

А. В. ЩЕГОЛЬКОВ, А. В. КОБЕЛЕВ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И КОМПЛЕКСЫ



Тамбов

Издательский центр ФГБОУ ВО «ТГТУ»

2024

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тамбовский государственный технический университет»

А. В. ЩЕГОЛЬКОВ, А. В. КОБЕЛЕВ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И КОМПЛЕКСЫ

Утверждено Ученым советом университета в качестве учебного пособия
для студентов 3, 4 курсов, обучающихся по направлению подготовки
13.03.02 «Электроэнергетика и энергоэффективность»,
очной и заочной форм обучения

Учебное электронное издание



Тамбов
Издательский центр ФГБОУ ВО «ТГТУ»
2024

УДК 621.31:69
ББК 31.280.73+38
Щ32

Рецензенты:

Доктор химических наук, доцент,
главный научный сотрудник ФГБНУ «ВНИИТиН»
Л. Г. Князева

Доктор технических наук, профессор,
проректор по научной работе ФГБОУ ВО «ТГТУ»
Д. Ю. Муромцев

Щегольков, А. В.

Щ32 Электрические сети и комплексы [Электронный ресурс] : учебное пособие / А. В. Щегольков, А. В. Кобелев. – Тамбов : Издательский центр ФГБОУ ВО «ТГТУ», 2024. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM). – Системные требования : ПК не ниже класса Pentium II ; CD-ROM-дисковод ; 4,0 Mb ; RAM ; Windows 95/98/XP ; мышь. – Загл. с экрана.

ISBN 978-5-8265-2755-9

Основано на уже сложившихся теоретических и практических подходах и новых направлениях в сфере электрических сетей и комплексов, которые активно используются в современной практике. Рассмотрены теоретические и практические вопросы, изучение которых расширяет знания и навыки бакалавров и магистрантов.

Предназначено для студентов 3, 4 курсов, обучающихся по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и энергоэффективность», очной и заочной форм обучения.

УДК 621.31:69
ББК 31.280.73+38

*Все права на размножение и распространение в любой форме остаются за разработчиком.
Незаконное копирование и использование данного продукта запрещено.*

ISBN 978-5-8265-2755-9

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тамбовский государственный технический университет» (ФГБОУ ВО «ТГТУ»), 2024

ВВЕДЕНИЕ

Учебное пособие «Электрические сети и комплексы» соответствует дисциплине «Электроэнергетические системы и сети», и «Электрические сети» – одна из базовых, в которых закладываются практические основы специальной подготовки специалиста, бакалавра и магистра. Основная задача, поставленная перед материалом, изложенным в методическом пособии, – формирование знаний и навыков в области анализа режимов и особенностей построения электрических систем и сетей. Электрические сети и комплексы являются важной основой современной инфраструктуры передачи электрической энергии – связывающей потребителей с системами генерации электрической энергии. На сегодняшний момент времени сложилась проверенная временем практика эксплуатации электрических сетей, которая дополнила и легла в основу теоретических методов анализа режимов работы электрических сетей касательно модернизации и определения уровня развития. Важное значение приобрели вопросы, связанные с повышением эффективности электрических сетей, которые позволяют улучшить электроснабжение потребителей. В частности, это касается появления нового типа оборудования – реклоузеров, которые обеспечивают эффективное секционирование линий электропередачи. Современные методы теории оптимизации, также играют важное значение в формировании подходов, улучшающих как эксплуатацию, так и режимные параметры электрических сетей, что позволяет формировать предпосылки к электросетям нового поколения, которые относятся к активно-адаптивным сетям.

1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И КОМПЛЕКСЫ

Структурная схема электрической системы показана на рис. 1.1 [1].

Электрическая сеть – сложная техническая система, которая включает в себя реализацию как функциональных, так и конструкционных задач, и при этом в ее основе лежит совокупность электроустановок, предназначенных для передачи и распределения электроэнергии. Маршрут передачи начинается от системы электрогенерации (электростанции) к потребителю, который в свою очередь существенным образом влияет на режимы работы электрических сетей [1].

Электростанциями называют технические системы, предназначенные для генерации электрической энергии. Электростанции являются основой электроэнергетики и определяют потенциал развития основополагающих отраслей промышленности, сферы АПК и жилого сектора.

Электростанции отличаются как конструктивными способами построения, так и типом генерации, в зависимости от вида преобразуемых ресурсов, и бывают следующих видов:

- атомные (АЭС);
- гидроэлектростанции (ГЭС);
- газотурбинные (ГТЭС);
- тепловые (ТЭС);
- солнечные (СЭС);
- ветровые (ВЭС);
- и др.

Использование АЭС является экономически целесообразным в той местности, где отсутствует возможность использования электроэнергии, полученной на ГЭС (рис. 1.2) или от крупных газовых ТЭЦ, а также при концентрации потребителей электроэнергии с мощным энергоемким оборудованием

(к примеру – горнообогатительные или металлургические комбинаты). Использование электроэнергии, полученной на ГЭС, является экономически выгодным для потребителя, так как стоимость имеет минимальное значение по отношению к другим типам электростанций.

Распределительное устройство предназначено для распределения электроэнергии между потребителями и включает коммутационные аппараты, шиннопроводы, устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики [1].

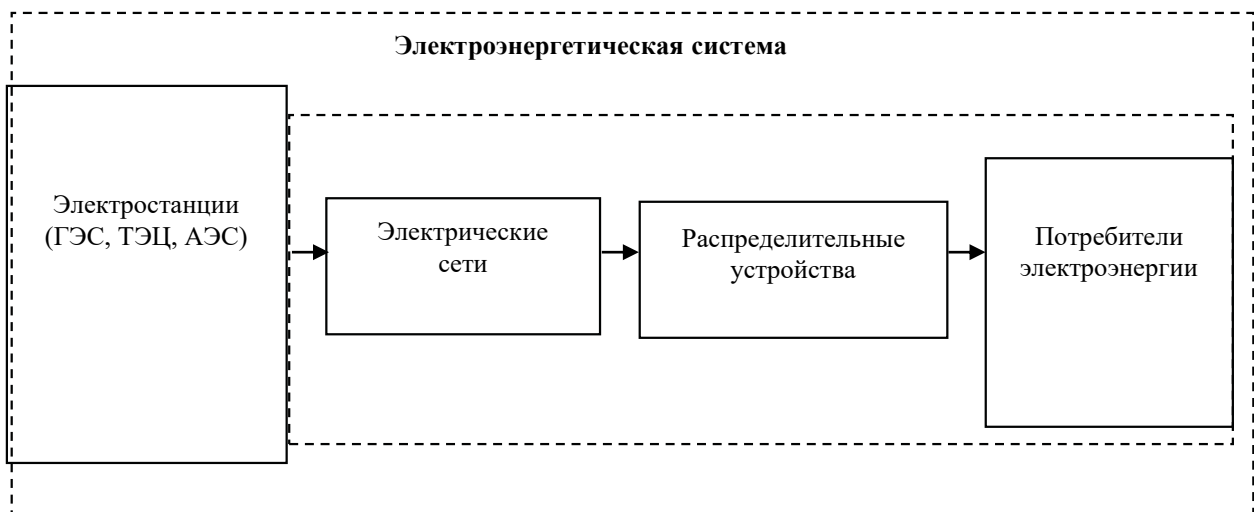


Рис. 1.1. Структурная схема электрической системы

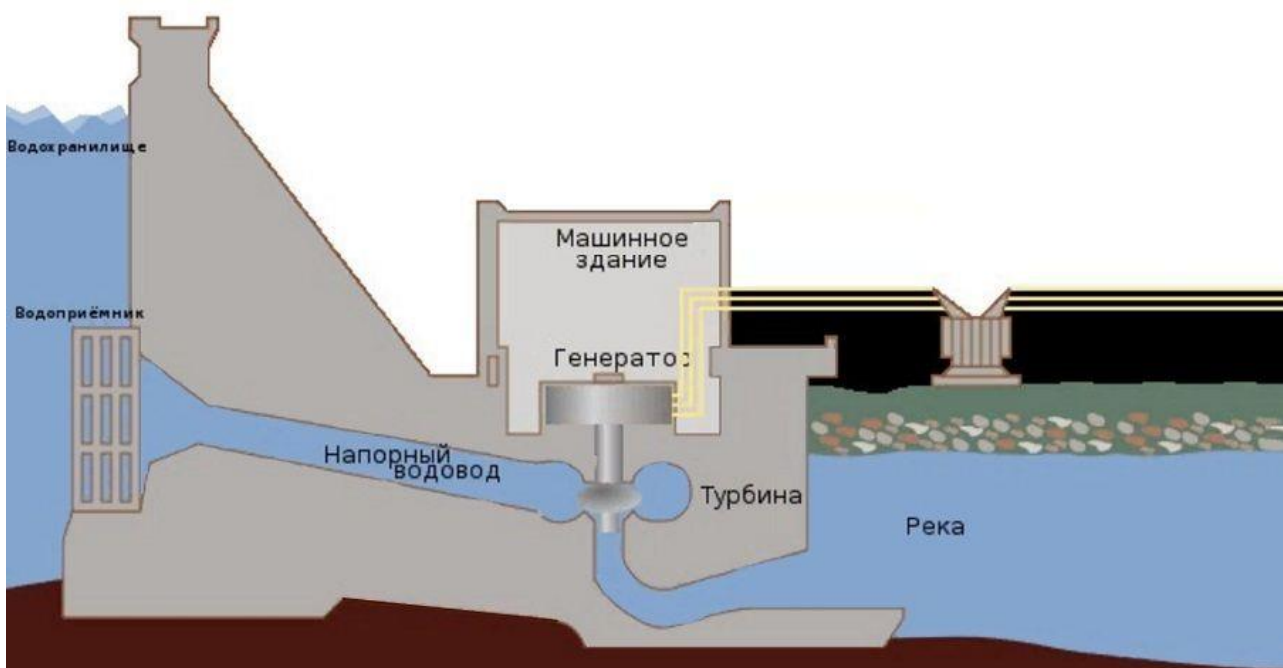


Рис. 1.2. Структурная схема ГЭС

Линии электропередачи можно классифицировать на воздушные и кабельные.

Воздушной линией электропередачи (ВЛЭ) называется комплексное устройство, предназначенное для передачи электроэнергии в открытом пространстве (на воздухе) и содержащее систему проводников, имеющих устойчивое крепление к опорам на диэлектрических изоляторах, траверсах, кронштейнах, или иные инженерные конструктивы. В свою очередь опоры могут быть как деревянные (рис. 1.3, 1.4), металлические (рис. 1.7), так и железобетонные (рис. 1.5) или полимерные (рис. 1.6).



Рис. 1.3. Внешний вид воздушной линии электропередачи с деревянной опорой



Рис. 1.4. Внешний вид воздушной линии электропередачи с деревянной опорой



Рис. 1.5. Внешний вид воздушной линии электропередачи с железобетонной опорой ЛЭП



Рис. 1.6. Внешний вид воздушной линии электропередачи с полимерной опорой

Развитие мировой энергетики привело к исследованиям, направленным на создание высокоэффективных материалов для повышения прочности и продления срока службы существующих конструкций опор ЛЭП. В этом контексте траверса является одним из основных компонентов конструкции передачи электроэнергии. Применение композитных элементов (изолированная траверса) на решетчатых опорах ЛЭП оценивалось с помощью программного обеспечения Ansys 2020 R2 с точки зрения эффективности, стоимости и механических характеристик, по сравнению с обычными опорами ЛЭП. Результаты анализа методом конечных элементов продемонстрировали снижение внутренних сил, смещений и опорных реакций, когда конструкция башни с изолированной траверсой (IC) использовалась вместо традиционной конструкции башни с траверсой (CC). Это может привести к незначительным структурным издержкам. Башня IC продемонстрировала лучшую устойчивость при свободных колебаниях благодаря более высокой жесткости, чем башня CC. Основной причиной этих результатов было уменьшение высоты, пропорциональное структурам IC.

Поперечины (траверсы) – это рычагоподобное оборудование, используемое в линии электропередачи, которое удерживает проводник с опорой на изолятор в конструкции линии электропередачи. Традиционно в качестве строительного материала в конструкциях линий электропередачи использовались обработанные пиломатериалы, сталь или бетон. Однако сложность получения древесины хорошего качества и более короткий срок службы некачественной древесины побудили к исследованию альтернативных материалов для траверсы – эпоксидной смолы и *термопластичного эластомера*, которые были взяты в качестве *полимерной матрицы* и армированы волокнами кенафа и масличной пальмы соответственно.

В качестве проводов в ВЛЭ используют различные типы алюминиевых проводов со вставкой из стального провода. Так же могут быть использованы медные провода. Для крепления проводов и обеспечения их надежного функционирования используются конструктивные элементы (КЭ) ВЛЭ. КЭ включают

в себя опоры для подвески проводов и тросов, специальные изоляторы для изоляции проводов от опоры, а также грозозащитные тросы для обеспечения защиты в условиях атмосферных перенапряжений (рис. 1.8).



Рис. 1.7. Внешний вид воздушной линии электропередачи с металлической опорой

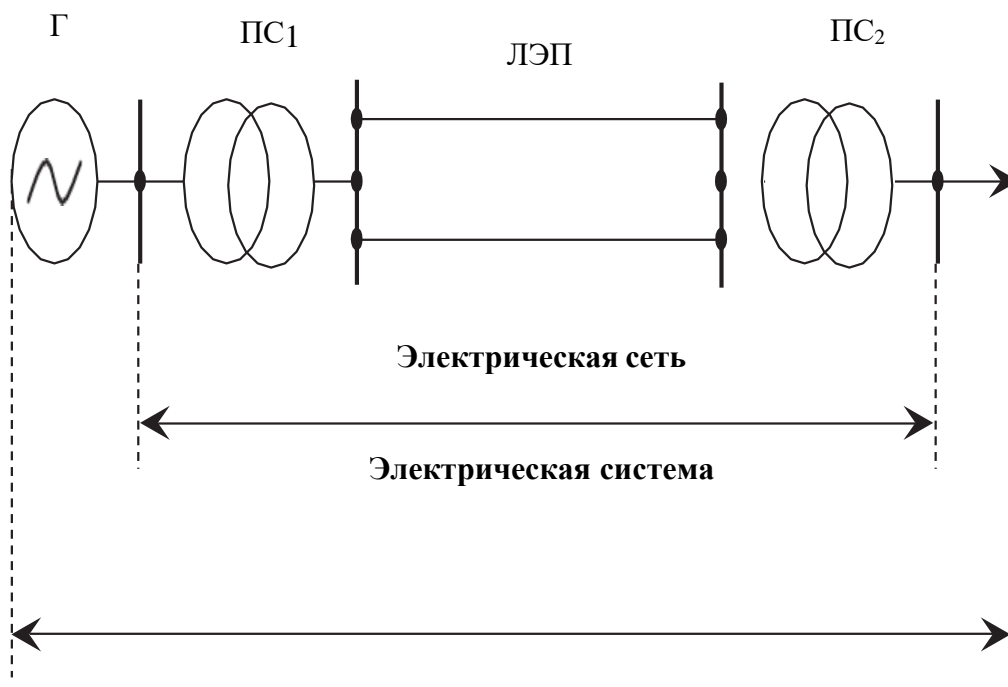


Рис. 1.8. Принципиальная электрическая схема электроэнергетической системы

По конструктивному исполнению провода ВЛЭ делятся: на однопроволочные; многопроволочные из одного металла (монометаллические); многопроволочные из двух металлов и самонесущие изолированные с полимерной изоляцией (рис. 1.9 – 1.11).

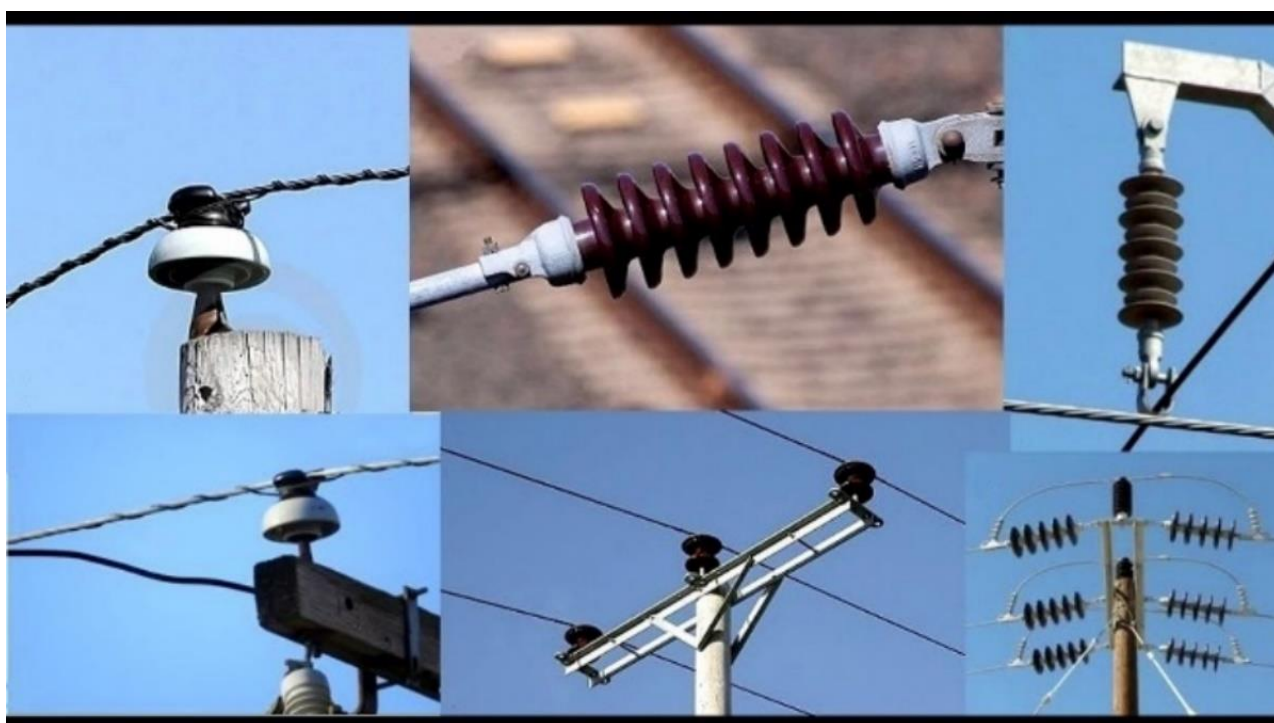


Рис. 1.9. Внешний вид изоляторов воздушной линии электропередачи

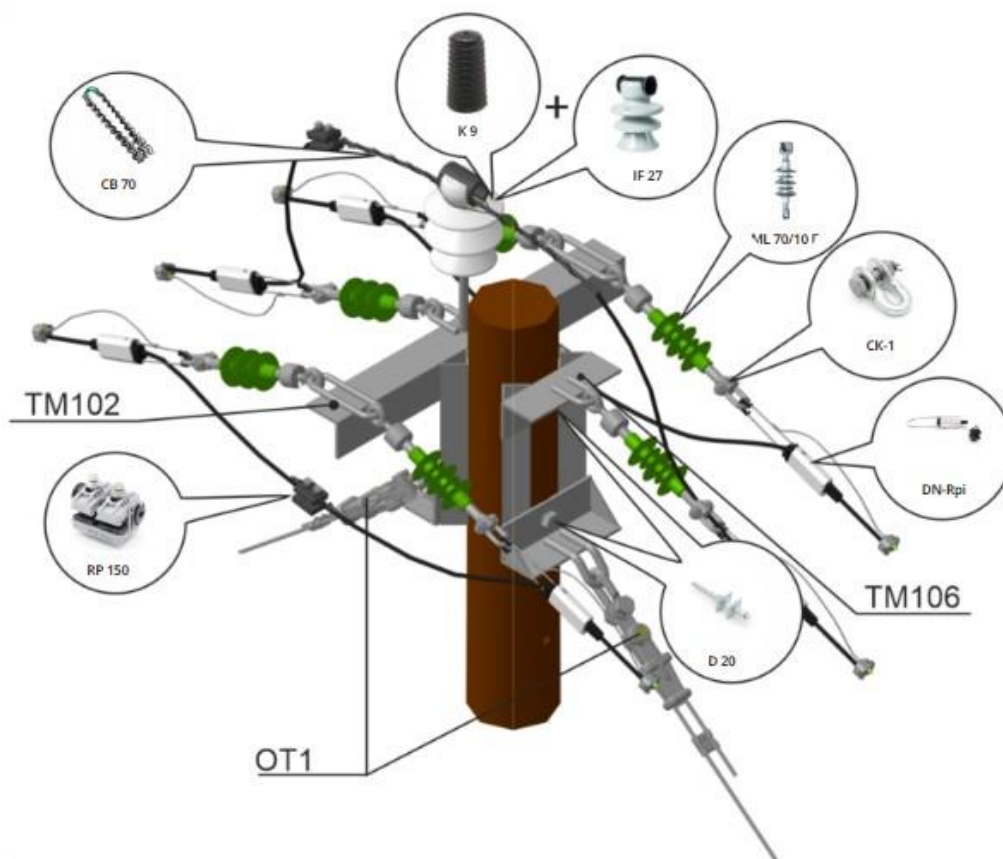


Рис. 1.10. Внешний вид воздушной линии электропередачи с расположением конструктивных элементов



Рис. 1.11. Внешний вид конструктивного обвеса воздушной линии электропередачи

В целом ряде случаев ВЛЭ могут быть проложены в сложных рельефных условиях, что определяет тип опор ВЭЛ. На рисунке 1.12 представлен *внешний вид воздушной линии электропередачи, расположенной в горно-лесистой местности.*

Точная идентификация причин неисправностей воздушных линий электропередачи помогает эксплуатационному и техническому персоналу формулировать целевые стратегии технического обслуживания и сокращать время проверки неисправных линий.

