Статические характеристики мощности:
а) по напряжению; б) по частоте.

Проанализируем величины производных $\frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial U}$, $\frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial U}$, $\frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial f}$ и $\frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial f}$ при незначительных изменениях напряжения и частоты в окрестностях точки $(U_{\text{ном}}, f_{\text{ном}})$:

$$\frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial U} > 0; \frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial U} > 0; \frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial f} > 0 \quad \text{и} \quad \frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial f} < 0. \quad (14.2)$$

Исходя из вида статических характеристик, можно записать:

$$\left| \frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial U} \right| \gg \left| \frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial f} \right| \quad \text{и} \quad \left| \frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial f} \right| \gg \left| \frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial U} \right|. \quad (14.3)$$

Предположим, что в первоначальном режиме уравнение баланса выполняется при значениях напряжения и частоты равных U_0 и f_0 :

$$P_{\text{п}}(U_0, f_0) = P_{\text{г}}(U_0, f_0); \quad (14.4)$$

$$Q_{\text{п}}(U_0, f_0) = Q_{\text{г}}(U_0, f_0).$$

При незначительном изменении мощности источников на величину $\Delta \underline{S}_{\text{г}} = \Delta P_{\text{г}} + j\Delta Q_{\text{г}}$ изменятся и уравнения баланса.

При разложении в ряд Тейлора функций $P_{\text{п}}(U, f)$ и $Q_{\text{п}}(U, f)$ в окрестностях точки (U_0, f_0) при учете только производных первого порядка, получим:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta U + \frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta f &= \Delta P_{\text{г}}; \\ \frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta U + \frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta f &= \Delta Q_{\text{г}}. \end{aligned} \quad (14.5)$$

Запишем в матричной форме систему (14.5):

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial U} & \frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial f} \\ \frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial U} & \frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial f} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta U \\ \Delta f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_{\text{г}} \\ \Delta Q_{\text{г}} \end{bmatrix}. \quad (14.6)$$

Решаем уравнение (14.6) относительно приращений ΔU , Δf :

$$\Delta U = \frac{1}{\Delta} \cdot \left(\frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta P_{\text{г}} - \frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta Q_{\text{г}} \right); \quad (14.7)$$

$$\Delta f = \frac{1}{\Delta} \cdot \left(-\frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta P_{\text{г}} + \frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta Q_{\text{г}} \right), \quad (14.8)$$

где определитель матрицы равен

$$\Delta = \frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial U} \cdot \frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial f} - \frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial f} \cdot \frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial U}.$$

Проанализируем полученное решение с помощью статических характеристик нагрузки. Допустим, что происходит увеличение генерируемой активной мощности при неизменной реактивной мощности, т.е. $\Delta P_r > 0$ и $\Delta Q_r = 0$. В этом случае уравнения (14.7) и (14.8) имеют вид:

$$\Delta U = \frac{1}{\Delta} \cdot \frac{\partial Q_{\pi}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta P_r; \quad (14.9)$$

$$\Delta f = -\frac{1}{\Delta} \cdot \frac{\partial Q_{\pi}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta P_r. \quad (14.10)$$

Проанализируем полученное решение. Учитывая знаки производных (см. формулы (14.2)), значение определителя будет отрицательным – $\Delta < 0$.

Так как

$$\frac{\partial Q_{\pi}(U, f)}{\partial U} > 0, \quad \frac{\partial Q_{\pi}(U, f)}{\partial f} < 0,$$

то приращения напряжения и частоты будут положительными ($\Delta U > 0$, $\Delta f > 0$).

Согласно (14.3),

$$\left| \frac{\partial Q_{\pi}(U, f)}{\partial U} \right| \gg \left| \frac{\partial Q_{\pi}(U, f)}{\partial f} \right|.$$

Поэтому частота увеличивается в большей степени, чем напряжение.

Анализируем дальше. Происходит увеличение генерируемой реактивной мощности при неизменной активной мощности, т.е. $\Delta Q_r > 0$ и $\Delta P_r = 0$. В этом случае уравнения (14.7) и (14.8) имеют вид:

$$\Delta U = -\frac{1}{\Delta} \cdot \frac{\partial P_{\pi}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta Q_r; \quad (14.11)$$

$$\Delta f = \frac{1}{\Delta} \cdot \frac{\partial P_{\pi}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta Q_r. \quad (14.12)$$

Так как $\Delta < 0$, $\frac{\partial P_{\pi}(U, f)}{\partial U} > 0$, $\frac{\partial P_{\pi}(U, f)}{\partial f} > 0$, то приращение $\Delta U > 0$, а $\Delta f < 0$. А

поскольку $\left| \frac{\partial P_{\pi}(U, f)}{\partial f} \right| \gg \left| \frac{\partial P_{\pi}(U, f)}{\partial U} \right|$, напряжение будет увеличиваться в большей степени, чем частота.

Из анализа баланса мощностей в энергосистеме следует, что для регулирования напряжения нужно воздействовать, в первую очередь, на реактивную мощность, а для регулирования частоты нужно изменять активную мощность.

Поэтому в задачу регулирования режима входят подразделы:

- регулирование активной мощности и частоты в энергосистеме;
- регулирование реактивной мощности и напряжения в энергосистеме.

Такое разделение объясняется и физикой процесса производства электроэнергии. Частота тока определяется частотой вращения синхронных машин, которая зависит от соотношения вращающего и тормозного моментов на валу агрегата турбина-генератор. Для изменения их соотношения нужно изменить (увеличить или уменьшить) выпуск энергоносителя в турбину. При этом изменяется выработка активной мощности, частота вращения синхронных машин и, как следствие, частота тока в энергосистеме.

Кроме того следует учитывать, что

- к изменению частоты в энергосистеме предъявляются более жесткие требования, чем к изменению напряжения;

- для каждой электростанции задается оптимальный график работы;
- кроме генераторов существуют дополнительные источники реактивной мощности, которые можно устанавливать в местах более близких к потребителям.

15 Реактивная мощность в энергосистеме. Потребители реактивной Мощности. Выработка реактивной мощности генераторами ЭС

Общие положения

Из баланса реактивной мощности в энергосистеме следует, что в случае, когда генерация реактивной мощности превышает ее потребление, напряжение в сети возрастает. При дефиците реактивной мощности – напряжение уменьшается. Этот вывод мы уже получали, когда рассматривали векторную диаграмму линии электропередачи напряжением 110 кВ. Емкостный ток ЛЭП, работающей на холостом ходу, или, другими словами, мощность, генерируемая ЛЭП, превышает напряжение в конце ЛЭП.

В отличие от баланса активной мощности, баланс реактивной мощности не может в полной мере определить требования, которые предъявляются к источникам реактивной мощности. Если активную мощность вырабатывают только генераторы электростанций, то реактивную мощность можно получить от дополнительных источников, которые могут устанавливаться вблизи потребителей. Эти дополнительные источники называются компенсирующими установками.

При проектировании электрической сети нужно проверять баланс реактивной мощности как в целом по энергосистеме, так и в отдельных ее частях. При этом следует учитывать и необходимость резерва реактивной мощности.

Баланс реактивной мощности следует предусматривать отдельно для каждого режима сети. Характерными режимами в системе являются:

- режим наибольшей реактивной нагрузки. Для режима характерно наибольшее потребление реактивной мощности и наибольшая мощность компенсирующих устройств;
- режим наибольшей активной нагрузки. Режим связан с наибольшей загрузкой генераторов активной мощности при наименьшей выработке реактивной мощности;
- режим наименьшей активной нагрузки. В этом режиме часть генераторов отключают. Выработка реактивной мощности генераторами электро-станций уменьшается;
- послеаварийные и ремонтные режимы. В этих режимах наибольшие ограничения по передаче реактивной мощности.

Если в энергосистеме наблюдается дефицит активной мощности, то он покрывается за счет избытка активной мощности в других системах. Для покрытия недостатка реактивной мощности ее экономичнее генерировать компенсирующими устройствами, которые устанавливаются в данной энергосистеме, а не передавать из соседних систем.

Регулирующий эффект нагрузки

Изменение активной и реактивной от напряжения происходит по статическим характеристикам (рис. 15.1). Рассмотрим, каким образом реагирует нагрузка на изменение режима в простейшей системе (рис. 15.2).

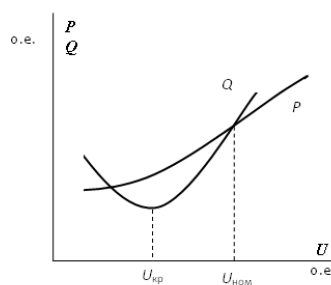


Рисунок 15.1 – Статические характеристики

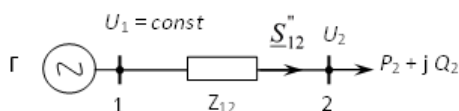


Рисунок 15.2 – Простейшая электрическая сеть

В нормальном режиме работы на шинах нагрузки поддерживается номинальное напряжение. Потребитель берет из сети мощность равную $P_2 + jQ_2$.

При постоянном напряжении в начале ЛЭП, напряжение на ее конце может быть рассчитано следующим образом:

$$U_2 \approx U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12}'' \cdot R_{12} + Q_{12}'' \cdot X_{12}}{U_2}.$$

Предположим, что напряжение в конце ЛЭП уменьшается. В соответствии со статическими характеристиками, активная и реактивная мощности потребителя, будут уменьшаться.

Следовательно, будут уменьшаться мощность в конце ЛЭП $P_{12}'' + jQ_{12}''$ и потеря напряжения ΔU_{12} , а напряжение в конце ЛЭП U_2 будет увеличиваться.

Этот вывод справедлив, когда напряжение в конце ЛЭП будет больше критического напряжения:

$$U > U_{кр}.$$

Критическое напряжение составляет $(0,7 - 0,8)$ от $U_{ном}$.

Таким образом, при напряжениях больших чем критическое, нагрузка, изменяя свою мощность, стремится поддержать неизменным напряжение на своих шинах. В этом случае говорят о положительном регулирующем эффекте нагрузки.

При напряжениях меньших чем критическое проявляется отрицательный регулирующий эффект нагрузки. Активная мощность потребителя в соответствии со статическими характеристиками уменьшается. Потребление реактивной мощности начинает возрастать. Причем, значение реактивной мощности увеличивается в большей степени, чем снижение активной. Следовательно, активная мощность в конце ЛЭП уменьшается $P_{12}'' \downarrow$, реактивная мощность увеличивается $Q_{12}'' \uparrow \uparrow$. Потеря напряжения на участке увеличивается $\Delta U_{12} \uparrow$, а напряжение на шинах нагрузки снижается $U_2 \downarrow$. Это приводит к увеличению потребления реактивной мощности и дальнейшему снижению напряжения U_2 и т.д. Возникает явление, которое называется лавиной напряжения. При такой аварии тормозятся асинхронные двигатели. Реактивная мощность асинхронных двигателей растет, баланс реактивной мощности нарушается, причем потребление реактивной мощности в значительной мере превышает выработку:

$$\sum Q_{п} \gg \sum Q_{г}.$$

Это в свою очередь приводит к понижению напряжения. Остановить снижение напряжения при этой аварии можно, лишь отключив нагрузку.

Чтобы напряжение не снижалось ниже критического на генераторах и мощных синхронных двигателях устанавливаются автоматические регуляторы возбуждения (АРВ). Под их действием генераторы и синхронные двигатели увеличивают выработку реактивной мощности.

Потребители реактивной мощности

Работа потребителей емкостного характера основана на создании электрического поля, энергия которого в нечетную четверть (первая, третья) периода отдается источнику, а в четную четверть (вторая, четвертая) периода берется от источника. Для потребителей индуктивного характера работа основана на создании магнитного поля. При этом в нечетную четверть (первая, третья) периода энергия берется от источника, а в четную четверть (вторая, четвертая) периода отдается источнику.

Колебания энергии в магнитном и электрическом полях различных устройств переменного тока обуславливает потребление ими реактивной индуктивной или реактивной емкостной мощности. В инженерной практике под *реактивной мощностью* подразумевают *индуктивную* мощность, которая потребляется индуктивными элементами электрической системы, и генерируется в емкостных элементах.

Основными потребителями реактивной мощности в электрических системах являются трансформаторы, воздушные линии электропередач, асинхронные двигатели, вентильные преобразователи, индукционные электропечи, сварочные агрегаты.

На промышленных предприятиях основными потребителями реактивной мощности являются асинхронные двигатели. На их долю приходится 65-70 % реактивной мощности, которая потребляется предприятием. 20-25% потребления реактивной мощности приходится на трансформаторы предприятий и около 10 % – на другие приемники и линии электропередач.

Суммарные потери реактивной мощности в сети составляют около 50 % от мощности, поступающей в сеть. Это гораздо больше, чем потери активной мощности. Для сравнения, среднестатистические потери активной мощности в ЛЭП составляют 3%, а в трансформаторах – 2%. Примерно 70-75 % всех потерь реактивной мощности составляют потери в трансформаторах. Например, в трехобмоточном трансформаторе мощностью 40 МВ·А напряжением 220 кВ (ТДТН-40000/220) при коэффициенте загрузки, равном 0,8, потери реактивной мощности составляют около 12% от номинальной мощности трансформатора.

Суммарные потери реактивной мощности в системе складываются из потерь в сопротивлениях $\Delta Q_{\text{лэп}}$ и проводимостях $\Delta Q_{\text{с}}$ линий электропередач и потерь в трансформаторах:

$$\sum \Delta Q = \sum \Delta Q_{\text{лэп}} - \sum \Delta Q_{\text{с}} + \sum \Delta Q_{\text{тр}}.$$

Потери реактивной мощности в сопротивлениях ЛЭП рассчитываются по формуле

$$\Delta Q_{\text{лэп}} = \frac{S_{\text{лэп}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot X_{\text{лэп}}$$

и составляют примерно 5 % от мощности, проходящей по ЛЭП.

Генерация реактивной мощности в проводимостях ЛЭП определяется так:

$$\Delta Q_{\text{с}} = U_{\text{ном}}^2 \cdot B_{\text{лэп}}.$$

Среднее значение реактивной мощности, генерируемой в ЛЭП длиной 100 км, составляет:

$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	110	150	220
$\Delta Q_{\text{с}}, \text{ Мвар}$	3	6,5	12,6

Для воздушных ЛЭП напряжением 110 – 150 кВ потери реактивной в сопротивлениях и генерация в проводимостях приблизительно одинаковы:

$$|\sum \Delta Q_{\text{лэп}}| \approx |\sum \Delta Q_{\text{с}}|.$$

В этом случае по ЛЭП передается натуральная мощность.

Потери реактивной мощности в сопротивлениях трансформаторов рассчитывают по формуле:

$$\Delta Q_{\text{тр}} \approx \Delta Q_{\text{мд}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{ном}}}$$

и составляют приблизительно 10 % от передаваемой мощности.

