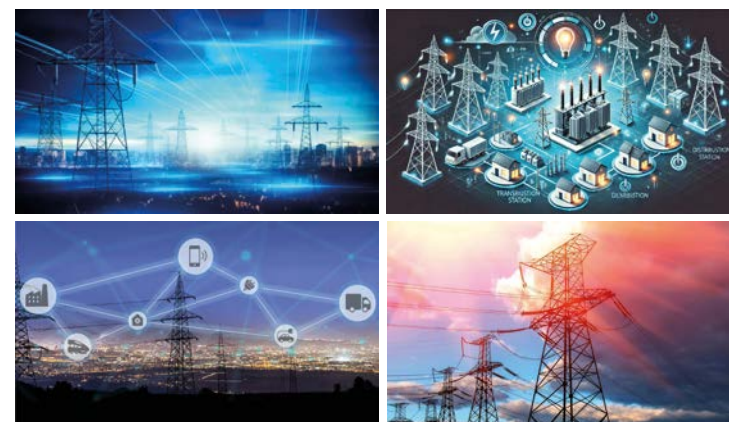


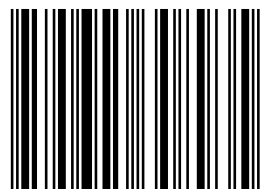
УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

**Д. А. НОРМОВ  
А. В. САВЕНКО  
О. В. ЛЕШТАЕВ  
А. В. ЕМЕЛИН  
Т. С. КУКУШКИНА**

# ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



ISBN 978-5-6053089-3-5



9 785605 308935 >

**Д. А. Нормов, А. В. Савенко, О. В. Лештаев,  
А. В. Емелин, Т. С. Кукушкина**

# **ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Учебное пособие

Москва  
ООО «Мегаполис»  
2025

УДК 621.316.1.05+621.315.05

ББК 31.28

П 27

**Рецензенты:**

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры электро-снабжения ФГБОУ ВО Кубанский ГАУ **В. В. Тропин**

кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой автоматизации и роботизации технологических процессов имени академика И. Ф. Бородина ФГБОУ ВО РГАУ–МСХА имени К. А. Тимирязева **Е. А. Шабает**

**Нормов Д. А., Савенко А. В., Лештаев О. В., Емелин А. В., Кукушкина Т. С.**

П 27    Передача и распределение электроэнергии: учебное пособие / Д. А. Нормов, А. В. Савенко, О. В. Лештаев, А. В. Емелин, Т. С. Кукушкина / ФГБОУ ВО РГАУ–МСХА имени К. А. Тимирязева; ФГБОУ ВО Кубанский ГАУ. – М. : ООО «Мегаполис», 2025. – 123 с.

ISBN 978-5-6053089-3-5

В учебном пособии рассмотрены разделы дисциплины «Передача и распределение электроэнергии», приведены основные виды конфигураций, различные режимы работы нейтрали, а также параметры электрических сетей. Пособие содержит иллюстрации, схемы и контрольные вопросы для самопроверки.

Издание предназначено для студентов направлений подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника».

ISBN 978-5-6053089-3-5

УДК 621.316.1.05+621.315.05

ББК 31.28

© Коллектив авторов, 2025

© ООО «Мегаполис», 2025

## **ВВЕДЕНИЕ**

В настоящее время происходит интенсивное развитие производства, цифровых технологий, искусственного интеллекта, все это требует увеличения объемов производства электрической энергии. Помимо новых электростанций, возникает необходимость строительства и развития систем передачи и распределения электроэнергии. Огромные потоки электрической энергии доставляются от электрических станций к потребителям по электрическим сетям, объединенным в мощные энергосистемы. Для того чтобы энергетические системы и сети надежно, качественно и экономично работали, необходимо понимать сложные процессы в линиях различного напряжения.

Учебное пособие написано в соответствии с основными разделами дисциплины «Передача и распределение электроэнергии». Издание состоит из пяти глав, содержащих научно-теоретические аспекты определений, видов и режимов электрических сетей. По каждой рассмотренной главе представлены контрольные вопросы.

Издание основывается на материалах курсов ранее изученных дисциплин: «Высшая математика», «Физика», «Теоретические основы электротехники», «Электрические машины».

По структуре и содержанию учебное пособие отражает теоретическую и практическую составляющие курса, что позволит расширить полученные знания и приобрести навыки расчета систем передачи и распределения электроэнергии.

## **ГЛАВА 1**

### **Общие сведения о системах передачи и распределения электроэнергии**

#### **1.1. Основные понятия и термины**

Для рассмотрения системы, позволяющей доставлять или транспортировать электрическую энергию от электростанции к потребителю, необходимо усвоить понятия, термины и определения.

*Подстанция* – электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электроэнергии, состоящая из трансформаторов (автотрансформаторов) и других преобразователей электрической энергии (ЭЭ), распределительных и вспомогательных устройств.

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

*Распределительное устройство (РУ)* – электроустановка, входящая в состав любой подстанции; предназначена для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении. РУ содержат коммутационные аппараты, устройства управления, защиты, измерения и вспомогательное оборудование.

*Линия электропередачи (ЛЭП)* – электроустановка, предназначенная для передачи ЭЭ на расстояние с возможным промежуточным отбором. Линии выполняются воздушными (ВЛ), кабельными (КЛ), а также в виде токопроводов на промышленных предприятиях и электростанциях и внутренних проводок в зданиях и сооружениях.

*Потребитель ЭЭ, электроприемник (ЭП)* – аппарат, агрегат, механизм (электродвигатель, преобразователь, светильник), потребляющий или преобразующий ЭЭ в другие виды энергии.

С позиции структурной иерархии системы передачи и распределения ЭЭ, к потребителям может быть отнесена совокупность электрических нагрузок (дом, поселок, завод и т. д.), получающих электропитание с шин подстанций того или иного напряжения [15].

*Электрическая сеть* – объединение подстанций, распределительных устройств, ЛЭП для передачи ЭЭ от электростанции к потребителю. Рассматривают подстанции, от которых осуществляется электроснабжение жилого района, промышленных объектов и соединяющих их линий электропередачи, предназначенных для передачи ЭЭ от электростанции к местам потребления и распределения ее между потребителями [18].

Электрическая сеть или эквивалентная ей система передачи и распределения электрической энергии, являющаяся частью электроэнергетической системы, должна соответствовать ряду требований: обеспечивать надежное, а в некоторых случаях бесперебойное электроснабжение, устойчивость работы, питать потребителя электроэнергией нормированного качества и с наименьшими ее потерями, удовлетворять условиям экономичности сооружения, эксплуатации и развития, безопасности и удобства эксплуатации, учитывать возможность выполнения релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики [6].

Под пропускной способностью электропередачи понимается наибольшая активная мощность трех фаз электропередачи, которую можно передать в длительном установившемся режиме с учетом режимов и технических ограничений. Обеспечение необходимой пропускной способности электропередачи при удовлетворительных экономических показателях представляет наибольшую техническую трудность.

## **1.2. Классификация электрических сетей**

Электрические сети классифицируются по:

- роду тока;
- номинальному напряжению;
- конструктивному исполнению;

- расположению;
- конфигурации;
- выполняемым функциям;
- характеру потребителей;
- назначению в схеме электроснабжения;
- режиму работы нейтрали [4].

По роду тока различают сети переменного и постоянного тока. Основное распространение получили сети трехфазного переменного тока. Сети постоянного тока используются в промышленности (электрические печи, электролизные цеха) и для питания городского электротранспорта. Также постоянный ток используется для передачи энергии на большие расстояния, но на постоянном токе работает только ЛЭП. В начале и в конце ЛЭП строятся преобразовательные подстанции, на которых происходит преобразование переменного тока в постоянный и обратно. 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 [17].

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

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

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

По выполняемым функциям различают системообразующие, питающие и распределительные сети.

Системообразующие сети – это сети напряжением 330 кВ и выше. Выполняют функцию формирования энергосистем, объединяя мощные энергосистемы и обеспечивая их функционирование как единого объекта управления. Они характеризуются большим

радиусом охвата, значительными нагрузками. Сети выполняются по многоконтурным схемам с несколькими ЦП.

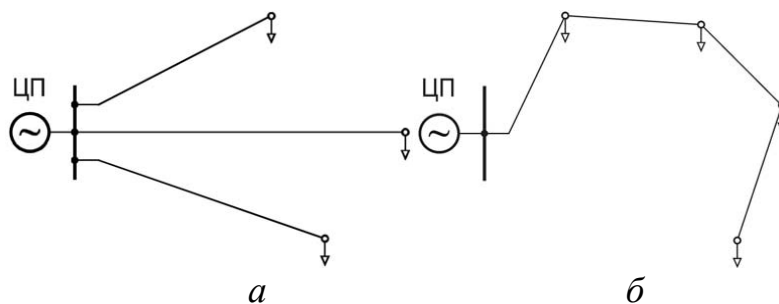
Питающие сети предназначены для передачи электроэнергии от подстанций системообразующей сети и от шин 110...220 кВ к районным подстанциям. Питающие сети обычно замкнуты. Их напряжение от 110 до 220 кВ.

Распределительная сеть предназначена для передачи электроэнергии на небольшие расстояния от шин низшего напряжения районных подстанций непосредственно к потребителям. Различают распределительные сети высокого напряжения (более 1000 В) и низкого напряжений (до 1000 В). Рост мощностей, потребляемых промышленными предприятиями, крупными городами, приводит к необходимости применения глубокого ввода линий от 110 до 220 кВ, т. е. максимального приближения повышенных напряжений к узлам, районам электропотребления [21]. Поэтому с развитием электрических сетей, деления системы передачи и распределения ЭЭ на системообразующие, протяженные сети (системы передачи ЭЭ) и системы распределения ЭЭ по их номинальному напряжению весьма условно.

### **1.3. Виды конфигурации электрических сетей**

Конфигурация схемы электрических сетей (ЭС) зависит от взаимного расположения ЦП, приемных подстанций и от требований обеспечения надежности (резервирования) электроснабжения [10]. Распределительные сети могут выполняться разомкнутыми и замкнутыми. При разомкнутой конфигурации – в виде радиальной (рисунок 1, *а*) и магистральной (рисунок 1, *б*) схем с одним центром питания (ЦП).

При магистральной конфигурации сети затрачивается меньше проводников и коммутационной аппаратуры, чем при радиальном ее исполнении. Кроме того, по причине меньшей суммарной протяженности ВЛ уменьшается расход опор, изоляторов, линейной арматуры и др.

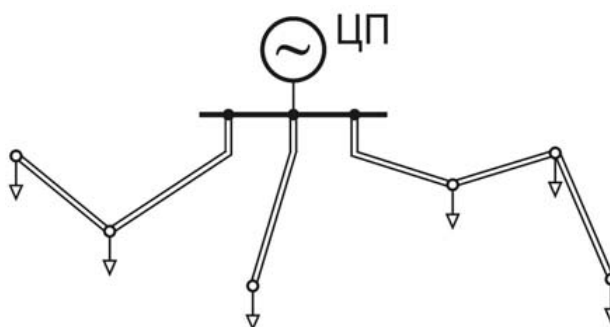


**Рисунок 1 – Разомкнутая нерезервированная конфигурация сети:**  
*a* – радиальная; *б* – магистральная

Поэтому магистральные сети дешевле радиальных. Однако они менее надежны, так как отключение головного участка выводит из работы все электроприемники, получающие питание по данной магистрали. Вместе с тем магистральные сети, выполненные шинпроводами, обеспечивают высокую надежность.

Распределительные сети 110 кВ снабжают электроэнергией крупные районы электропотребления, поэтому выполняются преимущественно резервированными, например, в виде радиально-магистральных схем с одним центром питания (рисунок 2).

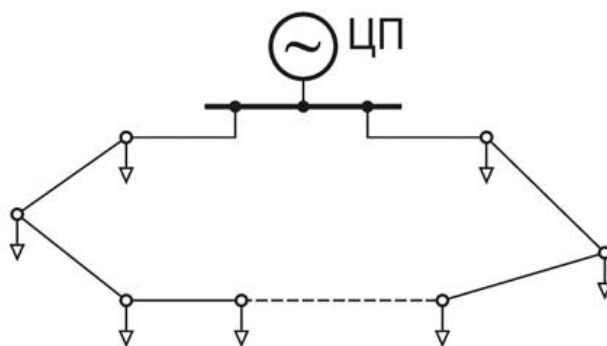
Двойная радиально-магистральная сеть за счет дублирования линии (на одних или разных опорах) обеспечивает резервирование питания потребителей (рисунок 2). Эта схема характеризуется равномерной загрузкой обеих линий, что соответствует минимуму потерь, не вызывает увеличения токов короткого замыкания в смежных участках сети, позволяет осуществлять четкое ведение режима работы.



**Рисунок 2 – Радиально-магистральная резервированная конфигурация схемы сети**

Преимуществами разомкнутых сетей является простая конфигурация схемы, низкая стоимость, минимальные затраты проводникового металла и оборудования. Отсутствие перегрузок в аварийных режимах позволяет вести расчет и выбирать сечения проводов только по нормальному режиму работы.

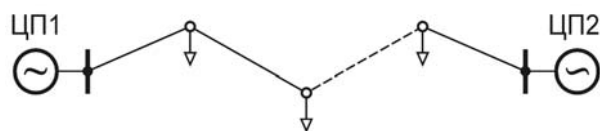
Две радиальные нерезервированные сети, питающиеся от одного центра, при развитии за счет подключения новых участков (рисунок 3), удлиняющих магистрали (показано пунктиром), могут быть преобразованы в замкнутую сеть кольцевой конфигурации или в сеть с двумя источниками питания (рисунок 4, а), что позволяет резервировать питание потребителей.



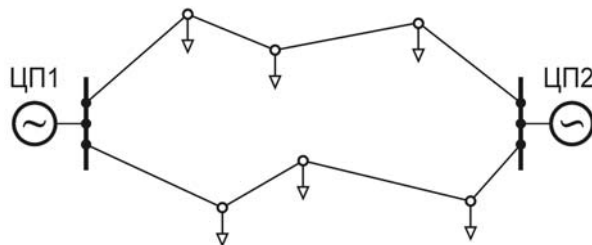
**Рисунок 3 – Замкнутая кольцевая конфигурация сети с одним центром питания**

Достоинством радиально-магистральной и кольцевой схем является независимость потокораспределения от потоков сети высокого напряжения, отсутствие влияния токов коротких в прилегающих сетях, возможность присоединения подстанций по простейшим схемам.

Широкое применение находят замкнутая одинарная или двойная сеть, опирающаяся на два ЦП (сеть с двусторонним питанием), что позволяет охватить значительную территорию между двумя источниками (рисунок 4, б). Одинарная сеть от двух ЦП может быть образована в результате развития (показано пунктиром) магистральных участков, подключенных к разным источникам (рисунок 4, а).



*a*



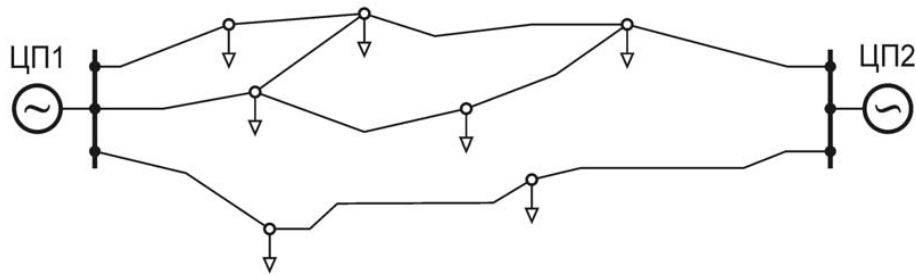
*б*

**Рисунок 4 – Конфигурация сети с двусторонним питанием:**

*a* – одинарная; *б* – двойная

Данная конфигурация применяется в сетях 110 кВ для электрификации сельской местности, а также в распределительных сетях 220 кВ, обеспечивая с наименьшими затратами максимальный охват территории. Возможности данной конфигурации ограничиваются пропускной способностью головных участков, т. е. при отключении одного из них необходимо обеспечить электроснабжение всех подстанций сети; в зависимости от мощности трансформаторов ограничено количество подстанций. Двойная конфигурация обладает большей пропускной способностью, применяется в сетях 110 кВ систем электроснабжения городов, а также в сетях от 110 до 220 кВ для электроснабжения протяженных потребителей – электрифицируемых железных дорог и трубопроводов.

Присоединение новых подстанций в ближайших пунктах с целью снижения суммарной длины линии по сравнению с присоединением по кратчайшему к конфигурациям, обладающих высокой надежностью электроснабжения (рисунок 5). Сложно-замкнутые сети дороже радиально-магистральных. Их использование выгодно только при большой стоимости перерывов электроснабжения, например, в системах электроснабжения больших городов [8].



**Рисунок 5 – Сложно-замкнутая конфигурация сети**

Распределительные сети от 0,4 до 10 кВ сильно разветвленные, характеризуются большой суммарной протяженностью. Схемное построение и функционирование распределительных сетей определяется требуемой надежностью электроснабжения, отраслевой принадлежностью, характером потребителей.

### **Контрольные вопросы**

1. Почему необходимо передавать (транспортировать) электроэнергию?
2. Какие элементы входят в систему передачи и распределения электроэнергии?
3. В чем состоит роль трансформаторов?
4. Опишите классификацию линий электропередачи переменного тока.
5. Перечислите линии, которые составляют системы передачи и распределения ЭЭ.
6. Для чего необходимы автоматические устройства на всех объектах систем передачи и распределения ЭЭ?
7. В чем заключается условность разделения систем передачи и распределения ЭЭ по номинальному напряжению?
8. В чем состоят преимущества и недостатки сложно-замкнутых систем передачи ЭЭ?
9. В чем заключается назначение системы распределения ЭЭ и какими свойствами она обладает?
10. Перечислите сети, составляющие систему распределения ЭЭ.
11. Назовите уровни (ступени), которые в ней выделяются.
12. По каким признакам классифицируются распределительные сети?

13. Чем определяется их схемное построение?
14. В чем состоят преимущества и недостатки радиальных и магистральных схем?
15. Как формируются замкнутые сети? Назовите их виды.
16. В каких случаях экономически целесообразно применение сложно-замкнутых сетей?
17. Перечислите особенности распределительных сетей.

## ГЛАВА 2

### Напряжение.

#### Применение различных номинальных напряжений

#### 2.1. Стандартные напряжения в сетях свыше 1000 В

Стандартные напряжения ЭС свыше 1000 В установлены ГОСТ 721–77 «Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии» (таблица 1).

Таблица 1 – Номинальные напряжения свыше 1000 В

Номинальные междуфазные напряжения, кВ										Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ
Сети и приемники	Генераторы и синхронные компенсаторы	Силовые трансформаторы и автотрансформаторы без РПН				Силовые трансформаторы и автотрансформаторы с РПН				
		Первичные обмотки		Вторичные обмотки		Первичные обмотки		Вторичные обмотки		
(6)	(6,3)	6	6,3*	6,3	6,6	6	6,3*	6,3	6,6	7,2
10	10,5	10	10,5*	10,5	11	10	10,5*	10,5	11	12
20	21,0	20	–	–	22	20	21*	–	22	24
35	–	35	–	38,5	–	35	36,7	–	38,5	40,5
110	–	–	–	121	–	110	115	115	121	126
150	–	–	–	165	–	165	158	158	165	172
220	–	–	–	242	–	220	230	230	242	252
330	–	330	–	347	–	330	–	330	–	363
500	–	500	–	525	–	500	–	–	–	525

**\*Примечание:** Для трансформаторов и автотрансформаторов, присоединяемых непосредственно к шинам генераторного напряжения электрических станций или к выводам генератора.

## 2.2. Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение обеспечивает нормальную работу потребителей и должно давать максимальный экономический эффект. Номинальное напряжение ЛЭП зависит от передаваемой мощности, количества цепей и расстояния (дальности), на которое передается электроэнергия. Выбор номинальных напряжений выполняют на этапе проектирования систем передачи ЭЭ [10, 19]. В данном случае необходимо отметить, что чем больше передаваемая мощность и протяженность линии, тем выше по техническим и экономическим причинам должно быть номинальное напряжение электропередачи. В таблице 2 приведены экономически целесообразные параметры ЛЭП.

Таблица 2 – Экономически целесообразные параметры линий электропередач постоянного тока

Напряжение, кВ	Наибольшая передаваемая мощность, МВт	Наибольшее расстояние передачи, км
0,4	0,05...0,15	0,5...1,0
10	2,0...3,0	10...15
35	5...10	30...50
110	25...50	50...150
150	40...70	100...200
220	100...200	150...250
330	200...300	300...400
500	700...900	800...1200

## 2.3. Напряжения в сетях до 1000 В

Международные стандарты в рассматриваемой области разрабатываются Техническим комитетом № 8 Международной электротехнической комиссии (МЭК) «Стандартные напряжения, токи и частоты». Системы электроснабжения общего назначения [10, 19], используемые в различных странах, имеют частоту тока 50 или 60 Гц. Частоту 60 Гц имеют в основном энергосистемы Американского континента и окружающих его островов, некоторые азиатские страны (Япония, Южная Корея, Тайвань, Филиппины, Саудовская Аравия, Бахрейн) и одна африканская страна – Либерия. В некоторых странах этих регионов используют обе системы

(Бразилия, Боливия, Япония, Бахрейн, Гваделупа). Низковольтное напряжение в этих странах, как правило, 240/120 В (США) или 200/100 В (Япония, Южная Корея).

Напряжение для питания бытовых электроприемников получают, выводя среднюю точку одной из фаз и заземляя ее. Электроприемники подключают на одной из плеч фазы. Однофазные электроприемники промышленных предприятий и мощные коммунально-бытовое оборудование подключают на 240 В. Трехфазные сети имеют напряжение 277/480 и 347/600 В.

Большинство стран используют частоту 50 Гц. В части низковольтных напряжений эти страны могут быть разделены на две группы: использующие напряжение 220/380 и 240/415 В. Последнее напряжение используется в Великобритании, Австралии, Новой Зеландии, Малайзии, Новой Гвинее, Саудовской Аравии, Кении, Кувейте и некоторых малых островных государствах.

В течение длительного времени в рамках ТК № 8 велась работа по унификации этих напряжений. Вследствие к ним дополнительно было введено рекомендуемое напряжение 230/400 В, а в 1983 году напряжения 220/380 и 240/415 В были исключены и заменены на единое стандартное напряжение 230/400 В. Напряжение 380/660 В, используемое в основном в СССР и Финляндии, заменено на 400/690 В.

Установлен двадцатилетний переходный период, к концу которого в 2003 году все эксплуатируемые электроприемники перешли на номинальные напряжения 230/400 В, а рабочее напряжение в электрических сетях должно находиться в диапазоне  $\pm 10\%$  от указанного напряжения.

### **Контрольные вопросы**

1. В чем сущность понятия «номинальное напряжение»?
2. Опишите номинальный ряд напряжений электрических сетей.
3. Охарактеризуйте классификацию электрических сетей по напряжению, охвату территории, назначению?
4. Почему напряжение в узлах сети постоянно изменяется, а не остается постоянным?
5. Что делается для того, чтобы скомпенсировать падение напряжения в питаемой сети?

## ГЛАВА 3

### Схемы замещения элементов

### электрической сети и определение их параметров

#### 3.1. Схемы замещения линий электропередачи

Параметры фаз линий электропередачи равномерно распределены по ее длине, т. е. линия электропередачи представляет собой цепь с равномерно распределенными параметрами. Точный расчет схемы, содержащей такую цепь, приводит к сложным вычислениям. В связи с этим при расчете линий электропередачи в общем случае применяют упрощенные Т- и П-образные схемы замещения с сосредоточенными параметрами (рисунок 6). Погрешности электрического расчета линии при Т- и П-образной схемах замещения примерно одинаковые.