На рисунке 1.13 показан реклоузер, расположенный на ЛЭП. Питание реклоузера получает от линии электропередачи, к которой он подключен с помощью трансформатора собственных нужд, который понижает напряжение сети до заданных значений, преимущественно 220 В.



Рис. 1.12. Внешний вид воздушной линии электропередачи, расположенной в горно-лесистой местности



Рис. 1.13. Внешний вид воздушной линии электропередачи с установленным реклоузером

Для управления реклоузером используется шкаф управления. Шкаф управления устанавливается в нижней части опоры ЛЭП. В нем находится микропроцессорное устройство защиты и органы ручного управления реклоузером.

1.1. ВЫБОР МЕСТА УСТАНОВКИ И КОЛИЧЕСТВА РЕКЛОУЗЕРОВ

При выборе мест установки в СЭС и для определения количества реклоузеров используются следующие индексы:

- SAIFI;
- ARAE;
- RNRE.

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – среднее количество продолжительных отключений на потребителя за год.

RNRE (relative network reconstruction efficiency) – относительная эффективность реконструкции сети:

ARAE (average recloser application efficiency) – средняя эффективность применения реклоузеров:

В шкаф управления реклоузером поступает информация о состоянии СЭС. При возникновении аварийной ситуации в СЭС, элементы управления (рис. 1.14) посылает импульсный сигнал на привод вакуумного выключателя.

На рисунке 1.15 показаны основные конструктивные элементы ВЛЭ.

К другому типу электрических сетей относятся кабельные линии (КЛ). КЛ называется линия для передачи электроэнергии, включающая в себя проводник в диэлектрической изоляции, которая может быть полимерной или бумажной с битумной пропиткой (рис. 1.16, 1.17).



Рис. 1.14. Шкаф управления реклоузером

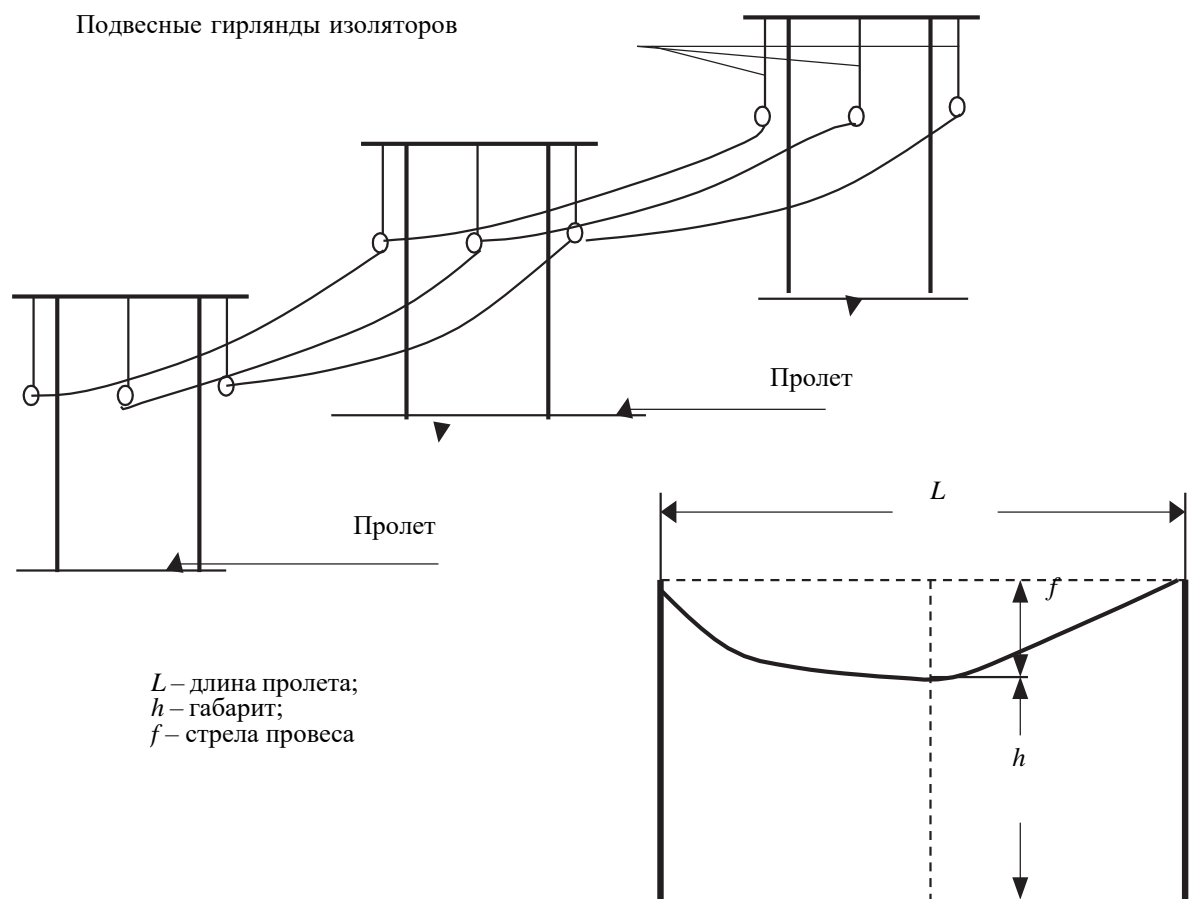


Рис. 1.15. ВЭЛ на опорах



Рис. 1.16. Внешний вид кабеля с бумажной с битумной пропиткой

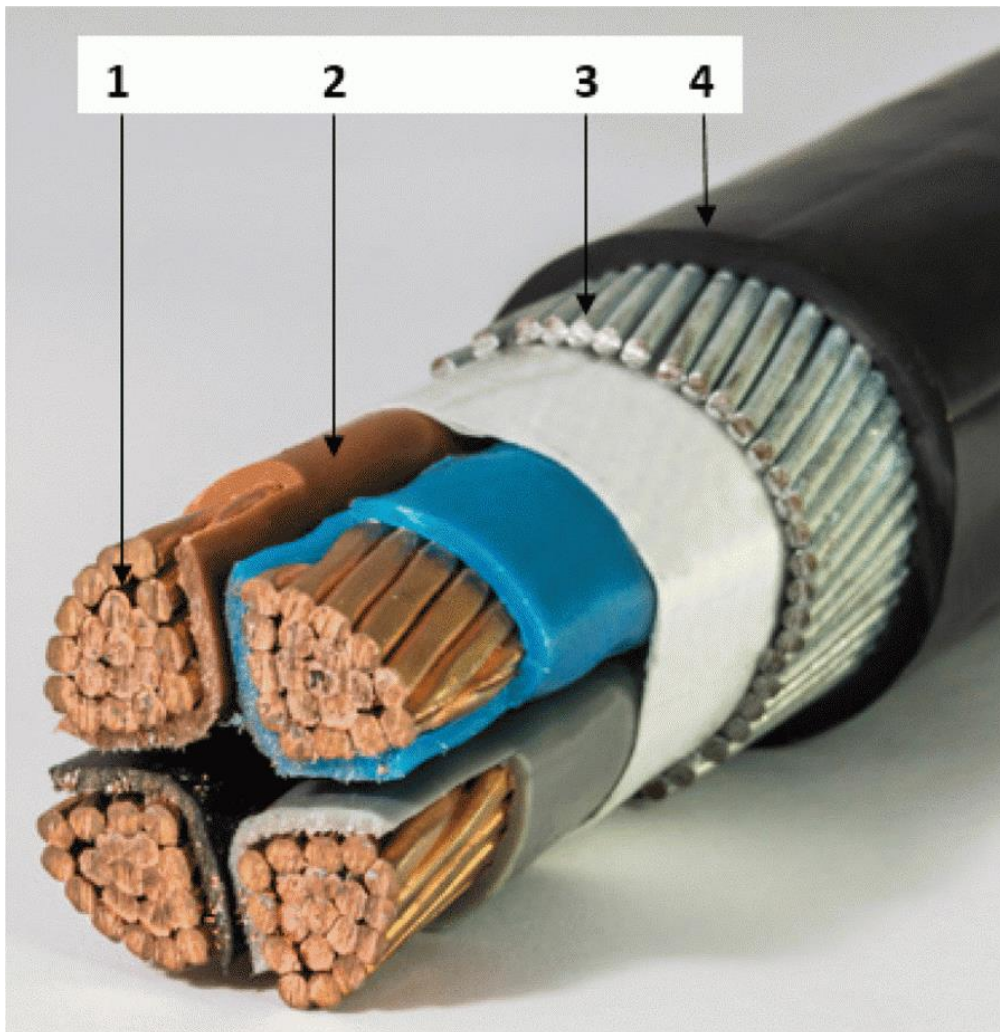


Рис. 1.17. Внешний вид кабеля с полимерной оболочкой

Как правило, кабели содержат медные жилы, но могут быть использованы и алюминиевые. При этом для прокладки кабеля могут быть использованы асбоцементные или полимерные трубы (рис 1.18). Кабельная линия может быть проложена в грунте без вспомогательных труб, но при этом со специальной структурой защиты в виде уложенных сверху кирпичей и засыпкой песком.

На рисунке 1.18 показан кабель в полимерной оболочке, которая является дополнительной защитой и прокладывается заранее до укладки кабеля. В свою очередь кабель протягивается в полимерной оболочке.

Предварительную полимерную трубу прокладывают в технологиях прокола грунта, когда используется технология формирования контролируемого маршрута кабеля в местности, обладающей сложностью рельефа (речные каналы, городская среда и т.д.).



Рис. 1.18. Внешний вид кабеля в полимерной трубе

При сравнении кабелей с бумажной и полимерной оболочкой можно сделать вывод о меньших диэлектрических потерях в случае бумажной изоляции, что связано с более правильной компоновкой токоведущих жил.

Для преобразования электрической энергии из одного значения напряжения (трансформация) в другое требуется оборудование, которое размещается на специализированных электрических подстанциях, на которых напряжение изменяется – повышается или понижается.

Шинопроводы – система металлических проводников, необходимая для связи различных электроустановок и аппаратов между собой на подстанции (рис. 1.19). Шинопроводы не содержат полимерной изоляции и имеют большой диаметр сечения. Для удобства визуальной оценки расположения фаз – шинопроводы красят красной, зеленой и желтой краской.

В процессе эксплуатации шинопроводы нагреваются и оценить их режим работы можно с помощью проведения тепловизионного анализа (рис. 1.20).

Система линий электропередачи содержит сложное по техническому назначению оборудование, которое функционально взаимосвязано и выполняет строго определенную функцию надежной передачи электрической энергии потребителям.

Выбор между кабельной или воздушной линиями электропередачи зависит от многих факторов, но следует учитывать, что ВЭЛ способны передавать большую мощность, чем кабельные линии, что связано с температурными режимами и полимерной оболочкой кабеля, которая плавится при температурах более 100 °С. Температурный режим кабеля определяется правилами устройства электроустановок (ПУЭ).



а)



б)

Рис. 1.19. Шинопроводы в трансформаторной подстанции:
а – нижняя секция; *б* – верхняя секция

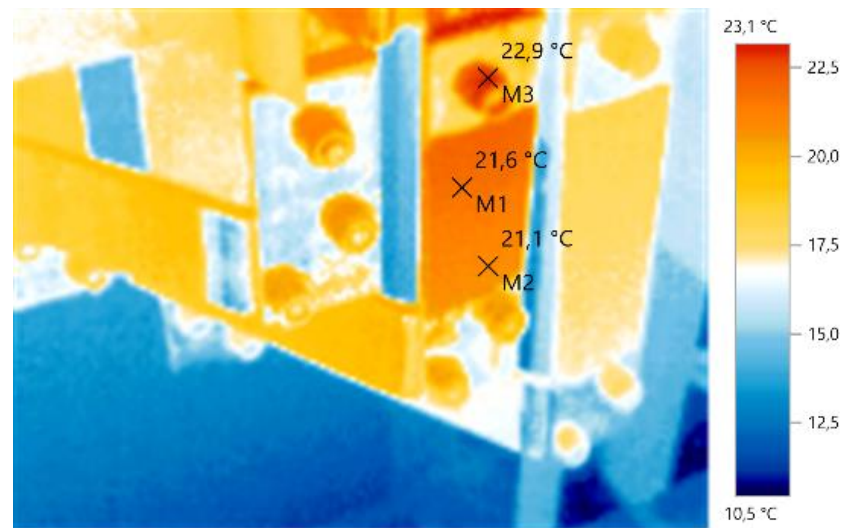
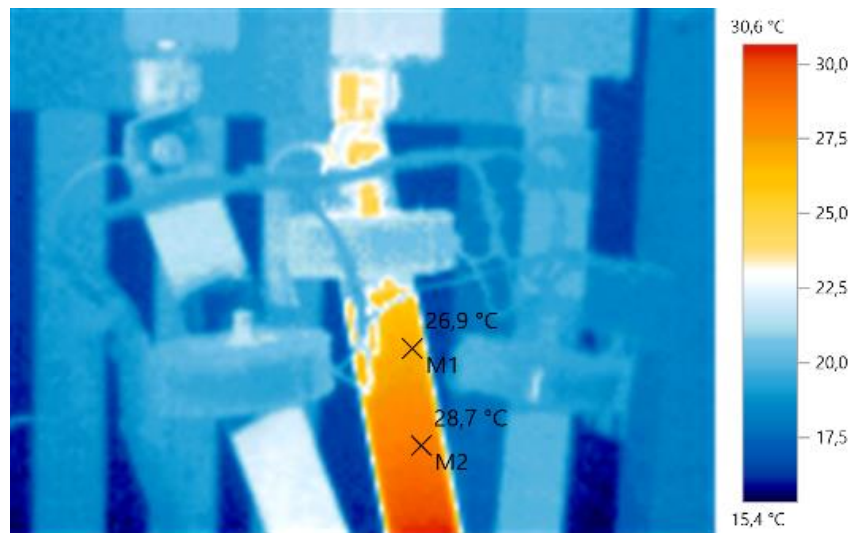
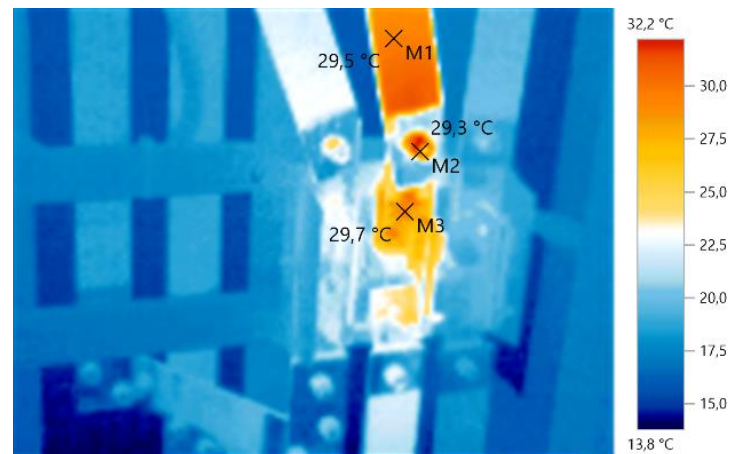
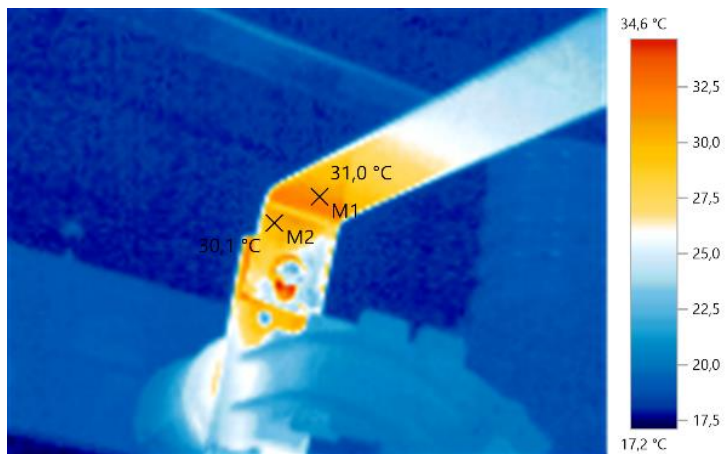


Рис. 1.20. Тепловизионный анализ работы шинпроводов

Создание новых линий электропередачи стало очень сложной задачей из-за недавних экологических ограничений и экономических проблем, в то время как спрос стремительно растет. С другой стороны, многие преимущества, такие как повышенная стабильность, отсутствие необходимости строительства новых линий электропередачи и максимальная эксплуатация объектов электропередачи, привели к увеличению использования компенсированных линий. Несмотря на множество преимуществ, компенсированная линия демонстрирует нелинейное поведение (из-за наличия компенсатора и защитного оборудования), что невыполнимо обычными методами определения места повреждения.

2. ОСОБЕННОСТИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

2.1. ТИПЫ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

В СЭС принято использовать различные значения электрического напряжения, что связано с необходимостью передачи электрической энергии на различные расстояния и обеспечения электроснабжения разнотипных потребителей электрической энергии.

Номинальные напряжения элементов СЭС приведены в табл. 2.1 [1].

По ГОСТ 29322–2014 (табл. 2.2) при нормальном режиме работы сети напряжение, подводимое к электроприемникам, не должно отличаться от номинального больше чем на $\pm 5\%$ (рис. 2.1).

2.1. Номинальные напряжения в СЭС [1]

Сети и приемники	Генераторы и синхронные компенсаторы	Трансформаторы и автотрансформаторы[1]			
		без РПН [1]		с РПН [1]	
		первичные обмотки [1]	вторичные обмотки [1]	первичные обмотки [1]	вторичные обмотки [1]
(3)	(3,15)	(3 и 3,15)	(3,15 и 3,3)	–	(3,15)
6	6,3	6; 6,3	6,3; 6,6	6; 6,3	6,3; 6,6
10	10,5	10; 10,5	10,5; 11	10; 10,5	10,5; 11
20	21	20	22	20; 21	22
35	–	35	38,5	35; 36,75	38,5
110	–	–	121	110; 115	115; 121
(150)	–	–	(165)	(158)	(158)
220	–	–	242	220; 230	230; 242
330	–	330	347	330	330
500	–	500	525	500	–
750	–	750	787	750	–
1150	–	–	–	1150	–

2.2. Значения напряжения на зажимах питания и электроприемников

Системы	Номинальная частота, Гц	U				
		$U_{\text{наиб}}$, В	$U_{\text{н}}$, В	$U_{\text{наимен}}$, В	$U_{\text{наимен}}$, В, используемое	
Трехфазные четырехпроводные или трехпроводные системы	50	253	230 ^{с)}	207	198	
		253/440	230/400 ^{с)}	207/360	198/344	
		440/759	400/690 ^{б)}	360/621	344/593	
		1100	1000	900	860	
	60	132/229	120/208	108/187	103/179	
		264	240 ^{с)}	216	206	
		253/440	230/400 ^{а)}	207/360	198/344	
		305/528	277/480	249/432	238/413	
		528	480	432	413	
		382/660	347/600	312/540	298/516	
		660	600	540	516	
	Однофазные трехпроводные системы	60	132/264	120/240 ^{д)}	108/216	103/206

2.2. КЛАССИФИКАЦИЯ СЭС

По роду тока СЭС могут быть *переменного* и *постоянного* тока. Основное распространение получили сети переменного тока с частотой 50 Гц. Это основной вид электрического тока в различных типах сетей. Под этот вид электрического тока адаптированы все потребители.