Генерация реактивной мощности генераторами ЭС

Полная мощность, которая вырабатывается генератором, включает активную и реактивную составляющие:

$$\underline{S}_{\text{г}} = P_{\text{г}} + jQ_{\text{г}}.$$

Модуль полной мощности может быть найден через активную мощность и коэффициент мощности генератора:

$$S_{\text{г}} = \frac{P_{\text{г}}}{\cos \varphi}.$$

Изменение реактивной мощности происходит при изменении тока возбуждения i_f . В номинальном режиме при номинальном коэффициенте мощности $\cos \varphi_{\text{ном}}$ генератор вырабатывает номинальные значения активной $P_{\text{ном}}$ и реактивной $Q_{\text{ном}}$ мощностей. Генератор может увеличить выработку реактивной мощности сверх номинальной, но при снижении выработки активной мощности по отношению к номинальной. Такое увеличение допускается в пределах, которые ограничиваются номинальными значениями токов статора и ротора.

Условия ограничения по выработке реактивной мощности можно определить их векторной диаграммы. Схема замещения генератора для построения векторной диаграммы представлена на рис. 16.3. В нее генератор входит синхронным индуктивным сопротивлением x_d и ЭДС \underline{E}_q .

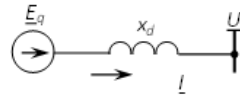


Рисунок 15.3 – Схема замещения

Величина комплексной ЭДС равна сумме векторов $\underline{U}_{\text{г}}$ и падения напряжения в сопротивлении x_d :

$$\underline{E}_q = \underline{U}_{\text{г}} + j\sqrt{3} \cdot \underline{I}_{\text{ном}} \cdot x_d.$$

Построим ВД (рис. 15.4).

По действительной оси откладываем напряжение $U_{\text{г}}$. Получаем точку a . Под углом $\varphi_{\text{ном}}$ откладываем ток $I_{\text{ном}}$. Раскладываем его на активную $I_{\text{нома}}$ и реактивную $I_{\text{номр}}$ составляющие. Из точки a откладываем вектор падения напряжения в сопротивлении x_d от реактивной составляющей номинального тока $\sqrt{3} \cdot I_{\text{номр}} \cdot x_d$. Он совпадает по направлению с напряжением $U_{\text{г}}$. Получаем точку c . Из точки c откладываем вектор падения напряжения в сопротивлении x_d от активной составляющей номинального тока $\sqrt{3} \cdot I_{\text{нома}} \cdot x_d$. Этот вектор перпендикулярен напряжению $U_{\text{г}}$. Получаем точку b . Вектор \overline{ab} – это вектор полного падения напряжения от номинального тока в сопротивлении x_d : $\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}} \cdot x_d$. Соединяем начало координат с точкой b . Вектор \overline{ob} пропорционален ЭДС \underline{E}_q и току возбуждения i_f .

Из начала координат радиусом равным E_q проведем дугу. Она определяет допустимые значения тока возбуждения или ЭДС \underline{E}_q по условиям нагрева ротора генератора. Из точки a ра-

диусом $\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}} \cdot x_d$ проведем дугу. Она определяет допустимые параметры генератора по условиям нагрева статора.

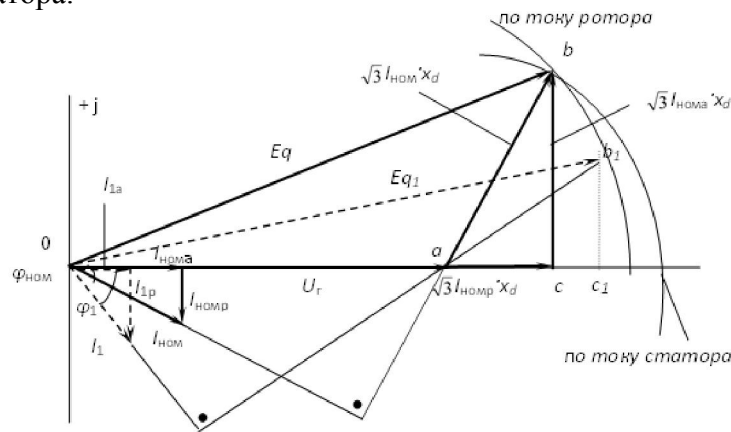


Рисунок 15.4 – Векторная диаграмма генератора

Стороны треугольника abc пропорциональны следующим величинам:

$$ac \equiv I_{\text{ном}p} \equiv Q_{\text{ном}} \quad bc \equiv I_{\text{ном}a} \equiv P_{\text{ном}}.$$

Рассмотрим работу генератора при угле $\varphi_1 > \varphi_{\text{ном}}$, то есть при $\cos \varphi_1 < \cos \varphi_{\text{ном}}$ (при пониженном косинусе). Построение векторной диаграммы выполняется аналогично. Получим треугольник ab_1c_1 . Допустимый для генератора режим соответствует значению ЭДС E_{q1} . В этом случае имеем:

$$I_{1p} > I_{\text{ном}p} \text{ (отрезок } ac_1 > ac); \quad I_{1a} < I_{\text{ном}a} \text{ (отрезок } ab_1 < ab).$$

Таким образом, генератор может выдавать реактивную мощность большую чем номинальная

$$Q_1 = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{1p} > Q_{\text{ном}},$$

но при снижении активной мощности по отношению к номинальной

$$P_1 = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{1a} < P_{\text{ном}}.$$

Генератор при работе с повышенным косинусом ($\varphi_2 < \varphi_{\text{ном}}$ и $\cos \varphi_2 > \cos \varphi_{\text{ном}}$) вырабатывает активную мощность большую, чем номинальная. При этом реактивная мощность становится меньше номинальной:

$$P_2 > P_{\text{ном}} \text{ и } Q_2 < Q_{\text{ном}}.$$

Значение ЭДС E_{q2} ограничивается нагревом статора.

Работа генератора при большей, чем номинальная, активной мощности связана с перегрузкой турбины и не всегда допустима.

Возможность увеличения реактивной мощности за счет уменьшения активной допустимо использовать в случае избытка активной мощности, то есть в режиме минимальной нагрузки. В этом случае часть генераторов может переводится на работу с пониженным коэффициентом мощности.

Резерв реактивной мощности и возможность перегрузок по реактивной мощности важны при аварийном снижении напряжения. Все генераторы имеют устройства АВР, которые при снижении напряжения на зажимах генераторов автоматически увеличивают ток возбуждения и выработку реактивной мощности.

16 Реактивная мощность в энергосистеме. Компенсация реактивной мощности.

Общие положения

В отличие от активной мощности реактивная мощность может генерироваться не только генераторами электростанций, но и устройствами, которые называются компенсирующими (КУ). Эти устройства располагают в непосредственной близости от потребителей. К ним относятся:

- синхронные компенсаторы (СК);
- батареи конденсаторов (БК);
- статические источники реактивной мощности (СТК или ИРМ).

Опыт эксплуатации показывает, что при номинальной нагрузке генераторы ЭС вырабатывают около 60 % требуемой реактивной мощности, 20 % генерируется линиями электропередач высокого напряжения, 20 % вырабатывают компенсирующие устройства.

Выработка 1 кВар реактивной мощности на ЭС стоит в несколько раз дешевле, чем ее выработка с помощью КУ. Но технико-экономические расчеты показывают, что большая часть реактивной мощности должна вырабатываться КУ. Это объясняется внедрением мощных генераторов с относительно высоким $\cos \varphi$, ростом протяженности и напряжения передачи. Поэтому снижается экономичность выработки реактивной мощности генераторами ЭС.

Компенсация реактивной мощности применяется для следующих целей:

- для выполнения баланса реактивной мощности;
- для снижения потерь мощности и электроэнергии;
- для регулирования напряжения.

При использовании КУ необходимо учитывать ограничения их мощности по техническим и режимным требованиям. Мощность КУ должна удовлетворять:

- необходимому резерву мощности в узлах нагрузки;
- располагаемой реактивной мощности на ЭС;
- отклонению напряжения на шинах потребителей;
- пропускной способности ЛЭП.

Для уменьшения перетоков реактивной мощности по ЛЭП и трансформаторам КУ должны размещаться вблизи мест потребления реактивной мощности. При этом элементы сети разгружаются по реактивной мощности. Это приводит к уменьшению потерь мощности и напряжения.

Синхронные компенсаторы

Из анализа работы синхронного генератора следует, что увеличить выработку реактивной мощности можно только за счет снижения выработки активной мощности. Этот принцип реализован в синхронном компенсаторе (СК).

Синхронный компенсатор – это синхронный двигатель, который работает в режиме холостого хода, то есть практически без активной нагрузки на валу. Таким образом, СК загружен только реактивным током.

Схема замещения СК приведена на рис. 16.1.

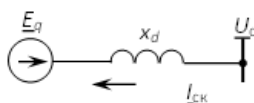


Рисунок 16.1 Схема замещения СК

Напряжение сети в точке подключения СК равно сумме обратной ЭДС \underline{E}_q и падения напряжения в сопротивлении x_d :

$$\underline{U}_c = \underline{E}_q + j\sqrt{3} \cdot \underline{I}_{\text{СК}} \cdot x_d.$$

Значение и знак реактивной мощности СК зависят от соотношения между ЭДС \underline{E}_q и напряжением сети \underline{U}_c . Поскольку $P_{\text{СК}} = 0$, то

$$Q_{\text{СК}} = S_{\text{СК}} = \sqrt{3} \cdot U_c \cdot I_{\text{СК}} = U_c \cdot \frac{U_c - E_q}{x_d}.$$

Величина ЭДС \underline{E}_q определяется величиной тока возбуждения. Росту тока возбуждения соответствует увеличение ЭДС \underline{E}_q .

Как и синхронный двигатель, СК может работать в двух режимах: перевозбуждения и недовозбуждения. При перевозбуждении ЭДС СК больше напряжения в точке его подключения

$$\underline{E}_q > \underline{U}_c.$$

Синхронный компенсатор генерирует в сеть реактивную мощность. Ток СК опережает напряжение на 90° . Векторная диаграмма режима перевозбуждения СК приведена на рис. 16.2 а.

Уменьшая ток возбуждения, можно получить режим недовозбуждения. В этом режиме ЭДС СК меньше напряжения в точке его подключения $\underline{E}_q < \underline{U}_c$ и ток СК отстает от напряжения на 90° . Векторная диаграмма режима недовозбуждения СК приведена на рис. 16.2 б. В этом режиме СК потребляет реактивную мощность, получая ее из сети.

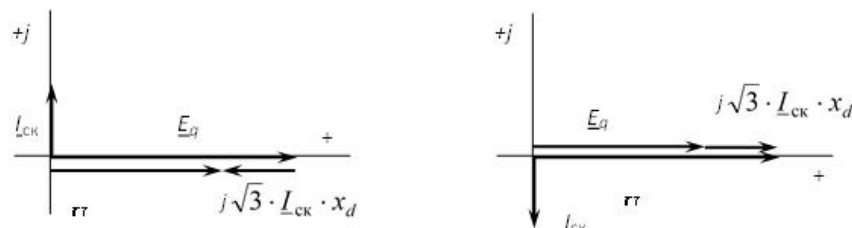


Рисунок 16.2 – Векторные диаграммы СК:

а) – в режиме перевозбуждения; б) – в режиме недовозбуждения.

Номинальная мощность СК указывается для режима перевозбуждения. В режиме недовозбуждения

$$Q_{\text{СК}}^{\text{нед}} = 0,5 \cdot Q_{\text{СК ном}}.$$

Это связано, во-первых, с нагревом в лобовых частях СК – в режиме недовозбуждения потоки складываются (рис. 16.2 б). Во-вторых, из-за нарушения устойчивой работы СК нельзя значительно снижать ток возбуждения.

Достоинства СК:

- возможность увеличения генерируемой мощности при снижении напряжения в сети за счет регулирования тока возбуждения;
- возможность плавного и автоматического регулирования реактивной мощности.

Батареи конденсаторов

Батареи конденсаторов применяются:

- для генерации реактивной мощности в узлах сети – поперечная компенсация. Батареи конденсаторов называют шунтовыми (ШБК);
- для уменьшения индуктивного сопротивления ЛЭП – продольная компенсация. Батареи конденсаторов называют устройствами продольной компенсации (УПК).

Шунтовые БК включают на шины ПС параллельно нагрузке, УПК включают в рассечку ЛЭП.

Батареи конденсаторов комплектуются из отдельных конденсаторов, которые соединяются последовательно и параллельно. Конденсаторы выпускаются в однофазном и трехфазном исполнении на номинальное напряжение от 0,22 до 10,5 кВ. Единица мощности конденсаторов изменяется от 10 до 125 кВар. Увеличение напряжения достигается за счет увеличения числа последовательно включенных конденсаторов, увеличение мощности – за счет параллельного включения конденсаторов (рис. 16.3).

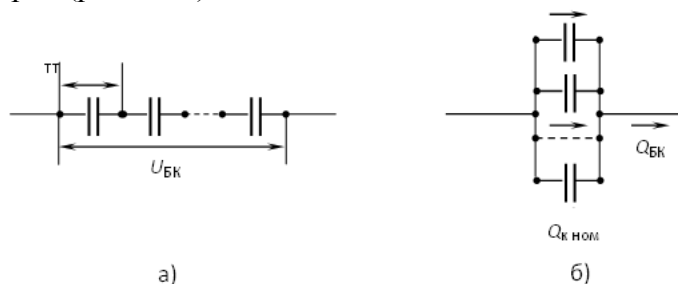


Рисунок 17.3 – Соединение конденсаторов:
а) – последовательное; б) – параллельное.

Число последовательно включенных конденсаторов определяется по формуле:

$$n = \frac{U_{\text{БК max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{к ном}} \cdot k_p},$$

где $U_{\text{БК max}}$ – максимальное линейное напряжение в точке присоединения БК; $U_{\text{к ном}}$ – номинальное напряжение конденсатора; k_p – коэффициент, который учитывает разброс параметров конденсаторов, $k_p = 0,92 - 0,95$.

Число последовательно включенных конденсаторов равно:

$$n = \frac{Q_{\text{БК}}}{Q_{\text{к ном}}},$$

где $Q_{\text{БК}}$ – требуемая мощность БК; $Q_{\text{к ном}}$ – номинальная мощность конденсатора.

В сетях трехфазного тока конденсаторы включаются звездой и треугольником (рис. 16.4). Мощность батареи конденсаторов рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{БК}} = U^2 / X_{\text{БК}},$$

где U – напряжение в месте подключения батареи конденсаторов.

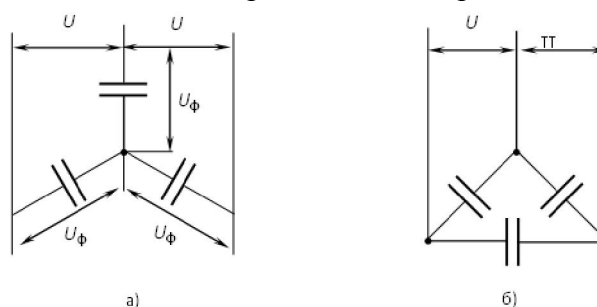


Рисунок 16.4 – Соединение фаз БК:
а) – звездой; б) – треугольником.

При соединении конденсаторов звездой мощность батареи равна

$$Q_{\text{БК}} = \frac{3 \cdot U_{\text{ф}}^2}{x_c} = 3 \cdot U_{\text{ф}}^2 \cdot \omega \cdot C = U_{\text{ном}}^2 \cdot \omega \cdot C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{x_c}.$$

При соединении в треугольнике при использовании таких же конденсаторов мощность БК будет

$$Q_{\text{БК}} = \frac{3 \cdot U_{\phi}^2}{x_c/3} = 9 \cdot U_{\phi}^2 \cdot \omega \cdot C = 9 \cdot U_{\phi}^2 \cdot \omega \cdot C$$

в три раза больше, чем при соединении конденсаторов звездой.