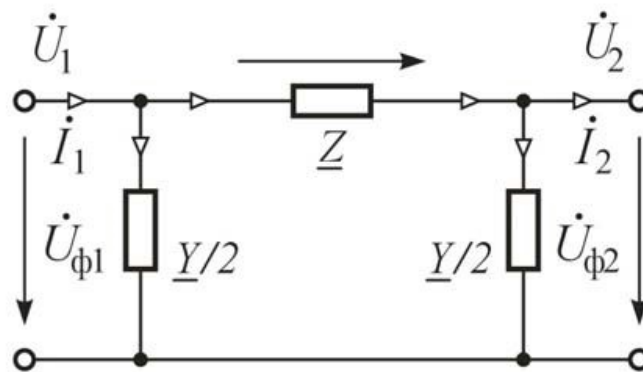


Рисунок 6 – П-образная схема замещения ЛЭП с сосредоточенными параметрами

Допущение о сосредоточенности реально равномерно распределенных параметров по длине ЛЭП справедливо при протяженности воздушных линий (ВЛ), не превышающих 300...350 км, а для кабельных линий (КЛ) – 50...60 км. Для ЛЭП большей длины применяют различные способы учета распределенности их параметров.

### 3.2. Активное сопротивление

Активное сопротивление обуславливает нагрев проводов (тепловые потери) и зависит от материала токоведущих проводников и их сечения. Для линий с проводами небольшого сечения, выполненных из цветных металлов (алюминия, меди), активное сопротивление принимают равным омическому (сопротивлению постоянного тока), поскольку проявление поверхностного эффекта при промышленных частотах 50...60 Гц незаметно (около 1 %). Для проводов большого сечения (500 мм<sup>2</sup> и более) явление поверхностного эффекта при промышленных частотах значительное.

Активное погонное сопротивление линии определяется по формуле

$$r_0 = \frac{\rho}{F},$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода, Ом·мм<sup>2</sup>/км;  $F$  – сечение проводника, мм<sup>2</sup>.

Для технического алюминия в зависимости от его марки можно принять  $\rho = 29,5...31,5$  Ом·мм<sup>2</sup>/км, для меди  $\rho = 18,0...19,0$  Ом·мм<sup>2</sup>/км. Активное сопротивление не остается постоянным. Оно зависит от температуры провода, которая определяется температурой окружающего воздуха (среды), скоростью ветра и значением проходящего по проводу тока.

Омическое сопротивление упрощенно можно трактовать как препятствие направленному движению зарядов узлов кристаллической решетки материала проводника, совершающих колебательные движения около равновесного состояния. Интенсивность колебаний и, соответственно, омическое сопротивление возрастают с ростом температуры проводника.

Зависимость активного сопротивления от температуры провода  $t$  определяется в виде:

$$R_0^t = R_0^{20} (1 + \alpha(t - 20)),$$

где  $R_0^{20}$  – сопротивление при температуре 20 °С;  $\alpha$  – температурный коэффициент электрического сопротивления, зависящий от материала провода.

### 3.3. Индуктивное сопротивление

Индуктивное сопротивление обусловлено магнитным полем, возникающим вокруг и внутри проводника при протекании по нему переменного тока. В проводнике наводится ЭДС самоиндукции, направленная в соответствии с принципом Ленца противоположно ЭДС источника, определяется по формуле

$$e_L = -\frac{d\psi}{dt}.$$

Таким образом, с ростом частоты индуктивное сопротивление увеличивается. На индуктивное сопротивление фаз многофазных ЛЭП оказывает влияние также взаимное расположение фазных проводов (жил). Кроме ЭДС самоиндукции, в каждой фазе наводится противодействующая ей ЭДС взаимной индукции. Поэтому при симметричном расположении фаз, например, по вершинам равностороннего треугольника, результирующая противодействующая ЭДС во всех фазах одинаковая и одинаковы пропорциональные ей индуктивные сопротивления фаз. При горизонтальном расположении фазных проводов потокосцепление фаз неодинаковое, поэтому индуктивные сопротивления фазных проводов отличаются друг от друга. Для достижения симметрии (одинаковости) параметров фаз на специальных опорах выполняют транспозицию (перестановку) фазных проводов.

Индуктивное сопротивление, отнесенное к 1 км линии, определяется по эмпирической формуле

$$x_0 = \omega L_0 = \omega \left( 0,461g \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}} + 0,05\mu \right) \times 10^{-3},$$

или при частоте 50 Гц:

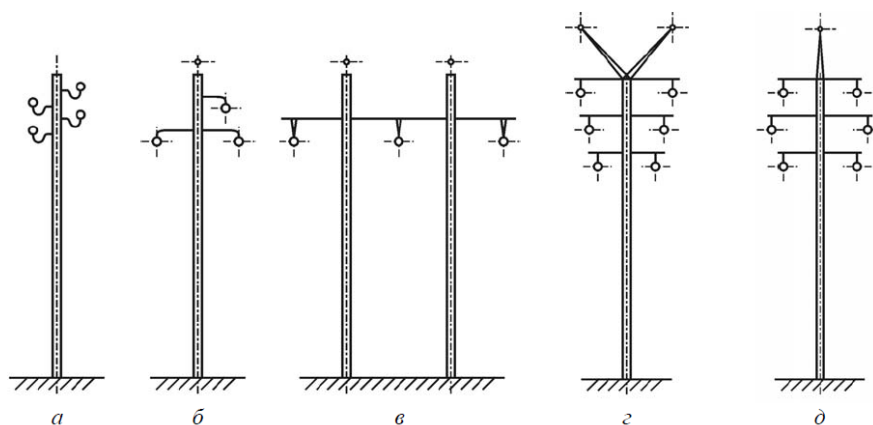
$$x_0 = \omega L_0 = 0,1441 \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}} + 0,016\mu,$$

где  $\mu$  – магнитная проницаемость;  $r_{\text{пр}}$  – радиус провода;  $D_{\text{ср}}$  – среднегеометрическое расстояние между фазами ЛЭП;

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{12}D_{13}D_{23}},$$

где  $D_{12}$ ,  $D_{13}$ ,  $D_{23}$  – расстояния между фазными проводами.

Фазы ВЛ могут располагаться горизонтально или по вершинам треугольника. Фазные шины токопроводов в горизонтальной или вертикальной плоскости, жилы трехжильного кабеля – по вершинам равностороннего треугольника (рисунок 7). Значения  $D_{cp}$  и  $r_{пр}$  должны иметь одинаковую размерность. Индуктивное сопротивление состоит из двух составляющих: внешней и внутренней. Внешнее индуктивное сопротивление определяется внешним магнитным потоком, образованным вокруг проводов, и значениями  $D_{cp}$  и  $r_{пр}$ .



**Рисунок 7 – Расположение проводов и тросов на опорах:**  
*a, б* – треугольное; *в* – горизонтальное; *г* – обратной елкой;  
*д* – шестиугольное «бочкой»

Как известно, с уменьшением расстояния между фазами растет влияние ЭДС взаимной индукции и индуктивное сопротивление снижается и наоборот. В кабельных линиях с их малыми расстояниями между токоведущими жилами (на два порядка меньше, чем в ВЛ) индуктивное сопротивление значительно (в 3–5 раз) меньше, чем в воздушных. При сближении фазных проводов влияние ЭДС взаимной индукции возрастает, что приводит к уменьшению индуктивного сопротивления ЛЭП. Однако при слишком малом расстоянии между проводами резко возрастает напряженность электрического поля. Это может привести к коронным разрядам, которые приводят к потерям активной мощности, радиопомехам, ускоренному износу проводов из-за озонирования и окисления [13].

Особенно заметно снижение индуктивного сопротивления (в 3–5 раз) в кабельных линиях. Относительная диэлектрическая проницаемость материалов изоляции кабеля значительно превышает относительную диэлектрическую проницаемость воздуха. Также разработаны компактные ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения повышенной пропускной способности со сближенными фазами с использованием эффекта взаимного влияния цепей и сниженным на 25...30 % индуктивным сопротивлением.

При отсутствии справочных данных фактический радиус многопроволочных проводов  $r_{\text{пр}}$  можно определить по суммарной площади сечения токоведущей и стальной части провода, увеличив его с учетом скручивания на 15...20 %:

$$r_{\text{пр}} = (1,15 - 1,20) \sqrt{\frac{F_{\text{AL}} + F_{\text{СТ}}}{\pi}} .$$

### 3.4. Емкостная проводимость

Емкостная проводимость обусловлена емкостями между фазами, фазными проводами и землей (рисунок 8). В схеме замещения ЛЭП используется расчетная (рабочая) емкость плеча эквивалентной звезды  $C = C_0^a + 3C_{ab}$ , полученной из преобразования треугольника проводимостей (рисунок 9).

В практических расчетах рабочую емкость трехфазной ВЛ с одним проводом в фазе на единицу длины (Ф/км) определяют по формуле

$$C_0 = \frac{0,024}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}}} \times 10^{-6} .$$

Рабочая емкость кабельных линий существенно выше емкости ВЛ, так как жилы кабеля очень близки друг к другу и заземленным металлическим оболочкам.

Кроме того, диэлектрическая проницаемость кабельной изоляции значительно больше единицы – диэлектрической проницаемости воздуха. Большое разнообразие конструкций кабеля, отсутствие их геометрических размеров усложняет определение рабо-

чей емкости. В связи с чем на практике пользуются данными эксплуатационных или заводских замеров. Емкостная проводимость ВЛ и КЛ, См/км, определяется по общей формуле

$$b_0 = \omega C_0.$$

где  $C_0$  – емкость линии на единицу длины, Ф/км.

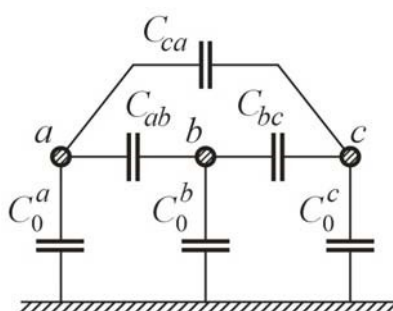


Рисунок 8 – Емкости трехфазной воздушной ЛЭП

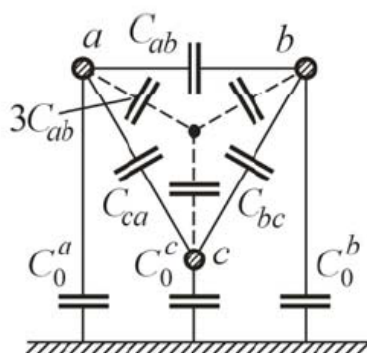


Рисунок 9 – Преобразование треугольника емкостей в звезду

Для воздушной линии при частоте тока 50 Гц емкостная проводимость определяется, См/км:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{cp}}{r_{np}}} \times 10^{-6}. \quad (1)$$

Емкостная проводимость КЛ зависит от конструкции кабеля и указывается заводом-изготовителем, но для ориентировочных расчетов она может быть оценена по формуле (1).

Под действием приложенного к линии напряжения через емкости линий протекают емкостные (зарядные) токи. Тогда расчетное значение емкостного тока на единицу длины, кА/км:

$$I_{c0} = U_{\Phi} b_0 = \frac{1}{\sqrt{3}} U b_0.$$

Зарядная мощность ЛЭП, МВАр/км, находится по формуле

$$Q_{c0} = 3U_{\Phi} I_{c0} = 3U_{\Phi}^2 b_0 = U^2 b_0.$$

Значение зарядной мощности для всей ЛЭП определяется приближенно по номинальному напряжению линии, МВАр:

$$Q_c = B_c U_{\text{ном}}^2,$$

где  $B_c$  – проводимость всей длины линии, См.

ЛЭП с поперечной емкостной проводимостью, потребляющую из сети опережающий напряжение емкостный ток, следует рассматривать как источник реактивной (емкостной) мощности, чаще называемой зарядной. Имея емкостной характер, зарядная мощность уменьшает индуктивную составляющую нагрузки, передаваемой по линии к потребителю.

Среднее значение зарядной мощности на 100 км для ВЛ 110 кВ составляет около 3,5 МВАр, для ВЛ 220 кВ – 13,5 МВАр, для ВЛ 500 кВ – 95 МВАр. Учет этих показателей позволяет исключить значительные ошибки при расчете параметров линий.

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

### 3.5. Активная проводимость

Активная проводимость обусловлена потерями активной мощности из-за несовершенства изоляции (утечки по поверхности изоляторов, токов проводимости (смещения) в материале изолятора) и ионизации воздуха вокруг проводника вследствие коронного разряда. Удельная активная проводимость определяется по общей формуле для шунта, См/км:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\Phi}}{U_{\text{ном}}^2} \times 10^{-3},$$

где  $\Delta P_{\Phi}$  – потери активной мощности в одной фазе;  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение ЛЭП.

Потери в изоляции ВЛ незначительны, и явление коронирования в ВЛ возникает только при превышении напряженности электрического поля у поверхности провода, кВ/см:

$$E = \frac{0,354U}{r \lg \frac{D_{\text{сп}}}{r_{\text{пр}}}}$$

Коронный разряд возникает при величине напряженности электрического поля около 17...19 кВ/см. Такие условия для коронирования возникают в ВЛ 110 кВ и более высокого напряжения.

Коронный разряд и, соответственно, потери активной мощности зависят от напряжения ВЛ, радиуса провода, атмосферных условий и состояния поверхности провода. Чем больше рабочее напряжение и меньше радиус проводов, тем больше напряженность электрического поля. Ухудшение атмосферных условий (высокая влажность воздуха, мокрый снег, изморозь на поверхности проводов, заусенцы, царапины) также способствует росту напряженности электрического поля и, соответственно, потерь активной мощности при коронном разряде. Коронный разряд вызывает помехи на радио- и телевизионный прием, коррозию поверхности проводов ВЛ.

Для снижения потерь на корону до экономически приемлемого уровня правилами устройства электроустановок установлены минимальные сечения (диаметры) проводов. Например, для ВЛ 110 кВ – АС 70 (11,8 мм), для ВЛ 220 кВ – АС 240 (21,6 мм).

В КЛ под влиянием наибольшей напряженности находятся слои поясной изоляции у поверхности жил кабеля [16]. Чем выше рабочее напряжение кабеля, тем заметнее токи утечки через материал изоляции и нарушение ее диэлектрических свойств. Последние характеризуются тангенсом угла диэлектрических потерь, принимаемым по данным завода-изготовителя. Активная проводимость кабеля на единицу длины определяется по формуле

$$g_0 = \omega c_0 \operatorname{tg} \delta = b_0 \operatorname{tg} \delta.$$

### 3.6. Пропускная способность линии электропередачи

Пропускная способность ЛЭП – это наибольшая активная

мощность, которую можно с учетом всех технических ограничений передать по линии. Пропускная способность линии электропередачи зависит от напряжения, длины линии, сечения проводов, климатических условий, режима работы электрической сети. Максимальную мощность, которую можно передать по линии можно определить по величине длительно допустимого тока. Пропускная способность ЛЭП будет максимальной при соблюдении всех требований эксплуатации электрической сети:

- ограничения плотности тока в проводах;
- ограничения колебаний напряжения;
- обеспечения устойчивости режима.

Первое условие может быть выполнено соответствующим выбором активного сечения проводов при проектировании линии. Второе условие определяет необходимые параметры линии и состав компенсирующих устройств, обеспечивающих баланс реактивной мощности. Третье условие определяет дополнительные требования к параметрам линии и компенсирующим устройствам, удовлетворяющим первым двум.

Наибольшая передаваемая активная мощность по длинным линиям (300...500 км) определяется по формуле

$$P_{\text{наиб}} = \frac{U_1 U_2}{Z_c \sin \lambda} = P_H \frac{U_1}{U_2} \frac{1}{\sin \lambda},$$

где  $U_1$  – модуль напряжения в начале линии;  $U_2$  – модуль напряжения в конце линии;  $Z_c$  – волновое сопротивление, определяющее токи прямой и обратной волн по соответствующим напряжениям, является функцией параметров линии электропередачи, связанных с ее конструкцией:

$$Z_c = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{g_0 + jb_0}} = \sqrt{\frac{Z_0}{Y_0}},$$

для реальных линий, часто пользуются упрощенной формулой, пренебрегая активным сопротивлением и активной проводимостью,

$$Z_c = \sqrt{\frac{x_0}{b_0}}.$$

$\lambda$  – волновая длина линии. Если в ЛЭП пренебречь активными составляющими сопротивления и проводимости, то

$$\lambda = l\sqrt{x_0 b_0},$$

где  $l$  – длина линии.

Величина  $\lambda$  показывает, на какую величину угла произойдет сдвиг напряжения и тока в начале линии к напряжению и току в конце линии при передаче натуральной мощности;

$P_H$  – натуральная мощность, которая в упрощенном варианте определяется:

$$P_H = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{Z_c},$$

где  $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение линии.

Натуральная мощность течет по линии, когда сопротивление нагрузки на ее конце равно волновому сопротивлению  $Z_H = Z_c$ . При протекании по линии натуральной мощности (тока) емкостная и индуктивные мощности компенсируют друг друга, и схема замещения линии представляет собой чисто активное сопротивление.

В этом случае на линии имеет место минимум падения напряжения, обусловленное только активным сопротивлением. В таком режиме не требуется компенсация ни емкостной, ни индуктивной мощности. При избытке емкостной мощности напряжение на линии будет повышаться. Для компенсации емкостной мощности на линии включают шунтирующие реакторы. При нагрузках больших, чем натуральная, линия тем больше потребляет реактивную мощность, чем больше нагрузка. В таком режиме напряжение на линии будет снижаться. Для компенсации потребления индуктивной мощности необходимо подключать источники емкостной мощности. В качестве их можно использовать батареи конденсаторов или синхронные компенсаторы.

По величине натуральной мощности можно ориентировочно судить о пропускной способности линии электропередачи. При передаче такой мощности на линии имеют место минимальные потери мощности, режим работы ЛЭП – оптимальный.

Для широко применяемых ЛЭП из сталеалюминевых проводов волновое сопротивление линии составляет 400 Ом с одним проводом в фазе.

Пропускная способность ЛЭП зависит также от степени нагрева проводников. Нагрев проводов марки АС не должен превышать 70 °С. При высокой температуре происходит ускоренный процесс окисления проводников, контактов.

Для увеличения пропускной способности ЛЭП могут быть использованы следующие технические мероприятия:

- увеличение напряжения ЛЭП;
- уменьшение суммарного реактивного сопротивления проводников ЛЭП;
- увеличение рабочей емкости линии, что достигается увеличением рабочей поверхности провода путем расщепления проводов фазы.

### **Контрольные вопросы**

1. Для каких целей используют схемы замещения?
2. В чем заключается физическая сущность активного сопротивления ЛЭП?
3. В каком случае следует учитывать температуру провода?
4. Опишите физический смысл индуктивного сопротивления воздушных и кабельных линий.
5. Почему для линий одного исполнения и класса напряжения индуктивные сопротивления практически одинаковые, незначительно зависящие от сечения проводов и жил фаз?
6. Какие значения сопротивлений характерны для ЛЭП различных напряжений?
7. Как определить удельные (на 1 км) активное и индуктивное сопротивления ВЛ, не используя справочников?
8. Какой характер имеют графики зависимостей сопротивлений от площади сечения провода?
9. Чем обусловлена емкостная проводимость ЛЭП?
10. От чего зависит емкостная проводимость?
11. Почему у ВЛ традиционного исполнения индуктивное сопротивление на 1 км значительно больше, чем у кабельных ЛЭП?
12. С помощью каких изменений конструкции фаз и опор можно уменьшить индуктивное сопротивление ВЛ?

13. С какой целью выполняют транспозицию (перестановку) фазных проводов?
14. В чем заключается явление коронирования?
15. Перечислите условия, необходимые для возникновения коронного разряда.
16. Почему потери мощности на коронирование резко возрастают при плохой погоде?
17. Назовите меры, которые принимают для снижения потерь на корону при проектировании и эксплуатации ВЛ.
18. От чего зависит активная проводимость кабельных линий?
19. Чем определяется качество изоляции линий?
20. Перечислите физические явления, отражающие наличие в схеме замещения ВЛ и КЛ активной проводимости.
21. Почему индуктивные сопротивления и емкостные токи воздушных и кабельных линий различны?
22. Почему ЛЭП являются источниками зарядной (емкостной) мощности?
23. Как зависит зарядная мощность от конструкции и номинального напряжения линии?
24. Как по параметрам схем замещения ВЛ местных и районных сетей определить протяженность линий?
25. Как можно определить протяженность линии, зная суммарную емкостную (зарядную) мощность ВЛ?
26. Назовите средние значения погонных реактивных параметров ВЛ с нерасщепленной фазой.
27. Что является главной изоляцией воздушных и кабельных линий?
28. Для чего применяют расщепление фаз ВЛ?
29. На какое число проводов расщепляют фазы ВЛ 330...1150 кВ?
30. Опишите ВЛ с расщепленными фазами более низкого номинального напряжения.
31. Чем определяется величина эквивалентного радиуса расщепленной фазы?
32. К каким изменениям погонных параметров ВЛ приводит расщепление ее фазы?

33. Охарактеризуйте средние значения погонных параметров ВЛ с расщепленной фазой.

34. Чем характеризуется пропускная способность ЛЭП? Как на нее влияют параметры линий?

35. Как изменяется волновое сопротивление и натуральная мощность при увеличении числа и сечения проводов?

36. По каким внешним признакам можно определить номинальное напряжение ВЛ?

37. Перечислите схемы замещения ЛЭП, именуемые расчетными.

38. Назовите элементы трехфазной ЛЭП, которые учитываются в схеме замещения параметрами одной или трех фаз?

39. При каких длинах ВЛ и КЛ возможен отказ от учета распределенности параметров для П-образной схемы замещения?

40. Чем определяется отличие погонных параметров ВЛ и КЛ?

41. Чем различаются схемы замещения ВЛ и КЛ напряжением 35 и 110 кВ?

42. Когда в схемах замещения учитываются поперечные элементы?

43. В каких случаях в схемах замещения КЛ небольшого сечения необходимо учитывать индуктивное сопротивление?

44. В чем отличие схем замещения ЛЭП постоянного и переменного тока?

45. Почему линии постоянного тока обладают повышенной пропускной способностью?

46. Какое применение в электрических сетях находят стальные провода?

47. Почему активное сопротивление стального провода значительно превышает омическое?

48. В чем причина изменений активных сопротивлений проводов из стали?

49. В чем заключается назначение стальной составляющей в сталеалюминиевом проводе?

50. Как определяют волновое сопротивление?

51. Как определяют пропускную способность ЛЭП?

52. Перечислите возможные мероприятия по увеличению пропускной способности ЛЭП.

## **ГЛАВА 4**

### **Режимы нейтрали**

#### **4.1. Общие сведения**

В качестве промышленного электроснабжения в настоящее время в России используется система трехфазного переменного тока с частотой 50 Гц при различных напряжениях от 0,4 до 1150 кВ. Потребители электрической энергии подключаются к линейным напряжениям (за исключением мелких потребителей в сети с номинальным напряжением 0,4 кВ) и образуют трехфазную нагрузку, соединенную либо в звезду с изолированной нейтралью, либо в треугольник. При таких условиях напряжения всех трех фаз относительно заземленных частей электрооборудования, как принято говорить – относительно земли, одинаковы и сдвинуты относительно друг друга на 120 градусов.

Нейтралью в трехфазных электрических сетях называют общую точку соединенных в звезду обмоток (элементов) электрооборудования (трансформаторов, генераторов и др.). В нормальном режиме работы электроустановки потенциал нейтральных точек (генераторов, трансформаторов) относительно земли равен нулю. Очевидно, что способ соединения нейтрали с землей (через сопротивление, наглухо или отсутствие соединения) при таких условиях в нормальном режиме работы не имеет значения. Однако при эксплуатации необходимо считаться с возможностью возникновения различных повреждений электрооборудования. Чаще всего возникают нарушения, связанные с повреждениями изоляции между фазой и землей, которые называют замыканиями на землю.