Использование постоянного тока позволяет реализовать большой спектр новых режимов в СЭС. Это относится как к высоковольтным сетям, так и сетям низкого напряжения. Высоковольтная линия постоянного тока Москва–Кашира была первой из высоковольтных линий на постоянном токе в СССР, запущенная в 1950 году [5]. Линия соединяла Каширу и Москву.

Поскольку силовая электроника играет важную роль в модернизации существующей электрической сети в сторону интеллектуальной сети, богатой

возобновляемыми источниками энергии. Изолированное преобразование электроэнергии среднего напряжения переменного тока в низкое напряжение постоянного тока (MVAC-LVDC) приобрело популярность для приложений, подключенных к сети. Рассмотрим существующие решения, связанные с преобразованием MVAC-LVDC с подключением к сети и преобразованием на основе линейного преобразователя частоты (LFT) и применением изолированных источников питания; представленное техническое решение для электронного преобразования напряжения, основанные на модульности. Качественное сравнение изолированных решений преобразования на основе силовой электроники показывает очевидные преимущества стратегии каскадного модульного преобразования перед модульными многоуровневыми, полумодульными и одноячеечными стратегиями преобразования [6].

Использование постоянного тока по технологии HVDC позволяет снизить потери в СЭС. Развитие силовой электроники, а именно биполярных транзисторов с изолированным затвором (IGBT) и запираемых тиристоров (GTO) позволило разработать более эффективные HVDC. Существуют две технологии: автономный инвертор напряжения VSI и HVDC Light использует широтно-импульсную модуляцию, HVDC PLUS выполнен на многоуровневом инверторе [6]. Снижение потерь электроэнергии в СЭС при использовании вставок на постоянном токе связано с возможностью контролируемого повышения напряжения до номинального значения на удаленных участках СЭС. Они могут быть установлены в существующих СЭС переменного тока для стабилизации напряжения при увеличении нагрузки без увеличения тока короткого замыкания, как в случае установки дополнительной линии электропередачи переменного тока.

Поток квазипостоянного или постоянного тока в сетях переменного тока может вызвать насыщение полупериода трансформаторов электрической сети, что может привести к их внутреннему нагреву или разрушению сети. Помимо требований по снижению воздействия постоянного тока, преобразование обычной электросети в сложную сеть требует наличия силового оборудования с возможностью динамического управления. Трансформаторы представляют собой

наиболее стратегическую точку в сети для внедрения функций защиты постоянного тока и поддержки сети. Предлагается использовать модуль силовой электроники с дробным номиналом, соединенный с нейтральными и заземляющими клеммами обычных трансформаторов, который обеспечивает эффективную защиту электросети от квазипостоянного или постоянного тока с различными расширенными функциями поддержки сети, введенными в первичную обмотку трансформатора [7].

Имеет потенциальное значение применение пульсирующего тока [7]. В них электроэнергия передается по общей линии одновременно переменным и постоянным токами.

По напряжению [8 – 10].

Распространение получило такое деление напряжения:

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

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

По конфигурации сети делятся на *разомкнутые* и *замкнутые*.

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

В замкнутых сетях электроприемники получают питание по меньшей мере с двух сторон. Различают простые замкнутые сети и сложнзамкнутые сети. Простые замкнутые сети имеют один замкнутый контур, сложнзамкнутые – несколько.

К простым замкнутым сетям относятся кольцевая сеть и сеть с двухсторонним питанием.

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

Системообразующие сети – это сети напряжением 330 кВ и выше. Выполняют функцию формирования энергосистем, объединяя мощные ЭС и обеспечивая их функционирование.

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

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

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

Городские сети характеризуются высокой плотностью электрических нагрузок (до $12 \text{ МВ} \cdot \text{А}/\text{км}^2$) и большим количеством разнородных потребителей.

К промышленным сетям относятся сети промышленных предприятий. Эти сети делятся на сети *внешнего и внутреннего электроснабжения*.

Напряжение зависит от близости к питающей ПС. Если она расположена вблизи предприятия, то напряжение внешнего электроснабжения 6...10 кВ, а внутреннего – до 1000 В. Если питающая ПС расположена далеко, то напряжение внешнего электроснабжения повышается.

Сельские сети – сети напряжением 0,4...110,0 кВ [9]. Они предназначены для питания небольших населенных пунктов, сельскохозяйственных предприятий. Отличаются большой протяженностью и малой плотностью нагрузки (до $15 \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{км}^2$) [9].

СЭС можно группировать на *городские* и *районные*.

Районные СЭС охватывают большие районы и имеют напряжение 110 кВ и выше. По районным СЭС осуществляется передача электроэнергии от ЭС в места ее потребления.

По режиму работы нейтрали СЭС делятся на следующие виды:

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

Режим работы нейтрали определяется способом соединения нейтрали силового электрооборудования с землей.

В сетях с изолированной нейтралью электроустановки не имеют связи с землей, а для защиты электроустановок изолируются токоведущие части.

В сетях с компенсированной нейтралью имеется связь с землей через дугогасительную катушку.

В сетях с глухозаземленной нейтралью присутствует непосредственная связь с землей.

Деление СЭС по конфигурациям

Пунктом 1.7 приложения № 1 к Рекомендациям по нормированию труда работников энергетического хозяйства. Часть 3. Нормативы численности работников коммунальных электроэнергетических предприятий, утвержденном Приказом Госстроя РФ от 03.04.2000 № 68 (далее-Приказ Госстроя № 68) установлено, что к распределительным сетям 1-й степени сложности относятся:

- а) сети сложной конфигурации, имеющие двухлучевое или кольцевое питание распределительных пунктов (РП) и трансформаторных подстанций (ТП) и РП с несколькими секциями или системами, шин с количеством присоединений не менее 15;

б) сети сложной конфигурации, имеющие двухлучевое или кольцевое питание РП и ТП. Данное деление оказывает влияние на численность обслуживающего персонала и может повлиять на стоимость обслуживания СЭС.

2.3. БАЛАНС МОЩНОСТИ В СЭС

Баланс мощностей можно выразить следующими соотношениями (уравнения баланса активной и реактивной мощностей):

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\Pi} = \sum P_{\text{H}} + \sum \Delta P; \quad (2.1)$$

$$\sum Q_{\Gamma} = \sum Q_{\Pi} = \sum Q_{\text{H}} + \sum \Delta Q, \quad (2.2)$$

где $\sum P_{\Gamma}$ и $\sum Q_{\Gamma}$ – генерируемые активная и реактивная мощности источника питания ПС № 4 за вычетом собственных нужд подстанции; $\sum P_{\text{H}}$ и $\sum Q_{\text{H}}$ – активная и реактивная мощности потребителей А, Б, В, Г, Д; $\sum \Delta P$ и $\sum \Delta Q$ – суммарные потери активной и реактивной мощностей; $\sum P_{\Pi}$ и $\sum Q_{\Pi}$ – суммарное потребление активной и реактивной мощностей.

При дефиците реактивной мощности $\sum Q_{\Gamma} < \sum Q_{\Pi}$ напряжение в сети понижается. Для пояснения указанной связи напомним, что, например, емкостной ток линии на холостом ходу повышает напряжение на конце линии.

Суммарные потери реактивной и активной мощностей от i -й нагрузки определяются путем суммирования потерь в линиях и трансформаторах.

$$\sum \Delta P = \sum \Delta P_{\text{л}} + \sum \Delta P_{\text{т}}; \quad (2.3)$$

$$\sum \Delta Q = \sum \Delta Q_{\text{л}} - \sum Q_{\text{с}} + \sum \Delta Q_{\text{т}}, \quad (2.4)$$

где $\sum \Delta P_{\text{л}}$ и $\sum \Delta P_{\text{т}}$ – суммарные потери активной мощностей от i -й нагрузки в линиях и трансформаторах; $\sum \Delta Q_{\text{л}}$, $\sum \Delta Q_{\text{т}}$, $\sum \Delta Q_{\text{с}}$ – суммарные потери реактивной мощностей в линиях и трансформаторах.

Суммарные потери реактивной и активной мощностей в линии определяются по следующим расчетным формулам:

$$\Delta P_{ли} = \frac{S_{ли}^2 R_{ли}}{U_{ни}^2}; \quad (2.5)$$

$$\Delta Q_{ли} = \frac{S_{ли}^2 X_{ли}}{U_{ни}^2}, \quad (2.6)$$

где $S_{ли}$ – полная мощность линии; $R_{ли}$ – сопротивление линии; $X_{ли}$ – реактивное сопротивление линии; $U_{ни}$ – напряжение в линии.

Полная мощность определяется по формуле

$$S_{Pi} = \frac{P_{Pни}}{\cos \phi_i}, \quad (2.7)$$

где $P_{Pни}$ – заданная нагрузка потребителей и активная мощность, проходящая по i -му участку электрической сети или линии.

Генерация реактивной мощности в емкостных проводимостях линий определяется по расчетной формуле.

$$2Q_c = U_n^2 \cdot b_l, \quad (2.8)$$

где b_l – проводимость линии; Q_c – среднее значение реактивной мощности, генерируемой в линиях длиной 100 км.

Приблизительные величины потерь реактивной мощности в линиях и генераций в проводимостях линий принимаются равными:

$$\sum \Delta Q_l \approx 0,1 S_l; \quad (2.9)$$

$$\sum Q_c = 0,1 S_{п}, \quad (2.10)$$

или для ВЛ-110 кВ это почти строгое равенство потерь и генерации реактивной мощности:

$$\sum Q_c \approx \sum \Delta Q_l. \quad (2.11)$$

Потери реактивной мощности в k -параллельно работающих трансформаторах:

$$\Delta Q_T = k \cdot S_H \frac{U_K \%}{100}, \quad (2.12)$$

или при определенных значениях U_K %, потери в трансформаторах ориентировочно равны:

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot k \cdot S_H \approx 0,1 \cdot \sum S_H, \quad (2.13)$$

где

$$\sum S_H = k \cdot S_H. \quad (2.14)$$

В СЭС с m -ступенями трансформации (группой трансформаторов) потери находятся в соответствии с выражением:

$$\Delta Q_{T\Sigma} = 0,1 \cdot m \cdot S_H. \quad (2.15).$$

Под резервом мощности понимается разница между располагаемой мощностью и суммарной нагрузкой с учетом всех потерь

$$N_{рез} = N_{расп} - P, \quad (2.16)$$

где $N_{расп}$ – располагаемая мощность всех электростанций; P – суммарная нагрузка с учетом всех потерь.

3. ПОТРЕБИТЕЛИ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЕЙ В СЭС

3.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В СЭС

Потребители сектора ЖКХ, как правило, включают в себя осветительные системы жилых и административных зданий, наружное освещение, бытовые приборы, электроприводы лифтов, холодильное оборудование, системы кондиционирования, технологическое оборудование предприятий общественного питания (индукционные плиты) и учреждений бытового обслуживания.

Распространенные в городской среде троллейбусы и трамваи являются активными потребителями электрической энергии. Для питания электрифицированного транспорта используются специализируемые подстанции, которые располагаются по линии следования транспорта и обслуживают конкретный маршрут (рис. 3.1, 3.2).



Рис. 3.1. Линии электропитания троллейбусов



Рис. 3.2. Линии электропитания троллейбусов

Для оценки эксплуатации электрофицированного транспорта типа троллейбусов следует рассмотреть энергетическую диаграмму трансформатора

Рассмотрим однофазный двухобмоточный трансформатор (рис. 3.3).

При подключении напряжения U_1 в первичной обмотке возникает ток I_1 , он обуславливает возникновение ΔP_{M1} , кроме того, в сердечнике возникает переменный магнитный поток Φ_1 , который замыкается по сердечнику и обуславливает возникновение ΔP_c . Переменный магнитный поток пересекает ветки вторичной обмотки и наводит в них ЭДС, так как вторичная обмотка замкнута, возникает ток I_2 , и, следовательно, появляются потери ΔP_{M2} .

Энергетическая диаграмма представлена на рис. 3.4.



Рис. 3.3. Трансформатор

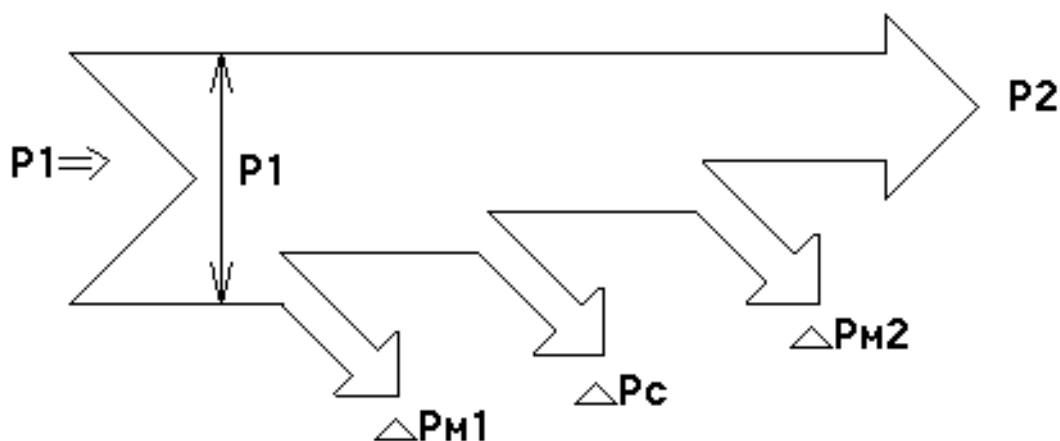


Рис. 3.4. Энергетическая диаграмма:

P_1 – вся активная мощность, поступающая на вход трансформатора;

P_2 – полезная мощность (мощность, отдаваемая нагрузке)

Коэффициент полезного действия трансформатора

Коэффициент полезного действия трансформатора определяется по формуле

$$\eta = \frac{P_2}{P_1}; \quad (3.1)$$

$$\eta = \frac{P_1 - \Delta P_{m1} - \Delta P_c - \Delta P_{m2}}{P_1} = 1 - \frac{\Delta P}{P_1}, \quad (3.2)$$

где ΔP – суммарные потери активной мощности в трансформаторе.

Зависимость коэффициента полезного действия от нагрузки

Для описания этой зависимости вводится понятие коэффициента загрузки трансформатора, который определяется по формуле

$$K_3 = \frac{I_2}{I_{2ном}} = \frac{P_2}{P_{2ном}}, \quad (3.3)$$

где I_2 и P_2 – текущие значения тока и мощности во вторичной обмотке, которые меняются в зависимости от нагрузки; $I_{2ном}$ и $P_{2ном}$ – номинальные значения тока и мощности во вторичной обмотке.

На рисунке 3.5 показан график КПД трансформатора.

Точка 1 – режим холостого хода. В режиме холостого хода вторичная обмотка разомкнута и сопротивление нагрузки $z_H = \infty$. Отсюда

$$I_2 = \frac{U_2}{z_H} = 0;$$

$$P_2 = I_2 U_2 \cos \phi = 0; \quad (3.4)$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_{2\text{ном}}} = 0.$$

При увеличении I_2 КПД увеличивается и достигает максимального значения – точка 2, затем начинает уменьшаться. Уменьшение КПД на участке 2-3 объясняется тем, что при больших K_3 , а, следовательно, и токах I_2 резко увеличивается $\Delta P_{M1} = I_1^2 R_1$ и $\Delta P_{M2} = I_2^2 R_2$, которые пропорциональны квадрату тока.

Трансформаторы проектируются так, чтобы наибольший КПД достигался при наиболее вероятной нагрузке трансформатора, равной $(0,50 \dots 0,75)P_{2\text{ном}}$ и $K_3 = 0,50 \dots 0,75$ – такая наиболее вероятная нагрузка говорит о том, что обычно трансформаторы полностью не загружаются.

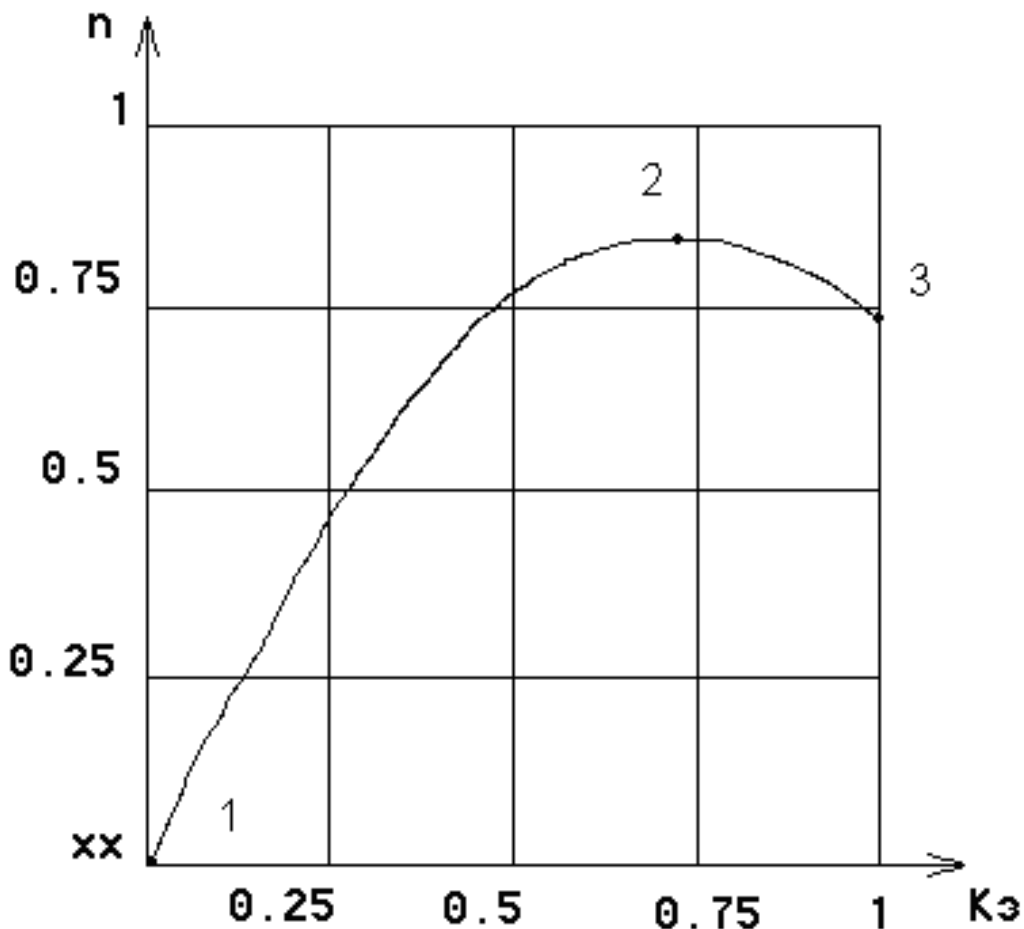


Рис. 3.5. График КПД трансформатора

Величина КПД трансформаторов достаточно велика, причем с увеличением $P_{2\text{ном}}$ или $S_{2\text{ном}}$ КПД увеличивается. Увеличение КПД при увеличении $P_{2\text{ном}}$ объясняется следующим: при увеличении $P_{2\text{ном}}$ увеличиваются и токи I_1 и I_2 , поэтому требуется увеличить сечение проводников обмоток, что приводит к уменьшению R_1 и R_2 , а также к увеличению КПД.

К *производственным* потребителям АПК (агропромышленного комплекса) относятся животноводческие фермы, зерноочистительные пункты, мельницы, предприятия различных ведомств по обслуживанию АПК и переработке АПК продукции. Следует выделить формирование крупных свеклоперерабатывающих комплексов, которые характеризуются высоким уровнем потребления электрической энергии. Принципиальным отличием в системе потребления электроэнергии для АПК является явно выраженная сезонность, которая влияет на формирование ВЭЛ и используемых типов электростанций.