При соединении конденсаторов в звезду режим работы нейтрали БК определяется режимом работы нейтрали сети, где она установлена.

Батареи конденсаторов бывают регулируемые и нерегулируемые. В нерегулируемой БК число конденсаторов неизменно. В регулируемой БК в зависимости от режима работы часть конденсаторов можно отключать. Отключение может выполняться как вручную, так и автоматически. Так как сразу отключается часть конденсаторов, то мощность БК изменяется не плавно, а ступенчато. Регулирование бывает одноступенчатое и многоступенчатое. Одноступенчатое регулирование – это фактически нерегулируемая БК, так как можно включить или отключить сразу все конденсаторы. При многоступенчатом регулировании каждая секция БК снабжена контактором или выключателем.

При отключении конденсаторов они автоматически разряжаются на активное сопротивление, присоединенное к БК. В качестве разрядного сопротивления для конденсаторных установок 6-10 кВ используют активное сопротивление трансформаторов напряжения (рис. 16.5).

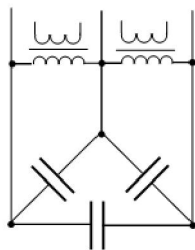


Рисунок 16.5 – Схема разрядки БК через трансформатор напряжения.

Для БК напряжением до 1 кВ используются специальные разрядные активные сопротивления. Разряжать БК нужно потому, что при ее отключении от сети, в конденсаторах остается электрический заряд и сохраняется напряжение близкое по значению к напряжению сети. При замыкании БК на разрядное сопротивление конденсаторы теряют электрический заряд, напряжение падает до нуля. Этим обеспечивается безопасность обслуживания БК.

Преимущества:

- простота устройства и его обслуживания;
- отсутствие вращающихся частей дает безопасность обслуживания;
- малые потери активной мощности - $\Delta P_{\text{кп}} = 0,003 \text{ МВт/Мвар}$.

Недостатки:

- зависимость мощности БК от напряжения;
- ступенчатое регулирование мощности БК и ее напряжения;
- чувствительность к искажению кривой формы напряжения;
- недостаточная электрическая прочность конденсаторов и малый срок их эксплуатации.

Поперечная компенсация

Поперечная компенсация применяется для уменьшения перетоков реактивной мощности в сети. Батареи конденсаторов в этом случае подключают на шины 6-10 кВ подстанций параллельно нагрузке. Это приводит к уменьшению потерь мощности и напряжения во всей сети до точки подключения БК. Покажем это на примере простейшей сети (рис. 16.6).

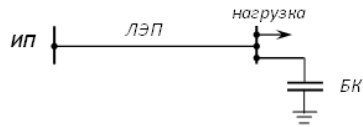


Рисунок 16.6 – Участок сети

Схемы замещения и распределение мощности до и после подключения БК показаны на рис. 16.7.

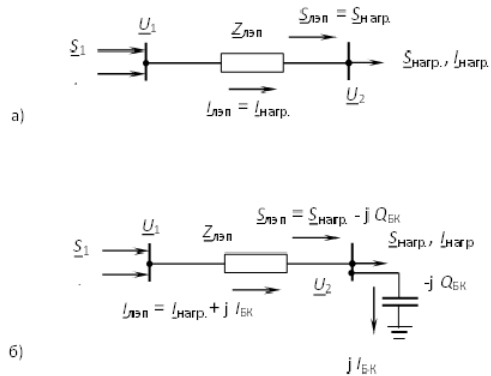


Рисунок 16.7 – Схема замещения сети:
а) – без БК; б) – с БК

Векторные диаграммы токов и мощностей показаны на рис. 16.8

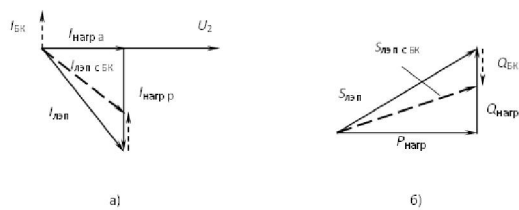


Рисунок 16.8 – Векторные диаграммы:
а) – токов; б) – мощностей

Векторная диаграмма напряжений приведена на рис. 16.9. Построение векторной диаграммы до использования батареи конденсаторов выполняется также как и для ЛЭП с одной нагрузкой в сети 35 кВ.

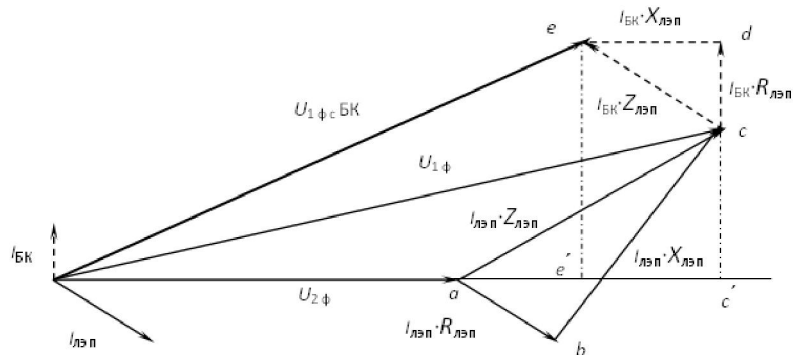


Рисунок 16.9 – Векторная диаграмма напряжений

Для получения значения напряжения в начале передачи к напряжению в конце передачи нужно добавить падение напряжения от тока нагрузки в активном и реактивном сопротивлениях ЛЭП. На векторной диаграмме это треугольник abc . Величина фазного напряжения в начале передачи до подключения КУ равна \underline{U}_1 ф. Отрезок ac' численно равен потере напряжения в сети.

Достраиваем треугольник падения напряжения от тока БК в сопротивлениях ЛЭП. Это треугольник cde . Соединяем начало координат с точкой e и определяем величину фазного напряжения в начале ЛЭП после установки БК \underline{U}_1 ф с БК. По модулю \underline{U}_1 ф с БК меньше напряжения \underline{U}_1 ф.

Величина потери напряжения после установки БК численно равна отрезку ae' . Сравниваем отрезки ac' и ae' и видим, что подключение БК приводит к уменьшению потери напряжения.

Из анализа можно сделать вывод, что при заданном напряжении в начале участка сети при установке БК улучшается режим напряжения в конце участка.

Оценим влияние величины мощности нагрузки. При малых нагрузках уменьшаются размеры треугольника abc . Если используется нерегулируемая БК, размеры треугольника cde остаются без изменений. В этом режиме напряжение в конце передачи может быть больше напряжения в начале передачи. Это недопустимо. Следовательно, нужно использовать регулируемые БК. Эффект регулирования тем больше, чем больше мощность БК и индуктивное сопротивление сети.

Таким образом, на векторных диаграммах видно, что величина тока, мощности и потери напряжения в линии электропередач, уменьшилась после подключения на шины потребителя батареи конденсаторов. Этот вывод следует и из расчетных формул:

Параметр	Без БК	С БК
Мощность	$\underline{S}_{\text{лэп}} = \underline{S}_{\text{нагр}} = P_{\text{нагр}} + jQ_{\text{нагр}}$	$\underline{S}_{\text{лэп}} = \underline{S}_{\text{нагр}} = P_{\text{нагр}} + j(Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{БК}})$
Ток	$\underline{I}_{\text{лэп}} = \underline{I}_{\text{нагр}} = I_{\text{нагр а}} - jI_{\text{нагр р}}$	$\underline{I}_{\text{лэп}} = \underline{I}_{\text{нагр}} = I_{\text{нагр а}} + j(I_{\text{нагр р}} - I_{\text{БК}})$
Потеря мощности	$\Delta P = \frac{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2}{U_{\text{нагр}}^2} \cdot R_{\text{лэп}}$ $\Delta Q = \frac{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2}{U_{\text{нагр}}^2} \cdot X_{\text{лэп}}$	$\Delta P = \frac{P_{\text{нагр}}^2 + (Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{БК}})^2}{U_{\text{нагр}}^2} \cdot R_{\text{лэп}}$ $\Delta Q = \frac{P_{\text{нагр}}^2 + (Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{БК}})^2}{U_{\text{нагр}}^2} \cdot X_{\text{лэп}}$
Потеря напряжения	$\Delta U = \frac{P_{\text{нагр}} \cdot R_{\text{лэп}} + Q_{\text{нагр}} \cdot X_{\text{лэп}}}{U_{\text{нагр}}}$	$\Delta U = \frac{P_{\text{нагр}} \cdot R_{\text{лэп}} + (Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{БК}}) \cdot X_{\text{лэп}}}{U_{\text{нагр}}}$

Продольная компенсация

Продольная компенсация применяется для уменьшения реактивного сопротивления ЛЭП. Компенсация обеспечивается последовательным включением в рассечку ЛЭП емкостного сопротивления в виде конденсаторов. Построим векторную диаграмму напряжений с УПК для следующей сети (рис. 16.10).

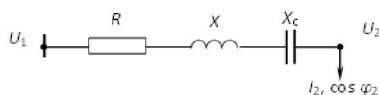


Рисунок 16.10 – Применение УПК в сети

Векторная диаграмма напряжений до применения УПК аналогична векторной диаграмме для ЛЭП с одной нагрузкой в сети 35 кВ (рис. 16.11). В результате построения получаем величину напряжения в начале передачи $U_{1\phi}$. При введении УПК в рассечку ЛЭП уменьшается индуктивное сопротивление сети и составляющая падения в реактивном сопротивлении – отрезок bd вместо bc . Соединим начало координат с точкой d и получим вектор напряжения в начале передачи при использовании УПК. Оценим влияние УПК на составляющие падения напряжения.

Продольная (отрезок ac') и поперечная (отрезок cc') составляющие падения напряжения в исходной сети равны:

$$\Delta U_{\phi} = I_2 \cdot (R \cos \varphi_2 + X \sin \varphi_2);$$

$$\delta U_{\phi} = I_2 \cdot (X \cos \varphi_2 - R \sin \varphi_2).$$

При компенсации:

- продольная (отрезок ad')

$$\Delta U_{\phi}^{\text{УПК}} = I_2 \cdot [R \cos \varphi_2 + (X - X_C) \sin \varphi_2];$$

- поперечная (отрезок dd')

$$\delta U_{\phi}^{\text{УПК}} = I_2 \cdot [(X - X_C) \cos \varphi_2 - R \sin \varphi_2].$$

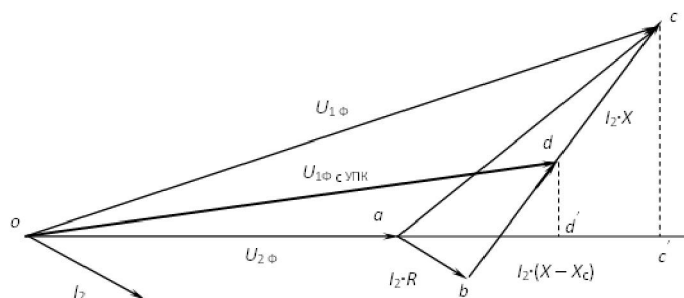


Рисунок 16.11 – Векторная диаграмма напряжений при использовании УПК

Из векторной диаграммы следует применение УПК приводит к уменьшению напряжения в начале передачи, продольной и поперечной составляющих падения напряжения.

Если подобрать УПК так, что $X = X_C$, т.е. обеспечить полную компенсацию индуктивного сопротивления ЛЭП, то падение напряжения будет определяться только величиной активного сопротивления ЛЭП

$$\Delta U_{\phi} = I_2 \cdot R \cos \varphi_2; \quad \delta U_{\phi} = I_2 \cdot X \cos \varphi_2.$$

В этом случае напряжение в начале передачи будет равно отрезку ob .

Можно найти такое значение X_C , чтобы потеря напряжения в сети равнялась нулю. Если пренебречь поперечной составляющей падения напряжения, имеем

$$\Delta U_{\phi}^{\text{УПК}} = I_2 \cdot [R \cos \varphi_2 + (X - X_C) \sin \varphi_2] = 0.$$

Найдем величину X_C :

$$R \cos \varphi_2 = (X - X_C) \sin \varphi_2;$$

$$X_C = X + R \operatorname{ctg} \varphi_2.$$

По величине X_c подбирают мощность батареи конденсаторов. На практике чаще всего не применяют полную компенсацию и сопротивление УПК рассчитывают из потери напряжения, которая обеспечивает желаемый уровень напряжения в сети.

Из формулы для расчета потери напряжения с учетом УПК видно, что применение конденсаторов целесообразно при значительной реактивной составляющей тока, т.е. когда $tg\varphi_2$ близок к единице. При малых значениях $tg\varphi_2$ потеря напряжения в ЛЭП определяется в основном активным сопротивлением.

Достоинства УПК:

- автоматическое и безынерционное регулирование напряжения;
- отсутствие движущихся частей делает установки простыми и надежными в эксплуатации;
- при одинаковом регулирующем эффекте мощность БК, выбранной только для регулирования напряжения, меньше чем при поперечной компенсации.

Недостатки:

- возможны резонансные явления, которые вызывают качания роторов двигателей, мигание ламп накаливания;
- увеличение токов короткого замыкания;
- при коротких замыканиях возникает опасность появления на конденсаторах высокого напряжения. Поэтому для шунтирования БК при коротких замыканиях применяют быстродействующие разрядники.

Выбор мощности батарей конденсаторов при поперечной компенсации

КУ, устанавливаемых вблизи потребителей в системе, в целом определяется на основе баланса реактивной мощности. Однако, в распределительной сети 35-110 кВ величина $Q_{ку}$ определяется по величине экономического тангенса. Его значение устанавливается энергосистемой в зависимости от питающего напряжения сети. Для $U_{1ном} = 220\text{кВ}$ $tg\varphi_{эк} = 0.23$, $U_{1ном} = 110\text{кВ}$ $tg\varphi_{эк} = 0.28$, $U_{1ном} = 35\text{кВ}$ $tg\varphi_{эк} = 0.32$.

Значение тангенса нагрузки рассчитывается следующим образом:

$$tg\varphi_{нагр} = \frac{Q_{нагр}}{P_{нагр}}.$$

Если его значение больше значения экономического тангенса, применяют компенсацию реактивной мощности и понижают тангенс нагрузки:

$$tg\varphi_{эк} = \frac{Q_{нагр} - Q_{ку}}{P_{нагр}}.$$

Выполним преобразования приведенного выражения:

$$tg\varphi_{эк} = \frac{Q_{нагр}}{P_{нагр}} - \frac{Q_{ку}}{P_{нагр}} = tg\varphi_{нагр} - \frac{Q_{ку}}{P_{нагр}}.$$

Мощность компенсирующей установки равна:

$$Q_{ку} = P_{нагр} \cdot (tg\varphi_{нагр} - tg\varphi_{эк}).$$

Значение $P_{нагр}$ выбирается по графику узла нагрузки. Это наибольшая активная мощность узла нагрузки в часы наибольших нагрузок в энергосистеме (с 9 до 11 или с 17 до 21 часа). Для этого же часа выбирается и значение реактивной мощности и определяется тангенс нагрузки.

Очевидно, что если $tg\varphi_1 < tg\varphi_3$, то необходимости в компенсации Q нет.

Чаще всего на потребительских ПС в качестве КУ используются конденсаторные батареи в виде комплектных установок типа УК. В сети 6 кВ применяются УК мощностью 300, 400,

450, 675, 900, 1125, 1350, 1800 и 2700 кВар. В сети 10 кВ применяются УК, начиная с мощности 450 кВар.