При заземлении одной фазы на землю симметрия фазных напряжений нарушается и поэтому способ заземления нейтрали оказывает существенное влияние на электрический режим системы, т. е. на уровни напряжений фаз относительно земли, токи в

месте замыкания и другие электрические величины [2]. Эти факторы оказывают влияние на надежность электроснабжения потребителей, на требуемые уровни электрической прочности изоляции фаз относительно земли, на выполнении защиты от перенапряжений и на способы выполнения релейной защиты. Желательно выбрать такой режим нейтрали, при котором с учетом всех факторов расчетные затраты на сооружение и эксплуатацию электроустановки были бы минимальными.

При напряжении 0,4 кВ применяется глухое заземление нейтрали, при напряжении от 6 до 35 кВ включительно – изолированная нейтраль и заземление через дугогасящие реакторы (компенсация емкостного тока). В сетях 110 кВ и выше применяется так называемое эффективное заземление нейтрали. В последние годы на основе результатов многочисленных научных исследований, отечественного и зарубежного опыта в отечественной энергетике имеется устойчивая тенденция к частичному пересмотру режимов заземления нейтрали в электроустановках 6...35 кВ, которые принято называть электроустановками среднего напряжения. В частности, предлагаются и внедряются в практику следующие способы заземления нейтрали:

- заземление через активное сопротивление (резистивное заземление) в сетях со сравнительно небольшой суммарной протяженностью линий и особенно в воздушных линиях;
- комбинированное заземление нейтрали в электрических сетях с большой суммарной протяженностью линий, которое заключается в том, что дополнительно параллельно дугогасящему реактору подключается резистор с сопротивлением, которое подбирается определенным образом;
- заземление нейтрали через элементы, обеспечивающие компенсацию как емкостной, так и активной составляющих тока в месте замыкания.

Способ заземления нейтрали решающим образом влияет на перенапряжения, возникающие при дуговых замыканиях на землю. Вопросы, связанные с выбором способа заземления нейтрали, тесно связаны с другими применяемыми в настоящее время средствами ограничения перенапряжений с помощью различных технических средств [2].

Способы заземления нейтрали определяют также и способ выполнения селективной защиты от замыканий на землю. При прочих равных условиях предпочтение должно быть отдано такому способу заземления нейтрали, при котором защита от замыкания на землю получается достаточно простой и надежной. Тенденция изменения режимов нейтрали в сетях среднего напряжения обусловлена не только результатами научных исследований, но также и тем, что в последние годы разработаны необходимые для реализации этих изменений технические средства, а именно: силовые высоковольтные резисторы, управляемые дугогасящие реакторы и др.

## 4.2. Эффективное заземление нейтрали

Эффективное заземление нейтрали (ЭЗН) в РФ применяется в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше.

Электрическая сеть с эффективно заземленной нейтралью представляет собой трехфазную сеть, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4. Коэффициент замыкания на землю в трехфазной электрической сети – это отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю поврежденной фазы или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания

$$k_3 = \frac{U_{\text{Ф.З.}}}{U_{\text{Ф.Н.}}}$$

Схемы глухозаземленной нейтрали и ЭЗН практически аналогичны друг другу. ЭЗН создается непосредственным заземлением нейтралей части трансформаторов электрической системы. С этой целью на подстанциях производится заземление не всех нейтралей трансформаторов, а лишь части из них. Также могут быть применены резисторы. От числа заземленных трансформаторов, их параметров и места в электрической системе зависит значение сопротивления нулевой последовательности относительно места замыкания фазы на землю. Это сопротивление и сопротивления прямой и обратной последовательностей определяют электрические величины при замыкании фазы на землю и напряжения

неповрежденных фаз и ток однофазного короткого замыкания.

Заземление нейтрали называют эффективным благодаря выбору определенного режима заземления нейтрали (когда достигают значительного ограничения напряжения на неповрежденных фазах при замыкании на землю).

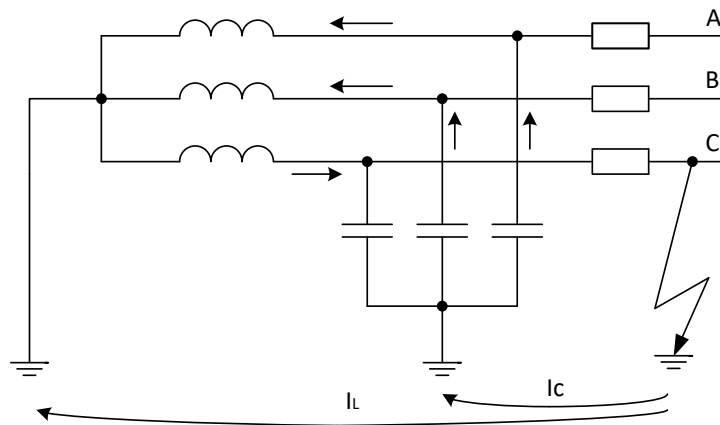
В общем случае соотношение электрических величин при однофазном замыкании на землю определяется соотношением эквивалентных сопротивлений прямой, обратной и нулевой последовательностей, которые определяются конструкцией элементов электрической сети. Значения этих сопротивлений для линии электропередачи зависят от взаимоиндукции между фазами и цепями параллельных линий, от условий возврата тока замыкания через землю и от некоторых других факторов.

В связи с тем что в сетях с эффективным и глухим заземлением нейтрали замыкание фазы на землю вызывает протекание больших токов, значительно превышающих рабочие токи, принято однофазное замыкание в таких сетях называть «однофазным коротким замыканием». В отличие от этого, применительно к сетям с изолированной нейтралью и к компенсированным сетям используют термины «однофазное замыкание» или «замыкание на землю».

К таким сетям относятся сети с номинальным напряжением 110 кВ и выше и большим током замыкания на землю ( $I_3 > 500$  А). Нейтральная точка трансформаторов может соединяться с заземляющим устройством через незначительное ( $< 1$  Ом) сопротивление. В нормальном режиме в сети, кроме рабочих, протекают емкостные токи  $I_C$ . При симметрии трехфазной системы ток в нейтраль не течет:

$$\sum I_C = 0.$$

Емкостный ток  $I_C$  мал по сравнению с индуктивным  $I_L$ . При замыкании на землю образуется короткозамкнутый контур (включен на ЭДС фазы), включающий сопротивление заземляющего устройства земли и участка линии от точки замыкания до нулевой точки (рисунок 10).



**Рисунок 10 – Сеть высокого напряжения с эффективно заземленной нейтралью**

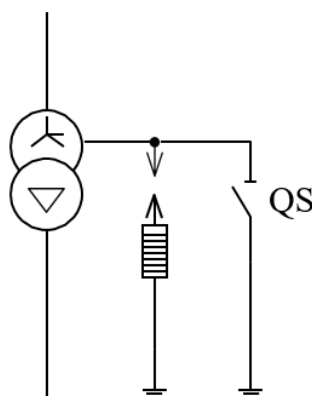
Ввиду незначительного сопротивления названных участков замкнутого контура замыкание на землю является коротким и сопровождается большими токами, которые отключаются устройствами релейной защиты (десятые доли секунд).

Режим с эффективно заземленной нейтралью является одним из эффективных способов снижения перенапряжений. Это позволяет уменьшить требуемую изоляцию и капитальные вложения в сеть. Однако отключение тока КЗ приводит к перерыву в электропитании. Требуются капитальные вложения в сложную систему металлоемких заземляющих устройств для приема больших токов КЗ. В ряде случаев ток однофазного КЗ превышает ток трехфазного КЗ. В этом случае часть нейтралей трансформаторов разземляют. Разземляют, как правило, трансформаторы в сетях 110 кВ и повышающие трансформаторы на 220 кВ, если такой режим работы оговорен изготовителем.

Напряжение на неповрежденных фазах при однофазном коротком замыкании оказывает влияние на выбор грозозащитных разрядников. При эффективном заземлении нейтрали применяются разрядники, которые принято называть 80 %-ми разрядниками. В том случае, если напряжение на неповрежденных фазах превышает 0,8 номинального, заземление считается неэффективным и для таких систем применяется 115 %-ный разрядник в соответствии с возможным напряжением на неповрежденных фазах при замыкании на землю. Возможность применения грозозащит-

ных разрядников при эффективном заземлении нейтрали на пониженное напряжение дает существенную экономию в изоляции. Вследствие этого эффективное заземление нейтрали применяется при высоких напряжениях, когда стоимость изоляции составляет значительную часть стоимости оборудования [5].

Ограничение тока однофазного КЗ с одновременным сохранением напряжений на нейтралях трансформаторов не выше допустимого может быть достигнуто путем заземления большего числа трансформаторов, но не наглухо, а через реакторы или резисторы [25]. Такой способ заземления нейтрали является эффективным решением выбора режима нейтрали, особенно в сетях 330 кВ и выше. Однако переход к заземлению нейтрали через реакторы или резисторы в сетях этого класса напряжения требует очень больших затрат. Противоречивые требования необходимости ограничения тока однофазного тока КЗ и ограничения напряжения на нейтрали у незаземленных трансформаторов совмещаются путем установки между нейтралью и землей разрядников. Возможная схема для сетей 110 кВ, 220 кВ показана на рисунке 11.



**Рисунок 11 – Схема заземления трансформаторов**

Нейтраль трансформаторов может быть либо глухо заземлена, либо разземлена. В последнем случае изоляция нейтрали защищается от перенапряжений вентильным разрядником.

Для повышения надежности работы разрядника в схеме (рисунок 11) он должен быть рассчитан на сопровождающий ток КЗ. При появлении в цепи разрядника сопровождающего тока, близкого к предельному току для данного разрядника, подается команда на включение быстродействующего короткозамыкателя, шунтирующего разрядник.

### 4.3. Электрические сети с глухозаземленной нейтралью до 1000 В

Частным случаем эффективного заземления нейтрали является глухое заземление нейтрали, для реализации которого принимаются все меры к достижению минимально возможного сопротивления в цепи нейтрали. Практически это достигается соединением нейтралей всех трансформаторов со специальным заземленным проводом, который называется нулевым проводом. Такой режим нейтрали применяется в электрических сетях с номинальным напряжением 400/230 В, 690/400 В. Именно с этими сетями соприкасается широкий круг лиц, и ПУЭ требует глухого заземления нейтрали. Двигатели включаются на все три фазы *A*, *B* и *C*. Корпус двигателя, а также все другие металлические части заземляются в целях безопасности или присоединяются к нулевому проводу. Замыкание на землю любой фазы приводит к КЗ. Ток однофазного КЗ ограничивается сопротивлением заземляющего устройства, так как это сопротивление невелико.

При фазном напряжении ток достигает значительной величины и воздействует на защитное устройство фазы – предохранитель (может быть автомат с тепловым или магнитным расцепителем). Устройство срабатывает (предохранитель перегорает) и отключает поврежденную фазу. Сеть продолжает работать в неполнофазном режиме. Напряжение двух оставшихся в работе фаз не превышает фазного значения. К таким потребителям относятся: освещение, нагревательные приборы, сварочные устройства и др.

Трехфазные потребители (двигатели) при однофазном КЗ оказываются включенными на несимметричную систему напряжения, что особо опасно для двигателей. Электромагнитное поле теряет свои свойства и становится пульсирующим. Вращающий момент двигателя уменьшается, двигатель останавливается, сопротивление уменьшается, что приводит к резкому увеличению потребляемых ими токов, что ведет к нагреву обмоток машины. Необходимо быстрое их отключение защитой.

Недостаток глухозаземленных нейтралей – значительный ток однофазного КЗ, подлежащий немедленному отключению защитой поврежденного участка и, как следствие, – убытки от недоотпуска электроэнергии.

#### 4.4. Электрическая сеть с изолированной нейтралью

Режим изолированной нейтрали достаточно широко применяется в России. Подавляющее большинство сетей 6...35 кВ работает именно с этим режимом заземления нейтрали.

В сетях с изолированной нейтралью провода трехфазной системы связаны с землей через емкости и активные сопротивления изоляции, распределенные по длине линий. На рисунке 12 приведена схема замещения сети без нагрузки.

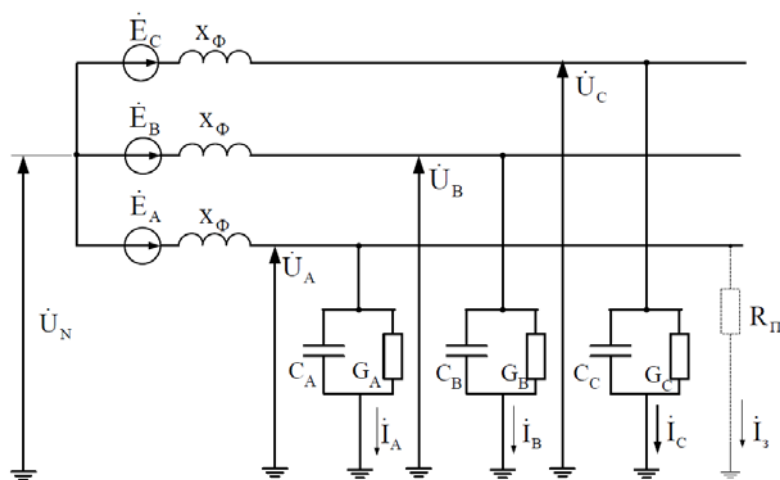


Рисунок 12 – Схема замещения сети с изолированной нейтралью

Схема замещения включает источник питания, эквивалентную линию, емкости фаз ( $C_A$ ,  $C_B$ ,  $C_C$ ) и активные проводимости ( $G_A$ ,  $G_B$ ,  $G_C$ ), которые приняты сосредоточенными, что вполне допустимо в области частот, которую занимают рассматриваемые далее процессы. Внутреннее сопротивление источника питания и продольные сопротивления линий сети намного меньше, чем сопротивления фаз относительно земли, поэтому при устойчивых замыканиях ими также можно пренебречь.

При принятых допущениях можно записать формулу

$$I_A = (\dot{E}_A + \dot{U}_N) Y_A,$$

$$I_B = (\dot{E}_B + \dot{U}_N) Y_B,$$

$$I_C = (\dot{E}_C + \dot{U}_N) Y_C,$$

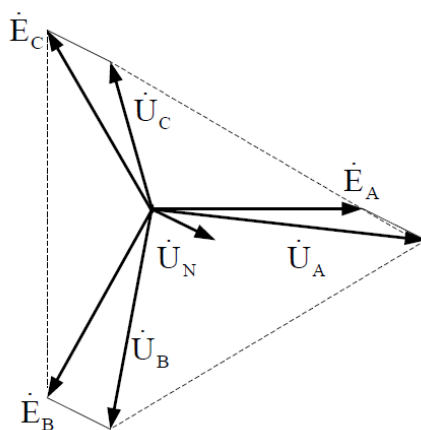
где  $\dot{U}_N$  – напряжение на нейтрали относительно земли:

$$U_N = -\frac{\dot{E}_A \underline{Y}_A + \dot{E}_B \underline{Y}_B + \dot{E}_C \underline{Y}_C}{\underline{Y}_A + \underline{Y}_B + \underline{Y}_C}.$$

Это напряжение не равно нулю только в том случае, если проводимости  $\underline{Y}_A, \underline{Y}_B, \underline{Y}_C$  не равны между собой, т. е. при нарушении симметрии фаз. Абсолютное значение напряжения  $\dot{U}_N$ , имеющее место в нормальном режиме работы сети называют напряжением смещения нейтрали.

В кабельных сетях коэффициент несимметрии и напряжение смещения нейтрали пренебрежимо малы, так как фазы кабеля расположены симметрично относительно его брони. В воздушных сетях емкости фаз  $C_A, C_B, C_C$  не строго одинаковы даже при транспонировании проводов. Поэтому для них коэффициент несимметрии равен 0,005 / 0,02. Наличие напряжения смещения нейтрали приводит к тому, что напряжения фаз относительно земли становятся не равными по величине и угол сдвига между ними отличается от 120 градусов. Токи  $I_A, I_B, I_C$  определяемые проводимостями фаз сети, также образуют несимметричную звезду.

В незаземленных сетях замыкания на землю могут быть устойчивыми или дуговыми. Устойчивые замыкания в свою очередь разделяют на металлические замыкания и замыкания через переходное сопротивление, которое обозначим на рисунке 13.



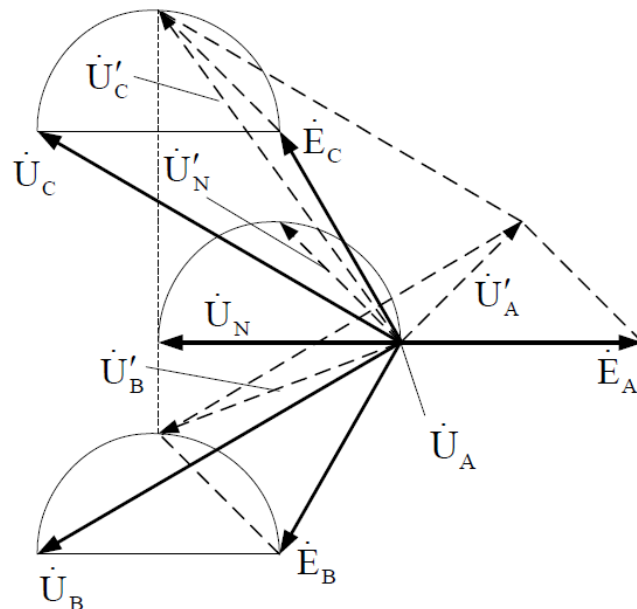
**Рисунок 13 – Векторная диаграмма при нормальном режиме работы сети с изолированной нейтралью**

Этим сопротивлением может быть сопротивление тлеющей изоляции, сопротивление растеканию тока в земле:

$$U_N = -E_\Phi \frac{1}{1 + R_\Pi (3G_\Phi + 3j\omega C_\Phi)}, \quad (2)$$

где  $G_\Phi = G_A = G_B = G_C$ ,  $C_\Phi = C_A = C_B = C_C$ .

Из формулы (2) следует, что напряжение на нейтрали увеличивается по мере уменьшения сопротивления в месте повреждения. При  $R_\Pi = 0$  напряжение на нейтрали имеет максимальное значение, равное фазной ЭДС. Векторная диаграмма напряжений при замыкании фазы  $A$  на землю представлена на рисунке 14.



**Рисунок 14 – Векторная диаграмма при замыкании фазы**

Как видно из диаграммы, при  $R_\Pi = 0$  (векторы проведены сплошными линиями) напряжение нейтрали по абсолютному значению равно фазной э. д. с., а напряжения неповрежденных фаз относительно земли равны междуфазному напряжению.

По мере увеличения сопротивления в месте замыкания напряжение нейтрали уменьшается. При этом конец вектора  $U_N$  перемещается по полуокружности.

Векторы напряжений неповрежденных фаз, равные сумме векторов соответствующих фаз ЭДС и напряжения нейтрали,

также скользят по полуокружностям.

На диаграмме пунктиром показано положение векторов для случая, когда сопротивление в месте замыкания равно суммарному емкостному сопротивлению сети относительно земли:

$$R_N = \frac{1}{3\omega C_\Phi}.$$

Треугольник междуфазных напряжений остается неизменным, т. е. замыкание фазы на землю не влияет на работу присоединенных приемников энергии. Ток от места замыкания потечет в емкости неповрежденных фаз *B* и *C*, а затем по линиям через нейтраль к месту повреждения. Суммарный ток замыкания на землю равен сумме токов неповрежденных фаз и будет протекать через место повреждения фазы на землю, замыкаясь через источник питания. В этом случае стоит принять меры для устранения замыкания на землю, чтобы оно не перешло в двухфазное КЗ. Замыкание фазы на землю приводит к возникновению перемежающейся дуги (т. е. дуга произвольно гаснет и возникает), что приводит к перенапряжениям в неповрежденных фазах. Амплитуда дуговых перенапряжений может достигать  $(2,5 \dots 3,2)U_\Phi$ . Это разрушает изоляцию фаз.

В распределительных сетях 6...10 кВ в России обмотки питающих трансформаторов, как правило, соединяются в треугольник, поэтому нейтральная точка физически отсутствует.

Режим изолированной нейтрали был первым режимом заземления нейтрали, использующимся в электроустановках 6...35 кВ. Его достоинствами являются:

- отсутствие необходимости в немедленном отключении первого однофазного замыкания на землю;
- малый ток в месте повреждения (при малой емкости сети на землю).

Недостатками этого режима заземления нейтрали являются следующие:

- возможность возникновения дуговых перенапряжений при перемежающемся характере дуги с малым током (единицы – десятки ампер) в месте однофазного замыкания на землю;
- возможность возникновения множественных повреждений (выход из строя нескольких электродвигателей, кабелей) из-за

пробоев изоляции на других присоединениях, связанных с дуговыми перенапряжениями;

- возможность длительного воздействия на изоляцию дуговых перенапряжений, что ведет к накоплению в ней дефектов и снижению срока службы;
- необходимость выполнения изоляции электрооборудования относительно земли на линейное напряжение;
- сложность обнаружения места повреждения.

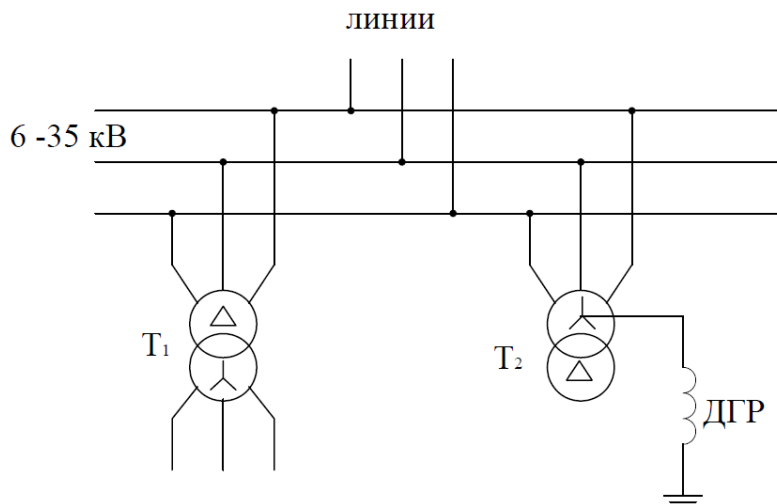
#### **4.5. Электрическая сеть с компенсированной нейтралью**

Дуга емкостного тока в сети с изолированной нейтралью при сравнительно небольших токах может иметь перемежающийся характер и быть причиной значительных перенапряжений. При больших токах дуга может стать устойчивой и длительное горение ее приводит к междуфазному КЗ. Поэтому необходимо принимать меры для возможно быстрой ликвидации дуги замыкания.

Одним из известных вариантов решения такой задачи является заземление нейтрали через катушку, индуктивность которой подбирается определенным образом. Заземляющая катушка получила название дугогасящей катушки или дугогасящего реактора. Данный термин точно отображает назначение и механизм действия этого аппарата. Дугогасящий реактор создает при замыкании на землю двойное действие: во-первых, он существенно уменьшает (компенсирует) ток в месте замыкания, а во-вторых, замедляет восстановление напряжения на поврежденной фазе после обрыва дуги. Оба эти обстоятельства способствуют гашению дуги.

Способность дугогасящего реактора компенсировать емкостный ток замыкания на землю определяет одно из принятых названий сетей, заземленных через дугогасящий реактор – компенсированные сети. Наиболее распространенным вариантом подключения дугогасящих реакторов является использование специальных заземляющих трансформаторов со схемой соединения звезда–треугольник (рисунок 15). Для этой цели могут также использоваться силовые трансформаторы, имеющиеся в сети, если их обмотки имеют схему соединения звезда–треугольник. При наличии у

трансформатора обмотки, соединенной в треугольник, его сопротивление нулевой последовательности невелико и практически равно сопротивлению прямой последовательности.