Интеграция различных инфраструктур стала интересной темой из-за множества преимуществ, таких как высокая гибкость и надежность. Однако взаимосвязь и координация компонентов создают серьезные проблемы. Рассмотрим планирование на день вперед возобновляемой системы с несколькими носителями, состоящей из различных ресурсов, нагрузок и единиц хранения с учетом многоуровневой станции зарядки электромобилей и фермы по добыче криптовалюты в качестве электрических нагрузок с высоким энергопотреблением. Поскольку нестабильность возобновляемой энергетики в таких структурах приводит к увеличению рыночной торговли и неопределенным решениям, генерируются различные сценарии развития событий. Wind speed, солнечная радиация и цены на рынках. Затем для одновременной оценки риска неопределенностей используется условная метрика стоимости под риском. Более того, demand side management стратегии принимаются во внимание для анализа роли гибких электрических, отопительных, охлаждающих и транспортных нагрузок в energy

management. В конечном итоге предлагается провести анализ чувствительности, чтобы указать влияние различных параметров. Результаты стратегии неприятия риска подтверждают, что повышение устойчивости к наихудшим сценариям снижает прибыль примерно на 198,97 \$. Хотя ферма для майнинга криптовалют потребляет большое количество электроэнергии, равное 7605 кВт·ч, она увеличивает прибыль примерно на 277,34 \$. Моделирование также подтверждает, что реализация demand response program улучшает гибкость системы и увеличивает прибыль примерно на 936,57 \$. Кроме того, анализ чувствительности показывает заметное влияние исходного состояния компонентов на целевую функцию [11].

К группе *прочих* потребителей относятся насосные установки водопровода и канализации, компрессорные станции и др.

В зависимости от эксплуатационно-технических признаков ЭП все потребители систематизируются следующим образом.

1. По режимам работы:

- с продолжительно неизменной или мало меняющейся нагрузкой;
- с кратковременной нагрузкой;
- с повторно-кратковременной нагрузкой.

Самостоятельные группы ЭП составляют нагревательные аппараты и электропечи, работающие в продолжительном режиме с постоянной или маломеняющейся нагрузкой, а также электрическое освещение, которое характеризуется резким изменением нагрузки почти от нуля до максимума, в зависимости от времени суток.

2. По мощности и напряжению:

- большой мощности (80...100 кВт и выше) напряжением 6...10 кВ, к которым относятся мощные печи сопротивления, дуговые печи для плавки черных и цветных металлов и т.п.;
- малой и средней мощностей (ниже 80 кВт) напряжением 380...660 В.

3. По требуемой степени надежности питания в зависимости от последствий, которые могут иметь место при внезапном прекращении подачи электроэнергии, ЭП делятся на три категории [7].

К *первой* категории относятся ЭП, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение особо важных элементов городского хозяйства.

Ко *второй* категории относятся ЭП, перерыв в электроснабжении которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских жителей. ЭП второй категории предусматривается резервное питание.

К *третьей* категории относятся все остальные, неответственные ЭП: вспомогательные цехи предприятий (ремонтно-механические, инструментальные), небольшие поселки, мелкие предприятия и т.п. Резервирование питания таких ЭП не требуется. Прерывание электроснабжения не более одних суток.

Источниками активной мощности в электрической системе служат генераторы электростанций. В основном это трехфазные синхронные генераторы, вращаемые первичными двигателями (газовыми и гидравлическими турбинами, дизельными двигателями).

Источники реактивной мощности можно подразделить на системные и потребительские. К *системным* источникам относятся синхронные генераторы электростанций, синхронные компенсаторы, мощные батареи статических конденсаторов поперечного включения, статические тиристорные компенсаторы (СТК).

Емкостный ток ЛЭП, работающей на холостом ходу, или, другими словами, мощность, генерируемая ЛЭП, повышает напряжение в конце ЛЭП.

Интеллектуальные СЭС

Интеллектуальные электрические сети SEG, в которых используются современные технологии ИТ/связи/управления, становятся сегодня глобальной тенденцией [1]. Они зависят от интеллектуальных сетей передачи и распределения электроэнергии, в которых используются современные технологии информации, связи и управления для повышения экономичности, эффективности, надежности и безопасности электрической сети [2]. SEG координируют потребности и возможности всех производителей, операторов сетей, конечных пользователей и участников рынка электроэнергии, чтобы максимально эффективно эксплуатировать все части системы, минимизировать затраты и воздействие на окружающую среду, одновременно максимизируя надежность, отказоустойчивость и стабильность системы. Потенциал SEG огромен. Они могли бы произвести революцию в способах производства и использования энергии, открыв новые формы генерации, что ставит клиентов в центр уравнения с их способностью изменять спрос и сбалансировать систему. Чтобы реализовать этот потенциал, необходимо переосмыслить роли и обязанности всех участников электрической системы. Более того, существует острая необходимость продолжать инвестировать в интеллектуальные технологии в ближайшем будущем и интегрировать их в существующие сети. Хотя многие страны уже начали «умнеть» свои электрические системы, для создания более умных сетей требуются значительные дополнительные инвестиции и планирование [3].

В контексте SEG существует несколько новых тенденций, связанных с информационными и коммуникационными технологиями, такими как интеллектуальные счетчики, механизмы реагирования на спрос, онлайн-взаимодействие с клиентами с помощью ПК/мобильных устройств с использованием межсетевой системы и онлайн-выставление счетов. Применение этих

технологий приводит к более надежной передаче и распределению электроэнергии с динамической балансировкой нагрузки [1 – 3]. Однако для реализации всего потенциала SEG необходимо точное прогнозирование нагрузки (LF). LF является жизненно важной частью планирования и эксплуатации энергосистемы, обеспечивая интеллектуальное управление энергопотреблением в интеллектуальных сетях [4]. Кроме того, это обеспечивает правильное решение других подсистем в SEG. Это приводит к существенной экономии затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание, повышению надежности системы электроснабжения и подачи, и обеспечить правильные решения для будущего развития [1], [4]. Основной проблемой LF является сложная структура спроса из-за дерегулирования рынков электроэнергии [4, 5]. Важно предоставить усовершенствованную модель LF, подходящую для стабильных и зрелых условий, а также динамичные, быстрорастущие коммунальные предприятия для принятия быстрых и точных прогнозных решений.

Как правило, перед применением модели прогнозирования следует тщательно решить два важных вопроса, поскольку они оказывают сильное влияние на производительность модели: (i) выбор признаков и (ii) отклонение выбросов. На электрические нагрузки влияют различные особенности, такие как временные факторы, погодные условия, класс потребителей, особые события, численность населения, экономические показатели, цена на электроэнергию и т.д. [6]. Некоторые алгоритмы прогнозирования не очень хорошо работают с большим количеством функций, в то время как многие неэффективные функции могут быть представлены в данных об электрической нагрузке [7]. Выбор функций оказывает хорошее влияние на улучшение производительности модели, а также обеспечивает более быстрое принятие решений, поскольку он сводит к минимуму рассматриваемые функции до единственно эффективных [7].

Обнаружение выбросов – это важная задача интеллектуального анализа данных, называемая анализом выбросов [8]. Основной целью отклонения выбросов является повышение производительности модели, а также точности на этапе

обучения. В электроэнергетической системе выбросы представляют собой неверные данные, которые неожиданно влияют на нагрузки, например проведение футбольного матча зимой. Это событие приводит к тому, что потребность в электроэнергии в зимнее время превышает нормальную нагрузку. Поскольку это событие не повторяется, на него нельзя полагаться в системе обучения. Таким образом, очень важно представить передовой метод отклонения выбросов для исключения всех неверных данных из наборов данных об электрической нагрузке перед процессом прогнозирования.

Существует несколько методов, которые используются для повышения точности прогнозирования нагрузки. Исследователи пытались найти решение проблемы прогнозирования электрической нагрузки с 1990 годов [9]. Эти методы различаются математической формулировкой и функциями, используемыми в каждой формулировке. Как правило, методы LF можно разделить на (i) методы классического прогнозирования нагрузки (CLF) и (ii) методы прогнозирования нагрузки на основе мягких вычислений (SLF). Методы CLF, такие как регрессия, множественная регрессия, экспоненциальное сглаживание и итеративный метод наименьших квадратов с перевзвешиванием [10], более сложны в вычислительных операциях, имеют большие потери времени, а также меньшую производительность по сравнению с SLF. С другой стороны, SLF основаны на методах искусственного интеллекта (ИИ) [10], таких как нечеткая логика (FL), нейронные сети (NN), эволюционные алгоритмы (ЭА), такие как генетические алгоритмы (ГА), вейвлет-сети, методы экспертных систем и машины опорных векторов (SVM) [11]. Однако даже при использовании методов мягких вычислений многие из них не очень хорошо работают с большим количеством функций, в то время как многие нерелевантные функции могут быть представлены в наборах данных об электрической нагрузке. Кроме того, наборы данных об электрической нагрузке обычно содержат неверные данные (например, выбросы), поведение которых весьма необычно. Недавно было представлено несколько стратегий LF для SEG, в которых используются методы интеллектуального анализа данных, такие как улучшенный ARIMAX, KNN, модель ANN и K-среднее [15].

Несмотря на свою эффективность, недавно представленные стратегии LF по-прежнему страдают от переобучения и больших временных и вычислительных потерь. Более того, на их производительность сильно влияет наличие крупных функций, а также нежелательных выбросов. Поэтому важно предложить усовершенствованный метод мягких вычислений для точного и быстрого прогнозирования нагрузки с высокой производительностью.

Функциональное построение

Интеллектуальные электрические сети показано на рис. 3.6 и 3.7.

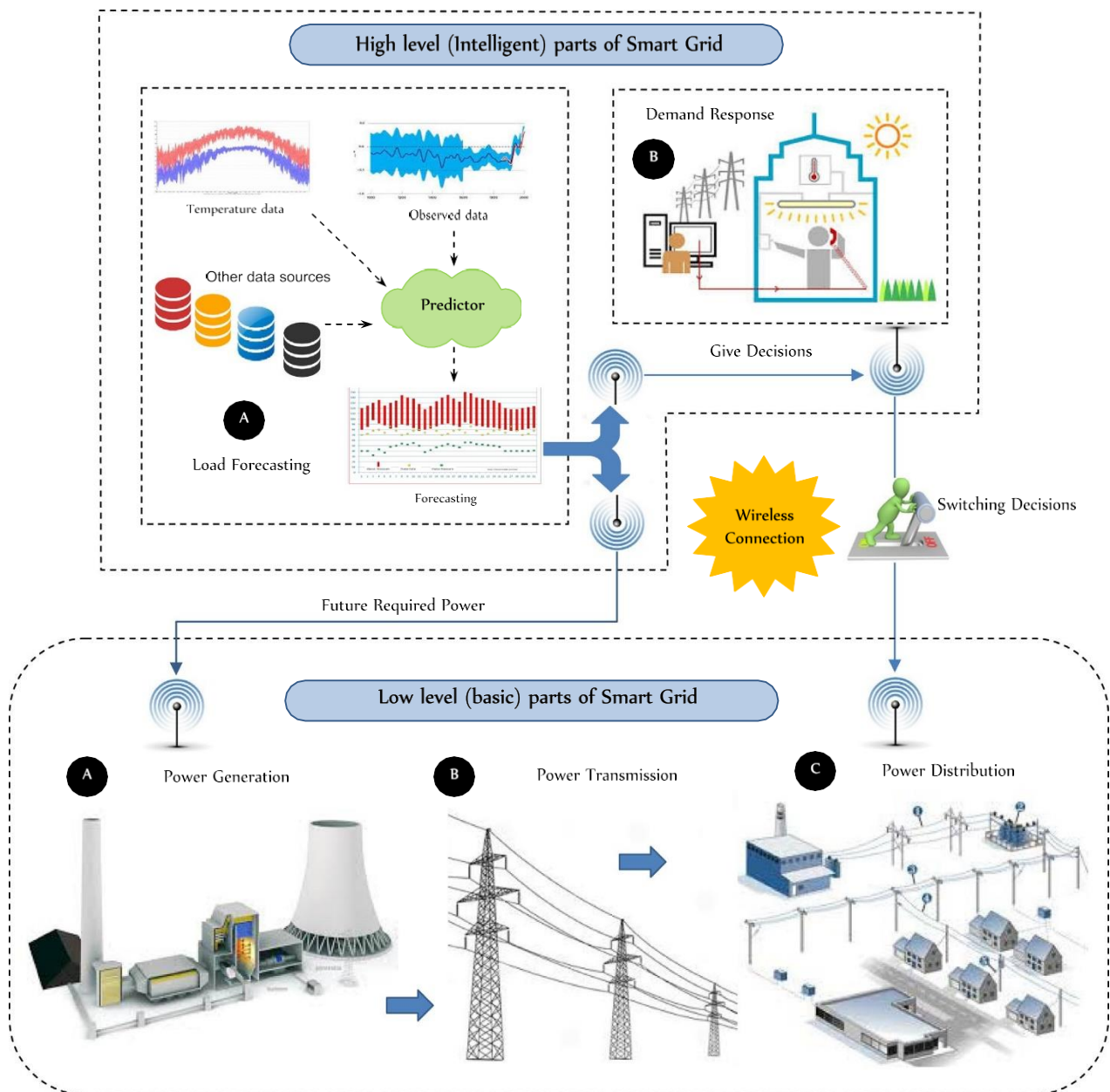
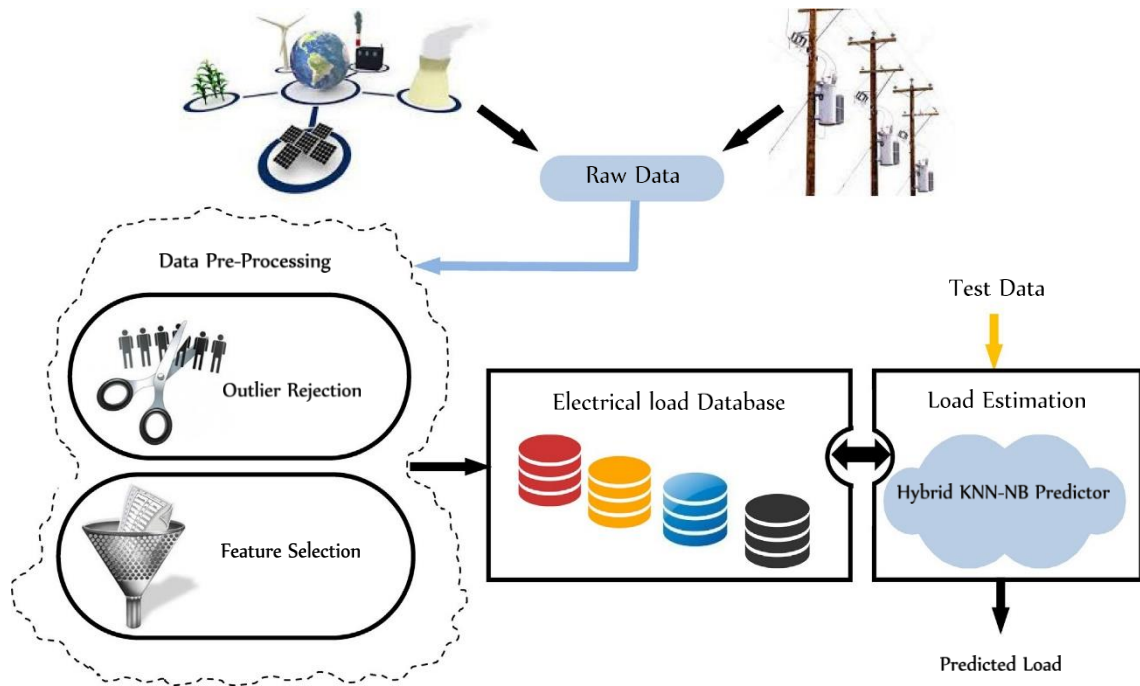


Рис. 3.6. Интеллектуальные электрические сети



Distance Based Outlier Rejection

- Input:**
 - Input feature space (FS) of m features expressed by the set $F = \{f_1, f_2, f_3, \dots, f_m\}$
 - Input training dataset of n items expressed by $D = \{I_1, I_2, I_3, \dots, I_n\}$ in which each item $I_j \in D$ is expressed as an ordered set of m features: $I_j = \{f_1, f_2, f_3, \dots, f_m\} = \{f_{j1}, f_{j2}, f_{j3}, \dots, f_{jm}\}$.
 - Input target classes expressed by the set $TC = \{VH, H, M, L, VL\}$.
 - Five item sets D_{VH}, D_H, D_M, D_L , and D_{VL} , so that $D = D_{VH} \cup D_H \cup D_M \cup D_L \cup D_{VL}$. So that D_X expresses the set of items belong to "X" class.

- Output:**
 - Detect the outliers in the input dataset D .

```

Steps:
1: For each item  $I_i \in D$  do
2:   Express  $I_i$  in the input feature space (FS).
3: Next
4:  $CC = \Phi$ 
5: For each target class  $X \in TC$  do
6:   Calculate the center of  $X$  based on the data items
    $I_j \in D_X = \{I_{1j}, I_{2j}, I_{3j}, \dots, I_{nj}\}$  as:
       
$$C_X = \frac{1}{\pi} \sum_{j=1}^{\pi} I_{jX}$$

7:    $CC = CC \cup C_X$ 
8: Next
9: For each target class  $X \in TC$  do
10:   $Dis_X = \Phi$ 
11:  For each item  $I_{jX} \in X \forall j \in [1 \rightarrow \text{no. of elements of class } X]$  do
12:    Calculate the distance between center of  $X$  and  $I_{jX}$  as:
       
$$dis_{iX} = \sqrt{\sum_{j=1}^m (f_{jix} - f_{jX})^2}$$

13:     $Dis_X = Dis_X \cup dis_{jX}$ 
14:  Next
15: Next
16:  $TD = \Phi$ 
17: For each target class  $X \in TC$  do
18:   $TD_X = \text{Calculate\_Threshold\_Distance}(Target, Dis_X)$ 
19:   $Outliers_X = \Phi$ 
20:  For each item  $I_{jX} \in X \forall j \in [1 \rightarrow \text{no. of elements of class } X]$  do
21:    if  $dis_{jX} > TD_X$  Then  $Outliers_X = Outliers_X \cup I_{jX}$ 
22:  Next
23:   $TS_X = D_X - Outliers_X$ 
24: Next
  
```

Algorithm Parameters	
FS	Feature Space of m dimensions
f_i	The i^{th} feature.
D	Input dataset.
λ	The number of pre-defined items for each class.
TS_X	Accepted training set of class "X" after rejecting class outliers.
TC	The set of target classes
D_X	The set of items belong to "X" class.
CC	The set of classes centers.
Dis_X	The set of distances from all items of class "X" to the center of class "X"
C_X	The center of class "X"
TD	A set stores all the threshold distances for all classes
TD_X	The threshold distance for class "X".
$Outliers_X$	The set of class "X" outliers.

```

Procedure Calculate_Threshold_Distance(T,K)
If  $T=1$  then
  Return  $\left( \frac{\sum_{\forall dis_{iX} < K} dis_{jX}}{|K|} \right)$ 
Else
  Identify the  $\lambda$  nearest items to center of the current class and store the distance from each item to the class center them in the set N.
  Return  $\left( \max_{\forall dis \in N} dis \right)$ 
End if
End Procedure
  
```

Рис. 3.7. Интеллектуальные электрические сети

3.1.1. Генерация реактивной мощности генераторами ЭС

Полная мощность, которая вырабатывается генератором, включает активную и реактивную составляющие:

$$\underline{S}_n = P_n + jQ_n. \quad (3.5)$$

Модуль полной мощности может быть найден через активную мощность и коэффициент мощности генератора:

$$S = \frac{P_n}{\cos\varphi}. \quad (3.6)$$

Изменение реактивной мощности происходит при изменении тока возбуждения i_f . В номинальном режиме при номинальном коэффициенте мощности $\cos\varphi$ генератор вырабатывает номинальные значения активной $P_{\text{НОМ}}$ и реактивной $Q_{\text{НОМ}}$ мощностей.