Мощность КУ распределяется равномерно на секции шин 6-10 кВ ПС, т.е. количество однотипных УК должно быть кратно 2 при двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторах (типа ТМ, ТМН, ТДН, ТДТН, АТ) подстанций и кратно 4 – при трансформаторах с расщепленной обмоткой низкого напряжения (типа ТРДН).

Статические источники реактивной мощности

Батареи конденсаторов обладают существенным недостатком – изменение мощности БК носит ступенчатый характер. Источники нового типа – статические источники реактивной мощности (ИРМ или СТК) не обладают этим недостатком. СТК состоит из нерегулируемой батареи конденсаторов и регулируемого реактора. Батарея конденсаторов и реактор могут быть включены и последовательно (рис. 16.12 а), и параллельно (рис. 16.12 б). Плавность регулирования обеспечивает тиристорный блок управления (ТБУ).

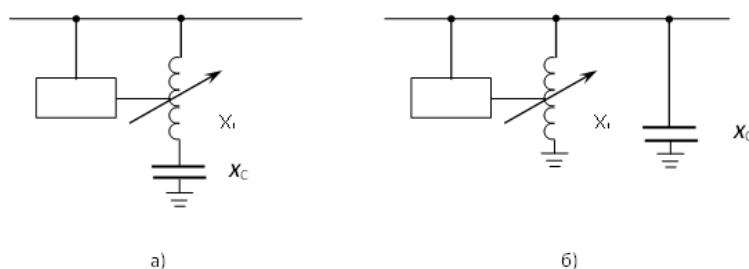


Рисунок 17.12 – Схемы СТК:

а) – последовательное включение; б) – параллельное включение.

Статические источники реактивной мощности применяются на различных напряжениях. Опыт эксплуатации и проведенные исследования позволяют утверждать, что в ряде случаев применение СТК эффективнее применения синхронных компенсаторов.

Большой интерес представляют СТК с параллельным включением батареи конденсаторов и реактора. Суммарная мощность СТК при параллельном соединении равна:

$$Q_{\text{СТК}} = Q_L - Q_C.$$

Величины реактивной мощности реактора и батареи конденсаторов определяются следующим образом:

$$Q_L = \frac{U^2}{X_L} = \text{var}; \quad Q_C = \frac{U^2}{X_C} = \text{const.}$$

Диапазон изменения мощности СТК (регулируемый диапазон) определяется соотношением мощностей батареи конденсаторов и реактора. Если батарея конденсаторов и реактор имеют одинаковую по величине мощность и мощность реактора меняется от нуля до номинальной мощности, то мощность СТК изменяется в диапазоне:

$$0 \leq Q_{\text{СТК}} \leq Q_C.$$

В этом случае СТК генерирует реактивную мощность.

Если мощность реактора больше мощности батареи конденсаторов, то СТК может работать и в режиме генерирования, и в режиме потребления реактивной мощности. Переход из одного режима в другой выполняется плавно.

Недостатки СТК с параллельным включением:

- отрицательный регулирующий эффект (при увеличении напряжения необходимо уменьшить выработку реактивной мощности, происходит ее увеличение);
- резонанс напряжения при переходе из одного режима работы в другой.

17 Методы регулирования напряжения. Устройства регулирования напряжения

Общие положения

Напряжение в узлах сети постоянно меняется из-за изменения нагрузки, режима работы источников питания, схемы сети.

Режим напряжений в электрической сети должен быть таким, чтобы были выполнены требования ГОСТ в отношении допустимых отклонений напряжения для электроприемников, которые питаются от этой сети. Значения отклонений напряжения часто превышают допустимые по следующим причинам:

- большие потери напряжения в сети;
- неправильный выбор сечений токоведущих элементов и мощности силовых трансформаторов;
- неправильное построение схемы сети.

Очень часто эти причины возникают при развитии сети, при ее реконструкции. Поэтому чтобы обеспечить необходимые отклонения напряжения на шинах электроприемником следует применять регулирование напряжения.

Регулированием напряжения называется процесс изменения напряжения в характерных точках сети с помощью специальных технических средств.

Способы регулирования напряжения возникли с возникновением электрических сетей. Их развитие происходило от низших уровней управления к высшим. Сначала использовалось регулирование напряжения в центрах питания распределительных сетей и непосредственно у потребителей и на энергоблоках электростанций. Сейчас эти методы регулирования напряжения называются локальными. По мере развития сетей и объединения их в крупные энергосистемы возникла необходимость координировать работу локальных методов. Координацию относят к высшим уровням регулирования напряжения.

Локальное регулирование может быть централизованным и местным. Централизованное управление выполняется в центрах питания. Местное регулирование проводится непосредственно у потребителей. Регулирование напряжения в центрах питания приводит к изменению режима напряжения во всей сети, которая питается от него. Местное регулирование приводит к изменению режима напряжения в ограниченной части сети.

Регулирование напряжения в центрах питания

Центрами питания (ЦП) могут быть шины генераторного напряжения электрических станций, низшего напряжения районных подстанций или подстанций глубокого ввода.

Регулирование напряжения на генераторах электростанций выполняется за счет изменения тока возбуждения с помощью устройства автоматического регулирования возбуждения (АРВ).

Регулирование напряжения на шинах низшего напряжения понижающих подстанций производится с помощью:

- трансформаторов со встроенными устройствами для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН);
- синхронных компенсаторов (СК);
- линейных регуляторов (ЛР).

При этом регулирование напряжения производится автоматически в пределах располагаемого диапазона регулирования. Регулирование напряжения происходит одновременно для всех линий электропередач сети, которые питаются от шин центра питания.

Качество напряжения обеспечивается только в том случае, когда к шинам центра питания присоединены однородные потребители. Для них график изменения нагрузки является однотипным.

Если электроприемники имеют разные графики нагрузки, то в центре питания применяют схемы группового централизованного регулирования. В этом случае электроприемники делят на группы в соответствии с характером их нагрузки. Линии электропередач, которые питают такие группы электро-приемников, стараются присоединить к разным секциям шин центра питания и регулировать напряжение на каждой секции отдельно.

Если такой возможности нет, то в центре питания выполняется регулирование как для группы однородных потребителей. У тех потребителей, которым этого регулирования напряжения оказалось недостаточно, выполняется и местное регулирование напряжения.

В зависимости от характера электроприемников можно выделить три подтипа регулирования напряжения:

- стабилизация напряжения;
- двухступенчатое регулирование напряжения;
- встречное регулирование.

Стабилизация напряжения применяется для потребителей с практически неизменной нагрузкой в течение суток (трехсменные предприятия).

Двухступенчатое регулирование выполняется для электроприемников с ярко выраженным двухступенчатым характером изменения нагрузки. (односменные предприятия). В этом случае поддерживается два уровня напряжения в сутки в соответствии с графиком нагрузки.

В случае переменной суточной нагрузки выполняется *встречное регулирование*. Этот подтип регулирования напряжения самый распространенный.

Метод встречного регулирования

Суть метода встречного регулирования заключается в изменении напряжения в зависимости от изменения графика нагрузки электроприемника.

Согласно метода встречного регулирования напряжение на шинах низшего напряжения районных подстанций в период максимальной нагрузки должно поддерживаться на 5 % выше номинального напряжения питаемой сети. Эта цифра приведена в ПУЭ (Правила устройства электроустановок). Опыт эксплуатации показывает, что следует повышать напряжение на 10 %, если при этом отклонение напряжения у ближайших потребителей не превосходит допустимого значения. В период минимальной нагрузки ($P_{\min} \leq P_{\max}$) напряжение на шинах 6-10 кВ ПС понижается до номинального напряжения.

Рассмотрим этот метод на примере следующей сети (рис. 17.1).



Рисунок 17.1 – Схема участка электрической сети

В режиме максимальной нагрузки в центре питания поддерживается напряжение $U_{1\text{нб}}$. На шинах высшего напряжения ПС напряжение ниже из-за потерь напряжения в ЛЭП1. Обозначим это напряжение $U_{2\text{в}}$. Напряжение на шинах низшего напряжения этой подстанции приведенное к напряжению высшей обмотки $U_{2\text{н}}^*$ ниже напряжения $U_{2\text{в}}$ на величину потери напряжения в трансформаторе. Если бы на ПС не было регулирования напряжения ($K_T = 1$), то фактическое напряжение на шинах низшего напряжения ПС в относительных единицах было бы равно напряжению $U_{2\text{н}}^*$. Это и есть напряжение на шинах электроприемника А. Его величина удовлетворяет нормам ПУЭ. Напряжение на шинах электроприемника Б ($U_{\text{Б без рег.}}$) меньше напряжения на шинах электроприемника А на величину потери напряжения в ЛЭП2. Его величина не соответствует требованиям ПУЭ. При регулировании напряжения ($K_T \neq 1$) напряжение на шинах низшего напряжения ПС поддерживается на 5 % выше номинального напряжения сети. Поднять напряжение на 10 % выше номинального значения напряжения сети нельзя, потому

что в этом случае напряжение на шинах потребителя А не соответствовало бы нормам ПУЭ. При регулировании напряжения величина напряжения на шинах электроприемника Б входит в зону допустимых значений.

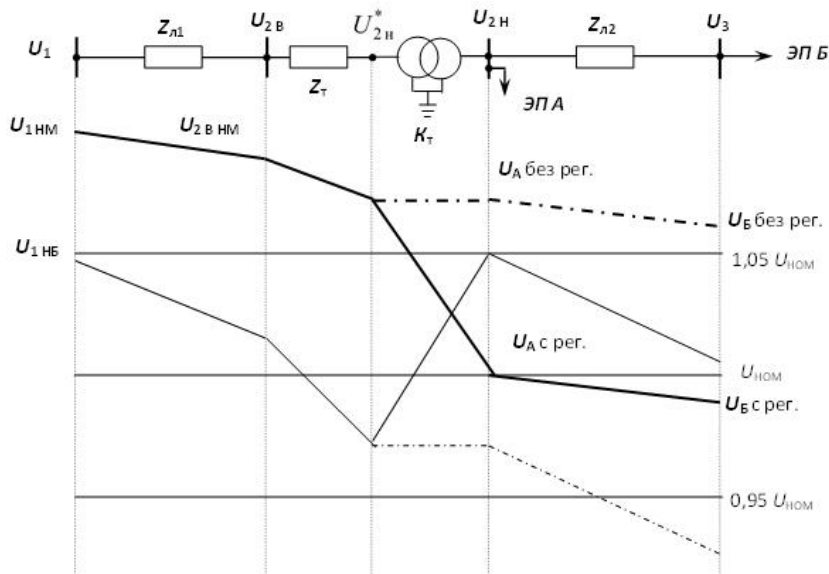


Рисунок 17.2 – Встречное регулирование напряжения

В режиме минимальных нагрузок напряжение в центре питания выше, потери напряжения в элементах сети меньше. Поэтому без регулирования напряжения и напряжение на потребителе А, и напряжение на потребителе Б выше рекомендованных ПУЭ. Изменением коэффициента трансформации обеспечивается допустимая величина отклонения напряжения на шинах обоих потребителей.

Наибольшее отклонение напряжения наблюдается в аварийных режимах работы системы. В этом случае поддерживать напряжение у всех потребителей в заданных пределах для нормального режима работы без значительных затрат на специальные устройства регулирования напряжения невозможно. Поэтому в аварийных режимах допускается большее отклонение напряжения.

Регулирование напряжения на электростанциях

На электростанциях регулирование напряжения производится на генераторах и повышающих трансформаторах.

Изменение напряжения генераторов возможно за счет регулирования тока возбуждения. Не меняя активную мощность генератора напряжение можно изменять в пределах $\pm 5\%$. Повышение напряжения на 5% сверх номинального сопровождается увеличением потерь в стали и повышением ее нагрева. При снижении напряжения до $0,95 U_{ном}$ номинальный ток статора возрастает на 5% и соответственно увеличивается нагрев обмотки.

На каждой ступени трансформации теряется приблизительно $5-10\%$ напряжения. Поэтому регулировочного диапазона генераторов явно недостаточно, чтобы поддерживать необходимый уровень напряжения в сети. Кроме того, трудно согласовать требования к регулированию напряжения у близких и удаленных электроприемников. Поэтому генераторы электростанций являются вспомогательным средством регулирования напряжения. Как единственное средство регулирования генераторы применяются только для простейшей системы: электростанция – нераспределенная нагрузка. В этом случае на шинах электростанций осуществляется встречное регулирование напряжения. Изменением тока возбуждения повышают напряжение в часы максимальной нагрузки и снижают в период минимальной нагрузки.

Повышающие трансформаторы на электростанциях тоже являются вспомогательным средством регулирования напряжения. Трансформаторы мощностью до 250 МВА напряжением

110 и 220 кВ имеют устройство регулирования напряжения типа ПБВ (переключение без возбуждения, то есть с отключением от сети). Устройство имеет предел регулирования напряжения $\pm 2 \times 2,5 \%$. Повышающие трансформаторы большей мощности выпускаются без устройств ПБВ.

Регулирование напряжения на понижающих подстанциях

Для регулирования напряжения трансформаторами подстанций предусмотрена возможность изменять коэффициент трансформации в пределах 10 – 20 %. По конструктивному исполнению различают два типа переключающих устройств:

- с регулированием без возбуждения (ПБВ), то есть для изменения коэффициента трансформации трансформатор отключают от сети;
- с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН).

Устройство РПН дороже устройства ПБВ. Стоимость устройства мало зависит от мощности трансформатора. Поэтому относительное удорожание трансформатора с РПН будет значительно большим для трансформаторов меньшей мощности. В связи с этим трансформаторы напряжением 6 – 20 кВ большей частью выполняются с ПБВ, а трансформаторы напряжением выше 35 кВ с РПН.

Устройство РПН, как правило, устанавливают на обмотке высшего напряжения по следующим причинам:

- на стороне высшего напряжения меньшие токи, поэтому устройство имеет меньшие габариты;
- обмотка высшего напряжения имеет большее количество витков, поэтому точность регулирования выше;
- по конструктивному исполнению обмотка высшего напряжения является наружной (магнитопровод – обмотка низшего напряжения – обмотка высшего напряжения). Поэтому ревизию устройства РПН выполнять проще;
- устройство РПН располагают в нейтрали высшей обмотки. Обмотки высшего напряжения соединяются в звезду, а обмотки низшего напряжения соединяются в треугольник. Трехфазное регулирование проще выполнить на обмотках, соединенных в звезду.

У трансформаторов напряжением 110 кВ мощностью 2,5 МВА и напряжением 150 кВ мощностью 4 МВА устройство РПН расположено на обмотке низшего напряжения.

Трансформаторы имеют разное количество ответвлений и разные ступени регулирования устройства РПН. У трансформаторов с ПБВ дополнительных ответвлений всегда $4 - \pm 2 \times 2,5\%$.

Устройства РПН и управляющие ими системы автоматического регулирования характеризуются:

- величиной напряжения ступени регулирования;
- зоной нечувствительности;
- выдержкой времени срабатывания;
- точностью регулирования.