**Рисунок 15 – Схема сети с компенсированным заземлением нейтрали**

В данном случае это имеет существенное значение, так как сопротивление нулевой последовательности трансформатора при замыкании на землю оказывается включенным последовательно с дугогасящим реактором.

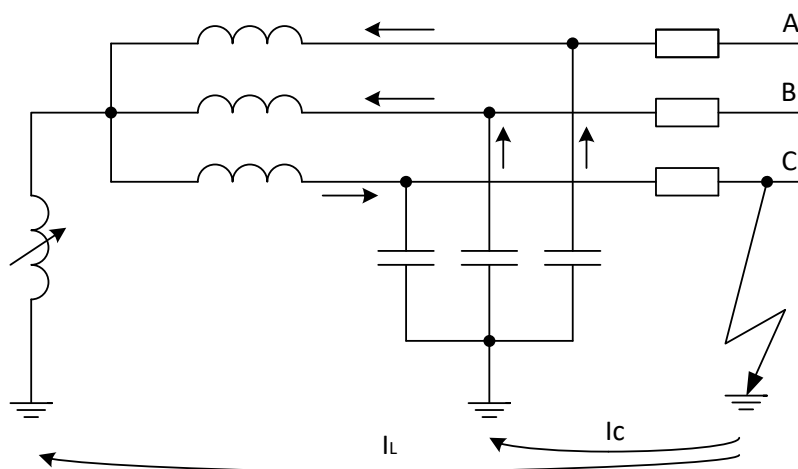
Мощность трансформатора, к которому подключается дугогасящий реактор, должна быть выбрана с учетом его нагрузки и дополнительного тока дугогасящего реактора. Если трансформатор используется только для подключения дугогасящего реактора, то его мощность должна быть равна мощности реактора.

В этом случае эквивалентное реактивное сопротивление трансформатора токам нулевой последовательности составляет несколько процентов от сопротивления дугогасящего реактора. Наличие последовательного сопротивления практически никак не влияет на процессы при замыкании на землю, если сопротивление дугогасящего реактора выбирается с учетом этого сопротивления.

Если пренебречь малым сопротивлением заземляющего трансформатора, то при анализе можно дугогасящий реактор перенести в нейтральную точку эквивалентного источника питания, так как при принятых допущениях потенциалы нейтральной точки источника и заземляющего трансформатора одинаковы. Такое

преобразование схемы не приводит к каким-либо принципиальным искажениям рассматриваемых процессов.

ЭС с компенсированной нейтралью относят к сетям с малым током замыкания на землю, так как потенциал нейтрали и земли в симметричной системе одинаков, ток в катушку в нормальном режиме не потечет. При замыкании на землю фазы *C*, как и в сети с изолированной нейтралью, напряжение фаз *A* и *B* увеличивается до линейного значения, а напряжение между нейтралью и землей становится равным фазному. Распределение токов в сети с компенсированной нейтралью при замыкании фазы на землю показано на рисунке 16.



**Рисунок 16 – Распределение токов в сети с компенсированной нейтралью при замыкании фазы на землю**

Под действием этой разницы напряжений от места повреждения потечет ток в катушку ( $I_L$ ) и одновременно в емкости фаз *A* и *B* ( $I_C$ ). Ток в месте замыкания на землю равен сумме токов  $I_L + I_C$ . Сопротивление катушки подбирают таким образом, чтобы индуктивный ток  $I_L$ , проходящий через катушку, был равен по величине суммарному емкостному току  $3I_{CL}$ , проходящему через фазовые емкости сети.

Индуктивный и емкостный токи направлены противоположно, они будут компенсировать друг друга, и дуга погаснет. Такая настройка катушки называется резонансной. Практически добиться полной компенсации сложно, и поэтому в месте повреждения всегда имеется остаточный ток (из-за наличия активного сопротивления катушки и сети и неточности настройки катушки):

$$\Delta I = I_L - \sum I_C.$$

При таком токе дуга не возникает и нет перенапряжения. В сетях с компенсированной нейтралью вероятность перенапряжений меньше, чем в сетях с изолированной нейтралью.

В настоящее время на промышленных предприятиях, в сельском хозяйстве и быту увеличивается количество потребителей, требующих питания постоянным током. Для получения постоянного тока используются полупроводниковые преобразователи, имеющие нелинейные вольт-амперные характеристики. Такие нагрузки, питающиеся подобными преобразователями, потребляют несинусоидальный ток, содержащий нечетные гармоники. Из-за падения напряжения на продольных сопротивлениях от протекания несинусоидального тока, происходит искажение фазных напряжений. Причем содержание высших гармоник тем больше, чем электрически ближе рассматриваемая точка сети к нагрузке, потребляющей несинусоидальный ток. В результате, помимо активной и реактивной составляющих основной частоты, ток замыкания на землю содержит и емкостную составляющую тока высших гармоник [7]. Сравнительно небольшие по амплитуде гармоники в фазных напряжениях создают значительный емкостный ток замыкания на землю. При этом составляющие емкостного тока замыкания на землю от высших гармоник не компенсируются дугогасящим реактором, настроенным на основную частоту. Поэтому ухудшаются условия гашения дуги.

ЭС с компенсированной нейтралью имеют следующие преимущества:

- отсутствие необходимости в немедленном отключении однофазного замыкания на землю и, соответственно, потребителя;
- малый остаточный ток в месте повреждения (не более 1...2 А) при отсутствии высших гармоник;
- самоликвидация однофазных замыканий (особенно в ВЛ);
- возможность организации селективной автоматически действующей релейной защиты от однофазных замыканий на землю;
- исключение повреждений измерительных трансформаторов напряжения из-за феррорезонансных процессов.

Недостатками этого режима работы нейтрали являются следующие:

- затраты на катушку могут оказаться высокими, в связи с тем, что необходимо изменить значение реактивного сопротивления для того, чтобы адаптировать его к условиям процесса компенсации;

- в момент повреждения необходимо убедиться, что циркулирующий ток нулевой последовательности не опасен для оборудования и человека;

- есть большой риск возникновения переходного перенапряжения в сети;

- необходимо присутствие персонала, который обеспечивает работу оборудования;

- необходимо применение сложной селективной защиты при первом повреждении [12].

В пункте 1.2.16 ПУЭ указаны только граничные емкостные токи, начиная с которых должна применяться компенсация емкостного тока (при значении этого тока в нормальных режимах):

- в сетях напряжением 3...20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – более 10 А;

- в сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях электропередачи;

- более 30 А при напряжении 3...6 кВ;

- более 20 А при напряжении 10 кВ;

- более 15 А при напряжении 15...20 кВ;

- схема генераторного напряжения 6...20 кВ блоков – генератор-трансформатор более 5А.

#### **4.6. Электрическая сеть с резистивным заземлением нейтрали**

Режим изолированной нейтрали имеет существенный недостаток, заключающийся в возможности появления больших перенапряжений при повторных зажигании дуги. Причиной больших перенапряжений является остаточное напряжение на нейтрали, обусловленное избыточными зарядами на емкостях фаз сети, которые не успевают стекать к очередному зажиганию дуги через

естественные проводимости между фазами сети и землей. Поэтому совершенно очевидным способом снижения перенапряжений является создание пути для стекания избыточных зарядов с помощью заземления нейтрали сети через резистор с таким сопротивлением, при котором практически полное стекание избыточных зарядов обеспечивается к моменту возможного повторного зажигания дуги, т. е. за половину периода промышленной частоты.

При выборе сопротивления заземляющего резистора только из этого условия, ток в месте замыкания увеличивается ненамного (примерно в 1,5 раза), и поэтому в большинстве случаев, так же, как и при изолированной нейтрали и при компенсации емкостного тока, допустима работа сети при однофазном замыкании в течение некоторого времени.

Предложения по применению резистивного заземления нейтрали известны давно. В этих же работах довольно подробно рассмотрены все принципиальные вопросы, связанные с таким режимом заземления нейтрали. В настоящее время вопросы, связанные с теорией и практикой применения резистивного заземления нейтрали, активно разрабатываются.

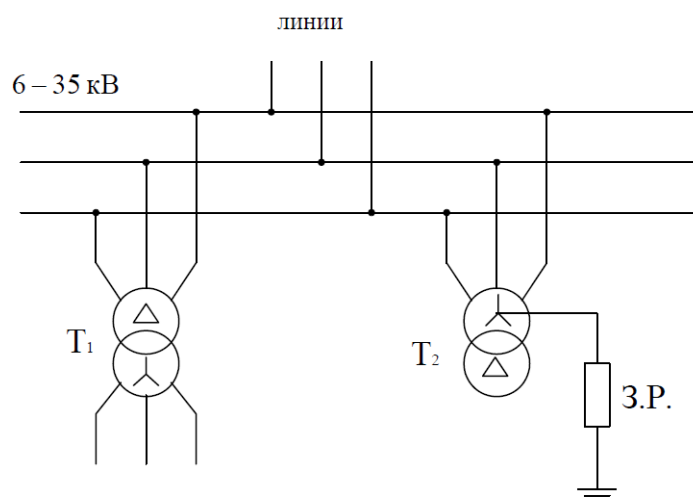
Известны предложения, согласно которым следует принимать такое сопротивление заземляющего резистора, при котором активная составляющая тока замыкания составляет 30...60 А. В этом случае сеть должна быть оснащена быстродействующей защитой от замыканий на землю, действующей на отключение, так как длительное протекание таких токов в месте замыкания недопустимо.

При этом немаловажно отметить, что выполнение защиты от замыканий на землю при токах замыкания 30 до 60 А при прочих равных условиях упрощается. Простота выполнения быстродействующей селективной защиты является одним из аргументов в пользу такого выбора сопротивления заземляющего резистора. При этом мощность заземляющего резистора может выбираться из условия протекания по нему тока в течение небольшого промежутка времени.

Заземление нейтрали через активное сопротивление принято кратко называть – резистивным заземлением нейтрали. Основная область применения резистивного заземления нейтрали – сети со сравнительно небольшими емкостными токами, при которых еще

не рекомендуется по существующим нормам установка дугогасящих реакторов.

Заземляющий резистор может подключаться к нейтрали специального трансформатора с соединением обмоток звезда – треугольник или к какому-либо силовому трансформатору, у которого имеется обмотка, соединенная в треугольник (рисунок 17).



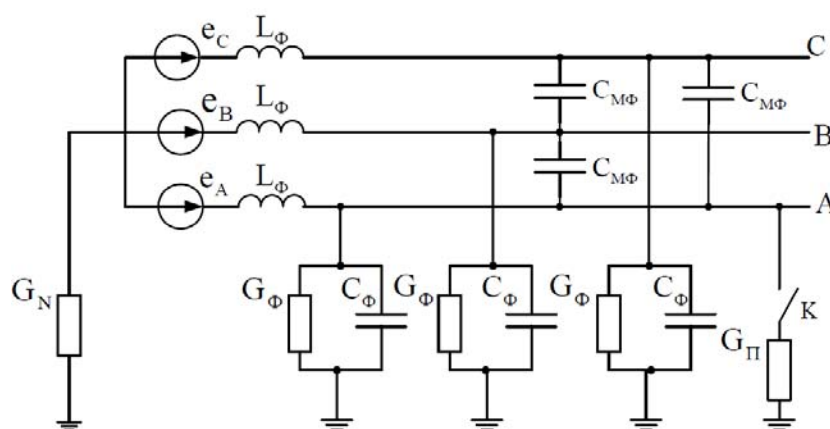
**Рисунок 17 – Схема сети с резистивным заземлением нейтрали**

По поводу соотношения сопротивления трансформатора и сопротивления заземляющего резистора справедливы те замечания, которые сделаны при рассмотрении схемы подключения дугогасящего реактора. Если при резистивном заземлении нейтрали ток остается на таком уровне, что возможна длительная работа сети при однофазном замыкании, то такой режим принято условно называть высокоомным резистивным заземлением [3]. Если увеличение тока таково, что длительная работа сети при замыкании на землю недопустима, то режим условно называют низкоомным резистивным заземлением.

Даже при резистивном заземлении, создающим активную составляющую тока в несколько десятков ампер и условно называемым низкоомным, эквивалентное сопротивление нулевой последовательности намного больше сопротивлений прямой и обратной последовательностей. Поэтому при резистивном заземлении, так же, как в сети с изолированной нейтралью и в сети с компенсацией

емкостного тока, при замыкании на землю практически не происходит искажения линейных напряжений.

Необходимые соотношения при устойчивом замыкании на землю и в нормальном режиме для сети с резистивным заземлением нейтрали можно получить по схеме замещения, приведенной на рисунке 18. В отличие от сети с компенсацией емкостных токов в данном случае можно ограничиться определением токов только для рабочей частоты (составляющие высших гармоник при резистивном заземлении нейтрали по отношению к полному току у замыкания значительно меньше, чем в компенсированной сети по отношению к остаточному току).



**Рисунок 18 – Схема замещения сети с резистивным заземлением нейтрали**

Таким образом, электрические величины, характеризующие режим сети с резистивным заземлением нейтрали при устойчивом замыкании на землю, определяются следующими соотношениями:

$$U_N = -\frac{\dot{E}_A G_{\Pi}}{3\underline{Y}_{\phi} + G_{\Pi} + G_N},$$

где  $\underline{Y}_A = \underline{Y}_B = \underline{Y}_C = \underline{Y}_{\phi} = G_{\phi} + j\omega C_{\phi}$  – полные проводимости фаз относительно земли;  $\dot{E}_A = \dot{E}_B = \dot{E}_C = \dot{E}_A$  – действующие значения фазных ЭДС;  $G_N$  – проводимость заземляющего резистора;  $G_{\Pi}$  – проводимость в месте замыкания.

Таким образом, чем больше проводимость заземляющего резистора, тем меньше напряжение нейтрали относительно земли.

При высокоомном резистивном заземлении нейтрали суммарный ток в месте замыкания (активно-емкостной ток сети) не превышает 10 А. Как правило, однофазное замыкание на землю при таком режиме заземления можно не отключать и защиты от замыкания на землю действуют на сигнал [9]. Высокоомное резистивное заземление нейтрали может выполняться только в сетях с емкостным током не более 5...7 А.

Преимуществами сетей с нейтралью, заземленной через резистор, являются:

- отсутствие необходимости в немедленном отключении однофазного замыкания на землю (только для высокоомного заземления нейтрали);
- отсутствие дуговых перенапряжений;
- простая реализация релейной защиты;
- исключение повреждений измерительных трансформаторов напряжений из-за феррорезонансных процессов;
- уменьшение вероятности поражения персонала и посторонних лиц при низкоомном заземлении нейтрали и быстром отключении.

Недостатки резистивного заземления нейтрали следующие:

- увеличение тока в месте повреждения (только для низкоомного заземления нейтрали);
- необходимость отключения однофазных замыканий (только для низкого заземления нейтрали);
- ограничение на развитие сети (только для высокоомного заземления).

#### **4.7. Электрическая сеть с комбинированным заземлением нейтрали**

В последние годы учеными предложено использовать заземление нейтрали через параллельно соединенные дугогасящий реактор и резистор, сопротивление которого подбирается определенным образом. Такой режим заземления нейтрали называют комбинированным.

Комбинированное заземление нейтрали прежде всего целесообразно применять в тех случаях, когда по каким-либо причинам

невозможно реализовать режим компенсации емкостного тока, в том числе полностью проявляются положительные свойства компенсации емкостного тока в отношении всех факторов, влияющих на эффективность компенсации. Характерным примером случая, когда целесообразно применение комбинированного заземления нейтрали является воздушная сеть со сравнительно большим емкостным током, расположенная в районах вечной мерзлоты или скальных грунтов. Вследствие чего сложно выполнить заземляющие устройства подстанционного оборудования и опоры с таким сопротивлением, при котором обеспечиваются допустимые напряжения прикосновения и шага при замыкании на землю.

Препятствием для применения обычной компенсации емкостного тока для снижения тока замыкания на землю и снижения таким образом напряжения прикосновения и шага является значительная емкостная несимметрия фаз сети, что имеет место быть в воздушных сетях. Это может быть причиной появления недопустимого смещения нейтрали в нормальном режиме при малых расстройках компенсации.

Возможно поддержание, в том числе и автоматическое, такой расстройки компенсации, при которой напряжение смещения нейтрали не будет превышать допустимое значение  $0,15U_{\text{фном}}$ . При этом может потребоваться расстройка компенсации 20 % и даже более.

При таких расстройках эффективность компенсации емкостного тока снижается. Совмещение противоречивых требований снижения тока замыкания на землю и ограничение напряжения смещения нейтрали в нормальном режиме может быть достигнута путем включения параллельно дугогасящему реактору резистора.

Ряд специалистов считает целесообразным применение комбинированного заземления нейтрали во всех случаях. При этом достигается снижение дуговых перенапряжений без применения дорогостоящих технических средств в виде плавно регулируемых дугогасящих реакторов с устройством для их автоматического регулирования.

Таким образом, выбор сопротивления резистора, подключаемого параллельно дугогасящему реактору, может выбираться из двух условий:

- ограничение дуговых перенапряжений при максимально возможных в эксплуатации расстройках компенсации.
- ограничение напряжения смещения нейтрали при максимально возможном в эксплуатации коэффициенте емкостной несимметрии сети и при точной настройке компенсации.

### **Контрольные вопросы**

1. Какие существуют режимы нейтралей электрической сети в зависимости от напряжения?
2. В каком случае применяется глухозаземленная нейтраль в низковольтных сетях?
3. Перечислите недостатки глухозаземленной нейтрали.
4. Назовите время работы неповрежденных фаз под повышенным напряжением для низковольтной сети с изолированной нейтралью.
5. Насколько опасно замыкание на землю в низковольтных сетях с изолированной нейтралью?
6. Опишите напряжение, которое должна выдерживать изоляция.
7. По какому пути потечет ток после замыкания фазы на землю в высоковольтной сети с изолированной нейтралью?
8. Каким будет напряжение фаз после замыкания фазы на землю в высоковольтной сети с изолированной нейтралью?
9. К чему может привести замыкание фазы на землю в высоковольтной сети с изолированной нейтралью?
10. Для чего устанавливают дугогасящую катушку в сетях с компенсированной нейтралью?
11. Как называется резонансная настройка катушки?
12. Где вероятность перенапряжения меньше: в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью?
13. Назовите сети, которые относятся к высоковольтным с глухозаземленной нейтралью.
14. В каком случае в сетях с глухозаземленной нейтралью возникает короткозамкнутый контур?
15. Для чего разземляют нейтрали трансформаторов?
16. Перечислите преимущества сети с глухозаземленной нейтралью при большом токе замыкания на землю.

## **ГЛАВА 5**

### **Расчетно-графическая работа**

#### **«Расчет районной электрической сети»**

##### **5.1. Общие сведения**

Предлагаемая расчетно-графическая работа ставит своей целью перенести в практическую плоскость и систематизировать теоретические знания, полученные по дисциплине «Передача и распределение электроэнергии», а также в смежных дисциплинах, научить студентов применять эти знания при решении инженерных задач, привить им навыки самостоятельной творческой работы.

При расчете электрической сети (ЭС) необходимо выполнить обоснование технических решений, определяющих оптимальный вариант ЭС, обеспечивающий потребителей качественной электроэнергией, бесперебойность электроснабжения при рациональном сочетании затрат на сооружение и эксплуатацию ЭС. При расчете главным образом определяют:

- конфигурацию электрической сети и принципиальную схему электрических соединений линий, станций и подстанций;
- параметры линий электропередачи и силовых трансформаторов;
- средства регулирования напряжения;
- компенсации реактивной мощности и размещения их в ЭС.

Необходимо наметить также и организационно-технические мероприятия по обеспечению экономичности и надежности функционирования ЭС. Электроэнергию считают качественной, если отклонения и колебания напряжения у электропотребителей и частоты в ЭС от номинальных значений не превосходят допустимых значений по ГОСТ. При этом предъявляют определенные требования к симметричности и синусоидальности напряжения.

Для обеспечения допустимых отклонений напряжения в узлах и частоты в ЭС необходимо удовлетворение условий баланса по активной и реактивной мощности. Надежность электроснабжения достигается прежде всего резервированием питания электропотребителей, однако это требует дополнительных капиталовложений, что не всегда экономически оправдано. Минимально необходимое резервирование определяют по категории надежности электропотребителей.

Электроснабжение электропотребителей первой категории следует осуществлять от двух независимых источников, которыми считают секции шин двух трансформаторов подстанции, питаемой не менее чем двумя линиями. Перерыв в их электроснабжении допустим лишь на время срабатывания АВР. Питание электропотребителей II категории допускают по одной линии и одним трансформатором при наличии централизованного резерва трансформаторов. Нагрузки III категории резервным питанием можно не обеспечивать.

## **5.2. Задание на выполнение расчетно-графической работы**

Время использования максимума активной нагрузки  $T_{\text{макс}}$  во всех пунктах электропотребления предполагают одинаковым ( $T_{\text{макс}} = 3500$  ч). Минимальную мощность нагрузки для всех подстанций принимают  $S_{\text{мин}} = (0,25 \dots 0,50)S_{\text{макс}}$  (по указанию преподавателя). При этом полагают, что коэффициенты мощности электропотребителей в максимальном и минимальном режимах одинаковы.

Задание на выполнение расчетно-графической работы включает:

1. Расположение на местности источников электроэнергии и пунктов ее потребления дано соответствующими координатами  $(X, Y)$  относительно условного начала координат.

2. Активные мощности нагрузок в пунктах потребления и генерации и соответствующие им коэффициенты мощности даны для режима максимальных нагрузок.

### **Сведения об источниках питания**

Питание проектируемой ЭС осуществляют от подстанции 1 и

от подстанции, принимаемой в качестве балансирующей. Предполагают, что на станциях могут быть любые номинальные напряжения класса 35...220 кВ. Рабочие уровни напряжения на шинах источника можно поддерживать в пределах от номинального напряжения соответствующей сети до максимально допустимого по условиям изоляции. Масштаб принять по указанию преподавателя. **Варианты заданий указаны в приложении А.**

### **5.3. Требования к оформлению**

Работа должна содержать пояснительную записку и графические материалы – чертежи формата А3.

Пояснительная записка состоит из титульного листа с названием работы, оглавления, основного материала, включающего все этапы расчетов, их результатов, анализа, выводов, описания и обоснования принятых решений, списка использованной литературы и приложений в виде результатов расчетов. План пояснительной записки должен соответствовать плану, по которому выполняют проектные разработки и расчеты. В тексте пояснительной записки обосновывают принятые решения.

Каждый раздел, изложение каждого вопроса в записке начинают с формулировки поставленной задачи. Далее приводят исходные данные, нормы и требования и намечают возможные варианты решения. Используя какой-либо метод расчета, обязательно приводят расчетные формулы в общем виде, подставляют значения в формулы в строгой последовательности с общим видом и приводят окончательный результат вычислений.

Каждый раздел должен содержать анализ результатов и выводы из них.

Необходимы ссылки на использованные литературные источники. В конце привести список литературы, составленный в порядке появления ссылок в тексте, с указанием авторов, места издания, издательства, года издания и числа страниц.

Рисунки нумеруют и делают к ним подрисуночные надписи.

Сокращения слов в записке не допускают, за исключением общепринятых.

Материал излагают во множественном числе, предпочтительно в безличной форме, в прошедшем совершенном времени.

Графический материал проекта состоит из схемы ЭС и ее схемы замещения. Приводят схему района, для которого спроектирована ЭС (с соблюдением масштабов), и представляют попарно основные рассмотренные в проекте принципиальные схемы и схемы электрических соединений вариантов сети. Схемы электрических соединений дают упрощенно: обозначают лишь выключатели. Указывают номинальное напряжение ЭС, а также виды линий и их протяженности, мощности нагрузок. На втором листе графической части приводят схему замещения электрической сети.