Условия ограничения по выработке реактивной мощности можно определить их векторной диаграммой. Схема замещения генератора для построения векторной диаграммы представлена на рис. 3.8.

В нее генератор входит синхронным индуктивным сопротивлением x_d и ЭДС E_q .

Этот вектор перпендикулярен напряжению U_T . Получаем точку b .

В отличие от активной мощности, реактивная мощность может генерироваться не только генераторами электростанций, но и устройствами, которые называются компенсирующими (КУ). Эти устройства располагают в непосредственной близости от потребителей. К ним относятся:

- синхронные компенсаторы (СК);
- батареи конденсаторов (БК);
- статические источники реактивной мощности (СТК или ИРМ).

Опыт эксплуатации показывает, что при номинальной нагрузке генераторы ЭС вырабатывают около 60% требуемой реактивной мощности, 20% генерируется линиями электропередачи высокого напряжения, 20% вырабатывают компенсирующие устройства.

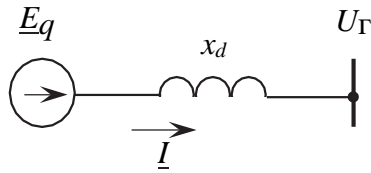


Рис. 3.8. Схема замещения генератора

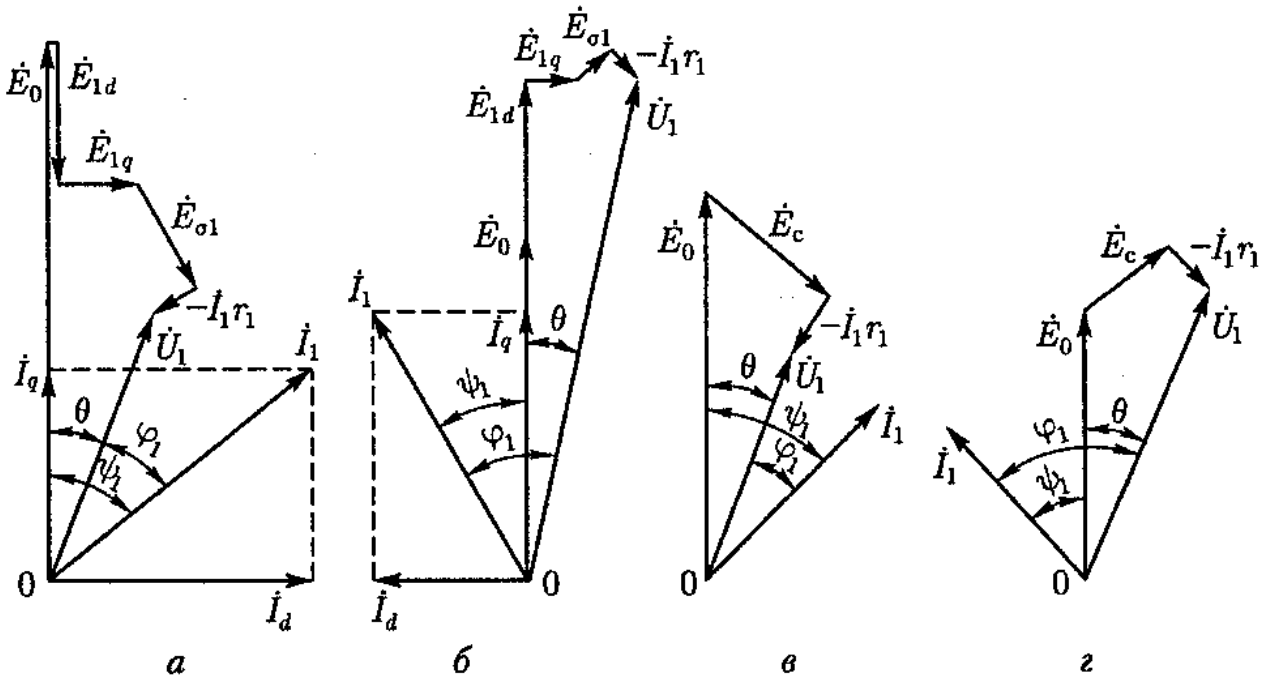


Рис. 3.9. Векторные диаграммы явнополюсного и неявнополюсного синхронных генераторов при нагрузке: Активно-индуктивной и активно-емкостной

Выработка 1 кварреактивной мощности на ЭС стоит в несколько раз дешевле, чем ее выработка с помощью КУ. Однако технико-экономические расчеты показывают, что большая часть реактивной мощности должна вырабатываться КУ. Это объясняется внедрением мощных генераторов с относительно высоким $\cos\varphi$, ростом протяженности и напряжения передачи. Поэтому снижается экономичность выработки реактивной мощности генераторами ЭС.

Компенсация реактивной мощности применяется для следующих целей:

- выполнение баланса реактивной мощности;
- снижение потерь мощности и электроэнергии;
- регулирование напряжения.

При использовании КУ необходимо учитывать ограничения их мощности по техническим и режимным требованиям. Мощность КУ должна удовлетворять:

- необходимому резерву мощности в узлах нагрузки;
- располагаемой реактивной мощности на ЭС;
- отклонению напряжения на шинах потребителей;
- пропускной способности ЛЭП.

Для уменьшения перетоков реактивной мощности по ЛЭП и трансформаторам КУ должны размещаться вблизи мест потребления реактивной мощности. При этом элементы сети разгружаются по реактивной мощности. Это приводит к уменьшению потерь мощности и напряжения.

Баланс активной мощности и его связь с частотой

Особенностями электрической энергии являются быстрая скорость распространения и невозможность ее накопления в больших количествах. Поэтому в каждый момент времени в ЭЭС должен соблюдаться баланс активной мощности:

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\Pi} + \sum \Delta P_c \rightarrow f = \text{const}, \quad (3.7)$$

где $\sum P_{\Gamma}$ – суммарная генерируемая мощность; $\sum P_{\Pi}$ – суммарная мощность потребителей; $\sum \Delta P_c$ – потери мощности.

Критерием соблюдения баланса мощностей является соблюдение частоты переменного тока:

$$\sum P_{\Gamma} > \sum P_{\Pi} + \sum \Delta P_c \rightarrow f \uparrow; \quad (3.8)$$

$$\sum P_{\Gamma} < \sum P_{\Pi} + \sum \Delta P_c \rightarrow f \downarrow. \quad (3.9)$$

Нарушение баланса может произойти по следующим причинам:

- 1) внезапное увеличение нагрузки сверх запланированного (например, в результате резкого похолодания);

- 2) отказ генератора;
- 3) отключение межсистемной ЛЭП или автотрансформатора связи.

$P_{ГА} + P_{ГВ} = P_{ПА} + P_{ПВ}$ – при нормальной работе.

К поддержанию частоты в ЭЭС предъявляются жесткие требования, так как следствием больших отклонений частоты может явиться выход из строя оборудования ЭЭС и так называемый «развал энергосистемы».

Экономически целесообразный режим работы трансформаторов

На подстанциях, от которых питаются потребители первой и второй категории, устанавливаются два трансформатора. Они могут работать в различных режимах: режим раздельной работы и режим параллельной работы (рис. 3.10, 3.11).

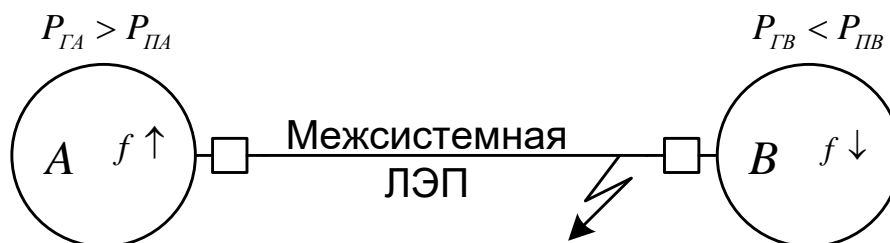


Рис. 3.10. Нарушение баланса

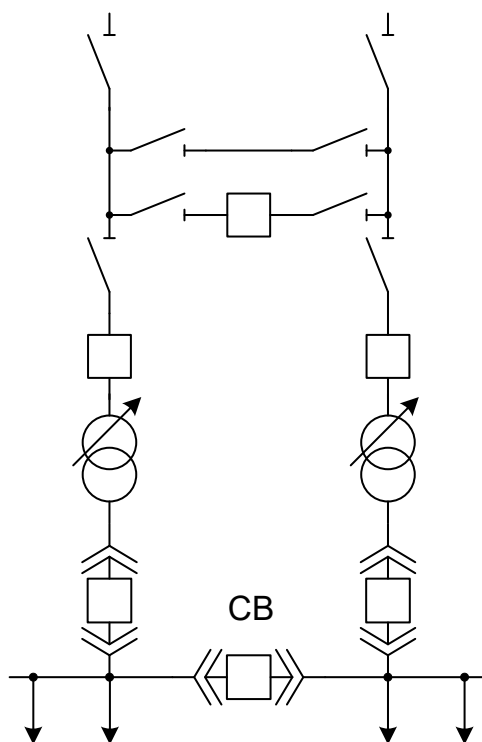


Рис. 3.11. Трансформаторы, работающие в различных режимах

При раздельном режиме каждый из трансформаторов работает на свою выделенную нагрузку, секционный выключатель (СВ) на стороне НН отключен.

Режим параллельной работы – выключатели на ВН и НН включены, трансформаторы работают на общую нагрузку.

При раздельной работе уменьшается ток КЗ. Недостаток – неодинаковая загрузка трансформаторов.

При параллельной работе – наоборот: загрузка трансформаторов пропорциональна их мощности.

С экономической точки зрения наиболее рациональным является параллельный режим работы, особенно если они однотипные. Трансформаторы разных типов и мощностей не всегда можно включать на параллельную работу.

Для параллельной работы необходимо выполнение нескольких условий:

- 1) соотношение мощностей не более 1:3;
- 2) группы соединений обмоток должны быть одинаковыми;
- 3) напряжение КЗ должно различаться не более чем на 10%;
- 4) напряжения ответвлений РПН должны отличаться не более чем на 0,5%.

Для выявления экономически целесообразного режима работы трансформаторов построим зависимости потерь активной мощности от передаваемой мощности (рис. 3.12):

$$\Delta P_T = f(S_{об}); \quad (3.10)$$

$$\Delta P_T = k\Delta P_x + \frac{1}{k} \frac{\Delta P_K S_{об}^2}{S_{НОМ}^2}. \quad (3.11)$$

Если мощность, проходящая через трансформатор, будет находиться в интервале от 0 до $S_{гр1}$, минимум потерь активной мощности будет иметь место при работе одного трансформатора.

Если $S_{гр1} \leq S_{об} \leq S_{гр2}$, то наименьшие потери при работе двух трансформаторов.

Если $S_{гр2} \leq S_{об}$, то наиболее выгодна работа трех трансформаторов.

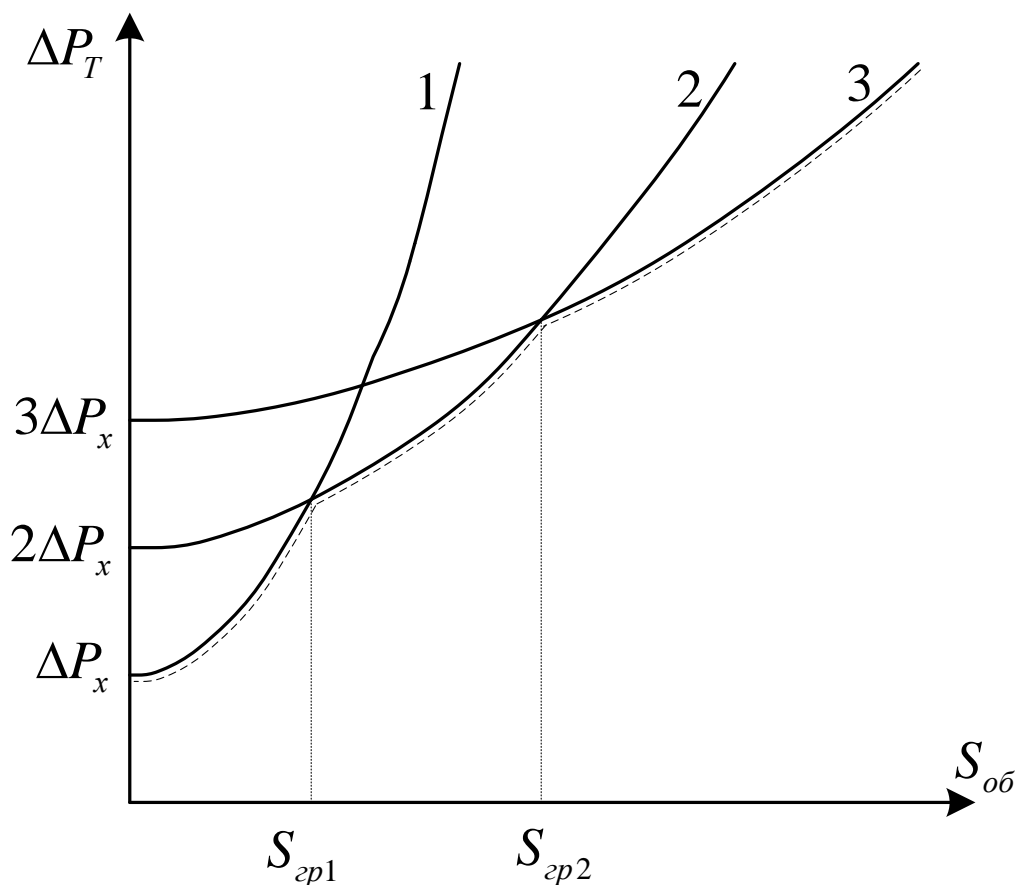


Рис. 3.12. Зависимость потерь активной мощности от передаваемой мощности

Для одинаковых трансформаторов

$$S_{\text{Гр}} = S_{\text{НОМ}} \sqrt{\frac{\Delta P_x k(k-1)}{\Delta P_k}}. \quad (3.12)$$

Для двухтрансформаторных подстанций

$$S_{\text{Гр}} = S_{\text{НОМ}} \sqrt{\frac{2\Delta P_x}{\Delta P_k}}. \quad (3.13)$$

Если в режиме минимальных нагрузок мощность подстанции S_{min} будет меньше или равна $S_{\text{Гр1}}$, то для уменьшения потерь мощности целесообразно отключить один из параллельно работающих трансформаторов.

При этом, если от подстанции питаются потребители первой категории, то при отключении одного из трансформаторов должно быть предусмотрен автоматический ввод резерва (АВР).

3.2. КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Вопрос о компенсации реактивной мощности является одним из основных вопросов, решаемых как на стадии проектирования, так и на стадии эксплуатации СЭС, и включает выбор целесообразных источников, расчет и регулирование их мощности, размещение источников в системе электроснабжения.

Полной мощностью называется та максимальная активная мощность, которая может быть получена в СЭС при данных действительных значениях напряжения и тока:

$$S = UI. \quad (3.14)$$

В свою очередь активная мощность определяет совершаемую работу или передаваемую энергию. Любая электротехническая установка рассчитывается на полную мощность. Однако из-за наличия угла сдвига фаз между полным напряжением и током φ она используется не полностью. Таким образом, угол φ имеет важное значение, так как определяет значения активной и реактивной мощностей при данных значениях тока и напряжения:

$$P = UI\cos\varphi, \quad Q = UI\sin\varphi. \quad (3.15)$$

Полная и реактивная мощности не определяют ни совершаемой работы, ни передаваемой энергии. Тем не менее в электротехнике реактивной мощности приписывают аналогичный смысл, рассматривая ее как мощность отдачи, получения или передачи некоторой величины, которую условно называют реактивной энергией

$$W_{\text{реак}} = Qt; \quad [W_{\text{реак}}] = \text{вар} \cdot \text{ч}. \quad (3.16)$$

Хотя за счет реактивной энергии и не совершается работа, без нее невозможна работа любого электротехнического устройства, в котором создается магнитное поле (двигатель, трансформатор).

Считается, что если ток отстает по фазе от напряжения (индуктивный характер нагрузки), то реактивная мощность потребляется и имеет положительный знак, а если ток опережает напряжение (емкостный характер нагрузки),

то реактивная мощность генерируется и имеет отрицательное значение. Активная мощность генерируется электростанциями, а реактивная – генераторами электростанций, синхронными компенсаторами, синхронными двигателями, батареями конденсаторов, тиристорными источниками реактивной мощности и линиями.

Концентрация производства реактивной мощности во многих случаях экономически нецелесообразна по следующим причинам.

1. При передаче значительной реактивной мощности возникают дополнительные потери активной мощности и электроэнергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью. Так, при передаче активной P и реактивной Q мощностей через элемент системы электроснабжения с сопротивлением R потери активной мощности составят

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_a + \Delta P_p. \quad (3.17)$$

Дополнительные потери активной мощности ΔP_p , вызванные протеканием реактивной мощности Q , пропорциональны ее квадрату. Поэтому во многих случаях передача значительной реактивной мощности от генераторов электростанций к потребителям нецелесообразна, несмотря на низкие удельные затраты, связанные с ее генерацией.

2. Возникают дополнительные потери напряжения, которые особенно существенны в сетях районного значения. Например, при передаче мощностей P и Q через элемент системы электроснабжения с активным сопротивлением R и реактивным X потери напряжения составят

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p, \quad (3.18)$$

где ΔU_a – потери напряжения, обусловленные активной мощностью, В; ΔU_p – потери напряжения, обусловленные реактивной мощностью, В.

Наличие реактивной мощности в системах промышленного электроснабжения и трансформаторов уменьшает их пропускную способность и требует увеличения сечений проводов ВЭЛ и кабельных линий, увеличения номинальной мощности или числа трансформаторов подстанций и т.п.

Основными потребителями реактивной мощности на промышленных предприятиях являются асинхронные двигатели (60...65% общего потребления), трансформаторы (20...25%), вентильные преобразователи, реакторы, воздушные электрические сети и прочие приемники (10%).

Основным нормативным показателем, характеризующим реактивную мощность, является коэффициент мощности $\cos\varphi = P/S$. В СЭС промышленного предприятия, средневзвешенное значение этого коэффициента должно было находиться в пределах 0,92...0,95. При этом соотношения P/S в качестве нормативного не дает четкого представления о динамике изменения реального значения реактивной мощности. Следует отметить, что при изменении коэффициента мощности от 0,95 до 0,94 реактивная мощность изменяется на 10%, а при изменении этого же коэффициента от 0,99 до 0,98 приращение реактивной мощности составляет уже 42%.

В практике проектирования эффективнее использовать соотношение $K_{рм} = Q/P = \operatorname{tg}\varphi$, которое называют коэффициентом реактивной мощности.

Способы компенсации реактивной мощности

Для компенсации реактивной мощности, потребляемой электроустановками промышленного предприятия, используют генераторы электростанций – синхронные двигатели, а также дополнительно устанавливаемые компенсирующие устройства – синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов и специальные статические источники реактивной мощности.

Синхронные компенсаторы представляют собой синхронные двигатели облегченной конструкции без нагрузки на валу. Они могут работать как в режиме генерирования реактивной мощности (при возбуждении компенсатора), так и в режиме ее потребления (при недовозбуждении).

К достоинствам синхронных компенсаторов как источников реактивной мощности относятся: положительный регулирующий эффект, заключающийся в том, то при уменьшении напряжения в сети генерируемая мощность компенсатора увеличивается; возможность плавного и автоматического регулирования генерируемой реактивной мощности, что повышает устойчивость режимов работы системы, улучшает режимные параметры сети; достаточная термическая и электродинамическая стойкость обмоток компенсаторов во время КЗ; возможность восстановления поврежденных СК путем проведения ремонтных работ.

К недостаткам СК относятся удорожание и усложнение эксплуатации (по сравнению, например, с БСК) и значительный шум во время работы. Потери активной мощности в СК при их полной загрузке довольно значительны и в зависимости от номинальной мощности находятся в пределах 0,011...0,030 кВт/квар.

Синхронные двигатели, применяемые для электропривода, в основном изготавливают с коэффициентом мощности 0,9 при опережающем токе. Они являются эффективным средством компенсации реактивной мощности. Наибольший верхний предел возбуждения синхронного двигателя определяется допустимой температурой обмотки ротора с выдержкой времени, достаточной для форсировки возбуждения при кратковременных снижениях напряжения. Максимальное значение реактивной мощности зависит от загрузки двигателя активной мощностью, подводимого напряжения и технических данных двигателя.