Ступенью регулирования называется напряжение между соседними ответвлениями. Его выражают в процентах к номинальному напряжению той обмотки, которая имеет регулировочные ответвления. *Зоной нечувствительности* называется некоторый диапазон изменения напряжения, при котором не происходит срабатывание регулирующей аппаратуры. Зона нечувствительности регулятора должна быть несколько больше ступени регулирования: иначе регулятор будет работать неустойчиво. *Выдержка времени* регулятора служит для предотвращения его работы при кратковременных изменениях напряжения. Зона нечувствительности и выдержка времени регулятора определяют *точность регулирования*.

Устройство РПН двухобмоточного трансформатора

Рассмотрим принципиальную схему устройства РПН с реактором (рис. 17.3).

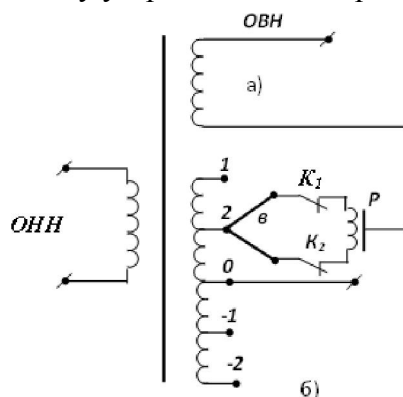


Рисунок 17.3 – Схема РПН с реактором

Обмотка высшего напряжения трансформатора с РПН состоит из двух частей: нерегулируемой или основной (а) и регулируемой (б).

На регулируемой части обмотки имеется ряд ответвлений к неподвижным контактам 1, 2, 0, -1, -2. Ответвления 1, 2 включены согласно виткам основной обмотки. При включении ответвлений 1, 2 коэффициент трансформации увеличивается. Ответвления -1, -2 соответствуют части витков, которые включены встречно по отношению к виткам основной обмотки. Их включение приводит к уменьшению коэффициента трансформации.

Основным выводом обмотки высшего напряжения является нулевой вывод. С него снимается номинальное напряжение.

На регулируемой части обмотки есть переключающее устройство. Оно состоит из подвижных контактов в и з, контакторов K_1 и K_2 и реактора P . Середина обмотки реактора соединена с нерегулируемой частью обмотки высшего напряжения трансформатора. В нормальном режиме работы (без переключения) ток нагрузки обмотки высшего напряжения протекает через реактор и распределяется поровну между половинами обмотки реактора. Поэтому магнитный поток мал и потеря напряжения в реакторе тоже мала.

Переключения выполняются следующим образом. Предположим, что необходимо переключиться с ответвления 2 на ответвление 1. Для этого отключается контактор K_1 , переводится подвижный контакт в на ответвление 1 и вновь включается контактор K_1 . В результате этих действий секция 1 - 2 оказывается замкнутой на реактор. Значительная индуктивность реактора ограничивает уравнивающий ток, который возникает из-за наличия напряжения на секции 1 - 2. Затем отключается контактор K_2 , переводится подвижный контакт з на ответвление 1 и включается контактор K_2 .

Реактор и все подвижные и неподвижные контакты переключающего устройства размещаются в баке трансформатора. Контактors помещаются в отдельном кожухе. Он залит маслом и размещен снаружи бака трансформатора. Это облегчает ревизию контактов и смену масла.

Переключатели с реакторами рассчитаны на длительное протекание тока нагрузки. Но реактор является тяжелым и громоздким элементом. Поэтому переключающие устройства трансформаторов напряжения 220 кВ и выше выполняются на активных сопротивлениях. Чтобы снизить потери электроэнергии в таких устройствах, их рассчитывают на кратковременную работу. Устройство получается компактным, но требует применения мощных быстродействующих приводов. Принцип действия таких устройств рассмотрим на примере автотрансформаторов напряжением 220 – 330 кВ.

Устройство РПН автотрансформатора

Устройство РПН автотрансформатора расположено в линейном конце обмотки среднего напряжения (рис. 17.4). При таком расположении устройства РПН изменяется коэффициент трансформации между обмотками высшего и среднего напряжений. Коэффициент трансформации

ции между обмотками высшего и низшего напряжения не изменяется. Сначала устройство РПН автотрансформаторов выполнялось встроенным в нейтраль, как у трансформаторов. При регулировании изменялся коэффициент трансформации между всеми обмотками. При таком выполнении трудно было согласовать требования по регулированию напряжения у потребителей на сторонах низкого и среднего напряжений. При расположении устройства РПН в линейном конце обмотки среднего напряжения обмотка низшего напряжения оказывается нерегулируемой. Если возникает необходимость регулирования обмотки низшего напряжения автотрансформатора, последовательно с обмоткой низшего напряжения включают линейный регулятор. С экономической точки зрения такое решение оказывается более целесообразным, чем выполнение автотрансформатора с двумя устройствами РПН.

Выполнение ответвлений со стороны нейтрали позволяет облегчить изоляцию устройства РПН и рассчитать его на разность токов обмоток высшего и среднего напряжений ($I_B - I_C$). Но регулирование будет связанным. Выполнение ответвлений в линейном конце обмотки среднего напряжения устройство должно рассчитываться на полный номинальный ток, а его изоляция на напряжение обмотки среднего напряжения U_C . Но регулирование будет независимым.

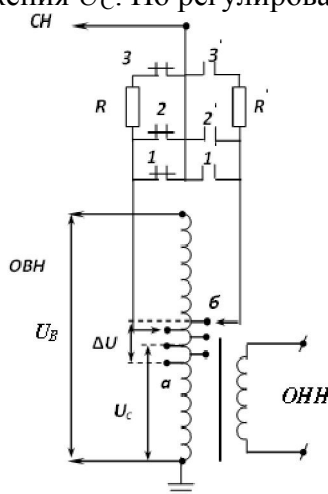


Рисунок 17.4 – Схема РПН на активных сопротивлениях

Согласно рисунка, рабочий ток протекает через замкнутый контакт 1 и вспомогательный контакт 2. Переключение происходит в следующем порядке. При переходе со ступени *a* на ступень *б* сначала размыкается рабочий контакт 1, затем вспомогательный контакт 2. Ток нагрузки протекает через сопротивление R . Замыкается дугогасительный контакт 3. Образуется мост – уравнивающий ток протекает через оба активных сопротивления R и R' . Размыкается дугогасительный контакт 3 и переводит ток нагрузки на правое плечо. Замыкаются контакты 2' и 1'. Создается новое рабочее положение.

18 Методы регулирования напряжения.

Устройства регулирования напряжения (продолжение)

Выбор ответвлений двухобмоточного трансформатора

В соответствии с методом встречного регулирования напряжения на шинах 6 – 10 кВ районных подстанций меняется в зависимости от режима нагрузки. Добавка ($V\%$) к номинальному напряжению питаемой сети составляет:

- + 5 % при максимальной нагрузке в нормальном режиме работы сети;
- 0 % при минимальной нагрузке, которая не превышает 30 % от максимальной нагрузки;
- 0 – 5 % в послеаварийном режиме в период максимальной нагрузки.

Если минимальная нагрузка превышает 30 % максимальной, то добавку к напряжению можно рассчитать по формуле

$$V\% = 0,0714 \cdot \left(\frac{P}{P_{\max}} \cdot 100 - 30 \right)$$

или определить из следующего графика (рис. 18.1).

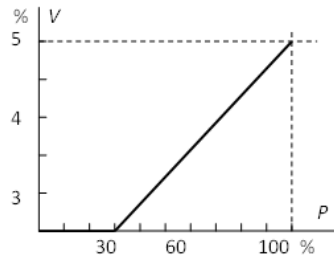


Рисунок 18.1 – К определению $V\%$

Желаемый уровень напряжения на шинах 6 – 10 кВ районных подстанций в зависимости от режима нагрузки рассчитывается по формуле:

$$U_{\text{н ж}} = \left(1 + \frac{V\%}{100} \right) \cdot U_{\text{н ном сети}}.$$

При отсутствии регулирования фактическое напряжение на шинах 6 – 10 кВ подстанций определяется с учетом номинального коэффициента трансформации:

$$U_{\text{н ф}}^{\text{без рег.}} = \frac{U_{\text{н}}^*}{K_{\text{т ном}}} = \frac{U_{\text{н}}^*}{\frac{U_{\text{в ном т}}}{U_{\text{н ном т}}}},$$

где $U_{\text{н}}^*$ – напряжение на шинах низшего напряжения подстанции, приведенное к напряжению высокой стороны; $U_{\text{в ном т}}$, $U_{\text{н ном т}}$ – соответственно высшее и низшее номинальные напряжения обмоток трансформатора.

При установке устройства РПН в нейтрали обмотки высшего напряжения коэффициент трансформации трансформатора можно записать следующим образом:

$$K_{\text{т}} = \frac{U_{\text{отв}}}{U_{\text{н ном т}}}.$$

Тогда желаемое напряжение на шинах низшего напряжения подстанций при его регулировании может быть рассчитано по формуле:

$$U_{\text{н ж}} = \frac{U_{\text{н}}^*}{K_{\text{т}}} = \frac{U_{\text{н}}^*}{\frac{U_{\text{отв}}}{U_{\text{н ном т}}}}.$$

Из этого выражения можно определить необходимое напряжение ответвления устройства РПН:

$$U_{\text{отв}} = \frac{U_{\text{н}}^* \cdot U_{\text{н ном т}}}{U_{\text{н ж}}}.$$

Далее расчет выполняется в следующем порядке:

1. Рассчитывается напряжение ступени регулирования (в кВ)

$$\Delta U_{\text{ст}} = \frac{\Delta U_{\text{ст}}[\%]}{100} \cdot U_{\text{в ном т}},$$

где $\Delta U_{\text{ст}}[\%]$ – ступень регулирования устройства РПН. Принимается по паспортным данным трансформатора.

2. Рассчитывается необходимый номер ответвления

$$n_{\text{отв}} = \frac{U_{\text{отв}} - U_{\text{в ном т}}}{\Delta U_{\text{ст}} [\text{кВ}]}.$$

3. Принимается ближайший номер стандартного ответвления $n_{\text{отв ст}}$.

4. Рассчитывается напряжение принятого стандартного ответвления

$$U_{\text{отв ст}} = U_{\text{в ном т}} + n_{\text{отв ст}} \cdot \Delta U_{\text{ст}} [\text{кВ}].$$

5. Определяется фактическое напряжение на шинах низшего напряжения трансформатора

$$U_{\text{н ф}} = U_{\text{н ж}} \cdot \frac{U_{\text{отв}}}{U_{\text{отв ст}}}.$$

Расчет выполнен правильно, если выполняется условие

$$\left| \frac{U_{\text{н ж}} - U_{\text{н ф}}}{U_{\text{н ж}}} \right| \cdot 100 \leq \frac{\Delta U_{\text{ст}} [\%]}{2}. \quad (18.1)$$

Если устройство РПН установлено на стороне низшего напряжения трансформатора, то его коэффициент трансформации равен:

$$K_{\text{т}} = \frac{U_{\text{в ном т}}}{U_{\text{отв}}},$$

а желаемое напряжение на шинах низшего напряжения подстанций при его регулировании может быть рассчитано по формуле:

$$U_{\text{н ж}} = \frac{U_{\text{н}}^*}{K_{\text{т}}} = \frac{U_{\text{н}}^*}{\frac{U_{\text{в ном т}}}{U_{\text{отв}}}}.$$

Необходимое напряжение ответвления устройства РПН в этом случае равно:

$$U_{\text{отв}} = \frac{U_{\text{в ном т}} \cdot U_{\text{н ж}}}{U_{\text{н}}^*}.$$

Далее все расчеты выполняются по пунктам 1 – 4 по низшему номинальному напряжению трансформатора $U_{\text{н ном т}}$. Фактическое напряжение на шинах низшего напряжения подстанции будет равно

$$U_{\text{н ф}} = U_{\text{н ж}} \cdot \frac{U_{\text{отв ст}}}{U_{\text{отв}}}.$$

Проверка правильности расчетов выполняется по формуле (18.1).

Выбор ответвлений трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора

У трехобмоточного трансформатора для регулирования напряжения имеются два устройства:

- устройство РПН для регулирования напряжения на низшей стороне. Установлено в нейтрали высшей обмотки;
- устройство ПБВ (переключение без возбуждения) для регулирования напряжения на стороне среднего напряжения. Установлено в обмотке среднего напряжения.

В результате расчета режима работы сети определяются значения напряжений на шинах низшего $U_{\text{н}}^*$ и среднего $U_{\text{с}}^*$ напряжений приведенные к напряжению обмотки высшего напряжения. Расчет режима выполняется при заданном напряжении на источнике питания. Фрагмент, касающийся расчета трансформатора, приведен ниже. Упрощенная схема замещения транс-

форматора приведена на рис. 18.2. Количество трансформаторов подстанции учитывается при расчете сопротивлений обмоток эквивалентного трансформатора.

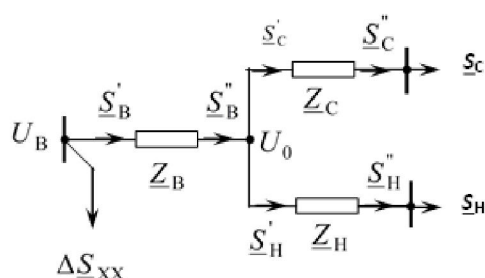


Рисунок 18.2 – К расчету режима трехобмоточного трансформатора

По мощностям в конце обмоток низшего и среднего напряжений

$$\underline{S}_H'' = \underline{S}_H;$$

$$\underline{S}_C'' = \underline{S}_C$$

рассчитываются потери мощности в этих обмотках:

$$\Delta P_H + j\Delta Q_H = \frac{P_H''^2 + Q_H''^2}{U_{\text{В НОМ Т}}^2} \cdot (R_H + jX_H);$$

$$\Delta P_C + j\Delta Q_C = \frac{P_C''^2 + Q_C''^2}{U_{\text{В НОМ Т}}^2} \cdot (R_C + jX_C).$$

Мощности в начале обмоток низшего и среднего напряжения будут равны:

$$P_H' + jQ_H' = P_H'' + jQ_H'' + \Delta P_H + j\Delta Q_H;$$

$$P_C' + jQ_C' = P_C'' + jQ_C'' + \Delta P_C + j\Delta Q_C.$$

Мощность в конце обмотки высшего напряжения определяется по I закону Кирхгофа

$$P_B'' + jQ_B'' = P_C' + jQ_C' + P_C' + jQ_C'.$$

Определяются потери мощности в обмотке высшего напряжения

$$\Delta P_B + j\Delta Q_B = \frac{P_B''^2 + Q_B''^2}{U_{\text{В НОМ Т}}^2} \cdot (R_B + jX_B)$$

и вычисляется мощность в ее начале:

$$P_B' + jQ_B' = P_B'' + jQ_B'' + \Delta P_B + j\Delta Q_B.$$

По напряжению и мощности в начале обмотки среднего напряжения рассчитываются составляющие падения напряжения в обмотке среднего напряжения:

- продольная

$$\Delta U_B = \frac{P_B' \cdot R_B + Q_B' \cdot X_B}{U_B}$$

- и при напряжении 220 кВ и выше поперечная

$$\delta U_B = \frac{P_B' \cdot X_B - Q_B' \cdot R_B}{U_B}.$$

Определяется напряжение в нулевой точке

$$U_0 = \sqrt{(U_B - \Delta U_B)^2 + \delta U_B^2}.$$

Аналогично рассчитываются составляющие падения напряжения в обмотках низшего и среднего напряжений:

$$\Delta U_{\text{н}} = \frac{P'_{\text{н}} \cdot R_{\text{н}} + Q'_{\text{н}} \cdot X_{\text{н}}}{U_0}; \delta U_{\text{н}} = \frac{P'_{\text{н}} \cdot X_{\text{н}} - Q'_{\text{н}} \cdot R_{\text{н}}}{U_0};$$

$$\Delta U_{\text{с}} = \frac{P'_{\text{с}} \cdot R_{\text{с}} + Q'_{\text{с}} \cdot X_{\text{с}}}{U_0}; \delta U_{\text{с}} = \frac{P'_{\text{с}} \cdot X_{\text{с}} - Q'_{\text{с}} \cdot R_{\text{с}}}{U_0}.$$

Рассчитываются напряжения на стороне низшего и среднего напряжений, приведенные к напряжению обмотки высшего напряжения:

$$U_{\text{н}}^* = \sqrt{(U_0 - \Delta U_{\text{н}})^2 + \delta U_{\text{н}}^2};$$

$$U_{\text{с}}^* = \sqrt{(U_0 - \Delta U_{\text{с}})^2 + \delta U_{\text{с}}^2}.$$

При регулировании напряжения сначала рассчитывается устройство РПН. Расчет выполняется аналогично расчету устройства РПН двухобмоточного трансформатора при установке устройства в нейтрали. В результате расчета определяется напряжение ответвления обмотки высшего напряжения $U_{\text{отв в ст}}$. Далее выполняется расчет ответвлений устройства ПБВ.