#### 5.4. Составление баланса активной и реактивной мощностей

Балансовые расчеты, т. е. выявление дефицита (или избытка) мощности, позволяют установить возможные направления передачи электроэнергии, оказывающие влияние на формирование схемы проектируемой ЭС и выбор параметров ее элементов.

В рассматриваемой работе баланс мощностей составляют только для режима наибольших активных и реактивных нагрузок, принимая допущения, что потребление наибольших нагрузок у всех потребителей ЭС происходит одновременно. Источники питания должны покрывать суммарную нагрузку  $P_{н\Sigma}$ , включающую активные нагрузки всех потребителей  $P_{н\Sigma}$ :

$$P_{н\Sigma} = P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6.$$

Потери активной мощности в линиях  $\Delta P_{л\Sigma}$  и трансформаторах  $\Delta P_{т\Sigma}$ :

$$P_{ист} \geq P_{п\Sigma} + \Delta P_{т\Sigma} + \Delta P_{л\Sigma} + P_{рез\Sigma} = P_{н\Sigma}, \quad (5.2)$$

где  $\Delta P_{т\Sigma} + \Delta P_{л\Sigma}$  – потери активной мощности в сети (в трансформаторах и в линиях), принимают ориентировочно равными 6...8 % от суммарной активной мощности нагрузки потребителей;  $P_{рез\Sigma}$  – необходимый резерв мощностей,  $P_{рез\Sigma}$  может быть приближенно принят равным 10 % от суммарной мощности соответствующей нагрузки.

Небаланс по активной мощности в ЭС покрывает балансирующая станция. Мощность небаланса определяется по следующей

формуле:

$$Q_{\text{ист}} + Q_{\text{кы}} \geq \Delta Q_{\text{п}\Sigma} + \Delta Q_{\text{т}\Sigma} + Q_{\text{рез}} = Q_{\text{н}\Sigma}. \quad (3)$$

По знаку небаланса можно судить о типе проектируемой ЭС. Если  $P_{\text{нб}} < 0$  (дефицитная ЭС), то недостающую в ЭС мощность генерирует балансирующая подстанция (координаты указываются преподавателем), т. е. электрическая энергии может передаваться из соседней районной сети, где имеет место избыток активной мощности. Если  $P_{\text{нб}} > 0$  (избыточная ЭС), то избыточная мощность передается из ЭС в балансирующий узел сети. Проектируемые для этого линии электропередач должны обладать достаточной пропускной способностью, их прокладывают по кратчайшему пути. В сбалансированной ЭС ( $P_{\text{нб}} \approx 0$ ) всю потребляемую мощность покрывает небалансирующая станция. Проектируемые связи с внешней ЭС (балансирующей станцией) обеспечивают надежность электроснабжения.

В отличие от активной мощности, реактивная мощность нагрузки состоит:

$$Q_{\text{н}\Sigma} = Q_{\text{п}\Sigma} + \Delta Q_{\text{т}\Sigma} + \Delta Q_{\text{л}\Sigma} + Q_{\text{рез}\Sigma} - Q_{\text{с}},$$

где  $Q_{\text{п}\Sigma}$  – реактивная мощность потребителей;

$$Q_{\text{п}\Sigma} = Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6.$$

Реактивная нагрузка может быть покрыта как генераторами электростанций, так и компенсирующими устройствами (синхронными компенсаторами, конденсаторными батареями и др.) [14]. Режим реактивной мощности линий зависит от режима напряжений. При повышении напряжения потери реактивной мощности  $\Delta Q_{\text{л}}$  уменьшаются, а генерируемая линиями зарядная мощность  $Q_{\text{с}}$  увеличивается.

На первоначальной стадии проектирования параметры ЭС неизвестны. Для упрощения полагают, что все линии работают в режиме натуральной мощности. Тогда при составлении баланса реактивной мощности можно принять условие  $\Delta Q_{\text{л}} \approx Q_{\text{с}}$ . Поэтому получают следующее уравнение баланса реактивной мощности:

$$Q_{\text{ист}} + Q_{\text{кы}} \geq \Delta Q_{\text{н}\Sigma} + \Delta Q_{\text{м}\Sigma} + Q_{\text{рез}} = Q_{\text{н}\Sigma}.$$



Потери реактивной мощности в трансформаторах  $\Delta Q_{m\Sigma}$  на одну трансформацию равны приблизительно 10 % от полной мощности нагрузок. Величину реактивной мощности, поступающей от станций  $Q_{ист}$ , следует определять по небалансу активной мощности  $P_{нб}$  в электрической сети и значению реактивной мощности первого генерирующего узла  $Q_{Г}$  и коэффициенту мощности  $\cos \varphi_{ист}$ , с которым запланирована выдача мощности с шин этих источников:

$$Q_{ист} = P_{нб} \operatorname{tg} \varphi + Q_{Г},$$

где  $Q_{Г}$  – реактивная мощность генерирующего узла (узел 1).

Значение коэффициента активной мощности источника  $\cos \varphi$  следует принимать для всех источников равным 0,90...0,95 при выдаче реактивной мощности по воздушным линиям (ВЛ) 35...220 кВ и 0,95...1,00 по ВЛ более высоких напряжений. Коэффициент реактивной мощности узла небаланса принять равным 0,95. Тогда можно определить мощность компенсирующих устройств (КУ), обеспечивающую баланс реактивной мощности ЭС:

$$Q_{ку} \geq Q_{н\Sigma} - Q_{ист}.$$

Причем условие  $Q_{ку} < 0$  свидетельствует о достаточном объеме располагаемом резерве реактивной мощности ЭС. Однако передать эту мощность электропотребителям можно только в концентрированных ЭС. Последними считают ЭС с относительно небольшой удаленностью электропотребителей от генерирующих источников. В дефицитной по реактивной мощности ЭС ( $Q_{ку} > 0$ ) необходимо размещение КУ. Оцененная суммарная мощность КУ распределяет по потребительским подстанциям проектируемого района в соответствии со средним по условию баланса коэффициентом мощности подстанций:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\delta} = \frac{Q_{П\Sigma} - Q_{ист}}{P_{П\Sigma}}.$$

Далее можно найти мощность компенсирующих устройств каждой подстанции, отвечающую балансу реактивной мощности ЭС:

$$\begin{aligned}
Q_{ky_i} &= P_{\Pi_i} (\operatorname{tg}\varphi_i - \operatorname{tg}\varphi_\delta); \\
Q_{ky_i} &= P_{\Pi_i} (\operatorname{tg}j_i - \operatorname{tg}j_d).
\end{aligned}
\tag{4}$$

Если коэффициент мощности на каких-либо подстанциях выше, чем аналогичная величина, соответствующая балансу реактивной мощности ЭС, то на этой подстанции КУ не устанавливают. Исключив нагрузку такой подстанции из дальнейших расчетов, определяют новое значение коэффициента мощности остальных подстанций, соответствующего балансу реактивной мощности:

$$\operatorname{tg}j'_d = \frac{Q_{nS} - Q_{\Pi_i} - Q_{ky}}{P_{nS} - P_{\Pi_i}}.$$

В соответствии с (4) уточняют мощность КУ каждой подстанции. На подстанциях, где  $Q_{ky} < 400$  кВар, нецелесообразна установка конденсаторных батарей. Их распределяют между ближайшими подстанциями так, чтобы  $\sum_j Q_{ky_i} = Q_{ky}$ .

КУ снижает общую (расчетную) мощность подстанции S:

$$S_{\Pi_i} = P_{\Pi_i} + j(Q_{\Pi_i} - Q_{ky_i}).$$

Составив балансы мощностей, определяют общее потребление мощностей ЭС, ее расчетные нагрузки для дальнейших расчетов, выбора параметров ЭС и оценки электрического состояния системы в нормальных и послеаварийных режимах. Целесообразность дополнительной установки, оптимального распределения КУ определяют экономическими расчетами оптимальных режимов ЭС.

## 5.5. Составление вариантов схем соединения сети

Число вариантов схем соединений ЭС быстро возрастает с ростом числа узлов. Уменьшение числа схем, подлежащих перебору, определение оптимальной схемы ЭС может быть выполнено методами математического моделирования.

Приступая к проектированию, намечают несколько вариантов схемы сети, различных по конфигурации. Каждый вариант предусматривает надежное электроснабжение потребителей I ка-

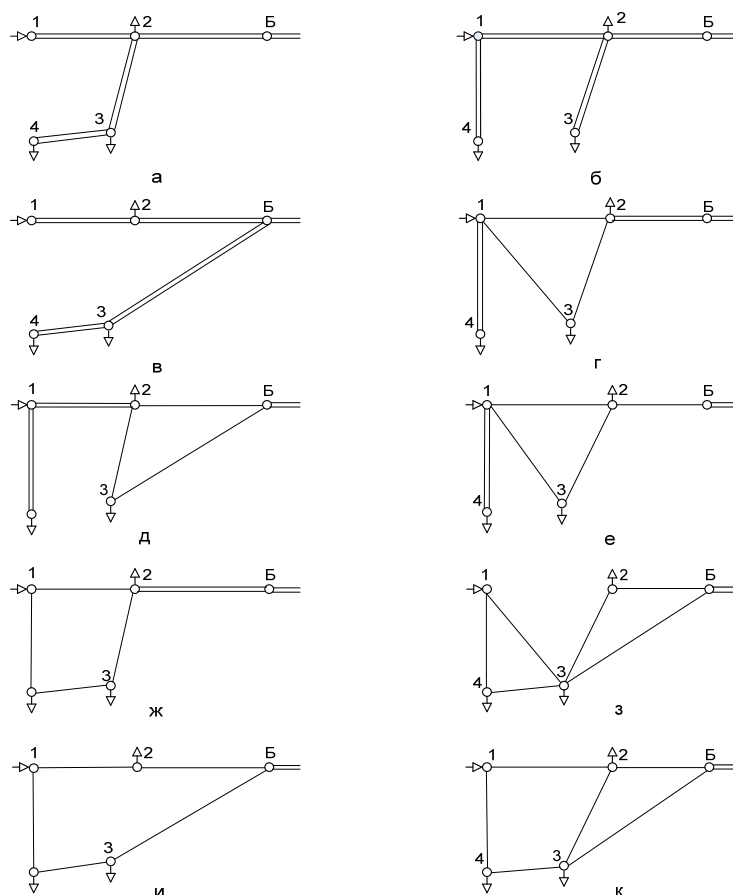
тегории по схеме с резервированием линий и понижающих трансформаторов подстанций. Электроснабжение пунктов, в которых отсутствуют потребители I категории, можно осуществлять по схемам без резервирования элементов сети. Целесообразность резервирования потребителей II категории определяют на основе экономической оценки ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Намечаемые варианты не должны быть случайными. Каждый вариант должен иметь ведущую идею построения сети. Сеть может быть построена по радиальному, магистральному, замкнутому и смешанному типу. Радиально-магистральные сети, питающие потребителей I категории, выполняют не менее чем двухцепными линиями электропередачи. Замкнутая сеть может быть одноцепной.

Трассы линий от источников до пунктов электропотребления необходимо прокладывать по возможно короткому пути, с первоочередным подключением наиболее мощных нагрузок. Следует избегать сооружения протяженных незагруженных участков ЭС, используемых только в послеаварийных режимах. Для обеспечения высокого уровня устойчивости параллельной работы электростанций и условий для широкого маневрирования мощностями предусматривают жесткие связи между электростанциями, т. е. с небольшой реактивностью и не менее чем по двум линиям.

Возможные варианты проектируемой ЭС при заданном расположении нагрузок I категории и источников питания показаны на рисунке 19.

Одним из достоинств схемы подстанций является простота. При выборе схемы подстанции необходимо стремиться к этому, в частности, к минимальному количеству выключателей 35...220 кВ. На транзитных и тупиковых подстанциях следует применять схемы подстанций с отделителями и короткозамыкателями. Вместе с тем для удобства эксплуатации и гибкости схемы на узловых подстанциях, как правило, нужны выключатели во всех основных цепях.



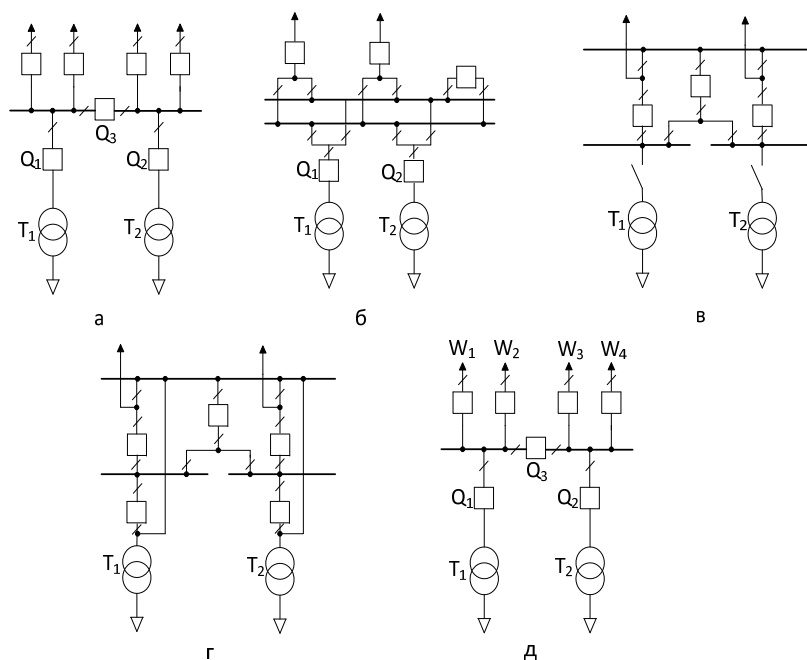
**Рисунок 19 – Варианты схем электрической сети**

При одноцепных линиях кольцевой сети с двухтрансформаторными подстанциями следует широко применять схему подстанции с одним выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов (рисунок 20).

Станции показывают схемами распределительных устройств (РУ) высшего напряжения без изображения генераторных цепей. Поскольку схемы РУ станций и подстанций зависят от количества присоединений (линий, трансформаторов), то завершают разработку этих схем после определения экономических сечений проводов отходящих линий и числа трансформаторов.

Разработку вариантов схемы ЭС выполняют в следующей последовательности:

1. Наносят в масштабе расположение станций и подстанций на плане. Указывают протяженность возможных трасс.
2. Обозначают станции и подстанции, потребители которых требуют резервирования.



**Рисунок 20 – Схемы узловых подстанций 35...220 кВ**

3. Выделяют близко расположенные подстанции, которые целесообразно объединить общей сетью. Электроснабжение удаленных подстанций осуществляют отдельными линиями.

4. Намечают целесообразные варианты выполнения ЭС в соответствии с приведенными рекомендациями. По возможности выбирают тип опор, исполнение двухцепных линий.

5. Составляют эскизы схем подстанций, указав основное коммутационное оборудование (выключатели, отделители).

6. Выделяют варианты, в которых на основе приближенной оценки потокораспределения отключение одной из линий приводит к наибольшему снижению напряжения.

### **5.6. Расчет приближенного потокораспределения**

Для правильного выбора номинальных напряжений и сечений проводов участков ЭС необходимо определить потокораспределение в сети. На данном этапе проектирования оценивают потокораспределение приближенно, со следующими допущениями:

1. Заданные (или полученные после установки КУ) нагрузки в узлах принимают в качестве расчетных. При этом не учитывают потери в трансформаторах подстанций, емкостные (зарядные) мощности линий, примыкающих к узлам.

2. Режим работы станции с заданной мощностью (узел 1) считают неизменным. Мощность указанной станции учитывается как отрицательная нагрузка. Балансирующая станция (система Б) позволяет выдавать (потреблять) любую мощность, потребляемую ЭС или выдаваемую в систему.

3. Потокораспределение в ЭС определяют из условия постоянства напряжений во всех узлах сети, т. е. без учета потерь мощности, по первому закону Кирхгофа для мощностей:

$$\underline{S}_i = \sum_j \underline{S}_{ij}.$$

При этом расчет в разомкнутых (радиально-магистральных) ЭС следует начинать с наиболее удаленного узла, а в кольцевых – с наиболее приближенного к источнику узла, предварительно определив потоки мощности на прилегающих к источнику участках по формулам:

$$\underline{S}_B = \frac{\sum_i \underline{S}_i l_{iB}}{l_{B-B'}}, \quad \underline{S}_{B'} = \frac{\sum_i \underline{S}_i l_{iB'}}{l_{B-B'}},$$

где  $l_{iB}$  – длина участка линии между двумя соседними нагрузочными узлами (подстанциями) определяется по формуле расстояния между точками с заданными координатами:

$$l = \sqrt{(x_1 - x_2)^2 + (y_1 - y_2)^2}.$$

где  $l_{B-B'}$  – полная длина линии.

4. Замкнутые сети предполагают однородными, что позволяет определить потокораспределение активных и реактивных мощностей независимо друг от друга по «приведенным длинам» в результате решения двух систем уравнений вида:

$$\sum_{j=1}^m P_{kj} \frac{l_{kj}}{n_{kj}} = 0, \quad \sum_{j=1}^m Q_{kj} \frac{l_{kj}}{n_{kj}} = 0, \quad k = 1, \dots, K,$$

где  $K$  – число независимых контуров;  $P_{kj}$ ,  $Q_{kj}$  – активная и реактивная мощность участка сети  $j$  контура  $k$ ;  $l_{kj}$  – длина линии участка  $j$ ;  $n_{kj}$  – количество параллельных ветвей участка  $j$ .

В приближенных расчетах можно также допустить постоянство коэффициентов мощности  $\cos \varphi$  всех нагрузок узлов. В этом случае производят распределение полных мощностей по их модулям:

$$\sum_{j=1}^m S_{kj} \frac{l_{kj}}{n_{kj}} = 0, k = 1, \dots, K.$$

6. Распределение нагрузок между несколькими параллельными линиями принимают одинаковым. Расчет потокораспределения в каждом варианте ЭС производят для максимальных нагрузок в нормальном (при включении всех цепей) и наиболее тяжелом послеаварийном (ремонтном) режимах работы.

### 5.7. Выбор номинального напряжения

Напряжение сети зависит от передаваемой мощности и расстояния, на которое передают электроэнергию. Его выбирают исходя из полученного потокораспределения и протяженности участков. Чем больше передаваемая по линии мощность и расстояние, на которое ее передают, тем выше по техническим и экономическим нормам должно быть номинальное напряжение электропередачи. Номинальное напряжение можно приближенно оценить по пропускной способности линий 35...500 кВ (таблица 3), по кривым (рисунок 21), характеризующим экономически целесообразные области применения указанных сетей, или аналитически, например, по формуле Стилла:

$$U = 4,34 \sqrt{1+16P}.$$

или по преобразованной С. Н. Никогосовым к более удобному виду формуле

$$U = 16^4 \sqrt{Pl}.$$

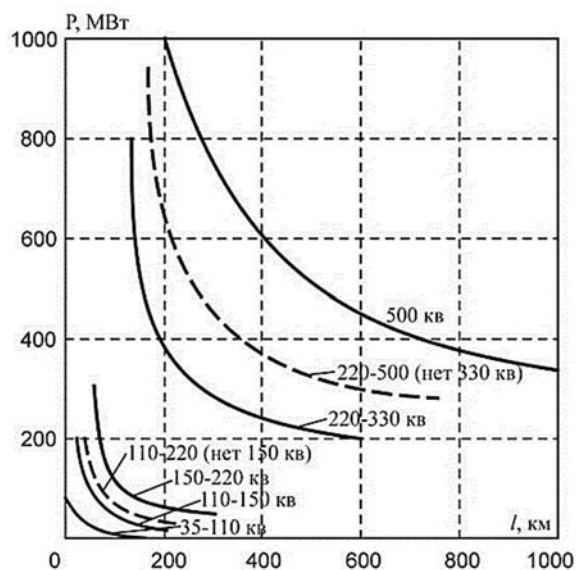
Эти формулы приемлемы для линий длиной до 250 км и передаваемых мощностей, не превышающих 60 МВт. В случае больших мощностей, передаваемых на расстояние до 1000 км, используют формулу А. М. Залесского:

$$U = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{l})}.$$

Найденные напряжения округляют до ближайшего номинального. При этом не всегда целесообразна ЭС, состоящая из линий одного напряжения.

**Таблица 3 – Пропускная способность электропередач 35...500 кВ**

Напряжение $U$ , кВ	Мощность на одну цепь $P$ , МВт	Расстояние передачи $l$ , км
35	3...10	50...15
110	10...50	150...50
150	50...70	150...100
220	100...200	250...150
330	200...300	400...300
500	700...900	1200...800



**Рисунок 21 – Области применения напряжений 35...500 кВ**

Варианты ЭС или отдельные ее участки могут иметь разные номинальные напряжения. Это зависит от многих факторов: мощности нагрузок, удаленности их от источников питания, их расположения относительно друг друга, от выбранной конфигурации ЭС, способов регулирования напряжения и др. Вначале определяют номинальное напряжение питающих, более загруженных

участков. Например, головной участок сети от источника питания до узловой подстанции может быть с одним напряжением, все другие линии (с наименьшей нагрузкой) – с другим, более низким номинальным напряжением. Участки кольцевой сети, как правило, необходимо выполнить на одно номинальное напряжение.

На данном этапе проектирования особенно ощутима взаимосвязь конфигурации схемы и параметров ЭС. Общее количество искомых и анализируемых параметров весьма большое.

Поэтому в общем случае выбирают номинальное напряжение всей ЭС или отдельных ее участков на основе технико-экономической оценки и сравнения вариантов сетей при различных номинальных напряжениях. Применительно к каждому из них определяют приведенные затраты, сопоставление которых позволяет выбрать необходимое напряжение.

На начальном этапе проектирования в качестве критерия приемлемости намеченных вариантов номинальных напряжений ЭС могут служить суммарные потери напряжения в нормальном и послеаварийном режимах при максимальных нагрузках, а также сечения сталеалюминиевых проводов.

Суммарные потери напряжения в сети определяют для режима наибольших нагрузок как алгебраическую сумму потерь напряжения на всех участках ЭС одного номинального напряжения от балансирующего источника до самой удаленной подстанции (станции).

Приемлемы варианты ЭС, где суммарные потери напряжения не выходят за пределы 15 %, а в послеаварийном режиме – до 20 % от номинального напряжения сети при условии использования на подстанциях ЭС устройств регулирования напряжения. Если потери напряжения до наиболее удаленного потребителя превосходят 15...17 %, а в послеаварийном режиме – 20...25 %, то такой вариант ЭС полностью или частично необходимо исключить из дальнейшего рассмотрения, так как обеспечение необходимого уровня напряжения у потребителей потребует чрезмерно больших капитальных затрат на установку устройств регулирования напряжения, и в целом вариант ЭС будет экономически нецелесообразным.

Для линий электропередач 35 кВ сечения проводов обычно выбирают в пределах от АС 35 до АС 150, линий 110 кВ – от АС 70 до АСО 240, линий 150 кВ – от АС 120 до АСО 300 и линий

220 кВ – в пределах от АСО 240 до АСО 400. При этом число параллельных цепей ЭС на каждом направлении не следует принимать более трех – четырех.

Большие потери напряжения, превышение в указанных сечениях свидетельствуют о заниженном номинальном напряжении или о нерациональной схеме сети. С другой стороны, если максимальные потери напряжения не превышают 2...3 %, значит номинальное напряжение сети завышено.

## **5.8. Выбор сечений проводов по условиям экономичности**

Экономическим называют сечение, соответствующее наименьшему значению расчетных (дисконтированных) затрат. Экономические сечения можно выбирать по нормированным значениям экономической плотности тока или по экономическим интервалам нагрузки.

Экономическую плотность тока представляют в предположении приближенной линейной зависимости стоимости сооружения 1 км линии электрической сети от сечения.