Конденсаторы – специальные емкости, предназначенные для выработки реактивной мощности. По своему действию они эквивалентны перевозбужденному синхронному компенсатору и могут работать лишь как генераторы реактивной мощности. Конденсаторы изготавливают на номинальные напряжения 660 В и ниже мощностью 12,5...50 квар в трех- и однофазном исполнениях, а на 1050 В и выше мощностью 25...100 квар – в однофазном исполнении. Из таких элементов собирают батареи конденсаторов требуемой мощности,

которые могут быть разделены на секции. Схема батареи конденсаторов определяется техническими данными конденсаторов и режимом работы в системе электроснабжения.

Конденсаторы по сравнению с другими источниками реактивной мощности обладают следующими преимуществами:

- 1) малыми потерями активной мощности (0,0025...0,005 кВт/квар);
- 2) простотой эксплуатации (ввиду отсутствия вращающихся и трущихся частей);
- 3) простотой производства монтажных работ (малая масса, отсутствие фундаметов);
- 4) возможностью установки конденсаторов в любом сухом помещении.

К недостаткам конденсаторов следует отнести:

- 1) зависимость генерируемой реактивной мощности от напряжения
- 2) чувствительность к искажениям питающего напряжения;
- 3) недостаточную прочность, особенно при КЗ и перенапряжениях.

В сетях до 1000 В устанавливают только БСК. В сетях выше 1000 В устанавливают как БС так и СМ, для этого производят ТЭР.

Установки конденсаторов бывают индивидуальные, групповые и централизованные. Индивидуальные установки чаще применяют на напряжениях до 660 В. В этих случаях конденсаторы присоединяют наглухо к зажимам приемника. Такой вид установки компенсирующих устройств обладает существенным недостатком – плохим использованием конденсаторов, так как с отключением приемника отключается и компенсирующая установка.

Набросы реактивной мощности, сопровождающие работу этих приемников, вызывают значительные изменения питающего напряжения. Кроме того, эти приемники как нелинейные элементы в системе электроснабжения вызывают дополнительные искажения токов и напряжений. Поэтому к компенсирующим устройствам предъявляют следующие требования:

- высокое быстродействие изменения реактивной мощности;
- достаточный диапазон регулирования реактивной мощности;

- возможность регулирования и потребления реактивной мощности;
- минимальные искажения питающего напряжения.

Основными элементами статических компенсирующих устройств являются конденсатор и дроссель – накопители электромагнитной энергии и вентили (тиристоры), обеспечивающие ее быстрое преобразование.

На рисунке 3.13 приведены некоторые варианты статических компенсирующих устройств; они содержат фильтры высших гармоник (генерирующая часть) и регулируемый дроссель в различных исполнениях.

При компенсации реактивной мощности является проведение мероприятий, при осуществлении которых:

- расчетная мощность, потребляемая из сети питания, была бы оптимальной;
- обеспечивался баланс реактивной мощности в режиме максимальных и минимальных нагрузок при минимуме затрат на производство и передачу полной мощности.

Основной принцип компенсации Q состоит в том, чтобы для ЭП, требующих для своей работы Q , не брать реактивную мощность от системы, а вырабатывать ее на предприятии с помощью специальных устройств, участвующих в технологическом процессе.

Идеальный случай: $\varphi = 0$, $P = \max$, так как $\cos\varphi = 1$, $Q = 0$.

Q – мощность обмена между потребителем и источником. Необходимо уменьшать φ до 0.

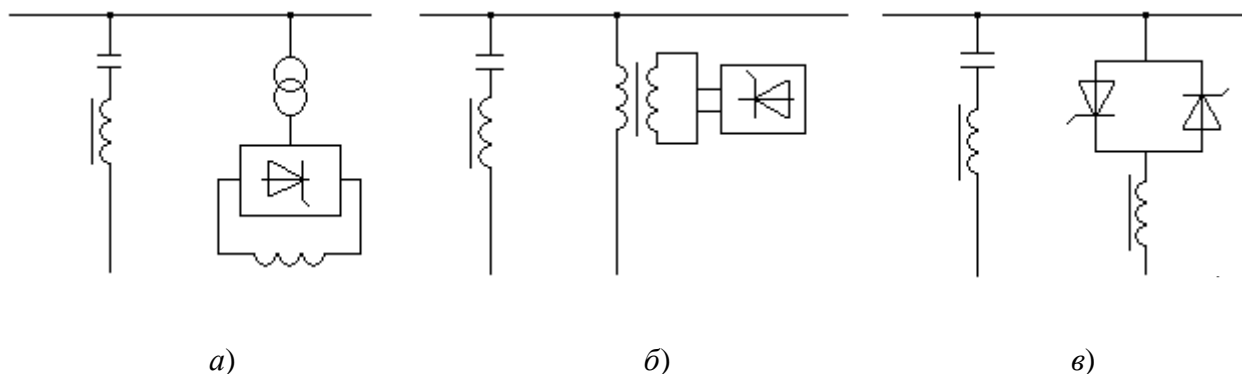


Рис. 3.13. Статические компенсирующие устройства

Цель компенсации Q сводится к определению (расчету) средств компенсации для оптимального снижения перетока Q .

Синхронные компенсаторы

Из анализа работы синхронного генератора следует, что увеличить выработку реактивной мощности можно только за счет снижения выработки активной мощности. Этот принцип реализован в синхронном компенсаторе.

Синхронный компенсатор (рис. 3.14) – это синхронный двигатель, работающий в режиме холостого хода, т.е. практически без активной нагрузки на валу. Таким образом, СК загружен только реактивным током.

Схема замещения СК приведена на рис. 3.15.

Синхронный компенсатор генерирует в сеть реактивную мощность. Ток СК опережает напряжение на 90° . Векторная диаграмма режима перевозбуждения СК позволяет количественно оценить режим компенсирующего устройства.



Рис. 3.14. Синхронный компенсатор



Рис. 3.15 Схема замещения синхронного компенсатора

Батареи конденсаторов

Батареи конденсаторов применяются:

- для генерации реактивной мощности в узлах сети – поперечная компенсация. Батареи конденсаторов называют шунтовыми (ШБК);
- для уменьшения индуктивного сопротивления ЛЭП – продольная компенсация. Батареи конденсаторов называют устройствами продольной компенсации (УПК).

На рисунке 3.16 показана батарея конденсаторов.



Рис. 3.16. Батарея конденсаторов для компенсации реактивной мощности в СЭС

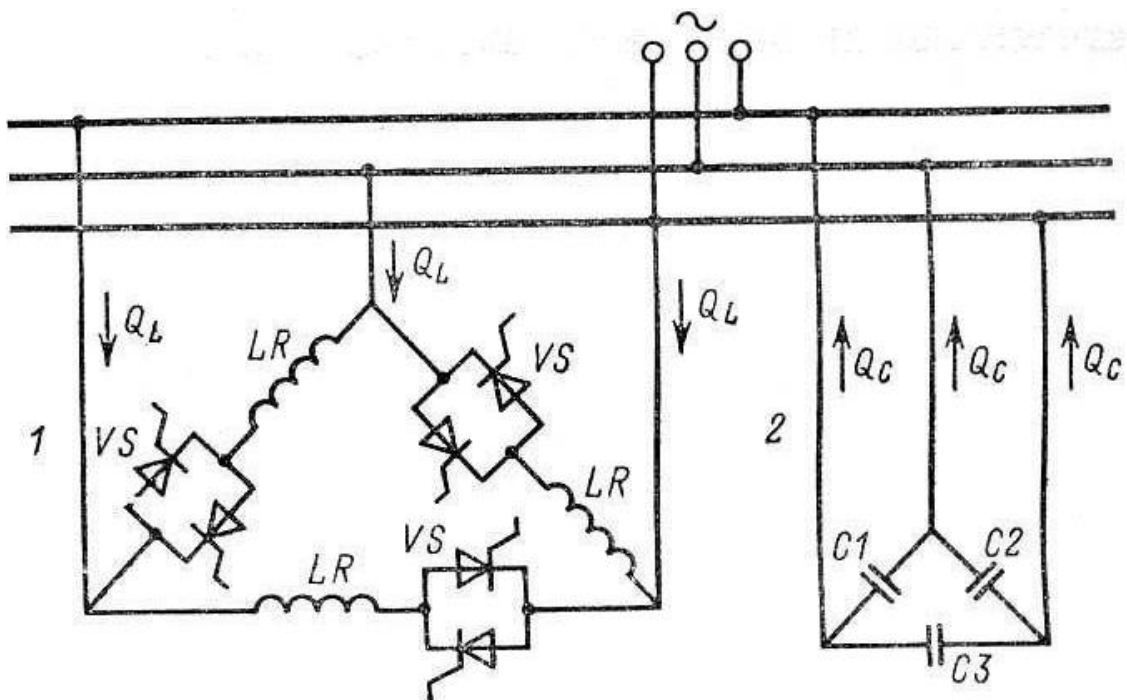


Рис. 3.17. Схема батареи конденсаторов для компенсации реактивной мощности в СЭС, включенной в сеть

Регулирование бывает одноступенчатое и многоступенчатое. Одноступенчатое регулирование – это фактически нерегулируемая БК, так как можно включить или отключить сразу все конденсаторы. При многоступенчатом регулировании каждая секция БК снабжена контактором или выключателем [3] (рис. 3.17).

При отключении конденсаторов они автоматически разряжаются на активное сопротивление, присоединенное к БК. В качестве разрядного сопротивления для конденсаторных установок 6...10 кВ используют активное сопротивление трансформаторов напряжения (рис. 3.18).

Для БК напряжением до 1 кВ используются специальные разрядные активные сопротивления. Разряжать БК нужно потому, что при ее отключении от сети в конденсаторах остается электрический заряд и сохраняется напряжение, близкое по значению к напряжению сети. При замыкании БК на разрядное сопротивление конденсаторы теряют электрический заряд, напряжение падает до нуля. Этим обеспечивается безопасность обслуживания БК.

На рисунке 3.19 показана батарея конденсаторов для компенсации реактивной мощности в СЭС на подстанции.

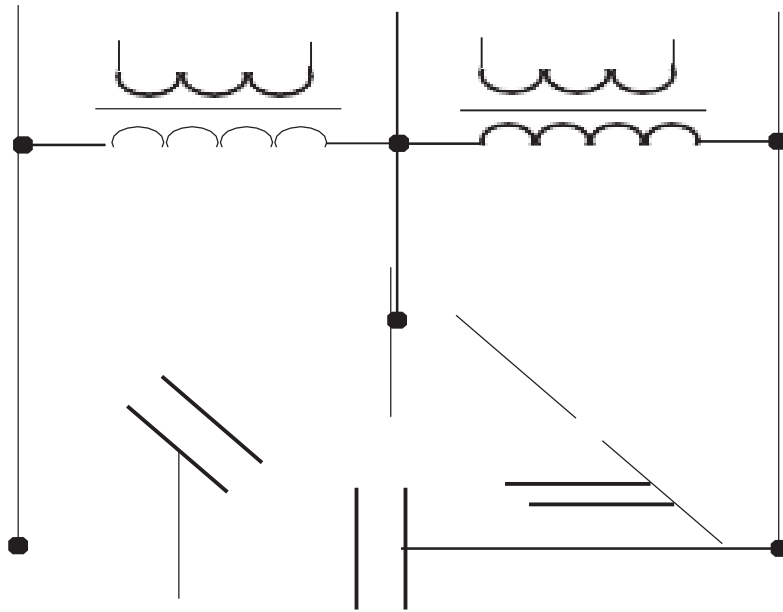


Рис. 3.18. Схема разрядки БК через трансформатор напряжения



**Рис. 3.19. Батарея конденсаторов
для компенсации реактивной мощности в СЭС на подстанции**

Преимущества:

- простота устройства и его обслуживания;
- отсутствие вращающихся частей гарантирует безопасность обслуживания;
- малые потери активной мощности.

Недостатки:

- зависимость мощности БК от напряжения;
- ступенчатое регулирование мощности БК и ее напряжения;
- чувствительность к искажению кривой формы напряжения;
- недостаточная электрическая прочность конденсаторов и малый срок их эксплуатации.

Локальная нагрузка, подключенная к фотоэлектрической системе с интерфейсом сети (GIPV), требует компенсации реактивной мощности на уровне распределения. Компенсация осуществляется либо фотоэлектрическим инвертором, либо устройствами на стороне сети, такими как конденсаторная батарея, статический компенсатор реактивной мощности или переключающие трансформаторы. Помимо этого, инвертор имеет возможность компенсировать реактивную мощность без использования дополнительного компенсатора или завышения номинала инвертора. Однако это всегда зависит от наличия излучения и особенно, когда инвертор передает мощность с полной мощностью и не имеет запаса для генерации реактивной мощности. Таким образом, чтобы сделать систему гибкой в соответствии с требованиями местных нагрузок и создать запас для генерации реактивной мощности в любой момент времени, для системы GIPV с модифицированным отслеживанием точки максимальной мощности возмущения и наблюдения MP&O и MPPT была предложена технология. Этот предлагаемый метод с промежуточным повышающим преобразователем обеспечивает более эффективное извлечение максимальной мощности по сравнению с традиционным методом MPPT. С другой стороны, это ограничивает генерируемую активную мощность и обеспечивает фотоэлектрическому инвертору запас для генерации

реактивной мощности. Кроме того, фотоэлектрический инвертор генерирует активную и реактивную мощности для местных нагрузок, а также передает мощность в сеть с помощью инверторного управления. Инверторное управление состоит из развязанных мгновенных значений активной и реактивной мощностей. В этой схеме управления инвертор поддерживает напряжение звена постоянного тока и поток мощности между системой GIPV и сетью при всех доступных условиях освещенности. В этом отношении моделируется система GIPV мощностью 30 кВт и производительность системы проверяется с использованием аппаратно-контурной настройки OP4510 (HIL) в реальном времени.

4. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

При передаче электроэнергии от источников к потребителям часть энергии расходуется на нагрев проводов и создание электромагнитных полей [7 – 11].

4.1. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Активная и реактивная мощности определяются по формулам:

$$\Delta P_{\text{л}} = 3I_{\text{л}}^2 r_{\text{л}} = \frac{S_{\text{л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{\text{л}} = \frac{P_{\text{л}}^2 + Q_{\text{л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{\text{л}}; \quad (4.1)$$

$$\Delta Q_{\text{л}} = 3I_{\text{л}}^2 x_{\text{л}} = \frac{S_{\text{л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} x_{\text{л}} = \frac{P_{\text{л}}^2 + Q_{\text{л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} x_{\text{л}}. \quad (4.2)$$

где $I_{\text{л}}$ – электрический ток в линии, А; $r_{\text{л}}$ – активное сопротивление в линии, Ом; $x_{\text{л}}$ – реактивное сопротивление, Ом; $S_{\text{л}}$ – полная мощность, ВА; $P_{\text{л}}$ – активная мощность, Вт; Реактивная мощность, кВА; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение, В.

Из формул (4.1), (4.2) видно, что потери активной и реактивной мощностей зависят от активных и реактивных мощностей в линии. Общие потери в электрической сети включают потери активной мощности на коронный разряд и формирование емкостной мощности $Q_{\text{с}}$:

$$\Delta S_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} + \Delta P_{\text{кор}} + j\Delta Q_{\text{л}} - jQ_{\text{с}}. \quad (4.3)$$

Существует четыре вида потерь мощности в трансформаторах.

1. Потери активной мощности в обмотках связаны с нагревом проводов:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{об}} = 3I_{\text{тр}}^2 r_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{об}}^2}{U_{\text{ВНОМ}}^2} r_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{об}}^2 + Q_{\text{об}}^2}{U_{\text{ВНОМ}}^2} r_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} S_{\text{об}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}. \quad (4.4)$$

2. Потери активной мощности холостого хода расходуется на создание вихревых токов в сердечнике и перемагничивание:

$$\Delta P_x = \Delta P_{ст} - \text{постоянная величина.}$$

3. Потери реактивной мощности в обмотках $\Delta Q_{об}$, расходуется на создание потоков рассеяния, что связано с реактивным сопротивлением трансформатора $x_{тр}$ и значением тока $I_{тр}$:

$$\Delta Q_{об} = 3I_{тр}^2 x_{тр} = \frac{S_{об}^2}{U_{Вном}^2} x_{тр} = \frac{P_{об}^2 + Q_{об}^2}{U_{Вном}^2} x_{тр} = \frac{u_{к, \%} S_{об}}{100 S_{ном}}. \quad (4.5)$$

4. Потери реактивной мощности при холостом ходе можно определить исходя из значений I_k (находится при опыте короткого замыкания):

$$\Delta Q_x = \frac{I_{к, \%} S_{ном}}{100}. \quad (4.6)$$

Потери активной энергии в трансформаторе определяются суммой потерь в сердечнике и обмотках:

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_x + \Delta P_{об}. \quad (4.7)$$

Потери реактивной энергии в трансформаторе определяются суммой потерь в сердечнике и обмотках:

$$\Delta Q_{тр} = \Delta Q_x + \Delta Q_{об}. \quad (4.8)$$

Потери полной мощности является суммой потерь активной и реактивной энергии:

$$\Delta S_{тр} = \Delta P_{тр} + \Delta Q_{тр}. \quad (4.9)$$

Если параллельно включены k трансформаторов, то потери холостого хода увеличиваются в k раз, а потери в обмотках уменьшаются в k раз.

$$\Delta P_{трk} = k\Delta P_x + \frac{1}{k} \Delta P_{об}; \quad \Delta Q_{трk} = k\Delta Q_x + \frac{1}{k} \Delta Q_{об}. \quad (4.10)$$

Метод расчета потерь электроэнергии по графикам нагрузок элементов сети

Графиком нагрузки называется зависимость активной или реактивной мощностей, проходящих по электрической сети, от времени. Графики бывают суточными и годовыми. Это плавная линия, но для расчета ее заменяют ступенчатой (рис. 4.1).

Лето: $t_{л} = 200$ сут.

Зима: $t_{з} = 165$ сут.

Весь год делится на два больших периода: осенне-зимний и весенне-летний, соответственно, минимальное и максимальное значение.

Информация, представленная на графиках:

- 1) минимальная и максимальная мощность (определяется графически);
- 2) среднесуточная мощность:

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_{\text{сут}}}{24}; \quad (4.11)$$

- 3) время наибольшей нагрузки $T_{\text{нб}}$ (определяется графически).

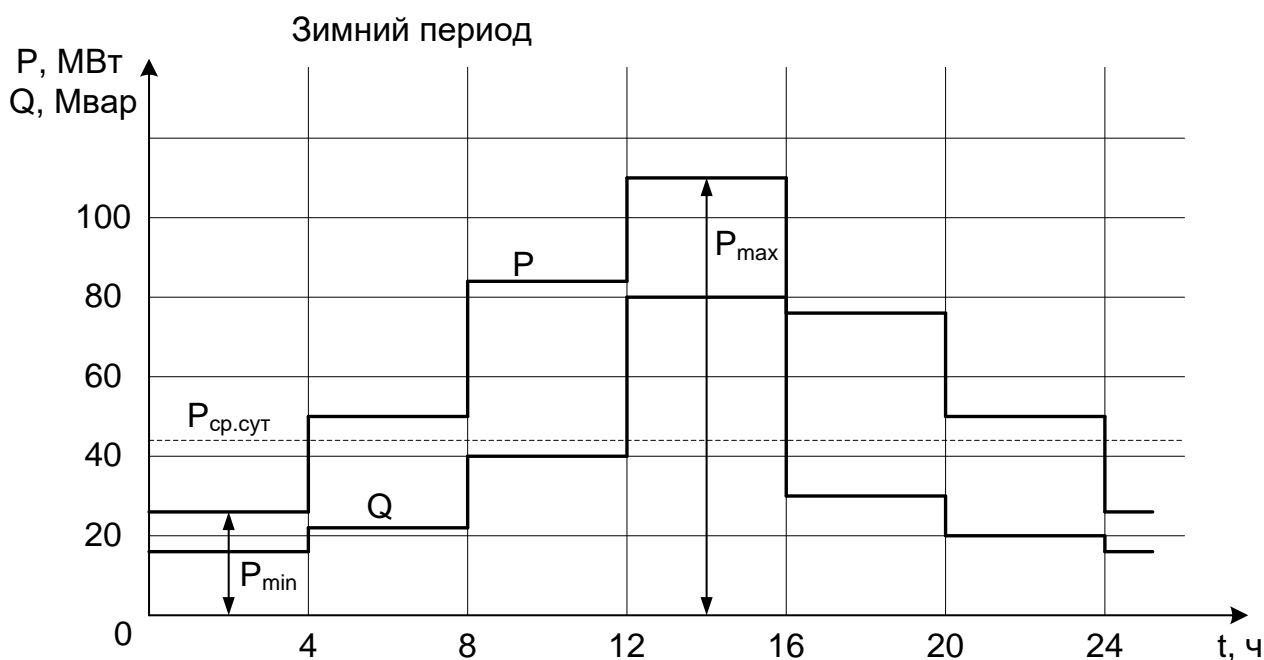


Рис. 4.1. Зависимость активной или реактивной мощности

Чаще всего годовой график строится по продолжительности по суточным графикам (рис. 4.2). Продолжительность года – 8760 ч.