При коэффициенте трансформации между обмотками высшего и среднего напряжений равным

$$K_{\text{т в-с}} = \frac{U_{\text{отв в ст}}}{U_{\text{отв с}}}$$

желаемое напряжение на шинах среднего напряжения будет равно

$$U_{\text{с ж}} = \frac{U_{\text{с}}^*}{K_{\text{т в-с}}} = \frac{U_{\text{с}}^*}{\frac{U_{\text{отв в ст}}}{U_{\text{отв с}}}}.$$

Из этого выражения найдем искомую величину – напряжение ответвления устройства ПБВ:

$$U_{\text{отв с}} = \frac{U_{\text{отв в ст}} \cdot U_{\text{с ж}}}{U_{\text{с}}^*}.$$

Величина желаемого напряжения в сети среднего напряжения выбирается $U_{\text{с ж}}$ независимо от режима нагрузки. Для снижения потерь мощности и электроэнергии в элементах сети целесообразно в любом режиме нагрузок поддерживать максимально допустимый уровень напряжения. Его величина определяется величиной номинального напряжения оборудования (в основном трансформаторами), которое установлено в сети среднего напряжения. Согласно ПУЭ на обмотки высшего напряжения трансформаторов допустимо длительно подавать напряжение на 5 % выше их номинальных напряжений. Так как трансформаторы, которые питаются от сети среднего напряжения, имеют разную величину номинального напряжения, то величина желаемого напряжения в сети среднего напряжения рассчитывается следующим образом:

$$U_{\text{с ж}} = 1,05 \cdot U_{\text{в ном трансформаторов сети СН}}^{\text{min}}.$$

Далее расчет выполняется по пунктам 1 – 4 с учетом количества ступеней регулирования и величины ступени регулирования устройства ПБВ. Расчет ведется по номинальному напряжению обмотки среднего напряжения трансформатора $U_{\text{с ном т}}$. Фактическое напряжение на шинах низшего напряжения подстанции определяется как и при расчете устройства РПН, когда оно установлено на обмотке низшего напряжения:

$$U_{сф} = U_{сж} \cdot \frac{U_{отв с ст}}{U_{отв с}}$$

У автотрансформатора для регулирования напряжения имеется устройство РПН, установленное в линейном конце обмотки среднего напряжения. Регулируется напряжение только на средней стороне. Расчет выполняется аналогично расчету устройства ПБВ трехобмоточного трансформатора. Поскольку обмотка высшего напряжения автотрансформатора нерегулируема, то на ней есть только одно ответвление. Оно соответствует номинальному напряжению высшей обмотки $U_{в ном АТ}$. Поэтому напряжение ответвления устройства РПН автотрансформатора рассчитывается так:

$$U_{отв с} = \frac{U_{в ном АТ} \cdot U_{сж}}{U_c^*}$$

Остальные расчеты выполняются, как для устройства ПБВ трехобмоточного трансформатора.

19 Методы регулирования напряжения. Устройства регулирования напряжения (продолжение)

Регулирование напряжения при помощи линейных регуляторов

Линейные регуляторы (ЛР) предназначены для создания в сети дополнительной ЭДС. Эта дополнительная ЭДС складывается с вектором напряжения сети и изменяет его. Таким образом выполняется регулирование напряжения сети. Линейные регуляторы используются в сети, если регулировочного диапазона устройства РПН силового трансформатора не хватает для обеспечения необходимого уровня напряжения в сети. Они применяются также при реконструкции сети, если там установлены трансформаторы без РПН. Линейные регуляторы могут включаться последовательно обмотке силового трансформатора (рис. 19.1 а) и на отходящих линиях электропередач (рис. 19.1 б).

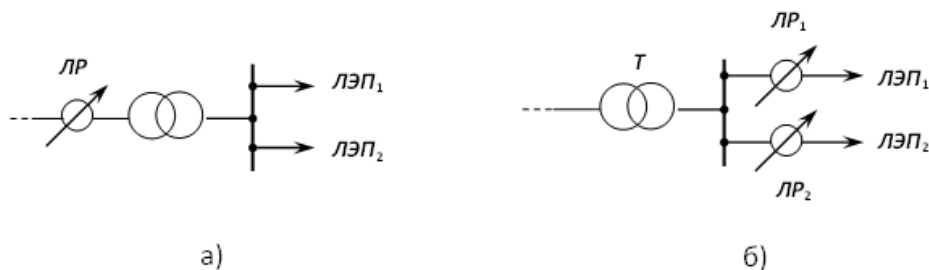


Рисунок 19.1 – Установка ЛР в сети

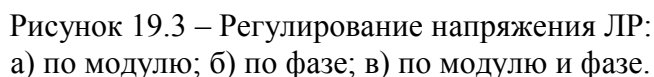
Схема линейного регулятора представлена на рис. 19.2. Линейный регулятор состоит из двух трансформаторов: питающего трансформатора 1 и последовательного трансформатора 2. Первичная обмотка 3 питающего трансформатора является питающей. Она может быть включена и на фазное $A - 0$ и на линейное напряжение ($A - B$, $A - C$). Вторичная обмотка 4 питающего трансформатора имеет такое же переключающее устройство 5 как и трансформатор с РПН. Один конец первичной обмотки 6 последовательного трансформатора присоединен к средней точке вторичной обмотки питающего трансформатора. Другой к переключающему устройству. Вторичная обмотка 7 последовательного трансформатора соединена последовательно с обмоткой высшего напряжения силового трансформатора. Добавочная ЭДС в обмотке 7 складывается с ЭДС силового трансформатора и изменяет ее.



- от величины питающего напряжения;
- от фазы питающего напряжения;
- от коэффициента трансформации линейного регулятора.

Когда первичная обмотка включена на фазу $\theta - A$, то ЭДС обмотки высшего напряжения силового трансформатора с помощью линейного регулятора регулируется по модулю (рис. 19.3 а). При таком регулировании добавочная ЭДС линейного регулятора ΔE совпадает по фазе с фазными напряжениями сети. Такое регулирование называется *продольным*. Коэффициент трансформации – действительная величина.

При включении обмотки 3 на фазы A и B , выполняется *продольно – поперечное* регулирование. Вектор добавочной ЭДС направлен вдоль линейных напряжений. Коэффициент трансформации является комплексной величиной. Линейные регуляторы большой мощности выполняются трехфазными мощностью 16 – 100 МВ·А с устройством РПН $\pm 15\%$ напряжением 6 – 35 кВ. На напряжение 35 – 150 кВ ЛР выполняются мощностью 92 – 240 МВ·А. В сетях 6 – 10 кВ ЛР выполняются в виде автотрансформаторов.



- силовой трансформатор может осуществлять регулирование напряжение по одной из групп линий. При этом экономится один линейный регулятор. Но диапазон регулирования линейного регулятора должен быть достаточно большим, чтобы обеспечить необходимый уровень напря-

жения у электроприемников. Выдержки времени регуляторов силового трансформатора и линейного регулятора могут быть одинаковыми;

- силовой трансформатор выполняет стабилизацию напряжения на шинах подстанции на среднем уровне. Диапазон регулирования линейного регулятора в этом случае может быть снижен. Такое регулирование позволяет существенно снизить мощность линейного регулятора. Регулирование напряжения должно выполняться в определенной последовательности. Так как силовой трансформатор осуществляет стабилизацию напряжения, а линейный регулятор – регулирование на отходящих ЛЭП, то выдержка времени линейного регулятора должна быть больше, чем у устройства РПН силового трансформатора. Это позволяет уменьшить число переключений у линейного регулятора устранением общих переключений при помощи РПН трансформатора.

Регулирование напряжения при помощи устройств продольной компенсации

Напряжение у потребителей зависит от величины потерь напряжения в сети. Потери напряжения зависят от сопротивления сети. Потеря напряжения на участке сети, рассчитанная при заданном напряжении в конце, равна

$$\Delta U = \frac{P'' \cdot R + Q'' \cdot X}{U''}. \quad (19.1)$$

Соотношение активного и индуктивного сопротивлений в распределительных и питающих сетях различно. Это наглядно видно на рис. 19.4.

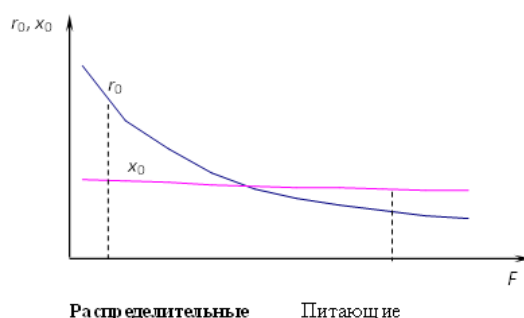


Рисунок 19.4 – Зависимость сопротивления сети от сечения провода

В распределительных сетях активное сопротивление больше индуктивного. В потере напряжения основную роль играет составляющая $P'' \cdot R$. В питающей сети индуктивное сопротивление больше активного. Потеря напряжения в значительной степени определяется реактивным сопротивлением участка сети.

Изменение индуктивного сопротивления применяют для регулирования напряжения. Чтобы изменить индуктивное сопротивление, необходимо включить в линию электропередач батарею конденсаторов. Возможность регулирования напряжения при помощи устройства продольной компенсации покажем для простейшего участка сети (рис. 19.5). Потеря напряжения на участке определяется выражением (19.1). Допустим, что напряжение в конце участка ниже допустимого:

$$U_2 = U'' = U_1 - \Delta U \leq U_{2 \text{ доп}}.$$

Включим последовательно в линию электропередач батарею конденсаторов так, чтобы повысить напряжение до допустимой величины $U_{2 \text{ доп}}$. Напряжение в конце участка сети будет равно:

$$U_{2 \text{ доп}} = U_1 - \frac{P'' \cdot R + Q'' \cdot (X - X_c)}{U_{2 \text{ доп}}},$$

где X_c – сопротивление батареи конденсаторов.

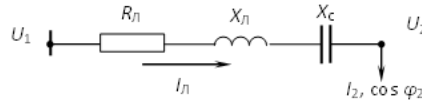


Рисунок 19.5 – Схема включения УПК

Запишем это выражение через ток, который протекает в линии электропередач:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{2 \text{ доп}} = \underline{U}_1 - \sqrt{3} \cdot \underline{I}_л \cdot (R_л + jX_л - jX_c) = \underline{U}_1 - \sqrt{3} \cdot \underline{I}_л \cdot R_л - \\ - j\sqrt{3} \cdot \underline{I}_л \cdot X_л + j\sqrt{3} \cdot \underline{I}_л \cdot X_c \end{aligned} \quad (19.2)$$

Используем полученное выражение для построения векторной диаграммы регулирования напряжения при помощи устройства продольной компенсации.

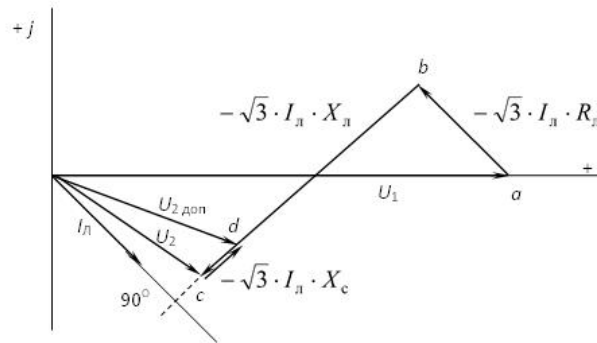


Рисунок 19.6 – Векторная диаграмма регулирования напряжения при помощи УПК

Из начала координат по действительной оси отложим вектор напряжения \underline{U}_1 . Получим точку a . Под углом φ_2 к нему отложим ток на участке $\underline{I}_л$. Вектор падения напряжения в активном сопротивлении параллельно линии тока отложим от конца вектора напряжения \underline{U}_1 с учетом знака в выражении (19.2). Получим точку b . Из точки b перпендикулярно линии тока отложим вектор падения напряжения в индуктивном сопротивлении ЛЭП с учетом знака в выражении (19.2). Получим точку c . Соединим начало координат с точкой c . Полученный вектор – это вектор напряжения в конце участка. Его величина меньше допустимого значения напряжения $U_{2 \text{ доп}}$. Из точки c перпендикулярно линии тока отложим вектор падения напряжения в сопротивлении батареи конденсаторов с учетом знака в выражении (19.2). Получим точку d . Соединив точку d с началом координат, получим вектор напряжения в конце участка $\underline{U}_{2 \text{ доп}}$. Его величина удовлетворяет требованиям.

Величину $\sqrt{3} \cdot \underline{I}_л \cdot X_c$ можно рассматривать как отрицательное падение напряжения или как дополнительную ЭДС.

Из выражения для $U_{2 \text{ доп}}$ можно определить сопротивление батареи конденсаторов. По его величине определить количество последовательных и параллельно включенных конденсаторов. При этом напряжение на батарее конденсаторов U_k и ток I_k в ней равны

$$U_k = \sqrt{3} \cdot I_л \cdot X_k, I_k = I_л = \frac{S_л}{\sqrt{3} \cdot U_k}.$$

Если номинальное напряжение одного конденсатора меньше фазного напряжения в месте установки батареи конденсаторов $U_{k \text{ ном}} < U_k / \sqrt{3}$, то в фазе ставятся последовательно несколько конденсаторов. Их количество n определяется по выражению

$$n = \frac{U_{\text{к}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{к ном}}}.$$

В паспорте конденсатора указывается его номинальная мощность $Q_{\text{к}}$. Зная эту величину, можно определить номинальный ток конденсатора $I_{\text{к ном}}$:

$$I_{\text{к ном}} = \frac{Q_{\text{к}}}{U_{\text{к ном}}}.$$

Если номинальный ток конденсатора меньше тока в ЛЭП $I_{\text{к ном}} < I_{\text{к}}$, то ставят параллельно m конденсаторов:

$$m = \frac{I_{\text{к}}}{I_{\text{к ном}}}.$$

Отношение

$$c = \frac{X_{\text{к}}}{X_{\text{л}}} \cdot 100$$

называется процентом компенсации. На практике применяют частичную компенсацию ($c < 100$ %) индуктивного сопротивления ЛЭП. Полная компенсация не применяется, так как это связано с возможностью появления перенапряжений в сети.