С увеличением сечения проводников уменьшаются потери энергии, но одновременно возрастают капитальные затраты и расходы цветного металла [24]. Выбранное сечение провода линий ЭС является экономичным, если оно соответствует оптимальному соотношению между капитальными затратами на сооружение и эксплуатацию и расходами, связанными с потерями электроэнергии. Чтобы найти это оптимальное соотношение, нужно определить, какое сечение проводов соответствует наименьшему значению расчетных затрат. Определить это сложно, необходим учет многих факторов в совокупности. Поэтому при проектировании линий 35...220 кВ выбирают сечения проводов не на основе технико-экономических сопоставлений в каждом конкретном случае, а по нормативным обобщенным показателям. В качестве таких показателей используют нормированные значения экономической плотности тока.

Значения экономической плотности тока  $j_э$  нормируют в зависимости от конструктивного выполнения линий, материала провода, продолжительности использования наибольшей нагрузки и района сооружения. Рекомендуемые значения экономической

плотности тока для ВЛ 35...220 кВ, выполненных сталеалюминиевыми проводами, приведены в таблице 4.

**Таблица 4 – Рекомендуемые значения экономической плотности тока для сталеалюминиевых проводов**

Район	$T_{\text{макс}}, \text{ Ч}$		
	До 3000	3000...5000	Более 5000
Европейская часть России, Закавказье, Забайкалье и Дальний Восток	1,3	1,1	1,0
Центральная Сибирь	1,5	1,4	1,3

На основе данных экономическое сечение определяют по выражению:

$$F_{\text{э}} = \frac{S_{\text{макс}} 10^3}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} J_{\text{э}} n_{\text{л}}},$$

где  $S_{\text{макс}}$  – полная мощность участка сети при максимальных нагрузках (из расчета потока мощности), МВ·А;  $n_{\text{л}}$  – число параллельных линий участка.

Полученное сечение  $F_{\text{э}}$  округляют до ближайшего стандартного значения.

Выбранное сечение проводов проверяют по техническим условиям:

- допустимому нагреву током нагрузки в послеаварийном режиме;
- по условиям образования короны;
- механической прочности.

Для выполнения указанных требований выбранные сечения должны соответствовать следующим условиям:

$$I_{\text{п/ав.макс}} \leq I_{\text{доп}};$$

$$F \geq F_{\text{мин.доп}}^{\text{кор}};$$

$$F \geq F_{\text{мин.доп}}^{\text{мех}}.$$

Максимальный ток  $I_{п/ав.макс}$  в послеаварийном режиме находят соответствующими расчетами. Допустимую токовую нагрузку  $I_{доп}$  принимают по справочным данным.

Для обеспечения экономически приемлемого уровня потерь электроэнергии на корону в ВЛ напряжением выше 35 кВ необходимо выбирать сечение сталеалюминиевых проводов не менее минимально допустимых  $F_{мин}^{мех}$ .

Условие  $F_{мин}^{мех}$  является ограничивающим при выборе проводов в сетях 35 кВ и ниже с малой плотностью нагрузки.

Сечение проводов по экономической плотности тока выбирают для ВЛ напряжением до 500 кВ включительно. Для ВЛ напряжением свыше 500 кВ экономическая плотность тока не нормирована.

Метод выбора сечения проводников по нормированным экономическим плотностям тока обладает недостатком: плотности определены при фиксированных значениях амортизационных отчислений для различных типов линий и в предположении линейной зависимости удельной стоимости проводов от сечений и непрерывности сечений как неперемного условия по отношению к оптимизируемым (дифференцируемым) аргументам (дискретным сечениям проводов).

Названные факторы, а также большие диапазоны времени  $T_{макс}$  приводят к значительным погрешностям при выборе экономических сечений.

Более точное решение определяет метод экономических интервалов токовых нагрузок, в котором учитывают дискретность шкалы стандартных сечений проводов и фактические значения параметров, влияющих на расчетные затраты.

Учет указанных факторов производят непосредственно при сопоставлении альтернативных сечений по приведенным (дисконтируемым) затратам с контролем токовой нагрузки.

Приведенные затраты  $Z = f(I)$  для стандартных сечений представляют собой серию пересекающихся параболических кривых. Точки пересечения кривых определяют интервал нагрузок (тока или мощности), в пределах которых значения расчетных (приведенных) затрат для данного стандартного сечения наименьшие по сравнению с другими сечениями. Такие интервалы, построенные для смежных сечений проводов, называют экономическими.

Для практического пользования кривые расчетных (приведенных, дисконтированных) затрат для различных сечений преобразованы в номограммы с координатами  $I, \sqrt{\sigma}$ , позволяющие непосредственно определять сечения проводов в зависимости от исполнения ЛЭП и материала опор. При выборе сечения провода по номограммам экономических интервалов необходимо определить максимальный ток линий и значение  $\sigma$ , учитывающее неравномерность электропотребления и экономические показатели электроэнергетики.

Зона, в которую попадает точка с координатами  $\sqrt{\sigma}, I$ , указывает значение экономического сечения. При выборе сечений по универсальным номограммам обеспечивают минимум приведенных затрат и учитывают режимно-технические ограничения:

$$\sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{E + P_a}{\tau C_3}},$$

где  $E$  – коэффициент дисконтирования, является величиной переменной, зависит от экономической конъюнктуры (конкретное значение задают во время проектирования);  $P_a$  – коэффициент отчислений на амортизацию ВЛ, о. е. (например, для ВЛ до 220 кВ, выполненных на металлических и железобетонных опорах, – 0,025);  $\tau$  – время максимальных потерь, ч/год (определяют аналитически);  $C_3$  – стоимость потерь электроэнергии, руб./кВт·ч.

## 5.9. Выбор трансформаторов на подстанциях

Для технико-экономического сопоставления исследуемых вариантов ЭС необходимо для каждой подстанции определить количество и мощность трансформаторов (автотрансформаторов). Практически бесперебойное электроснабжение потребителей I и II категорий обеспечивают при установке на подстанции двух одинаковых трансформаторов. Такое решение является, как правило, наиболее экономически целесообразным. При отключении одного трансформатора (плановом или аварийном) оставшийся в работе трансформатор должен обеспечить питание всех потребителей подстанции, исходя из допустимой перегрузки трансформатора при наибольшей нагрузке на 40 %. В большинстве случаев такой режим для двухтрансформаторных подстанций достигают при 70 %-ной загрузке каждого трансформатора на время максимума

нагрузки. Тогда номинальную мощность трансформатора можно определить следующим образом:

$$S_{\text{номТ}} \geq 0,7 S_{\text{макснагр}}.$$

Установку на подстанции трех и более трансформаторов допускают при концентрированных нагрузках, если предельной существующей шкале мощности двух трансформаторов недостаточно, а также при необходимости выделить по режиму напряжения электроснабжение резкопеременных нагрузок на отдельный трансформатор. Если для двухтрансформаторной подстанции коэффициент загрузки трансформатора принимают равным 0,7 (он может быть повышен до 0,93 по условиям допустимого характера электропотребления), то для трехтрансформаторной подстанции нагрузки трансформаторов, когда отключают один из них:

$$K_s = \frac{S_{\text{макс}}}{n_T \times S_{\text{номТ}}}.$$

При установке третьего трансформатора на двухтрансформаторной подстанции, выполненной по упрощенной схеме, сохраняют подключение подстанции к сети 35...220 кВ двумя линиями. Для подстанций с мощными трансформаторами 63 МВ·А и более целесообразно сооружать отдельную линию 35...220 кВ для подключения каждого трансформатора.

На однострансформаторных подстанциях, не имеющих потребителей I категории, номинальная мощность трансформатора должна покрывать всю подключенную на время максимума нагрузку:

$$S_{\text{номТ}} \geq S_{\text{макс}}.$$

После расчета по вышеприведенным формулам выбирают ближайшие большие стандартные значения  $S_{\text{номТ}}$ .

## 5.10. Расчет потерь электроэнергии в элементах цепи

Для экономического сравнения вариантов ЭС необходима оценка суммарных годовых потерь электроэнергии в линиях, трансформаторах, компенсирующих устройствах и других элементах, входящих в состав сети. Потери электроэнергии в ЭС заметно влияют на

ежегодные эксплуатационные расходы и себестоимость передачи электроэнергии. Потери электроэнергии в ЭС можно определять различными методами в зависимости от полноты и точности заданной исходной информации о режимах электропотребления в узлах ЭС и характере изменения нагрузки в элементах сети.

В практике перспективного проектирования и эксплуатации ЭС нередко потери электроэнергии при отсутствии графиков нагрузки оценивают методом времени максимальных потерь  $\tau$ , который позволяет определить нагрузочные потери (зависящие от тока нагрузки) в элементах сети по найденному предварительно потокораспределению при максимальных нагрузках и времени максимальных потерь  $\tau$ .

Общее выражение потерь электроэнергии за год, МВт·ч, в продольных ветвях схем замещения элементов сети с сопротивлением  $R$  имеет вид:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_M \tau = 3 I_M^2 R \tau = \frac{S_M^2}{U_{\text{ном}}^2} R \tau,$$

где  $\Delta P_M$  – потери активной мощности, МВт, соответствующие максимальной нагрузке  $S_M$ .

Значения  $\tau$  (ч/год) определяют по графикам, построенным в функции от  $T_M$  и  $\cos \varphi_M$  (рисунок 22) или по эмпирической формуле

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

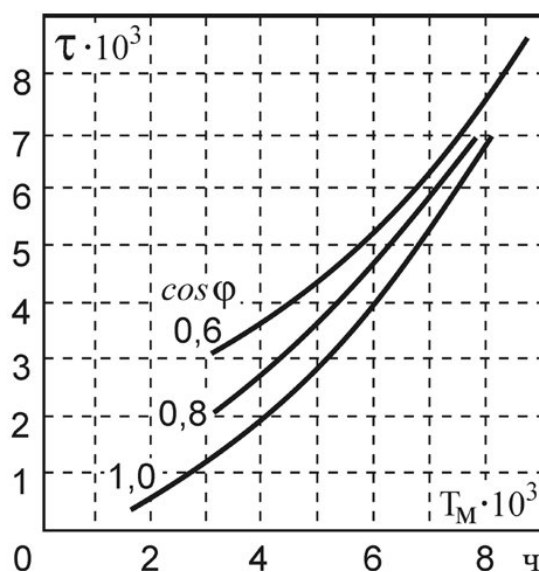


Рисунок 22 – Зависимости от времени

Для отдельных элементов сети, график изменения нагрузки которых зависит от режима работы нескольких потребителей,  $\tau$  определяют в зависимости от времени  $T_M$ , вычисленного по формуле

$$T_M = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Mi} T_{Mi}}{\sum_{i=1}^n P_{Mi}}$$

Суммарные годовые потери электроэнергии, МВт·ч, в различных элементах сети определяют в воздушных линиях электропередачи:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{вкор}} = \Delta P \times 8760 + \Delta P \tau,$$

где  $\Delta P_{\text{вкор}}$  – среднегодовые потери мощности на корону, МВт, которые учитывают для линий с номинальным напряжением 220 кВ и более;

в двухобмоточных трансформаторах:

$$\Delta \mathcal{E}_T = n_T \Delta P_x \times 8760 + \frac{\Delta P_k}{n_T} \frac{S_M^2}{S_{\text{номТ}}^2} \tau$$

или

$$\Delta \mathcal{E}_T = n_T \Delta P_x \times 8760 + \frac{S_M^2}{U_{\text{ном}}^2} \frac{R_T}{n_T} \tau,$$

где  $\Delta P_x$ ,  $\Delta P_k$  – номинальные (табличные) потери холостого хода и короткого замыкания в соответствующем трансформаторе;  $n_m$  – число одинаковых параллельно включенных трансформаторов.

В воздушных линиях электропередачи нагрузочные потери электроэнергии можно также определить по кривым удельных потерь активной мощности, приведенным в справочной литературе.

## 5.11. Сравнение вариантов по расчетным затратам

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) показывает весь эффект (выигрыш) инвестора, приведенный во времени к началу расчетного периода. Эффект определяется в сравнении с нормативным приростом на уровне ставки дисконтирования.

ЧДД определяется превышением результатов над затратами и записывается в виде:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T (P_t - Z_t) \frac{1}{(1 + E_p)^t} - K,$$

где  $P_t$  – результаты, достигаемые в шаге (год) расчет  $t$  (руб.), в нашем случае  $P_t$  определяется произведением суммарной мощности потребителей на время их работы в году, с учетом коэффициента загрузки;  $t$  – шаг расчета (1 год);  $T$  – расчетный период, принимаем 5 лет;  $Z_t$  – эксплуатационные затраты в шаге расчета, руб.; эксплуатационные затраты в год принимаем как 5 % от капиталовложений;  $K$  – сумма капиталовложений и потерь электроэнергии, руб.;  $E_p$  – норма дисконта.

Далее определим норму дисконта по формуле

$$E_p = \frac{1 + E}{1 + \delta_n} - 1,$$

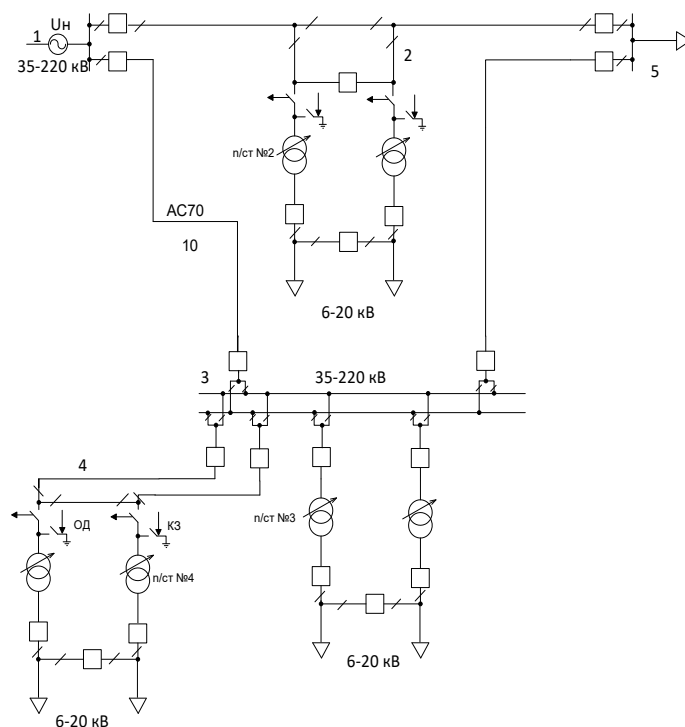
где  $E$  – постоянная норма дисконта  $E = 0,12$ ;  $\delta_n$  – темп инфляции принимаем равным 0,08.

Капитальные затраты определяет смета, которая является основным экономическим документом строительства. Сметные расчеты определяют абсолютную величину и структуру необходимых трудовых и материальных затрат. Однако для выявления самого экономичного варианта капитальные затраты с достаточной степенью точности можно подсчитать по укрупненным показателям стоимости одного трансформатора, одной ячейки РУ, одного километра линии, что в значительной степени упрощает расчеты.

Капиталовложения можно определить и по данным других источников, однако для сопоставимости затраты по всем вариантам нужно подсчитывать по одному или равнозначным источни-

кам. Для электростанций в данном проекте учитывают капиталовложения только в ОРУ, зависящие от числа отходящих ЛЭП, выбранной схемы ЭС. Для определения капиталовложений достаточно знать лишь основные параметры ЭС, определяемые в предыдущих разделах проекта: напряжение, длину и сечение проводов, тип схемы подстанции и число установленных на них выключателей и трансформаторов, мощность и тип трансформаторов и КУ. Затраты на элементы ЭС, повторяющиеся во всех вариантах, не учитывают.

Если варианты оказались экономически равноценными (различие приведенных затрат до  $\pm 5\%$ ), то лучший вариант выбирают в основном по качественным показателям. В этом случае предпочтение отдают варианту с более высокой надежностью электрообеспечения, оперативной гибкостью схемы, меньшими потерями электроэнергии, расходом цветного металла на провода ЛЭП и количеством аппаратуры, лучшими возможностями развития сети при росте нагрузок и т. п.



**Рисунок 23 – Принципиальная однолинейная схема электрических соединений сети**

Если варианты имеют различное номинальное напряжение, то при разнице в расчетных затратах менее 10...15 % предпочтение следует отдать варианту с более высоким номинальным напряжением, даже если этот вариант и дороже [20]. Выполнение проектной части расчетов завершают составлением принципиальной однолинейной схемы электрических соединений выбранного варианта ЭС. На рисунке 23 приведен пример выполнения такой схемы для сети 220 кВ.

## 5.12. Составление схемы замещения

Расчету установившихся режимов ЭС предшествует составление ее расчетной схемы замещения. Эту схему получают в результате объединения схем замещения отдельных элементов ЭС в соответствии с принципиальной схемой электрических соединений.

Для составления схемы замещения ЭС необходимо выбрать схему замещения каждого элемента системы и рассчитать ее параметры.

В качестве схемы замещения воздушных линий предпочтительна П-образная схема замещения с сосредоточенным сопротивлением [26].

Активное сопротивление зависит от материала проводника и сечения:

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

где  $\rho$  – удельное сопротивление, Ом·мм<sup>2</sup>/км;  $l$  – длина проводника, км;  $F$  – сечение проводника, мм<sup>2</sup>.

Сопротивление одного километра проводника называют погонным сопротивлением:

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

где  $\gamma$  – удельная проводимость материала проводника, кмСм/мм<sup>2</sup>.

На величину индуктивного сопротивления оказывает влияние диаметр провода, магнитная проницаемость  $\mu$  и частота переменного тока. Величина погонного индуктивного сопротивления рассчитывается по формуле

$$x_0 = \omega \left( 4,61g \frac{D_{\text{cp}}}{R_{\text{пр}}} + 0,5\mu \right) \times 10^{-4} = x'_0 + x''_0,$$

где  $\mu$  – относительная магнитная проницаемость;  $D_{\text{cp}}$  – среднегеометрическое расстояние между фазами ЛЭП;  $R_{\text{пр}}$  – радиус провода.

Среднегеометрическое расстояние между фазными проводами рассчитывается по формуле

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

Для ВЛ величина погонной реактивной проводимости рассчитывается следующим образом.

Для нерасщепленных проводов, См/км:

$$b_0 = \frac{7,58 \times 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{cp}}}{R_{\text{пр}}}}.$$

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

Реактивная проводимость участка сети рассчитывается по формуле

$$B = b_0 l.$$

На электрических схемах двухобмоточный трансформатор представляется Г-образной схемой замещения (рисунок 24).

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

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

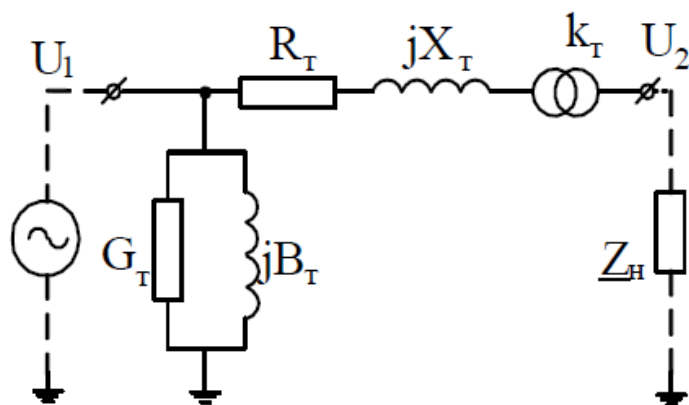


Рисунок 24 – Схема замещения двухобмоточного трансформатора

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

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

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

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, т. е. 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  $\Delta P_x$ ,

кВт;

- потери активной мощности в режиме короткого замыкания  $\Delta P_k$ , кВт;

- напряжение короткого замыкания  $U_k$ , %;

- ток холостого хода  $I_x$ , %.

Потери активной мощности в режиме короткого замыкания идут на нагрев обмоток.

Математически это можно записать:

$$\Delta P_k = 3I_{1\text{НОМ}}^2 R_T.$$

Если в формуле значение тока записать через мощность и номинальное напряжение обмотки высшего напряжения:

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

Отсюда получим выражение для расчета активного сопротивления двухобмоточного трансформатора:

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

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

Падение напряжения в активном сопротивлении трансформатора:

$$U_{ка}, \% = \frac{U_{ка}}{U_{\text{ВНОМ}}} \times 100.$$

Подставим в выражение значение  $R_T$ , получим:

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

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:

$$U_{\text{кр, \%}} = \frac{U_{\text{кр}}}{U_{\text{В НОМ}}} \times 100 = \frac{\sqrt{3} I_{\text{НОМ}} X_{\text{T}}}{U_{\text{В НОМ}}} \times 100.$$

Из него можем найти величину реактивного сопротивления трансформатора:

$$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{кр}} U_{\text{В НОМ}}}{100 \sqrt{3} I_{\text{НОМ}}}.$$

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

$$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{кр}} U_{\text{В НОМ}}}{100 \sqrt{3} I_{\text{НОМ}}} \times \frac{U_{\text{В НОМ}}}{U_{\text{В НОМ}}} = \frac{U_{\text{кр}} U_{\text{В НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}}.$$

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

$$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к}} U_{\text{В НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}}.$$

Трансформаторы имеют устройства регулирования напряжения (РПН или ПБВ), которые позволяют менять коэффициенты трансформации. Поэтому величина  $U_{\text{к}}$  (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, который выполняется при номинальном напряжении. В этом режиме трансформатор потребляет мощность, равную потерям холостого хода:

$$\Delta S_{\text{x}} = \Delta P_{\text{x}} + j \Delta Q_{\text{x}}.$$

Потери активной мощности пропорциональны активной проводимости трансформатора:

$$\Delta P_{\text{x}} = U_{\text{В НОМ}}^2 G_{\text{T}}.$$

Отсюда может быть определена величина активной проводимости:

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{В НОМ}}^2}.$$

Потери реактивной мощности пропорциональны реактивной проводимости трансформатора:

$$\Delta Q_x = U_{\text{В НОМ}}^2 B_T.$$

Следовательно, величина реактивной проводимости трансформатора равна:

$$B_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{\text{В НОМ}}^2}.$$

Величина потерь реактивной мощности пропорциональна току намагничивания:

$$\Delta Q_x = 3I_\mu U_{\text{В НОМ ф}},$$

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

Величина тока холостого хода складывается из тока намагничивания  $I_\mu$  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 (3) можно записать:

$$\Delta Q_x \approx 3I_x U_{\text{В НОМ ф}}.$$

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

$$\Delta Q_x \approx \frac{3I_{x\%} I_{\text{НОМ}}}{100} \times 100 = \frac{U_{\text{В НОМ}}}{\sqrt{3}} = \frac{I_{x\%} S_{\text{НОМ}}}{100}.$$

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

$$B_T = \frac{I_{X\%} S_{\text{НОМ}}}{100 U_{\text{В НОМ}}^2}.$$

### 5.13. Пример выполнения расчета

Исходные данные для расчета районной электрической сети представлены в таблице 5.3. Аналогичные исходные данные приведены в приложении А.

Таблица 5 – Исходные данные

Вариант	Данные	Источник 1	Характеристики нагрузок				
			2	3	4	5	6
38	$P$ , МВт	16	10	7	2	2	5
	$\cos\varphi$	0,74	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
	$X$	70	90	110	80	85	70
	$Y$	70	90	85	40	55	50

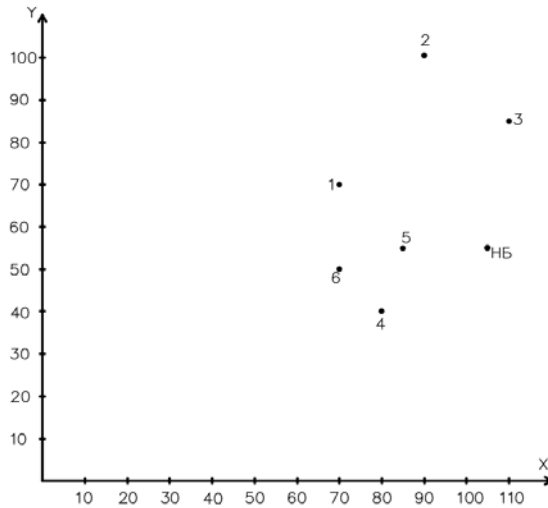
Категории потребителей по надежности электроснабжения: 2–3 – I; 4 – II; 5,6 – III.