Порядок расчета потерь электроэнергии заключается в следующем.

1.

$$\Delta P_i = \frac{P_i^2 Q_i^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r, \quad (4.12)$$

где P_i, Q_i – мощности на i -й ступени; r – активное сопротивление элемента, для которого ведется расчет.

2.

$$\Delta W_i = \Delta P_i \Delta t, \quad (4.13)$$

где Δt_i – длительность ступени.

3.

$$\Delta W_{\text{сут}} = \sum_{i=1}^n \Delta W_i, \quad (4.14)$$

где n – число ступеней в графике.

Преимущества: высокая точность (при условии, что имеются реальные графики).

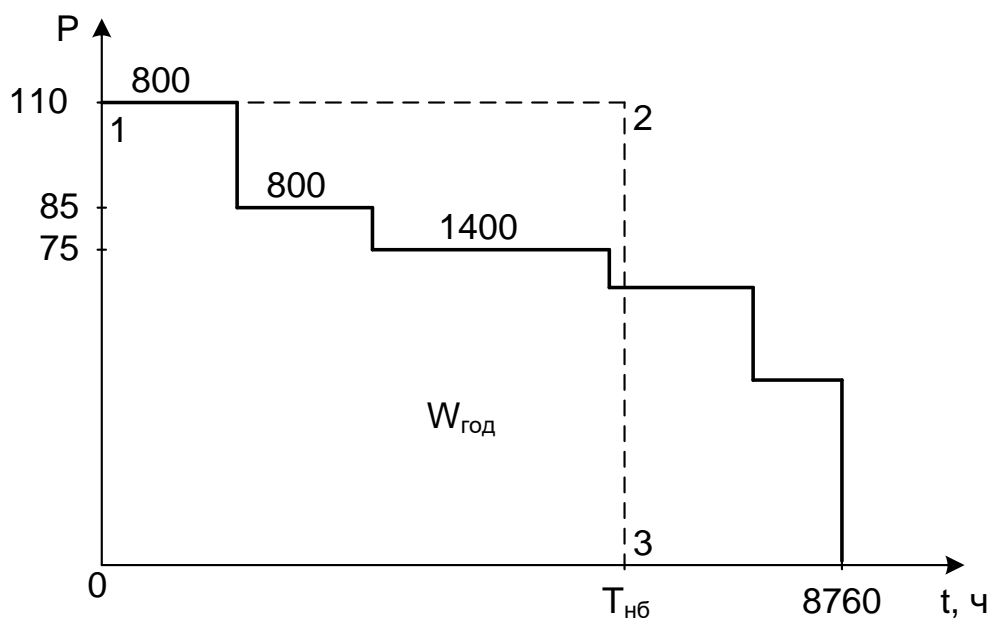


Рис. 4.2. Годовой график

Недостатки:

- 1) реальные графики имеют большое число ступеней (каждый час или 30 мин), поэтому ручной расчет трудоемкий;
- 2) не для всех элементов имеются реальные графики.

Метод расчета по времени наибольших потерь

Этот метод основывается на двух понятиях.

1. Время использования наибольшей нагрузки $T_{нб}$ (T_{max}).

Временем использования наибольшей нагрузки называется время, в течение которого потребитель, работая с наибольшей мощностью, возьмет из сети такое же количество электроэнергии, как и при работе по реальному графику; определяется из условия равенства площадей ступенчатой фигуры ($W_{год}$) и прямоугольника.

2. Время наибольших потерь – время, в течение которого потребитель, работая с наибольшими потерями активной мощности, вызывает такие же потери электроэнергии, как и при работе по реальному графику (рис. 4.3).

Определяется из условия равенства площади ступенчатой фигуры и площади прямоугольника 01230. Для расчета τ за год используется эмпирическая формула

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{нб}}{10\ 000} \right)^2 T - \text{за год, } T = 8760, \quad (4.15)$$

где τ – время наибольших потерь.

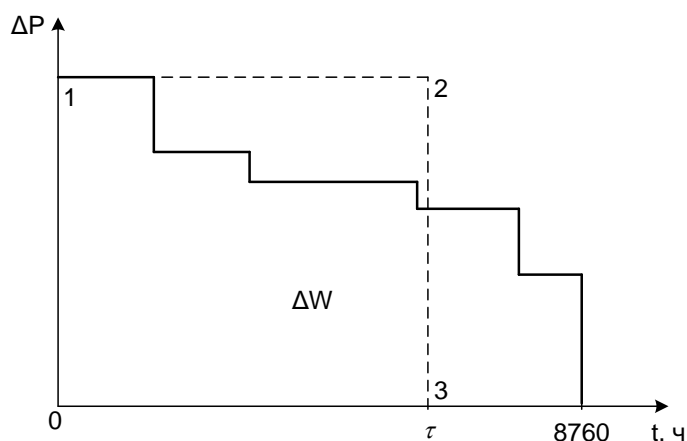


Рис. 4.3. Зависимость потерь мощности от времени

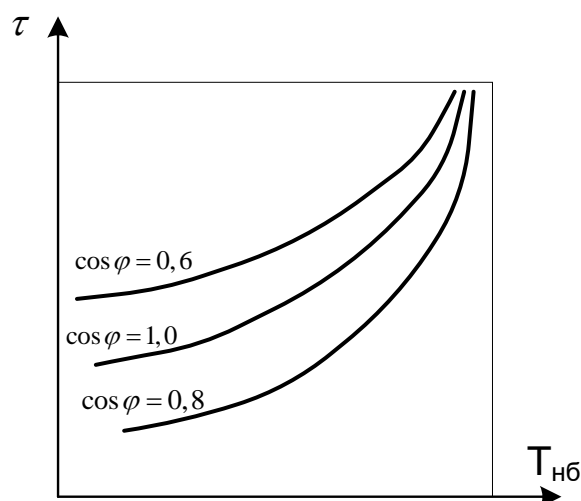


Рис. 4.4. Время наибольших потерь

Еще τ можно определить по графикам (рис. 4.4).

Порядок расчета данным методом заключается в следующем:

- 1) время наибольшей нагрузки $T_{нб}$ – дано в справочниках для разных потребителей;
- 2) время наибольших потерь τ ($T_{нб}$) определяется по формуле или графикам;
- 3) потери мощности в элементе ЭЭС рассчитываются по формуле

$$\Delta P_{нб} = \frac{P_{нб}^2 Q_{нб}^2}{U_{НОМ}^2} r; \quad (4.16)$$

- 4) потери энергии рассчитываются по формуле

$$\Delta W = \Delta P_{нб} \tau. \quad (4.17)$$

Преимущество: простота.

Недостаток: низкая точность.

Формулы для расчета потерь электроэнергии в нескольких параллельно работающих трансформаторах методом графика нагрузки:

$$\Delta W_{тр} = \sum_{i=1}^n \left(k \Delta P_x + \frac{1}{k} \frac{\Delta P_K S_{оби}^2}{S_{НОМ}^2} \right) \Delta t_i, \quad (4.18)$$

где k – число параллельно работающих трансформаторов.

Метод времени наибольших потерь рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{\text{тр}} = k\Delta P_x T + \frac{1}{k} \frac{\Delta P_k S_{\text{об.нб}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \tau, \quad (4.19)$$

где T – число часов в году.

Данные для курсового проектирования СЭС

В любом случае со стороны низшего напряжения трансформаторов (авто-трансформаторов) УП предусматривается подключение компенсирующих устройств, мощность которых определяется режимом энергопотребления потребителей, подключенных к шинам 6...10 кВ.

Дополнительные данные:

1) Напряжение на шинах ЦП при наибольших нагрузках и в аварийном режиме составляет $1,1U_{\text{ном}}$, при наименьших нагрузках $1,05U_{\text{ном}}$ [1].

2) На всех ПС необходимо предусмотреть встречное регулирование напряжения.

3) Район по гололеду – 2 [2], $\cos\varphi_{\text{чигорак}} = 0,69$.

4) Число часов использования максимальной нагрузки $T_{\text{нб}} = 4000$ ч.

4.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОМПЛЕКСНЫХ МОЩНОСТЕЙ НАГРУЗОК ПС

Используя исходные данные, найдем амплитудные значения полной мощности, потребляемой приемниками ([3]):

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}, \quad (4.20)$$

где P – активная мощность, кВт; $\cos\varphi$ – коэффициент мощности подстанции.

$$S_A = \frac{P_A}{\cos \varphi_A} = \frac{261}{0,73} \approx 357,534 \text{ (кВА)}, \quad (4.21)$$

$$S_B = \frac{P_B}{\cos \varphi_B} = \frac{526}{0,7} \approx 751,429 \text{ (кВА)}, \quad (4.22)$$

$$S_B = \frac{P_B}{\cos \varphi_B} = \frac{431}{0,7} \approx 615,714 \text{ (кВА)}. \quad (4.23)$$

Вычислим реактивную мощность, потребляемую приемниками:

$$Q = S \sin \varphi, \quad (4.24)$$

где S – полная мощность, кВА.

$$Q_A = S_A \sin \varphi_A = 357,534 \times 0,68 = 243,123 \text{ (квар)}, \quad (4.25)$$

$$Q_B = S_B \sin \varphi_B = 751,429 \times 0,72 = 541,029 \text{ (квар)}, \quad (4.26)$$

$$Q_V = S_V \sin \varphi_V = 615,714 \times 0,72 = 443,314 \text{ (квар)}. \quad (4.27)$$

Сведем данные расчетов в табл. 4.5.

4.1. Нагрузки ПС

Название ПС	А	Б	В
\underline{S} , кВ·А	$356,693e^{j43^\circ}$ $261 + j243,123$	$754,578e^{j46^\circ}$ $526 + j541,029$	$618,295e^{j46^\circ}$ $431 + j443,314$
Q , квар	243,123	541,029	443,314
P , кВт	261	526	431
φ , град	43	46	46
$\cos \varphi$	0,73	0,70	0,70

Расчет первого варианта

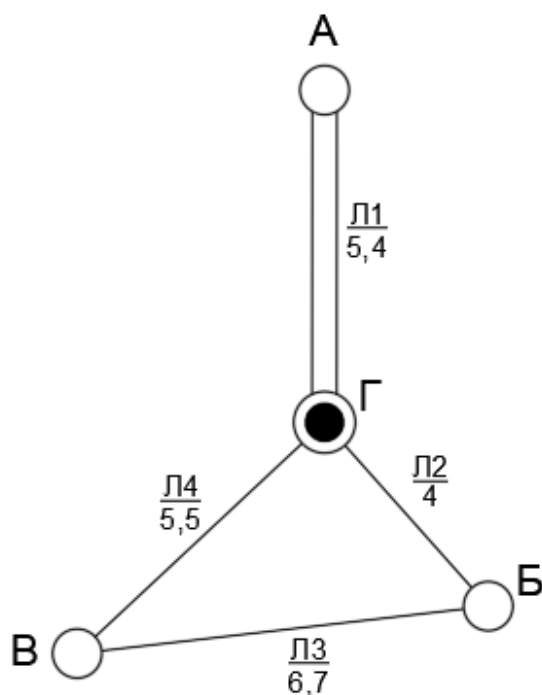


Рис. 4.5. Схема первого варианта сети

4.3. РАСЧЕТ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ НА УЧАСТКАХ СЕТИ ПО ДЛИНАМ ЛИНИЙ ПЕРВОГО ВАРИАНТА

Исходными данными для расчета являются длины линий и мощности нагрузок на ПС. В данном варианте схемы не используются двухцепные ВЛ, поэтому эквивалентные длины искать не требуется:

$$\underline{S}_\Gamma = \frac{\sum_{i=1}^m \underline{S}_i L_{ij}}{\sum_{j=1}^n L_n}, \quad (4.28)$$

где \underline{S}_Γ – полная мощность на головном участке; S_i – полная мощность ПС; L_{ij} – расстояние от i -й ПС до противоположного источника питания сети; L_n – длина n -ого участка сети.

Рассмотрим кольцевую сеть данного варианта сети на (рис. 4.6):

Найдем потоки мощности в линиях:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{Л2} &= \frac{\underline{S}_B L_{Л4} + \underline{S}_\Gamma (L_{Л4} + L_{Л3})}{L_{Л2} + L_{Л3} + L_{Л4}} = \\ &= \frac{618,295 e^{j46^\circ} \times 5,5 + 754,578 e^{j46^\circ} \times (5,5 + 6,7)}{4 + 6,7 + 5,5} = \\ &= 778,178 e^{j46^\circ} = 540,568 + j559,774 \text{ (кВ}\cdot\text{А)}, \end{aligned} \quad (4.29)$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{Л4} &= \frac{\underline{S}_B L_{Л2} + \underline{S}_\Gamma (L_{Л2} + L_{Л3})}{L_{Л2} + L_{Л3} + L_{Л4}} = \\ &= 594,67 e^{j46^\circ} = 413,115 + j427,789 \text{ (кВ}\cdot\text{А)}, \end{aligned} \quad (4.30)$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{Л3} &= \underline{S}_{Л2} - \underline{S}_B = 540,568 + j559,774 - 526 - j541,029 = \\ &= 14,568 + j18,745 = 23,747 e^{j52^\circ} \text{ (кВ}\cdot\text{А)}. \end{aligned} \quad (4.31)$$

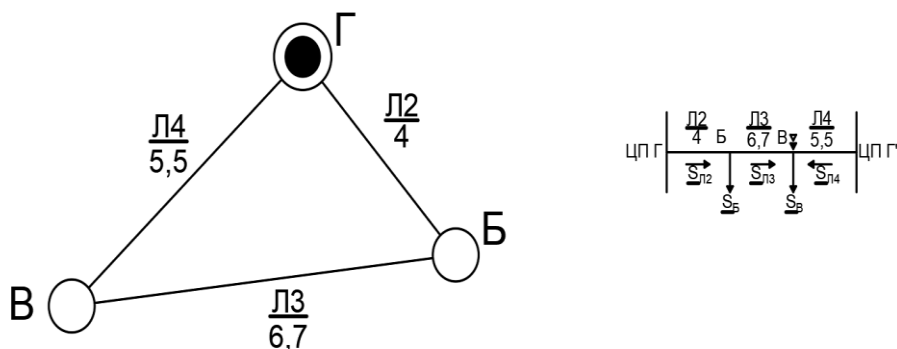


Рис. 4.6. Схема для расчета потоко­распределения

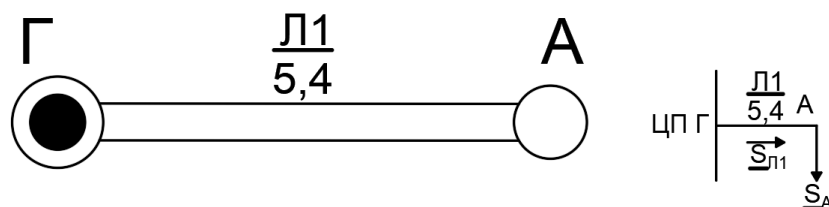


Рис. 4.7. Схема для расчета потоков распределения

Производим проверку: сумма мощностей на головных участках должна быть равной сумме мощностей ПС данной сети:

$$\underline{S}_{Л2} + \underline{S}_{Л4} = \underline{S}_Б + \underline{S}_В, \quad (4.32)$$

$$540,568 + j559,774 + 413,115 + j427,789 = \\ = 526 + j541,029 + 431 + j443,314,$$

$$953,683 + j987,563 = 957 + j984,343. \quad (4.33)$$

$$\underline{S}_{Л3} + \underline{S}_{Л4} = \underline{S}_В, \quad (4.34)$$

$$14,568 + j18,745 + 413,115 + j427,789 = 431 + j443,314,$$

$$427,115 + j446,534 = 431 + j443,314. \quad (4.35)$$

Точка В является точкой потокораздела по активной и реактивной мощностям. Рассмотрим радиально-магистральную сеть данного варианта сети (рис. 4.7).

Найдем потоки мощности в линиях:

$$\underline{S}_{Л1} = \underline{S}_А = 261 + j243,123 = 356,693e^{j43^\circ} (\text{кВ}\cdot\text{А}). \quad (4.36)$$

4.4. РАСЧЕТ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ

Рассмотрим возможные послеаварийные режимы. Обрыв любой линии в кольце приводит к образованию разомкнутой сети. Таким образом, потоки мощности будут определяться по первому закону Кирхгофа [5].

Рассмотрим обрывы линий в начале и конце кольцевой сети данного варианта сети.

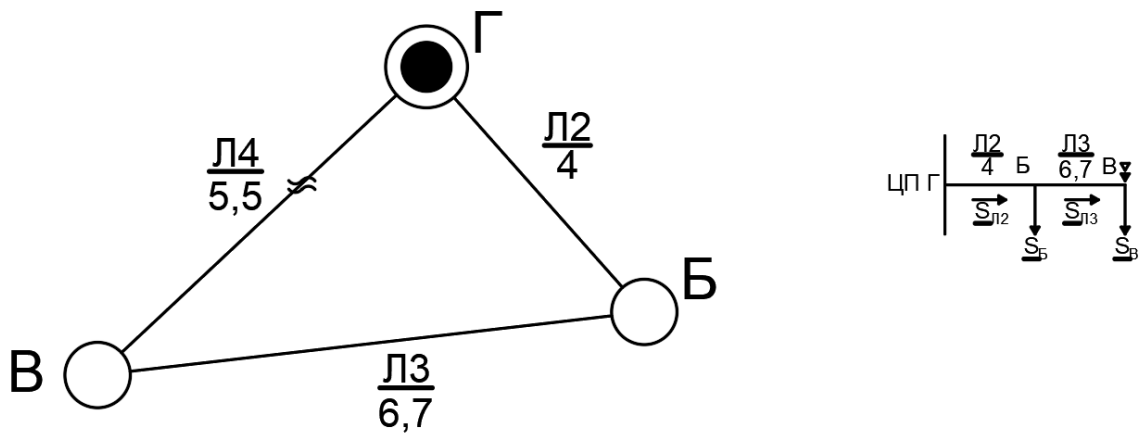


Рис. 4.8. Схема для расчета аварийного режима

Обрыв линии Л4 представлен на рис. 4.8.

Найдем потоки мощности в линиях:

$$\underline{S}_{Л3} = \underline{S}_B = 431 + j443,314 = 618,295e^{j46^\circ} \text{ (кВ}\cdot\text{А)}, \quad (4.37)$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{Л2} &= \underline{S}_B + \underline{S}_{Л3} = 526 + j541,029 + 431 + j443,314 = \\ &= 957 + j984,343 = 1372,873e^{j46^\circ} \text{ (кВ}\cdot\text{А)}. \end{aligned} \quad (4.38)$$

Обрыв линии Л2 представлен на рис. 4.9.