Применение УПК позволяет улучшить режимы напряжения в сети. Повышение напряжения зависит от значения и фазы тока, которых проходит через УПК. Поэтому возможности регулирования напряжения через УПК ограничены. Наиболее эффективно применение УПК для снижения отклонений напряжения на перегруженных радиальных ЛЭП.

Регулирование напряжения при помощи устройств поперечной компенсации

В питающих сетях значительное влияние на потерю напряжения в сети оказывает составляющая $Q \cdot X$. Изменяя поток реактивной мощности в сети, можно регулировать величину потери напряжения в сети. Для изменения потоков реактивной мощности применяются компенсирующие устройства – батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы, статические источники реактивной мощности.

Возможность использования компенсирующих устройств для регулирования напряжения рассмотрим на примере синхронного компенсатора в простейшей сети (рис. 19.7).

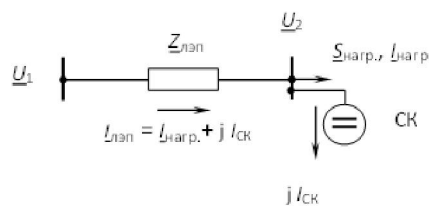


Рисунок 19.7 – Включение синхронного компенсатора

Напряжение в конце ЛЭП до установки синхронного компенсатора определяется выражением

$$U_2 = U_1 - \frac{P_{\text{нагр}} \cdot R_{\text{лэп}} + Q_{\text{нагр}} \cdot X_{\text{лэп}}}{U_2}.$$

Пусть напряжение в конце ЛЭП ниже допустимого. После включения синхронного компенсатора напряжение в конце линии электропередач определяется следующим образом:

$$U_{2 \text{ доп}} = U_1 - \frac{P_{\text{нагр}} \cdot R + (Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{ск}})}{U_{2 \text{ доп}}}. \quad (19.3)$$

Если из выражения для $U_{2 \text{ доп}}$ вычесть выражения для U_2 , можно определить мощность синхронного компенсатора. В практических расчетах считают что $\frac{1}{U_{2 \text{ доп}}} \approx \frac{1}{U_2}$. Поэтому выражение для определения мощности синхронного компенсатора выглядит следующим образом:

$$Q_{\text{ск}} = \frac{U_{2 \text{ доп}} - U_2}{X_{\text{лэп}}} \cdot U_{2 \text{ доп}}.$$

Синхронный компенсатор может работать в режиме перевозбуждения и недовозбуждения. При перевозбуждении СК генерирует реактивную мощность равную его номинальной мощности $Q_{\text{ск}}^{\text{перев}} = Q_{\text{ск ном}}$. При недовозбуждении СК потребляет реактивную мощность равную половине номинальной мощности $Q_{\text{ск}}^{\text{недов}} = 0,5 \cdot Q_{\text{ск ном}}$. Режим потребления приводит к увеличению потери напряжения в сети и дальнейшему снижению напряжения у потребителей. Режим недовозбуждения синхронного компенсатора можно использовать в режиме минимальной нагрузки, когда нужно снизить напряжение в сети.

Для построения векторных диаграмм запишем выражение (19.3) через ток, который протекает в линии электропередач:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{2 \text{ доп}} &= \underline{U}_1 - \sqrt{3} \cdot (\underline{I}_{\text{нагр}} + \underline{I}_{\text{ск}}) \cdot (R_{\text{лэп}} + jX_{\text{лэп}}) = \underline{U}_1 - \sqrt{3} \cdot \underline{I}_{\text{нагр}} \cdot R_{\text{лэп}} - \\ &- j\sqrt{3} \cdot \underline{I}_{\text{нагр}} \cdot X_{\text{лэп}} - j\sqrt{3} \cdot \underline{I}_{\text{ск}} \cdot R_{\text{лэп}} - j\sqrt{3} \cdot \underline{I}_{\text{ск}} \cdot X_{\text{лэп}} = \\ &= \underline{U}_2 - j\sqrt{3} \cdot \underline{I}_{\text{ск}} \cdot R_{\text{лэп}} - j\sqrt{3} \cdot \underline{I}_{\text{ск}} \cdot X_{\text{лэп}}. \end{aligned} \quad (19.4)$$

Построим векторную диаграмму при работе СК в режиме перевозбуждения (рис. 19.8 а). Из начала координат по действительной оси отложим вектор напряжения \underline{U}_1 . Получим точку a . Под углом φ_2 к нему отложим ток нагрузки $\underline{I}_{\text{нагр}}$. Вектор падения напряжения в активном сопротивлении направлен параллельно линии тока нагрузки. Отложим его от конца вектора напряжения \underline{U}_1 с учетом знака в выражении (19.4). Получим точку b . Из точки b перпендикулярно линии тока нагрузки отложим вектор падения напряжения в индуктивном сопротивлении ЛЭП с учетом знака в выражении (19.4). Получим точку c . Соединим начало координат с точкой c . Полученный вектор – это вектор напряжения в конце участка до установки СК. Его величина меньше допустимого значения напряжения $U_{2 \text{ доп}}$.

В режиме перевозбуждения ток синхронного компенсатора опережает напряжение \underline{U}_2 на 90° . Из точки c параллельно линии тока СК отложим вектор падения напряжения в активном сопротивлении ЛЭП с учетом знака в выражении (19.4). Получим точку d . Из точки d перпендикулярно линии тока СК отложим вектор падения напряжения в индуктивном сопротивлении ЛЭП с учетом знака в выражении (19.4). Получим точку e . Соединив точку e с началом координат, получим вектор напряжения в конце участка $U_{2 \text{ доп}}$. Его величина удовлетворяет требованиям.

Построим векторную диаграмму в режиме недовозбуждения (рис. 19.8 б). Построение вектора напряжения в конце ЛЭП до подключения синхронного компенсатора выполняется аналогично предыдущим построениям. Его величина больше допустимого значения напряжения $U_{2 \text{ доп}}$. В режиме перевозбуждения ток синхронного компенсатора отстает от напряжения \underline{U}_2 на 90° . Остальные построения выполняются аналогично. Из точки c параллельно линии тока СК отложим вектор падения напряжения в активном сопротивлении ЛЭП с учетом знака в выражении (19.4). Получим точку d . Из точки d перпендикулярно линии тока СК

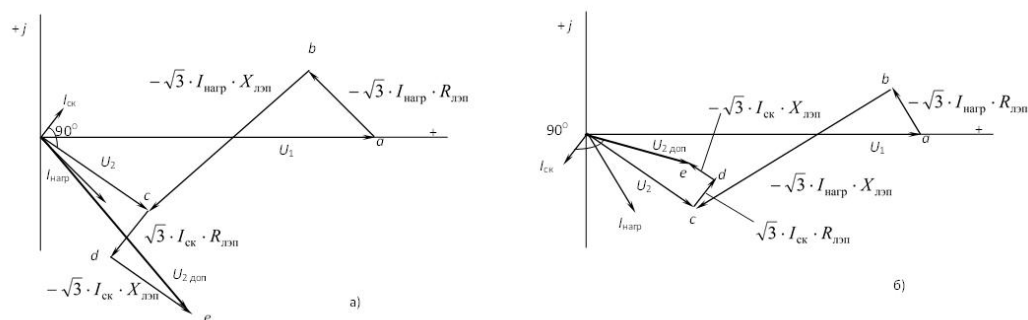


Рисунок 19.8 – Векторная диаграмма регулирования напряжения при помощи СК:
а) режим перевозбуждения СК; б) режим недовозбуждения СК.

отложим вектор падения напряжения в индуктивном сопротивлении ЛЭП. Получим точку e . Соединив точку e с началом координат, получим вектор напряжения в конце участка $U_{2\text{ доп}}$. Его величина удовлетворяет требованиям.

Векторная диаграмма регулирования напряжения при использовании батареи конденсаторов аналогична векторной диаграмме СК, который работает в режиме перевозбуждения.

20 Экономичность режимов электрических систем

Общие сведения

Обеспечение экономичности режимов работы электрических систем относится к задачам управления режимами. Обеспечить экономичность режима означает обеспечить качественное и надежное электроснабжение потребителей при наименьших затратах материальных ресурсов.

Экономичность режима достигается за счет

- наиболее экономичной работы структурных элементов;
- наилучшего распределения нагрузок между источниками питания;
- выбором наилучшей конфигурации сети;
- выбором наилучшего состава оборудования.

Задача обеспечения экономичности режима относится к оптимизационным задачам. С математической точки зрения задача сводится к определению минимального значения целевой функции, которая выступает в качестве критерия оптимальности. На параметры, входящие в целевую функцию, накладываются ограничения. Например, при распределении мощности между ЭС, очевидно, что мощность станции может изменяться в пределах:

$$0 \leq P_i \leq P_{\text{уст.}}$$

На практике решаются задачи оптимизации с локальными критериями целевой функции. К ним относятся:

- оптимальное распределение активной мощности между электростанциями по критерию минимума затрат на производство электроэнергии;
- оптимальное распределение мощности в замкнутых сетях по критерию минимума потерь мощности;
- экономичный режим работы трансформаторов по критерию минимума потерь мощности и другие.

Оптимальное распределение активной мощности между тепловыми электростанциями

Естественное распределение активной мощности между тепловыми электростанциями происходит обратно пропорционально коэффициентам статизма регуляторов скорости. Такое

распределение не отвечает требованию экономичности режима. В качестве критерия оптимальности принят минимум суммарного расхода топлива в энергосистеме при соблюдении баланса мощности.

Для каждой ЭС и отдельного генератора существует расходная характеристика. Она определяет зависимость расхода топлива от мощности нагрузки. Рассмотрим две ЭС. Расходные характеристики представим упрощенными (см. рис. 20.1). Будем считать, что расходная характеристика первой ЭС более крутая, т.е. эта ЭС увеличивает расход топлива на единицу роста нагрузки больше, чем вторая ЭС. Но при одинаковой мощности нагрузки первая ЭС расходует меньше топлива, чем вторая.

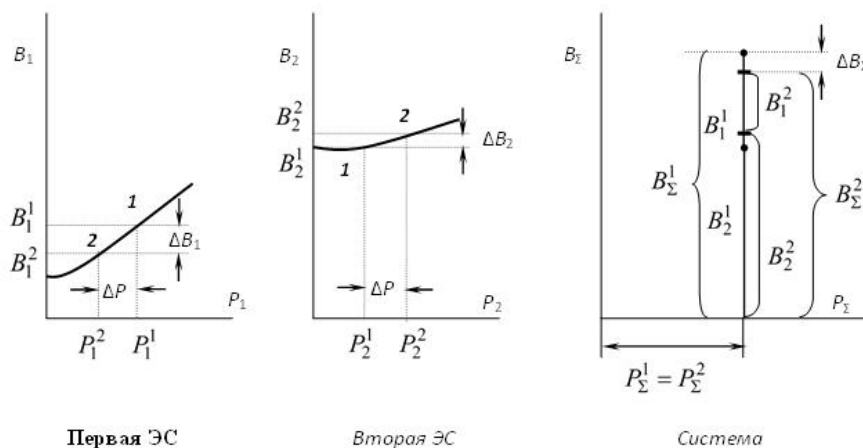


Рисунок 20.1 – Перераспределение мощности между тепловыми электростанциями

В режиме 1 первая электростанция загружена мощностью P_1^1 . При этом расход топлива составляет B_1^1 . У второй электростанции при мощности загрузки P_2^1 расход топлива равен B_2^1 . Суммарная нагрузка в системе и расход топлива соответственно равны:

$$P_\Sigma^1 = P_1^1 + P_2^1; B_\Sigma^1 = B_1^1 + B_2^1.$$

Перераспределим нагрузку между электростанциями следующим образом. На первой ЭС уменьшим нагрузку на величину ΔP . Расход топлива на этой ЭС снизится на ΔB_1 и становится равным B_1^2 . Вторая ЭС принимает на себя нагрузку ΔP и увеличивает расход топлива на ΔB_2 . Во втором режиме ее расход составляет B_2^2 .

Баланс мощности в системе не изменился $P_\Sigma^1 = P_\Sigma^2$, а общий расход топлива снизился на величину $\Delta B_\Sigma = \Delta B_1 - \Delta B_2$.

Отношение $\Delta B / \Delta P$ является важным технико-экономическим показателем ЭС. Предел

$$\lim_{\Delta P \rightarrow 0} \frac{\Delta B}{\Delta P} = \frac{dB}{dP} = \varepsilon$$

называется относительным приростом расхода топлива. Электростанция, которая имеет меньшее значения величины ε , меньше увеличивает расход топлива при росте нагрузки. Эту станцию следует загружать в первую очередь.

Наименьший расход топлива в энергосистеме или оптимальное распределение нагрузки будет при равенстве относительного прироста расхода топлива на всех электростанциях:

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \dots = \varepsilon_n = \text{const.}$$

Перераспределение нагрузок по этому условию выполняется путем изменения уставок АРС (автоматические регуляторы скорости).

Оптимальное распределение мощности в замкнутых сетях

Естественное распределение мощности в замкнутой сети определяется сопряженными комплексами сопротивлений ее участков. Это распределение не соответствует наименьшим потерям. Выясним, при каком распределении мощности в замкнутой сети потери активной мощности будут минимальными. Такое распределение мощности называется экономическим или оптимальным.

Рассмотрим кольцевую сеть (рис. 20.2).

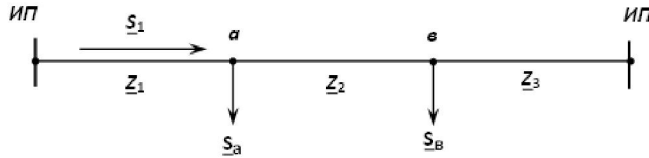


Рисунок 20.2 – Замкнутый участок сети

При мощностях участков, равных \underline{S}_1 , \underline{S}_2 , \underline{S}_3 , потери активной мощности определяются по формуле:

$$\Delta P = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} R_1 + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} R_2 + \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_{ном}^2} R_3. \quad (20.1)$$

Выразим мощности второго и третьего участков через мощность первого участка и мощности нагрузок. Величины активной и реактивной мощности будут равны:

- на втором участке

$$P_2 = P_1 - P_a; \quad Q_2 = Q_1 - Q_a;$$

- на третьем участке

$$P_3 = P_1 - P_a - P_b; \quad Q_3 = Q_1 - Q_a - Q_b.$$

Подставим эти значения мощностей в выражение (20.1):

$$\Delta P = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} R_1 + \frac{(P_1 - P_a)^2 + (Q_1 - Q_a)^2}{U_{ном}^2} R_2 + \frac{(P_1 - P_a - P_b)^2 + (Q_1 - Q_a - Q_b)^2}{U_{ном}^2} R_3.$$

В этом выражении неизвестными величинами являются активная и реактивная мощности первого головного участка. Для того, чтобы определить при каких значениях этих мощностей потери активной мощности в сети будут минимальными, нужно взять частные производные по P_1 и Q_1 и приравнять их к нулю.