Время максимального использования:  $T_M = 3500$  ч. Географическое расположение источников и пунктов потребления электроэнергии на плане местности показано на рисунке 25. Масштаб: 1 у. е. = 0,5 км.

Составим балансы активной и реактивной мощностей. Определим суммарную активную мощность нагрузки потребителей:

$$P_{\text{п}\Sigma} = \sum_2^6 P_i = P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6,$$

$$P_{\text{п}\Sigma} = \sum_2^6 P_i = 10 + 7 + 2 + 2 + 5 = 26 \text{ МВт.}$$



**Рисунок 25 – Географическое расположение источников и пунктов потребления электроэнергии**

Источники питания должны покрывать суммарную нагрузку ЭС, включающую активные нагрузки всех потребителей, потери активной мощности в линиях и трансформаторах:

$$P_{\text{ист}} \geq P_{\text{п}\Sigma} + \Delta P_{\text{т}\Sigma} + \Delta P_{\text{л}\Sigma} + P_{\text{рез}\Sigma} = P_{\text{н}\Sigma},$$

где  $P_{\text{ист}}$  – мощность источников питания;  $\Delta P_{\text{т}\Sigma} + \Delta P_{\text{л}\Sigma}$  – потери активной мощности в сети, принимаемые  $0,06 P_{\text{п}\Sigma}$ ;  $P_{\text{рез}\Sigma}$  – необходимый резерв мощностей, принимаемый  $0,1 P_{\text{п}\Sigma}$ ;  $P_{\text{н}\Sigma}$  – суммарная нагрузка ЭС.

$$P_{\text{ист}} \geq 26 + 0,06 \times 26 + 0,1 \times 26 = 30,16 \text{ МВт.}$$

Небаланс по активной мощности в ЭС покрывает балансирующая станция, активная мощность которой будет равна:

$$P_{\text{нб}} = P_{\Gamma} - P_{\text{н}\Sigma},$$

где  $P_{\Gamma}$  – активная мощность генерирующего узла;

$$P_{\text{нб}} = 16 - 30,16 = -14,16 \text{ МВт.}$$

Отрицательное значение  $P_{\Gamma}$  показывает, что ЭС является дефицитной, а недостающую мощность генерирует балансирующая станция.

Определим полные мощности узлов с учетом коэффициента мощности:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos \varphi_i};$$

$$S_1 = \frac{16}{0,74} = 21,62 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_2 = \frac{10}{0,75} = 13,3 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_3 = \frac{7}{0,85} = 8,23 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_4 = \frac{2}{0,75} = 2,67 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_5 = \frac{2}{0,85} = 2,35 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_6 = \frac{5}{0,75} = 6,67 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Определим реактивные мощности узлов:

$$Q_i = \sqrt{S_i^2 - P_i^2};$$

$$Q_1 = \sqrt{21,62^2 - 16^2} = 14,54 \text{ МВАр};$$

$$Q_2 = \sqrt{13,3^2 - 10^2} = 8,77 \text{ МВАр};$$

$$Q_3 = \sqrt{8,23^2 - 7^2} = 4,33 \text{ МВАр};$$

$$Q_4 = \sqrt{2,67^2 - 2^2} = 1,77 \text{ МВАр};$$

$$Q_5 = \sqrt{2,35^2 - 2^2} = 1,23 \text{ МВАр};$$

$$Q_6 = \sqrt{6,67^2 - 5^2} = 4,41 \text{ МВАр}.$$

Далее определим коэффициенты реактивной мощности:

$$\text{tg} \varphi_i = \frac{Q_i}{P_i};$$

$$\text{tg} \varphi_1 = \frac{14,54}{16} = 0,91;$$

$$\operatorname{tg}\varphi_2 = \frac{8,77}{10} = 0,87;$$

$$\operatorname{tg}\varphi_3 = \frac{4,33}{7} = 0,62;$$

$$\operatorname{tg}\varphi_4 = \frac{1,77}{2} = 0,88;$$

$$\operatorname{tg}\varphi_5 = \frac{1,23}{2} = 0,61;$$

$$\operatorname{tg}\varphi_6 = \frac{4,41}{5} = 0,88.$$

Тогда суммарная реактивная мощность нагрузки потребителей:

$$Q_{\text{н}\Sigma} = \sum_2^6 Q_i = Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6,$$

$$Q_{\text{н}\Sigma} = \sum_2^6 Q_i = 8,77 + 4,33 + 1,77 + 1,23 + 4,41 = 20,51 \text{ МВАр.}$$

Суммарная реактивная нагрузка будет равна:

$$Q_{\text{н}\Sigma} = Q_{\text{н}\Sigma} + \Delta Q_{\text{т}\Sigma} + Q_{\text{рез}},$$

где  $\Delta Q_{\text{т}\Sigma}$  – потери реактивной мощности в трансформаторах, принимаемые  $0,1 Q_{\text{н}\Sigma}$ ;  $Q_{\text{рез}}$  – резерв по реактивной мощности, принимаем  $0,1 Q_{\text{н}\Sigma}$ .

Потери реактивной мощности приравниваем к реактивной мощности генерируемой самой линией (считаем, что линия работает в режиме натуральной мощности):

$$Q_{\text{н}\Sigma} = 20,51 + 0,1 \times 20,51 + 0,1 \times 20,51 = 24,61 \text{ МВАр.}$$

Для обеспечения баланса реактивной мощности требуется применение компенсирующих устройств с общей мощностью в проектируемой сети:

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{н}\Sigma} - Q_{\text{ист}},$$

где  $Q_{\text{ист}} = Q_1$  – реактивная мощность источника электроснабжения.

$$Q_{\text{КУ}} = 24,61 - 14,54 = 10,07 \text{ МВАр.}$$

Оценочная суммарная реактивная мощность [11] конденсаторных устройств определяет усредненный коэффициент мощности, будет равна:

$$\operatorname{tg}\varphi_{\delta} = \frac{Q_{\text{п}\Sigma} - Q_{\text{кв}}}{P_{\text{п}\Sigma}},$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{\delta} = \frac{20,51 - 10,07}{26} = 0,4.$$

Исходя из полученных данных, определяем мощность каждой конденсаторной установки (КУ) в каждом узле:

$$Q_1 = P_1(\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_{\delta});$$

$$Q_2 = 10(0,87 - 0,4) = 4,7 \text{ МВАр};$$

$$Q_3 = 7(0,62 - 0,4) = 1,5 \text{ МВАр};$$

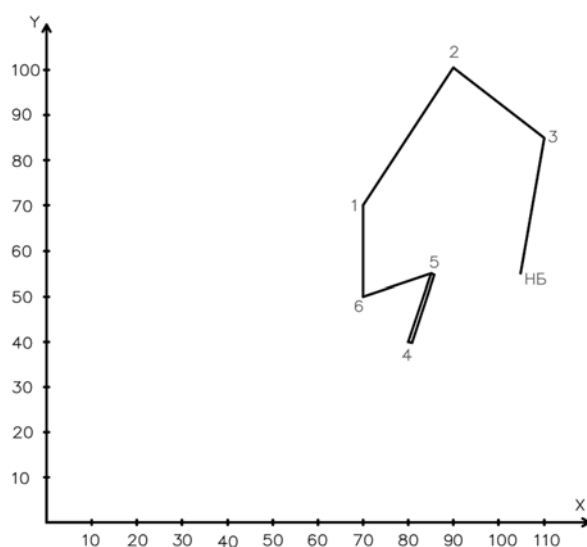
$$Q_4 = 2(0,88 - 0,4) = 1,0 \text{ МВАр};$$

$$Q_5 = 2(0,61 - 0,4) = 0,4 \text{ МВАр};$$

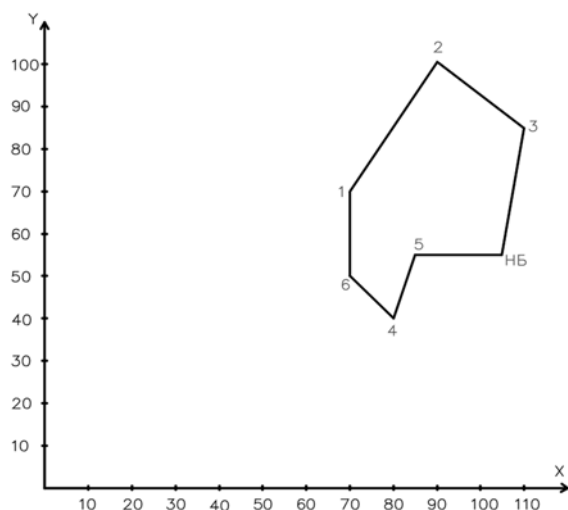
$$Q_6 = 5(0,88 - 0,4) = 2,4 \text{ МВАр}.$$

Полученные мощности КУ позволят снизить реактивные составляющие нагрузок.

Вводится допущение о возможности прокладки линий по прямой. В соответствии с ним разработаны схемы соединения сети с обеспечением резервирования для потребителей I (2, 3) и II (4) категорий. Разработанные схемы приведены на рисунках 26 и 27.



**Рисунок 26 – Схема варианта 1**



**Рисунок 27 – Схема варианта 2**

Проведем расчет для двух вариантов схем соединений сети. Длины линий, соединяющих соответствующие точки сети, сведены в таблицу 6 (определены по схемам с учетом масштаба), а мощности для удобства – в таблицу 7.

**Таблица 6 – Расстояния между точками сети**

Линия	1–2	2–3	1–6	6–5	5–4	3–нб	5–нб	6–4
Расстояния, км	28,5	21	20	16	16	30	20	15

**Таблица 7 – Мощности узлов сети**

№	1	2	3	4	5	6	нб
$P$ , МВт	16	10	7	2	2	5	14,16
$Q$ , МВАр	14,58	4,07	2,83	0,77	0,83	2,01	0
$S$ , МВ·А	21,62	10,80	7,55	2,14	2,17	5,39	14,16

При расчете принимаются следующие допущения:

1. Заданные нагрузки в узлах принимают в качестве расчетных. При этом не учитывают потери в трансформаторах подстанций, емкостные (зарядные) мощности линий, примыкающих к узлам.

2. Режим работы станции с заданной мощностью (узел 1) считают неизменным. Балансирующая станция (нб) позволяет выдавать (потреблять) любую мощность, потребляемую ЭС или выдаваемую в систему.

3. Потокораспределение в ЭС определяют из условия постоянства напряжений во всех узлах сети, т. е. без учета потерь мощности, в соответствии с правилами Кирхгофа.

4. Замкнутые сети предполагают однородными, что позволяет определить потокораспределение активных и реактивных мощностей независимо друг от друга по «приведенным длинам».

### Расчет для схемы варианта 1

Определим потоки мощности. Для удобства изобразим схему потокораспределения в разомкнутом контуре 4-5-6-1-2-3-НБ на рисунке 28.

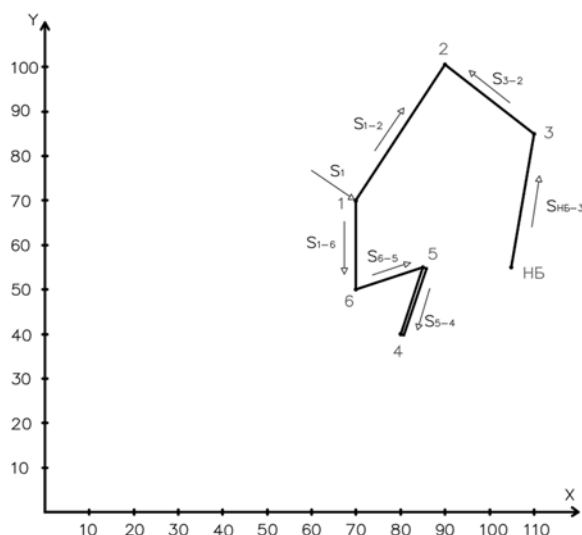


Рисунок 28 – Схема потокораспределения в разомкнутом контуре 4-5-6-1-2-3-НБ

Определяем передаваемую мощность на участках сети:

$$S_{1-6} = 9 + j3,61 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{6-5} = 4 + j1,60 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{5-4} = 2 + j0,77 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{1-2} = 7 + j10,97 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{2-3} = 3 + j6,90 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{3-нб} = 14,16 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Результаты расчета для схемы варианта 1 сведем в таблицу 8.

**Таблица 8 – Результаты расчета для схемы варианта 1**

№	1–6	6–5	5–4	1–2	2–3	3-нб
$P, \text{МВт}$	9	4	2	7	3	14,16
$Q, \text{МВАр}$	3,61	1,60	0,77	10,97	6,90	–
$S, \text{МВ}\cdot\text{А}$	9,70	4,31	2,14	13,01	7,52	14,16

### Расчет для схемы варианта 2

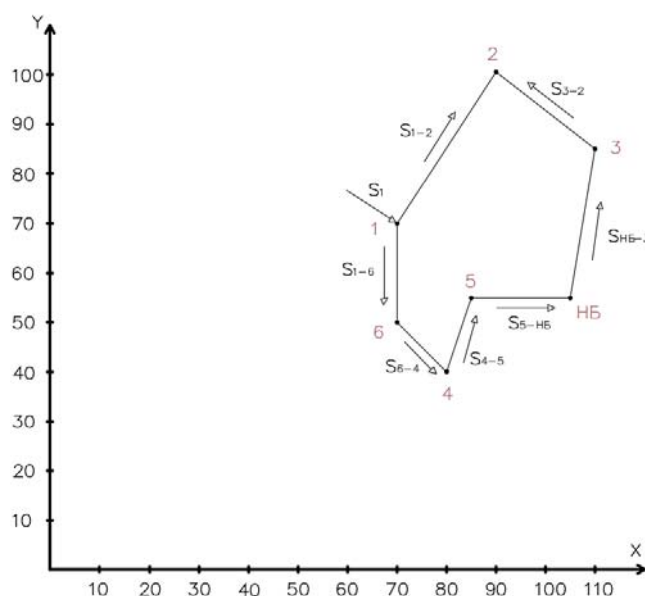
Определяем распределение мощностей на кольцевой схеме (рисунок 29). Представим кольцевую схему в виде разомкнутой сети (рисунок 30):

$$S_{1-2} = \frac{S_6 l_{1''6} + S_4 l_{1''4} + S_5 l_{1''5} + S_{\text{нб}} l_{1''\text{нб}} + S_3 l_{1''3} + S_2 l_{1''2}}{\sum l};$$

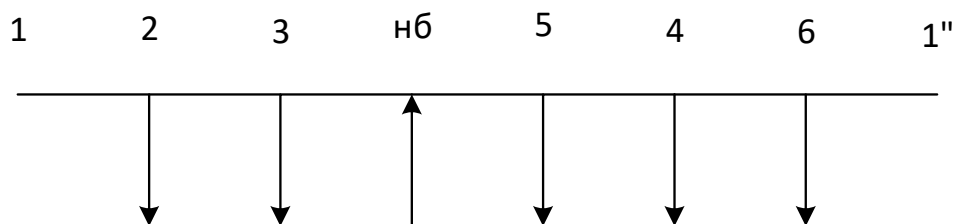
$$S_{1''-6} = \frac{S_2 l_{12} + S_3 l_{13} + S_{\text{нб}} l_{1\text{нб}} + S_5 l_{15} + S_4 l_{14} + S_6 l_{16}}{\sum l};$$

$$S_{1-2} = 7,93 + j5,65 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{1''-6} = 3,91 + j4,59 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$



**Рисунок 29 – Схема потокораспределения в замкнутом контуре 1–2–3–НБ–5–4–6–1**



**Рисунок 30 – Разомкнутая кольцевая схема**

Определим передаваемую мощность на участках:

$$S_{6-4} = -1,09 + j2,58 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{4-5} = -3,09 + j1,81 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{5-\text{нб}} = -5,09 + j0,98 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{\text{нб}-3} = 9,07 + j1,25 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{3-2} = 2,07 + j1,58 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Знак «минус» перед активной составляющей мощности указывает на то, что мощность передается в противоположенном направлении. Знак реактивной составляющей в соответствии с ее физическим смыслом роли не играет.

Результаты расчета для схемы варианта 2 сведем в таблицу 9.

**Таблица 9 – Результаты расчета для схемы варианта 2**

№	1–6	6–4	4–5	5-нб	нб-3	3–2	1–2
$P$ , МВт	3,91	1,09	3,09	5,09	9,07	2,07	7,93
$Q$ , МВАр	4,59	2,58	1,81	0,98	1,25	1,58	5,65
$S$ , МВ·А	6,02	2,80	3,58	5,18	9,15	2,60	9,74

### *Выбор номинального напряжения*

С учетом длины линий и передаваемых мощностей для определения оптимального уровня напряжения воспользуемся формулой Стилла (производится оценка участка с самой большой передаваемой мощностью):

$$U = 4,34 \sqrt{l_n + 16P_n}.$$

Выбираем из стандартного ряда напряжений номинальное напряжение  $U_{\text{НОМ}} = 110$  кВ. Этот результат, соответствует также рисунку 21 и таблице 2.

#### *Выбор сечения проводов*

С учетом времени максимального использования ( $T_{\text{М}} = 3500$  ч) экономическая плотность тока для района проектирования составит  $j_{\text{э}} = 1,1$ .

Экономическое сечение проводов можно определить по формуле

$$F_{\text{э}} = \frac{|S|}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}j_{\text{э}}n_{\text{л}}},$$

где  $S$  – полная мощность участка сети (из расчета потока мощности);  $n_{\text{л}}$  – число параллельных линий участка.

Таким образом, экономические сечения

- для схемы варианта 1:

$$F_{\text{э}1-6} = \frac{9,7 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 110 \times 1,1 \times 1} = 46,3 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{э}6-5} = \frac{4,31 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 110 \times 1,1 \times 1} = 20,6 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{э}5-4} = \frac{2,14 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 110 \times 1,1 \times 2} = 10,2 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{э}1-2} = \frac{13,01 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 110 \times 1,1 \times 1} = 62,1 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{э}2-3} = \frac{7,52 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 110 \times 1,1 \times 1} = 35,9 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{э}3-нб} = \frac{14,16 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 110 \times 1,1 \times 1} = 67,6 \text{ мм}^2;$$

- для схемы варианта 2:

$$F_{\text{Э}1-6} = \frac{6 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 110 \times 1,1 \times 1} = 28,7 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{Э}6-4} = \frac{2,8 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 110 \times 1,1 \times 1} = 13,4 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{Э}4-5} = \frac{3,58 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 110 \times 1,1 \times 1} = 17,1 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{Э}5-нб} = \frac{5,18 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 110 \times 1,1 \times 2} = 24,7 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{Э}нб-3} = \frac{9,15 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 110 \times 1,1 \times 1} = 43,7 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{Э}3-2} = \frac{2,60 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 110 \times 1,1 \times 1} = 12,4 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{Э}1-2} = \frac{9,74 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 110 \times 1,1 \times 2} = 46,5 \text{ мм}^2.$$

В соответствии с требованиями ПУЭ для сети с номинальным напряжением 110 кВ не допускается сечение провода менее 70 мм<sup>2</sup>. Поэтому выбираются провода из ряда стандартных сечений  $F$ . Результаты выбора записываются в таблицу 10.

#### *Выбор трансформаторов на подстанциях*

Трансформаторы выбираются с учетом категории и мощности узлов сети. При этом для двухтрансформаторных подстанций оптимальный режим работы достигается при 70 %-ной загрузке каждого трансформатора на время максимума нагрузки. Для удобства категории и мощности узлов сведены в таблицу 11.

Таким образом, для узлов 2, 3 и 4 с целью обеспечения надежности на подстанции размещаются два трансформатора. Для узлов 5 и 6 на подстанции размещаем один силовой трансформатор. Выбранные трансформаторы сведены в таблицу 12.

**Таблица 10 – Выбор проводов для линий электрической сети**

Участок	$F_э, \text{мм}^2$	$F, \text{мм}^2$	Марка провода
Схема варианта 1			
1–6	9,70	70	АС 70/11
6–5	4,31	70	АС 70/11
5–4	2,14	70	АС 70/11
1–2	13,01	70	АС 70/11
2–3	7,52	70	АС 70/11
3–нб	14,16	70	АС 70/11
Схема варианта 2			
1–6	6,02	70	АС 70/11
6–4	2,80	70	АС 70/11
4–5	3,58	70	АС 70/11
5–нб	5,18	70	АС 70/11
нб–3	9,15	70	АС 70/11
3–1	2,60	70	АС 70/11
1–2	9,74	70	АС 70/11

**Таблица 11 – Категории и мощности узлов нагрузок сети**

№ узла	2	3	4	5	6
Категория	I	I	II	III	III
$S, \text{МВ} \cdot \text{А}$	10,28	7,53	2,15	2,15	5,38
$0,75S, \text{МВ} \cdot \text{А}$	7,71	5,65	1,61	1,61	4,04

**Таблица 12 – Трансформаторы трансформаторных подстанций узлов нагрузок сети**

№ узла	2	3	4	5	6
Количество трансформаторов	2	2	2	1	1
Модель трансформатора	ТДН-10000/110	ТМН-6300/110	ТМН-6300/110	ТМН-6300/110	ТМН-6300/110

*Расчет потерь электроэнергии в электрической сети*

Расчет потерь осуществим методом времени максимальных потерь  $\tau$ , которую, в свою очередь, определим по эмпирической формуле

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{1 \times 10^4} \right)^2 \times 8760;$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{3500}{1 \times 10^4} \right)^2 \times 8760 = 1968.$$

*Расчет потерь в воздушных линиях электропередачи*

Для расчета потерь в линиях сведем необходимые данные в таблицу 13.

Потери в линии рассчитываются по формуле

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_M \tau = 3 I_M^2 P \tau = \frac{S_M^2}{U_{НОМ}^2} R \tau.$$

Потери в линиях для схемы варианта 1:

$$\Delta \mathcal{E}_{1-6} = 254 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{6-5} = 74 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{5-4} = 21,1 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{1-2} = 107,5 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{2-3} = 86,3 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{3-\text{нб}} = 418 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

**Таблица 13 – Параметры линий электропередачи**

Участок	Мощность $S$ , МВ·А	Провод	Длина $l$ , км	Удельное активное сопротивление $r_0$ , Ом/км	Активное сопротивление $R = lr_0$ , Ом
Схема варианта 1					
1–6	9,70	АС 70/11	20	0,428	8,66
6–5	4,31	АС 70/11	16	0,428	6,84
5–4	2,14	АС 70/11	16	0,428	3,42
1–2	13,01	АС 70/11	28,5	0,428	12,2
2–3	7,52	АС 70/11	21	0,428	8,99
3-нб	14,16	АС 70/11	30	0,428	12,84
Схема варианта 2					
1–6	6,02	АС 70/11	20	0,428	8,56
6–4	2,80	АС 70/11	15	0,428	6,42
4–5	3,58	АС 70/11	16	0,428	6,84
5-нб	5,18	АС 70/11	20	0,428	8,56
нб-3	9,15	АС 70/11	30	0,428	12,84
3–2	2,60	АС 70/11	21	0,428	8,99
1–2	9,74	АС 70/11	28,5	0,428	12,2

для схемы варианта 2:

$$\Delta \mathcal{E}_{1-6} = 50 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{6-4} = 7,6 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{4-5} = 13,6 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{5-нб} = 40 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{нб-3} = 170 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{3-2} = 11 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{1-2} = 175 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Потерями на коронирование при напряжении 110 кВ пренебрегаем.

### *Расчет потерь в трансформаторах*

Для расчета потерь в трансформаторах на подстанциях сведем их паспортные данные в таблицу 14.

**Таблица 14 – Паспортные данные трансформаторов**

№ узла	Модель	Количество $n_T$	Номинальная мощность $S_H$ , МВ·А	Потери холостого хода $\Delta P_x$ , кВт	Потери короткого замыкания $\Delta P_K$ , кВт
2	ТДН-10000/110	2	10	14	58
3–4	ТМН-6300/110	2	6,3	10	44
5–6	ТМН-6300/110	1	6,3	10	44

Потери в двухобмоточных трансформаторах можно определить по формуле

$$\Delta \mathcal{E}_T = n_T \Delta P_x 8760 + \frac{\Delta P_K}{n_T} \times \frac{S^2}{S_H^2} \tau.$$

Тогда годовые потери энергии по узлам сети:

$$\Delta \mathcal{E}_{T2} = 305 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{T3} = 237 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{T4} = 180 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{T5} = 97,7 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{T6} = 150 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

### *Сравнение разработанных схем по затратам*

Путем сравнения капитальных затрат (приблизительно связаны с длинами линий) и суммарных планируемых потерь электроэнергии определяется оптимальная из разработанных ранее схем. Для удобства данные по схемам сведены в таблицу 15.

**Таблица 15 – Параметры схем сети**

Схема	Длина линии АС70/11, км	Длина линий суммарная, км	Потери суммарные, МВт·ч
Вариант 1	131,5	131,5	960,9
Вариант 2	150,5	150,5	467,2

Анализ параметров схем показывает, что при организации сети по схеме варианта 1 суммарные годовые потери электроэнергии превышают таковые у схемы варианта на 48,6 %.

Исходя из этого можно заключить, что оптимальной для организации сети является схема варианта 2. В соответствии с заданием курсовой работы была разработана схема районной электрической сети. Для этого был составлен баланс активной и реактивной мощностей в этой сети, определена недостающая мощность, которую требуется получить от балансирующей станции. Были разработаны два варианта схемы электроснабжения района с учетом категорий потребителей по требуемой надежности электроснабжения.

Таким образом, произведены расчеты перетоков мощностей в линиях, определено оптимальное напряжение для передачи электрической энергии – 110 кВ. Исходя из мощности потребления электроэнергии в каждом узле сети и категории потребителей по надежности электроснабжения, выбраны типы и количество трансформаторных подстанций в каждом узле. По экономической

плотности тока определено сечение проводов и их марки. Рассчитаны их активные и индуктивные сопротивления и потери напряжения в линиях.

После выполнения всех расчетов данные сведены в таблицы и произведена приближенная технико-экономическая оценка двух вариантов электрической сети [22]. Выбрана наиболее оптимальная конфигурация, при которой сеть имеет наименьшие суммарные годовые потери электроэнергии и в которой отсутствует неравномерность сечений.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время внедрение элементов цифровой энергетики является одним из стратегических направлений развития электросетевого комплекса страны [1]. На фоне ежегодного увеличения спроса на электрическую энергию необходимо продолжать внедрять интеллектуальные способы управления электросетями, развивать так называемые «умные сети» (*Smart Grid*), проектировать и строить крупные трансформаторные подстанции.

В учебном пособии рассмотрены основные разделы дисциплины «Передача и распределение электроэнергии», перечислены виды конфигураций, различные режимы нейтрали, а также параметры электросетей [23]. Кроме того, приведены иллюстрации и схемы для изучения.

От успешного овладения основными теоретическими положениями курса, заинтересованности обучающихся в знаниях современных интеллектуальных способах управления электрическими сетями и многим другим зависит успешная карьера специалиста.

Будущие специалисты должны обладать техническим мышлением, способностью концентрировать внимание, уметь конструировать и выбирать надежные схемы, разбираться в мощностях трансформаторов, а также местоположении компенсирующих устройств.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Бушуев В. В.** Основные положения стратегического направления развития электросетевого комплекса России // Энергетик. 2018. № 6. С. 12–14. EDN: UYQKTK.

2. **Вайнштейн Р. А., Коломиец Н. В., Шестакова В. В.** Режимы заземления нейтрали в электрических системах: учебное пособие. Томск : ТПУ, 2006. 118 с.

3. **Веников В. А.** Расчеты и анализ режимов работы сетей / под ред. В. А. Веникова. М. : Энергия, 1974. 333 с.

4. **Веников В. А.** Электрические системы. Электрические сети. Т. 2. М. : Высшая школа, 1971. 438 с.

5. **Вильгейм Р., Уотерс М.** Заземление нейтрали в высоковольтных системах: учебник. М. : Госэнергоиздат, 1959. 415 с.

6. **Герасименко А. А., Федин В. Т.** Передача и распределение электрической энергии: учебник. 2-е изд. Ростов н /Д. : Издательские проекты, 2008. 720 с. EDN: QMKANN.

7. ГОСТ 30804.4.7–2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерения гармоник и интергармоник для систем электроснабжения. Введ. 2014–01–01. М. : Стандартинформ, 2013. 40 с.

8. ГОСТ 32144–2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 2014–01–07. М. : Стандартинформ, 2014. 20 с.

9. **Евдокунин Г. А.** Анализ внутренних перенапряжений в сетях 6–10 кВ и обоснование необходимости перевода сетей режим с резистивным заземлением нейтрали : Тр. Всероссийской научно-тех. конференции «Ограничение перенапряжений и режимы заземления нейтралей сетей 6–35 кВ». Новосибирск : НГТУ, 2002. С. 9–13. URL: <https://rutas.group/files/tl20.pdf>.

10. **Емелин А. В.** Адаптированный энергоаудит системы электроснабжения и электропотребления предприятий хранения зерна : дис. ... канд. техн. наук : 05.20.02 / Емелин Антон Валерьевич. Краснодар , 2010. 58 с. EDN: QETILL.

11. **Железко Ю. С.** Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов. М. : ЭНАС, 2009. 456 с. EDN: SDQWAZ.

12. **Кадомская К. П., Лавров Ю. А., Рейхердт А. А.** Перенапряжения в электрических сетях различного напряжения и защита от них: учебное пособие. Новосибирск : НГТУ, 2006. 368 с. EDN: SJRIFH.

13. **Курзин Н. Н., Савенко А. В., Федоренко Е. А.** Математическое моделирование физических процессов в электроозонаторах // Труды Кубанского государственного аграрного университета. 2013. № 42. С. 142–146. EDN: QYZPQX.

14. **Неклепаев Б. Н.** Электрическая часть электростанций и подстанций: учебник. М. : Энергоатомиздат, 1986. 640 с.

15. **Неклепаев Б. Н., Крючков И. П.** Электрическая часть электростанций и подстанций : справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М. : Энергоатомиздат, 1989. 608 с.

16. Пат. 2353943 Российская Федерация МПК, G 01 R 29/16. Фильтр напряжения обратной последовательности / Тропин В. В., Савенко А. В., Емелин А. В.; заявитель и патентообладатель ФГОУ ВПО Кубанский государственный аграрный университет. № 2008110252/09 ; заявл. 17.03.2008 ; опубл. 27.04.2009, Бюл. № 12. 4 с.

17. **Петренко Л. И.** Электрические сети: Сборник задач. Киев : Вища школа, 1976. 215 с.

18. **Поспелов Г. Е., Федин В. Т.** Электрические системы и сети. Проектирование: учебник. Минск : Высшая школа, 1988. 310 с.

19. **Савенко А. В.** Методическое и аппаратное обеспечение энергоаудита системы электроснабжения и электропотребления предприятий хранения зерна : монография. Краснодар : КубГАУ, 2011. 146 с. EDN: UBGACL.

20. **Савенко А. В., Емелин А. В.** Анализ расхода и качества электроэнергии элеватора // Сельский механизатор. 2020. № 5-6. С. 42–43. EDN: NCFWZA.

21. **Савенко А. В., Емелин А. В.** Математическое моделирование системы электроснабжения и электропотребления предприятия АПК при проведении на нем экспресс-энергоаудита // Энергообеспечение и энергосбережение в сельском хозяйстве. Тр. 6-й Междунар. конф. Ч. 1. Проблемы энергообеспечения и энергосбережения. М. : ГНУ ВИЭСХ, 2008. С. 196–199. EDN: PGKOMR.

22. **Савенко А. В., Емелин А. В., Белых А. С.** Аппаратное

обеспечение энергоаудита системы электроснабжения и электропотребления электрической сети 0,4 кВ сельскохозяйственного предприятия // Известия вузов. Электромеханика, 2008. 315 с. EDN: VLBADD.

23. **Сирота И. М., Кисленко С. Н., Михайлов А. М.** Режимы нейтрали электрических систем: учебник. Киев : АН СССР, 1985. 264 с.

24. **Тропин В. В., Савенко А. В., Емелин А. В.** Измерение счетчиком ампер-квадрат-часов потерь энергии в электросетях 0,4 кВ // Сельский механизатор. 2022. № 1. С. 48–49. EDN: НММММХ.

25. **Черногубовский З. П.** Заземление нейтрали электрических систем высокого напряжения: учебник. Ленинград , 1934. 201 с.

26. **Шубенко В. А.** Примеры по курсу «Электрические сети и системы»: учебное пособие. Красноярск : КПИ, 1975. 128 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Варианты заданий для практического расчета районной электрической сети, пример которого приведен в п. 5.13.

### Вариант 1

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	7	3	2	4	3	3
$\cos\varphi$	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	45	50	70	80	135	80
$Y$	200	150	130	170	170	200

### Вариант 2

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	40	20	12	10	8	2
$\cos\varphi$	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	50	35	90	145	33	90
$Y$	200	240	220	200	175	150

### Вариант 3

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	33	5	8	7	8	9
$\cos\varphi$	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	55	90	130	170	155	40
$Y$	120	185	160	170	120	85

### Вариант 4

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	50	5	10	10	22	24
$\cos\varphi$	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	65	40	53	42	90	94
$Y$	55	70	82	97	70	62

### Вариант 5

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	50	10	15	14	20	12
$\cos\varphi$	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	70	45	50	40	60	80
$Y$	60	70	82	95	105	80

### Вариант 6

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	100	22	16	20	33	24
$\cos\varphi$	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	50	65	70	50	60	85
$Y$	95	95	115	120	135	105

### Вариант 7

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	50	8	4	24	17	6
$\cos\varphi$	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	110	170	60	140	75	140
$Y$	160	125	65	125	125	175

### Вариант 8

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	25	10	3	6	8	9
$\cos\varphi$	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	55	35	77	115	90	60
$Y$	140	120	125	125	70	90

### Вариант 9

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	40	13	17	9	15	5
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	60	40	85	60	55	85
$Y$	100	85	1	80	55	70

### Вариант 10

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	20	7	4	5	3	6
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	105	130	70	35	75	100
$Y$	90	120	110	75	60	35

### Вариант 11

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	45	5	8	9	8	10
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	80	60	92	100	70	105
$Y$	65	85	95	75	35	30

### Вариант 12

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	50	20	10	12	14	10
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	45	45	60	120	140	140
$Y$	100	113	115	120	135	113

### Вариант 13

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	50	9	10	8	14	13
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	52	40	50	70	77	90
$Y$	130	125	120	130	115	140

### Вариант 14

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	25	8	9	10	6	2
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	75	65	95	105	75	120
$Y$	80	105	110	95	60	50

### Вариант 15

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	10	2	3	4	5	2
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	65	90	110	105	85	67
$Y$	72	90	85	46	55	50

### Вариант 16

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	40	3	7	2	10	15
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	70	90	110	80	85	70
$Y$	70	90	85	40	55	50

### Вариант 17

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	15	2	3	3	3	7
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	57	77	35	75	95	105
$Y$	57	106	84	75	34	120

### Вариант 18

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	20	5	7	8	2	6
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	65	85	100	100	125	115
$Y$	96	120	100	80	90	100

### Вариант 19

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	20	5	3	5	4	8
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	60	90	88	115	138	120
$Y$	98	110	90	110	115	120

### Вариант 20

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	25	7	2	1	3	5
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	50	72	80	70	100	115
$Y$	95	113	98	50	80	115

### Вариант 21

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	12	6	1	7	1	1
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	50	30	50	75	100	85
$Y$	80	90	110	85	85	110

### Вариант 22

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	10	9	5	7	5	1
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	85	60	70	65	73	90
$Y$	130	125	115	115	90	105

### Вариант 23

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	10	3	2	7	1	3
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	45	85	80	90	90	100
$Y$	120	120	115	100	110	110

### Вариант 24

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	12	9	1	8	1	1
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	50	40	50	70	80	90
$Y$	130	120	120	125	115	140

### Вариант 25

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	10	4	1	2	3	2
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	45	80	100	75	90	110
$Y$	92	80	80	70	70	70

### Вариант 26

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	27	5	6	3	2	2
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	75	65	90	72	48	60
$Y$	75	92	95	62	55	45

### Вариант 27

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	12	9	5	9	8	4
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	45	50	65	93	75	95
$Y$	88	110	135	135	85	80

### Вариант 28

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	18	3	10	9	4	2
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	40	70	95	44	68	100
$Y$	87	88	90	60	50	60

### Вариант 29

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	12	3	5	3	3	3
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	40	70	95	44	68	100
$Y$	107	108	110	80	70	80

### Вариант 30

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	16	2	6	7	9	8
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	60	50	62	80	70	93
$Y$	73	70	58	56	43	44

### Вариант 31

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	10	2	7	6	3	2
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	65	100	90	50	95	100
$Y$	80	85	55	30	40	25

### Вариант 32

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	25	5	8	7	4	5
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	70	95	90	110	72	65
$Y$	75	90	50	40	42	35

### Вариант 33

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	10	2	7	6	3	2
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	65	100	90	120	75	70
$Y$	80	85	55	30	40	30

### Вариант 34

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	20	6	4	6	1	7
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	45	50	65	93	75	95
$Y$	88	110	135	137	85	80

### Вариант 35

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	20	8	9	1	8	2
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	80	60	90	100	70	115
$Y$	85	103	113	92	58	52

Вариант 36

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	50	5	6	3	3	2
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	70	70	88	70	45	60
$Y$	73	90	90	60	60	50

Вариант 37

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	12	3	7	1	2	5
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	65	80	90	100	85	67
$Y$	72	90	85	41	50	55

Вариант 37

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	12	3	7	1	2	5
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	65	80	90	100	85	67
$Y$	72	90	85	41	50	55

Вариант 38

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	16	1	7	2	2	5
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	70	90	110	80	85	70
$Y$	70	90	85	40	55	50

### Вариант 39

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	15	2	4	1	2	7
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	57	77	35	75	95	105
$Y$	57	106	84	75	34	120

### Вариант 40

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	10	5	7	8	1	6
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	65	85	90	80	125	115
$Y$	96	120	100	80	90	100

### Вариант 41

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	20	5	3	5	4	2
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	60	90	88	115	138	120
$Y$	98	110	90	110	115	120

### Вариант 42

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	20	5	3	5	4	5
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	60	90	88	115	138	120
$Y$	98	110	90	110	115	120

### Вариант 43

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	30	5	8	10	4	8
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	60	90	88	115	138	120
$Y$	98	110	90	110	115	120

### Вариант 44

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	35	5	3	5	4	8
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	60	90	88	115	138	120
$Y$	98	110	90	110	115	120

### Вариант 45

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	45	5	3	20	14	2
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	60	90	88	115	138	120
$Y$	98	110	90	110	115	120

### Вариант 46

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	15	2	7	6	3	2
$\cos\varphi$	0,90	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	65	100	90	120	75	70
$Y$	80	85	55	30	40	30

Вариант 47

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	25	2	7	6	3	2
$\cos\varphi$	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	65	100	90	120	75	70
$Y$	80	85	55	30	40	30

Вариант 48

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	25	5	8	7	8	5
$\cos\varphi$	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	70	90	90	110	72	65
$Y$	75	90	45	40	22	35

Вариант 49

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	45	10	7	16	3	2
$\cos\varphi$	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	65	75	90	100	95	70
$Y$	75	85	50	30	40	30

Вариант 50

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	35	5	8	10	4	8
$\cos\varphi$	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	50	90	80	115	120	120
$Y$	80	110	80	110	100	120

### Вариант 51

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	45	5	11	15	14	8
$\cos\varphi$	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	62	92	88	115	135	115
$Y$	98	115	90	110	115	115

### Вариант 52

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	23	2	5	6	3	2
$\cos\varphi$	0,88	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	65	100	90	120	75	70
$Y$	80	85	50	30	40	30

### Вариант 53

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	30	5	8	7	8	5
$\cos\varphi$	0,85	0,80	0,85	0,80	0,80	0,80
$X$	70	90	90	110	72	65
$Y$	75	90	45	40	22	35

### Вариант 54

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	41	10	7	16	3	2
$\cos\varphi$	0,80	0,70	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	60	70	90	90	95	80
$Y$	75	85	50	30	40	30

### Вариант 55

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	30	5	8	10	4	8
$\cos\varphi$	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75
$X$	50	90	80	115	120	120
$Y$	80	110	80	110	100	120

### Вариант 56

№	Источник 1	Характеристики нагрузок				
		2	3	4	5	6
$P$ , МВт	50	5	11	15	14	8
$\cos\varphi$	0,90	0,80	0,85	0,80	0,85	0,80
$X$	62	92	88	115	135	115
$Y$	98	115	90	110	115	115

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

**Таблица 1 – Технические данные трехфазных масляных двухобмоточных трансформаторов**

Тип	$S_{\text{НОМ}}$ , МВ·А	Потери, кВт		$U_{\text{к}}$ , %	$I_{\text{хх}}$ , %
		$\Delta P_{\text{хх}}$	$\Delta P_{\text{кз}}$		
Напряжение 35/6–10 кВ					
ТМН-2500/35	2,5	4,1	23,5	6,5	1
ТМН-4000/35	4	5,3	33,5	7,5	0,9
ТМН-6300/35	6,3	7,6	46,5	7,5	0,8
ТМН-10000/35	10	8,0	57,5	7,5	0,7
Напряжение 110/6–10 кВ					
ТМН-6300/110	6,3	10	44	10,5	1
ТДН-10000/110	10	14	58		0,9
ТДН-16000/110	16	18	85		0,7
ТРДН-25000/110	25	25	120		0,65
ТРДН-40000/110	40	34	170		0,55

**Таблица 2 – Длительно допустимый ток для изолированных проводов**

Сечение, мм <sup>2</sup>	Наружный диаметр, мм		Сечение (алюминий/сталь), мм <sup>2</sup>	Ток $I_{\text{доп}}$ , А, для проводов марок							
	А	М		АС, АСКС, АСК, АСКП		А и АКП		М		А и АКП	
				Вне помещений	Внутри помещений	Вне помещений	Внутри помещений	Вне помещений	Внутри помещений		
10	3,5	4,4	10/1,8	84	53	95	–	60	–		
16	5,1	5,4	16/2,7	111	79	133	105	102	75		
25	6,3	6,6	25/4,2	142	109	183	136	137	106		
35	7,5	8,3	35/6,2	175	135	223	170	173	130		
50	9,6	9,9	50/8	210	165	275	215	219	165		
70	10,6	11,7	70/11	265	210	337	265	268	210		
95	12,4	13,9	95/16	330	260	422	320	341	255		
120	14,0	15,3	120/19 120/27	390 375	313 –	485	375	395	300		
150	15,8	17	150/19 150/24 150/34	450 450 450	365 365 –	570	440	465	355		
185	17,5	19,1	185/24 185/29 185/43	520 510 515	430 425 –	650	500	540	410		
240	20,1	21,5	240/32 240/39 240/56	605 610 610	505 505 –	760	590	685	490		
300	22,2	24,4	300/39 300/48 300/66	710 690 680	600 585 –	880	680	740	570		

**Таблица 3 – Расчетные данные ВЛ 35–110 кВ  
со сталеалюминевыми проводами**

Сечение, мм <sup>2</sup>	$r_0$ , Ом/км при +20 °С	$x_0$ , Ом/км	
		35 кВ	110 кВ
70/11	0,428	0,432	0,444
95/16	0,306	0,421	0,434
120/19	0,249	0,414	0,427
150/24	0,198	0,406	0,42
185/29	0,162	0,4	0,413
240/32	0,12	0,33	0,405

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>Введение</b> .....	3
<b>Глава 1.</b> Общие сведения о системах передачи и распределения электроэнергии .....	4
1.1. Основные понятия и термины .....	4
1.2. Классификация электрических сетей .....	5
1.3. Виды конфигурации электрических сетей .....	7
<b>Глава 2.</b> Напряжение.	
Применение различных номинальных напряжений .....	13
2.1. Стандартные напряжения в сетях свыше 1000 В .....	13
2.2. Выбор номинального напряжения .....	14
2.3. Напряжения в сетях до 1000 В .....	14
<b>Глава 3.</b> Схемы замещения элементов электрической сети и определение их параметров .....	16
3.1. Схемы замещения линий электропередачи.....	16
3.2. Активное сопротивление.....	17
3.3. Индуктивное сопротивление .....	18
3.4. Емкостная проводимость .....	20
3.5. Активная проводимость .....	22
3.6. Пропускная способность линии электропередачи .....	23
<b>Глава 4.</b> Режимы нейтрали .....	29
4.1. Общие сведения .....	29
4.2. Эффективное заземление нейтрали .....	31
4.3. Электрические сети с глухозаземленной нейтралью до 1000 В .....	35
4.4. Электрическая сеть с изолированной нейтралью.....	36
4.5. Электрическая сеть с компенсированной нейтралью .....	40
4.6. Электрическая сеть с резистивным заземлением нейтрали .....	44
4.7. Электрические сети с комбинированным заземлением нейтрали.....	48
<b>Глава 5.</b> Расчетно-графическая работа «Расчет районной электрической сети».....	51
5.1. Общие сведения.....	51
5.2. Задание на выполнение расчетно-графической работы	52
5.3. Требования к оформлению.....	53

5.4. Составление баланса активной и реактивной мощностей.....	54
5.5. Составление вариантов схем соединения сети.....	57
5.6. Расчет приближенного потокораспределения.....	60
5.7. Выбор номинального напряжения.....	62
5.8. Выбор сечений проводов по условиям экономичности .....	65
5.9. Выбор трансформаторов на подстанциях .....	68
5.10. Расчет потерь электроэнергии в элементах цепи .....	69
5.11. Сравнение вариантов по расчетным затратам .....	72
5.12. Составление схемы замещения .....	74
5.13. Пример выполнения расчета .....	80
<b>Заключение .....</b>	<b>97</b>
<b>Список литературы .....</b>	<b>98</b>
<b>Приложение А .....</b>	<b>101</b>
<b>Приложение Б .....</b>	<b>116</b>

*Учебное издание*

**Нормов Дмитрий Александрович**  
**Савенко Алексей Валентинович**  
**Лештаев Олег Валерьевич**  
**Емелин Антон Валерьевич**  
**Кукушкина Татьяна Сергеевна**

**ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

*Учебное пособие*

Издается в авторской редакции

Оригинал-макет *Светлана Минченко*

Дизайн обложки *Роман Бурак*

Подписано в печать 18.12.2025. Формат 60х90/16  
Усл.-печ. л. 7,68. Тираж 500 экз. Заказ № 28

ООО «Мегаполис»  
[www.mmegapolis.ru](http://www.mmegapolis.ru)  
Тел. 8 (495) 643-28-71  
E-mail: [mmegapolis.ml@gmail.com](mailto:mmegapolis.ml@gmail.com)  
127550, Москва, ул. Прянишникова, д. 23 А

Отпечатано в ПАО «Т8 Издательские Технологии»  
Тел.: +7 (499) 322-38-31  
109316, Москва, Волгоградский проспект, д. 42, корп. 5