Производная по P_1

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial P_1} = \frac{2P_1}{U_{ном}^2} R_1 + \frac{2(P_1 - P_a)}{U_{ном}^2} R_2 + \frac{2(P_1 - P_a - P_b)}{U_{ном}^2} R_3 = 0$$

и производная по Q_1

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_1} = \frac{2Q_1}{U_{ном}^2} R_1 + \frac{2(Q_1 - Q_a)}{U_{ном}^2} R_2 + \frac{2(Q_1 - Q_a - Q_b)}{U_{ном}^2} R_3 = 0.$$

Из полученных выражений находим величины активной и реактивной мощности первого участка. Так как они соответствуют минимальным потерям мощности в сети, то обозначим их $P_{1эк}$ и $Q_{1эк}$.

$$P_{1эк} = \frac{P_a(R_2 + R_3) + P_6 R_3}{R_1 + R_2 + R_3}; Q_{1эк} = \frac{Q_a(R_2 + R_3) + Q_6 R_3}{R_1 + R_2 + R_3}.$$

Таким образом, потери активной мощности будут наименьшими, если распределение мощностей на участках будет выполняться только по активным сопротивлениям. Такое распределение соответствует частному случаю расчета замкнутой сети – однородной сети. То есть, дополнительные потери в замкнутых сетях вызывает их неоднородность. Неоднородность сети приводит к тому, что в замкнутом контуре дополнительно протекает уравнивающая мощность. Величина этой мощности равна разности мощностей участков при естественном и экономическом распределении:

$$\underline{S}_{yp} = \underline{S}_i^{ect} - \underline{S}_i^{эк}.$$

Приблизить естественное распределение мощности к экономическому можно за счет:

- принудительного перераспределения мощности;
- настройки сети;
- размыкания пути протекания уравнивающего тока, т.е. размыкания контуров сети.

Принудительное перераспределение мощности

Мероприятие выполняется за счет включения дополнительной ЭДС в ветви сети. Для этого используется линейный регулятор (вольтдобавочный трансформатор).

Дополнительная ЭДС \underline{E}_{yp} создает компенсирующий уравнивающий ток

$$I_{комп.ур} = -I_{yp}.$$

Величина этого уравнивающего тока рассчитывается следующим образом:

$$I_{комп.ур} = \frac{\underline{E}_{yp}}{\underline{Z}_{конт}} = \frac{E_a + jE_p}{R_{конт} + jX_{конт}},$$

где $R_{конт}$, $X_{конт}$ – суммарное активное и реактивное сопротивления контура соответственно.

Действительная составляющая дополнительной ЭДС E_a совпадает по фазе с напряжением сети в точке подключения линейного регулятора. Мнимая составляющая E_p сдвинута на 90° относительно напряжения сети. ЭДС E_a называется продольной ЭДС, а ЭДС E_p – поперечной ЭДС.

Проанализируем, какая из ЭДС в большей степени влияет на перераспределение активной и реактивной мощностей. У воздушных ЛЭП с большими сечениями $X \gg R$. Поэтому можно записать, что уравнивающий ток равен

$$I_{комп.ур} \approx \frac{E_a + jE_p}{jX_{конт}}.$$

Это уравнение показывает, что введение в замкнутый контур продольной ЭДС приводит в основном к перераспределению реактивной мощности. А введение поперечной ЭДС – к перераспределению активной мощности.

Изменение режима работы сети требует и изменения (регулирования) величины ЭДС. Поэтому целесообразность установки линейного регулятора следует подтверждать технико-экономическими расчетами. Опыт эксплуатации показывает, что установка линейного регулятора целесообразна при небольшой неоднородности сети и больших мощностях, протекающих в ней.

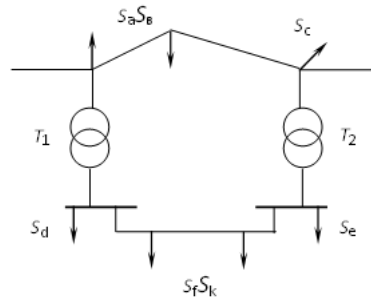


Рисунок 20.3 – Замкнутая сеть разных номинальных напряжений

В замкнутых сетях двух разных напряжений (см. рис. 20.3) для улучшения распределения мощностей можно использовать установку разных ответвлений на трансформаторах, т.е. разных коэффициентов трансформации. Это соответствует введению в замкнутый контур дополнительной продольной ЭДС. В этом случае возможности изменения ЭДС ограничены, так как изменение коэффициентов трансформации трансформаторов производится, в первую очередь, для регулирования напряжения.

Настройка сети

При настройке сети ее неоднородные участки приводятся к однородным за счет компенсации индуктивных сопротивлений с помощью устройства продольной компенсации (УПК). Рассмотрим замкнутую сеть, состоящую из двух неоднородных ЛЭП (рис. 20.4).

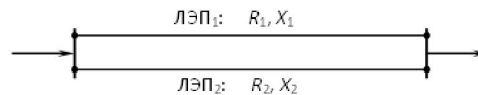


Рисунок 20.4 – Замкнутый участок сети

Так как

$$\frac{X_1}{R_1} \neq \frac{X_2}{R_2},$$

то распределение мощности не будет экономическим. По ЛЭП с меньшим сечением провода будет протекать большая мощность, чем соответствующая экономическая. А по ЛЭП с большим сечением будет протекать мощность меньшая, чем экономическая. Потери мощности в такой сети будут больше, чем в однородной сети.

Выполним настройку сети. Предположим, что сечение ЛЭП₁ больше сечения ЛЭП₂. В этом случае

$$\frac{X_1}{R_1} > \frac{X_2}{R_2}.$$

Для получения однородной сети в расщелку ЛЭП₁ нужно включить устройство УПК с сопротивлением $X_{\text{упк}}$. Величина этого сопротивления определяется из уравнения:

$$\frac{X_1 - X_{\text{упк}}}{R_1} = \frac{X_2}{R_2}.$$

Количество конденсаторов устройства УПК, включенных последовательно и параллельно, определяется также как и при регулировании напряжения.

Нужно учитывать, что количество конденсаторов УПК соответствует току, который протекает в ЛЭП₁ в нормальном режиме работы. В аварийном режиме после отключения ЛЭП₂ через устройство УПК будет протекать большая мощность, чем в нормальном режиме (полная мощность нагрузки). Конденсаторы УПК будут перегружены. А это недопустимо. Поэтому

устройство УПК следует шунтировать в послеаварийном режиме. Отключение ЛЭП₂ и шунтирование устройства УПК приведут к значительному увеличению активного и особенно реактивного сопротивлений. Это приведет к увеличению потери напряжения в сети. Напряжение в конце ЛЭП₁ может снизиться до недопустимой величины. При аварийном отключении ЛЭП₁ в работе останется ЛЭП₂. Так как ее сечение меньше, чем сечение ЛЭП₁ (R и X больше, чем у ЛЭП₁), то потеря напряжения будет еще большей. Напряжение в конце ЛЭП будет еще ниже.

Расчет УПК по полной мощности нагрузки сети увеличивает затраты на устройство, но может не обеспечить нужный уровень напряжения в сети.

Кроме того, при к.з. на ЛЭП₁ на устройство УПК ложится большое напряжение. Поэтому для защиты УПК применяют быстродействующие разрядники.

Из вышесказанного следует вывод, что целесообразность установки УПК следует подтвердить технико-экономическими расчетами. Опыт эксплуатации показывает, что использование УПК экономически выгодно для сетей одного напряжения при небольших мощностях нагрузки сети.

Размыкание пути протекания уравнительного тока, т.е. размыкание контуров сети

В распределительных сетях 35-110 кВ возможно размыкание контуров. Однако эта мера целесообразна лишь тогда, когда точки раздела мощностей при естественном и экономическом распределении не совпадают. Кроме того, потребители подстанций, питающихся от сети, должны иметь однотипные графики нагрузки. В противном случае точка экономического потокораздела мощности будет перемещаться по сети в зависимости от ее нагрузки.

Целесообразность размыкания подтверждается сравнением потерь мощности во всех элементах замкнутого участка сети до и после размыкания:

$$\Delta P_{КОЛ} = \Delta P_{лэн\Sigma} + \Delta P_{тр\Sigma}.$$

Размыкание выполняется путем отключения выключателя в перемычке распределительного устройства ПС с точкой экономического потокораздела. При размыкании сети необходимо рассмотреть два случая:

- сохранение экономического распределения мощности в ЛЭП сети и неравномерную загрузку трансформаторов на ПС с точкой раздела мощности;
- сохранение равномерной загрузки трансформаторов ПС с точкой раздела мощности и нарушение экономического распределения мощности в ЛЭП сети.

Поскольку при размыкании сети изменяется нагрузка только трансформаторов на ПС с точкой экономического раздела мощности, то необходимо рассчитать потери мощности в них по формулам

$$\Delta P_{Ml(2)} = \Delta P_{x1(2)} + \Delta P_{\kappa1(2)} \cdot \left(\frac{S_{Ml(2)}}{S_{номTl(2)}} \right)^2;$$

$$\Delta Q_{Ml(2)} = \Delta Q_{x1(2)} + \frac{U_{\kappa1(2)}}{100} \cdot \frac{S_{Ml(2)}^2}{S_{номTl(2)}}$$

с учетом изменения мощности нагрузки ($S_{Ml(2)}$) каждого трансформатора.

В первом случае мощность нагрузки каждого из трансформаторов ПС с точкой экономического раздела мощности пропорциональна отношению мощностей ЛЭП, примыкающих к этой ПС. При этом мощность нагрузки может распределиться таким образом, что один из трансформаторов будет перегружен, а другой – недогружен. Поэтому перед расчетом потерь мощности следует рассчитать коэффициенты загрузки трансформаторов по формулам:

$$K_{3T1} = \frac{S_{M1}}{S_{номT1}}; K_{3T2} = \frac{S_{M2}}{S_{номT2}}.$$

Если коэффициент загрузки одного из трансформаторов превышает 1, то размыкание сети с сохранением экономического распределения мощности в ЛЭП нецелесообразно.

Во втором случае мощность нагрузки каждого трансформатора будет равна половине от \underline{S}_M этой ПС, т.е. потери мощности в трансформаторах этой ПС будут такими же, что и при работе сети в замкнутом состоянии.

Потери мощности в ЛЭП в обоих случаях рассчитываются по алгоритму расчета при заданном напряжении на ИП.

Экономичный режим работы трансформаторов

Установка на подстанции двух одинаковых трансформаторов обеспечивает минимально необходимую надежность электроснабжения потребителей I категории и является экономически наиболее целесообразным решением. В дальнейшем эффективность функционирования сети зависит, в частности, от загрузки трансформаторов ПС. В результате развития региона нагрузка в узлах может возрасть. При этом значительно увеличиваются нагрузочные потери, и загрузка трансформаторов может превысить экономически целесообразную. С другой стороны, если к сети подключается новая ПС, то ее трансформаторы могут оказаться недогруженными. Это также нецелесообразно, так как потери холостого хода оказываются непропорционально большими по отношению к нагрузке, и к.п.д. трансформатора падает.

Требуемая номинальная мощность трансформаторов ($S_{\text{треб}}$) равняется

$$S_{\text{треб}} = (0.6 - 0.8) \cdot S_M,$$

где $S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}$ – полная мощность узла нагрузки в режиме максимальных нагрузок.

Определив величину $S_{\text{треб}}$, выбирают ближайшее большее стандартное значение номинальной мощности трансформатора ($S_{\text{ном.т}}$). Она должна удовлетворять экономическим и эксплуатационным условиям, которые проверяются по коэффициентам загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах (при отключении одного трансформатора). Коэффициенты загрузки в нормальном K_3 и послеаварийном режимах K_{3AB} рассчитываются по формулам:

$$K_3 = \frac{S_M}{n_T \cdot S_{\text{ном.т}}}; K_{3AB} = \frac{S_M}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{ном.т}}},$$

где n_T – количество трансформаторов, установленных на ПС.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме должен находиться в экономически целесообразных пределах

$$0.5 \leq K_3 \leq 0.75,$$

а в послеаварийном режиме не должен превышать технически допустимого значения

$$K_{3AB} \leq 1.5. \quad (20.2)$$

Это соотношение следует из того, что трансформатор, как и любая электрическая машина, обладает определенной перегрузочной способностью. Ее можно использовать в послеаварийном режиме, когда один из трансформаторов аварийно или планово отключается, а второй берет на себя нагрузку всего узла. Это позволяет уменьшить мощность трансформаторов, устанавливаемых на ПС. Вместе с тем, перегрузочная способность трансформаторов не беспредельна. Соотношение (20.2), установленное в Правилах устройства электроустановок, позволяет сохранить срок службы изоляции трансформатора в пределах нормативного.

Экономически целесообразный режим работы трансформаторов на ПС относится к эффективным мероприятиям снижения потерь мощности. Он определяется нагрузкой ПС и пара-

метрами трансформаторов. В весенне-летний период снижения нагрузки трансформаторы ПС оказываются длительное время недогруженными. Это вызывает в них относительное увеличение потерь электроэнергии (за счет потерь холостого хода).

В таких случаях может оказаться целесообразным отключение части трансформаторов. При этом при наличии потребителей I категории надежности на выключателях на стороне высокого напряжения этих трансформаторов должна быть установлена автоматика АВР.

Условием отключения части трансформаторов является равенство потерь мощности в n_T и $(n_T - 1)$ включенных трансформаторов.

Для одинаковых двухобмоточных трансформаторов значение экономической мощности определяется по формуле:

$$S_{\text{ЭК}} = S_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{Х}} \cdot n_T \cdot (n_T - 1)}{\Delta P_{\text{К}}}}.$$

Если мощность нагрузки в минимальном режиме меньше экономической ($S_{\text{мин}} < S_{\text{ЭК}}$), то один из включенных трансформаторов следует отключить. При этом суммарные потери в трансформаторах уменьшаются.

Значение экономической мощности может быть получено графическим путем. Для этого следует построить график зависимости потерь мощности от нагрузки ПС при работе n_T и $(n_T - 1)$ трансформаторами. На рис. 20.5 показано определение экономической мощности при установке на ПС двух одинаковых трансформаторов.

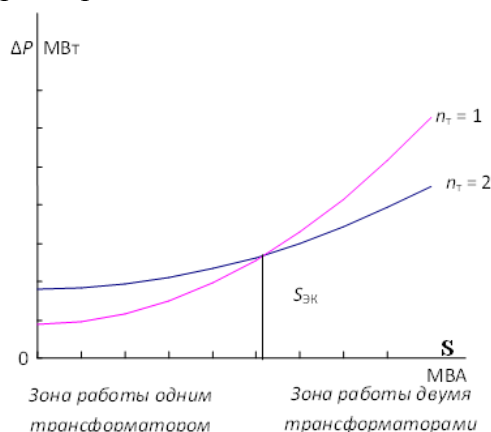


Рисунок 20.5 – Графическое определение значения экономической мощности

Если на ПС установлены трехобмоточные трансформаторы, или трансформаторы разной мощности, или нагрузка между одинаковыми трансформаторами распределена неравномерно, то значение экономической мощности проще определяется графическим путем.

С точки зрения ПС для отключения одного из трансформаторов выполнение условия $S_{\text{мин}} < S_{\text{ЭК}}$ является достаточным. С точки зрения работы участка сети нет. При отключении одного трансформатора происходит перераспределение нагрузки и по участкам ЛЭП. Поэтому для окончательного решения следует сравнить потери электроэнергии во всех элементах сети при нормальном ее состоянии и при отключении одного из трансформаторов ПС. Если суммарные потери электроэнергии уменьшаться, то трансформатор можно отключить. Если нет, то все трансформаторы следует оставить в работе.