Найдем потоки мощности в линиях:

$$\underline{S}_{Л3} = \underline{S}_B = 526 + j541,029 = 754,578e^{j46^\circ} \text{ (кВ}\cdot\text{А)}, \quad (4.39)$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{Л4} &= \underline{S}_B + \underline{S}_{Л3} = 431 + j443,314 + 526 + j541,029 = \\ &= 957 + j984,343 = 1372,873e^{j46^\circ} \text{ (кВ}\cdot\text{А)}. \end{aligned} \quad (4.40)$$

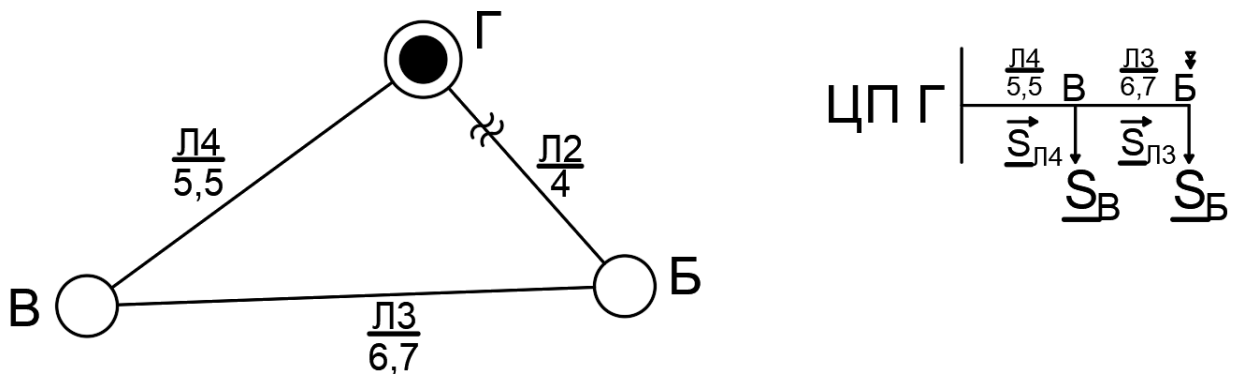


Рис. 4.9. Схема для расчета аварийного режима

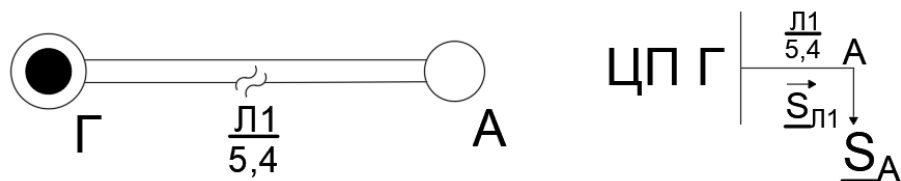


Рис. 4.10. Схема для расчета аварийного режима

Рассмотрим обрывы радиально-магистральных линий в сети данного варианта:

Обрыв линии Л1 представлен на рис. 4.10.

Потоки мощности такие же, как и в нормальном режиме.

4.5. ВЫБОР НОМИНАЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ НА УЧАСТКАХ СЕТИ

Выбор напряжения в сети зависит от мощности нагрузок и их удаленности от источника питания [5]. При ориентировочном выборе рабочего напряжения ЛЭП можно воспользоваться эмпирической формулой:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{S}}}, \quad (4.41)$$

где L – длина линии, км; S – передаваемая по линии мощность, кВт.

$$U_{\text{расчЛ1}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{5,4} + \frac{2500}{0,357}}} = 11,87 \text{ (кВ)}, \quad (4.42)$$

$$U_{\text{расчЛ2}} = 17,307 \text{ (кВ)}, \quad (4.43)$$

$$U_{\text{расчЛ3}} = 3,03 \text{ (кВ)}, \quad (4.44)$$

$$U_{\text{расчЛ4}} = 15,25 \text{ (кВ)}. \quad (4.45)$$

Для кольцевой и радиально-магистральной сетей выбираем напряжение $U_{\text{ном}} = 35 \text{ (кВ)}$.

Результаты вычислений сводим в табл. 4.2.

4.2. Расчет мощностей и выбор напряжений на участках сети

Линия	L , км	\underline{S} , кВ·А	$ \underline{S} $, кВ·А	$U_{\text{расч}}$, кВ	$U_{\text{ном}}$, кВ
Л1	5,4	$356,693e^{j43^\circ}$	356,693	11,870	35
Л2	4,0	$778,178e^{j46^\circ}$	778,178	17,307	35
Л3	6,7	$23,747e^{j52^\circ}$	23,747	3,030	35
Л4	5,5	$594,670e^{j46^\circ}$	594,670	15,250	35

4.6. ВЫБОР И ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ВЛ

Выбор сечений проводников проектируемого варианта сети производится с учетом экономических характеристик, условий нагрева в нормальном и послеаварийном режимах, допустимых потерь напряжения в нормальных и послеаварийных режимах, механической прочности проводов, термической устойчивости к токам КЗ [6].

Экономическое сечение вычисляется по формуле

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}} N_{\text{ц}}}, \quad (4.46)$$

где $I_{\text{расч}}$ – расчетный ток нормального режима в линии при наибольших нагрузках, А; $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм².

Величина тока определяется из выражения:

$$I = \frac{|\underline{S}|}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}, \quad (4.47)$$

где $|\underline{S}|$ – модуль полной мощности на участке сети, кВ·А; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение участка сети.

Найдем токи в линиях

$$I_{\text{Л1}} = \frac{356,693}{\sqrt{3} \cdot 35} = 6 \text{ (А)}, \quad (4.48)$$

$$I_{\text{Л2}} = 13 \text{ (А)}, \quad (4.49)$$

$$I_{\text{Л3}} = 1 \text{ (А)}, \quad (4.50)$$

$$I_{\text{Л4}} = 10 \text{ (А)}. \quad (4.51)$$

Для воздушных линий значение экономической плотности тока $j_{\text{ЭК}}$ принимается в зависимости от числа часов использования максимальной нагрузки $T_{\text{нб}}$. При $T_{\text{нб}} = 4000$ (ч) $j_{\text{ЭК}} = 1,1$ (А/мм²).

$$F_{\text{ЭКЛ1}} = \frac{6}{1,1 \cdot 2} = 3 \text{ (мм}^2\text{)}, \quad (4.52)$$

$$F_{\text{ЭКЛ2}} = 12 \text{ (мм}^2\text{)}, \quad (4.53)$$

$$F_{\text{ЭКЛ3}} = 1 \text{ (мм}^2\text{)}, \quad (4.54)$$

$$F_{\text{ЭКЛ4}} = 9 \text{ (мм}^2\text{)}. \quad (4.55)$$

Результаты вычислений сводим в табл. 4.3.

Проверим выбранные сечения по длительно допустимому току, результаты проверки сведем в табл. 4.4.

Для ВЛ линий данного варианта сети выберем провода АС 10/1,8 и АС 16/2,7 в соответствии с ГОСТ 839–80.

4.3. Выбор сечений проводников по экономической плотности тока

Линия	$I_{\text{расч}}$, А	$N_{\text{ц}}$	$U_{\text{ном}}$, кВ	$j_{\text{ЭК}}$, А/мм ²	$F_{\text{ЭК}}$, мм ²	$F_{\text{ст}}$, мм ²
Л1	6	2	35	1,1	3	10
Л2	13	1	35	1,1	12	16
Л3	1	1	35	1,1	1	16
Л4	10	1	35	1,1	9	16

4.4. Проверка по допустимому току

Линия	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\text{расч max}}$, А	Примечание
Л1	84	6	Проходит
Л2	111	13	Проходит
Л3	111	1	Проходит
Л4	111	10	Проходит

Расположение проводов на ВЛ – треугольник.

Расстояние между проводами для ВЛ 35 кВ – 0,44 м ($D_{cp} = 0,44$ м).

Диаметр провода АС 10/1,8 – 4,5 мм ($D_{пр} = 4,5$ мм).

Диаметр провода АС 16/2,7 – 5,6 мм ($D_{пр} = 5,6$ мм),

Найдем погонные параметры проводов ВЛ:

$$\begin{aligned}r_{01(35)} &= 2,766 \left(\frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right), \\x_{01(35)} &= 0,144 * \lg \left(\frac{2D_{cp}}{D_{пр}} \right) + 0,016\mu = \\&= 0,144 * \lg \left(\frac{2 * 440}{4,5} \right) + 0,016 = 0,346 \left(\frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right),\end{aligned}\quad (4.56)$$

где μ – относительная магнитная проницаемость провода. Так как провод алюминиевый, принимаем $\mu = 1$.

$$b_{01(35)} = \frac{7,58 * 10^{-6}}{\lg \left(\frac{2D_{cp}}{D_{пр}} \right)} = \frac{7,58 * 10^{-6}}{\lg \left(\frac{2 * 440}{4,5} \right)} = 3,308 \left(\frac{\text{мкСм}}{\text{км}} \right).\quad (4.57)$$

$$\begin{aligned}r_{02(35)} &= 1,801 \text{ (Ом/км)}, \\x_{02(35)} &= 0,144 * \lg \left(\frac{2D_{cp}}{D_{пр}} \right) + 0,016\mu = \\&= 0,144 * \lg \left(\frac{2 * 440}{5,6} \right) + 0,016 = 0,332 \left(\frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right),\end{aligned}\quad (4.58)$$

$$b_{02(35)} = \frac{7,58 * 10^{-6}}{\lg \left(\frac{2D_{cp}}{D_{пр}} \right)} = \frac{7,58 * 10^{-6}}{\lg \left(\frac{2 * 440}{5,6} \right)} = 3,451 \left(\frac{\text{мкСм}}{\text{км}} \right).\quad (4.59)$$

Параметры схемы замещения ВЛ найдем по следующим формулам:

$$r_{л} = \frac{r_0 L}{N_{ц}},\quad (4.60)$$

$$x_{л} = \frac{x_0 L}{N_{ц}},\quad (4.61)$$

$$b_{л} = b_0 L N_{ц}.\quad (4.62)$$

$$r_{л1} = 2,766 * \frac{5,4}{2} = 7,468 \text{ (Ом)},\quad (4.63)$$

$$r_{л2} = 7,204 \text{ (Ом)}, \quad (4.64)$$

$$r_{л3} = 12,067 \text{ (Ом)}, \quad (4.65)$$

$$r_{л4} = 9,906 \text{ (Ом)}. \quad (4.66)$$

$$x_{л1} = 0,346 \cdot \frac{5,4}{2} = 0,934 \text{ (Ом)}, \quad (4.67)$$

$$x_{л2} = 1,328 \text{ (Ом)}, \quad (4.68)$$

$$x_{л3} = 2,224 \text{ (Ом)}, \quad (4.69)$$

$$x_{л4} = 1,826 \text{ (Ом)}, \quad (4.70)$$

$$b_{л1} = 3,308 \cdot 5,4 \cdot 2 = 35,726 \text{ (мкСм)}, \quad (4.71)$$

$$b_{л2} = 13,804 \text{ (мкСм)}, \quad (4.72)$$

$$b_{л3} = 23,122 \text{ (мкСм)}, \quad (4.73)$$

$$b_{л4} = 18,981 \text{ (мкСм)}. \quad (4.74)$$

Сведем в табл. 4.5 параметры схемы замещения линий.

Потери напряжения в линиях определим по формулам:

$$\Delta U = \frac{P_{л} r_{л} + Q_{л} x_{л}}{U_{НОМ}}, \quad (4.75)$$

где $P_{л}$, $Q_{л}$ – передаваемая по линиям мощность; $r_{л}$, $x_{л}$ – сопротивление линии.

В нормальном режиме:

L_1 :

$$\Delta U_{Л1} = \frac{261 \times 7,468 + 243,123 \times 0,934}{35} = 0,635 \text{ (кВ)}, \quad (4.76)$$

$$\Delta U_{Л1} \% = \frac{0,635}{35} \cdot 100\% = 1,81\%. \quad (4.77)$$

4.5. Параметры схемы замещения линий

Линия	$F_{ст}$, мм ²	L , км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм/км	$r_{л}$, Ом	$x_{л}$, Ом	$b_{л}$, мкСм
Л1	10	5,4	2,766	0,346	3,308	7,468	0,934	35,726
Л2	16	4,0	1,801	0,332	3,451	7,204	1,328	13,804
Л3	16	6,7	1,801	0,332	3,451	12,067	2,224	23,122
Л4	16	5,5	1,801	0,332	3,451	9,906	1,826	18,981

Л₂:

$$\Delta U_{Л2} = 1,325 \text{ (кВ)}, \quad (4.78)$$

$$\Delta U_{Л2} \% = 3,8\%. \quad (4.79)$$

Л₃:

$$\Delta U_{Л3} = 0,062 \text{ (кВ)}, \quad (4.80)$$

$$\Delta U_{Л3} \% = 0,177\%. \quad (4.81)$$

Л₄:

$$\Delta U_{Л4} = 1,392 \text{ (кВ)}, \quad (4.82)$$

$$\Delta U_{Л4} \% = 3,977\%. \quad (4.83)$$

Результаты вычислений сведем в табл. 4.6.

В нормальном режиме работы сети суммарные потери напряжения до точки потокораздела не должны превышать 7% [1]. Сделаем проверку сети по потерям напряжения:

$$\Delta U_{Л1} \% = 1,81\% < 7\%, \quad (4.84)$$

$$\Delta U_{Л2} \% + \Delta U_{Л3} \% = 3,88\% + 0,177\% = 4,057\% < 7\%, \quad (4.85)$$

$$\Delta U_{Л4} \% = 3,977\% < 7\%. \quad (4.86)$$

В нормальном режиме сеть проходит по потерям напряжения.

4.6. Расчет потерь напряжения в нормальном режиме

Линия	\underline{S} , кВ·А	\underline{z} , Ом	ΔU , кВ	ΔU , %	$U_{НОМ}$, кВ
Л1	$356,693e^{j43^\circ}$	$7,468 + j0,934$	0,635	1,810	35
Л2	$778,178e^{j46^\circ}$	$7,204 + j1,328$	1,325	3,880	35
Л3	$23,747e^{j52^\circ}$	$12,067 + j2,224$	0,062	0,177	35
Л4	$594,670e^{j46^\circ}$	$9,906 + j1,826$	1,392	3,977	35

Рассмотрим потери напряжений в аварийных режимах.

Кольцевая сеть.

Обрыв линии Л2:

Л₃:

$$\Delta U_{Л3} = 2,16 \text{ (кВ)}, \quad (4.87)$$

$$\Delta U_{Л3} \% = 5,67\%. \quad (4.88)$$

Л₄:

$$\Delta U_{Л4} = 3,22 \text{ (кВ)}, \quad (4.89)$$

$$\Delta U_{Л4} \% = 8,3\%. \quad (4.90)$$

Результаты расчетов сводим в табл. 4.7.

Обрыв линии Л4:

Л₂:

$$\Delta U_{Л2} = 2,34 \text{ (кВ)}, \quad (4.91)$$

$$\Delta U_{Л2} \% = 6,69\%. \quad (4.92)$$

Л₃:

$$\Delta U_{Л3} = 1,77 \text{ (кВ)}, \quad (4.93)$$

$$\Delta U_{Л3} \% = 5,06\%. \quad (4.94)$$

Результаты расчетов сводим в табл. 4.8.

4.7. Расчет потерь напряжения при обрыве линии Л4

Линия	ΔU , кВ	ΔU , %	$U_{\text{ном}}$, кВ
Л3	2,16	5,67	35
Л4	3,22	8,30	35

4.8. Расчет потерь напряжения при обрыве линии Л3

Линия	ΔU , кВ	ΔU , %	$U_{\text{ном}}$, кВ
Л2	2,34	6,69	35
Л3	1,77	5,06	35

4.9. Расчет потерь напряжения при обрыве линии Л1

Линия	ΔU , кВ	ΔU , %	$U_{\text{ном}}$, кВ
Л1	1,24	3,54	35,00

Обрыв линии Л1:

При обрыве в радиально-магистральной линии ее сопротивление увеличивается вдвое:

Л₁:

$$\Delta U_{\text{Л1}} = 1,24(\text{кВ}), \quad (4.95)$$

$$\Delta U_{\text{Л1}} \% = 3,54\%. \quad (4.96)$$

Результаты расчетов сводим в табл. 4.9.

В аварийном режиме работы сети суммарные потери напряжения не должны превышать 15%.

В аварийных режимах сеть проходит по потерям напряжения.

4.7. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПС

Формула для выбора мощности трансформаторов имеет следующий вид:

$$S_{\text{тррасч}} \geq \frac{|S_{\text{пс}}|}{k_{\text{п}}} k_{12}, \quad (4.97)$$

где $|S_{\text{пс}}|$ – мощность потребителей на ПС; k_{12} – коэффициент, учитывающий категоричность потребителей:

$$k_{12\text{A}} = 0,7,$$

$$k_{12\text{B}} = 0,6,$$

$$k_{12\text{B}} = 0,4 \text{ (130);}$$

$k_{\text{п}} = 1,4$ – коэффициент аварийной перегрузки трансформатора.

Вычислим $S_{\text{тррасч}}$ для каждой ПС.

4.10. Параметры схемы замещения трансформаторов

ПС	Марка	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$r_{\text{T}}, \text{Ом}$	$x_{\text{T}}, \text{Ом}$	$\Delta P_{\text{x}}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{\text{x}}, \text{кВАр}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	Пределы регулирования	I_{x^*}	$\Delta u_{\text{к}^*}$
А, В	ТМ-250/35	ВН = 35 НН = 0,4; 0,69	72,0	318	0,9	5,7	3,7	$\pm 2 \times 1,5\%$	2,3	6,5
Б	ТМ-400/35	ВН = 35 НН = 0,4; 0,69	23,5	126	1,2	12,6	5,5	$\pm 6 \times 1,5\%$	2,1	6,5

ПС А:

$$S_{\text{тр. расчА}} \geq \frac{|S_{\text{А}}|}{k_{\text{п}}} k_{12} = \frac{356,693 \cdot 0,7}{1,4} = 178,347 \text{ (кВ}\cdot\text{А)}, \quad (4.98)$$

ПС Б:

$$S_{\text{тр. расчБ}} \geq \frac{|S_{\text{Б}}|}{k_{\text{п}}} k_{12} = 323,391 \text{ (кВ}\cdot\text{А)}, \quad (4.99)$$

ПС В:

$$S_{\text{тр. расчВ}} \geq \frac{|S_{\text{В}}|}{k_{\text{п}}} k_{12} = 176,656 \text{ (кВ}\cdot\text{А)}. \quad (4.100)$$

Выберем трехфазные двухобмоточные трансформаторы на ПС [7] по полученной расчетной мощности:

ПС А: ТМ-250/35,

ПС Б: ТМ-400/35,

ПС В: ТМ-250/35.

Результаты расчетов сводим в табл. 4.10.

4.8. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Величина потерь мощности зависит от активных и реактивных сопротивлений элементов сети.

Нагрузочные потери в линиях сети можно определить по следующей формуле:

$$\Delta \underline{S}_L = \frac{S_L^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_L + jx_L) \text{ (кВ} \cdot \text{А)}, \quad (4.101)$$

$$\Delta \underline{S}_{L1} = \frac{356,693^2}{35^2} (7,468 + j0,934) = 0,775 + j0,097 \text{ (кВ} \cdot \text{А)}, \quad (4.102)$$

$$\Delta \underline{S}_{L2} = 1,561 + j0,656 \text{ (кВ} \cdot \text{А)}, \quad (4.103)$$

$$\Delta \underline{S}_{L3} = 0,005 + j0,001 \text{ (кВ} \cdot \text{А)}, \quad (4.104)$$

$$\Delta \underline{S}_{L4} = 2,160 + j0,527 \text{ (кВ} \cdot \text{А)}. \quad (4.105)$$

Результаты сводим в табл. 4.11.

Суммарные потери мощности в линиях

$$\Delta \underline{S}_{L\Sigma} = 4,501 + j1,281 \text{ (кВ} \cdot \text{А)}. \quad (4.106)$$

Потери мощности на ПС, имеющих N_T трансформаторов, определяются по формуле

$$\Delta P_{\text{ПС}} = \frac{1}{N_T} \cdot \frac{S_{\text{ПС}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \Delta P_K \cdot \frac{U_{\text{ВНОМ}}^2}{S_{\text{ТНОМ}}^2} + N_T \cdot \Delta P_X, \quad (4.107)$$

$$\Delta Q_{\text{ПС}} = \frac{1}{N_T} \cdot \frac{S_{\text{ПС}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \Delta u_{K*} \cdot \frac{U_{\text{ВНОМ}}^2}{S_{\text{ТНОМ}}^2} + N_T \cdot I_{X*} \cdot S_{\text{ТНОМ}}. \quad (4.108)$$

ПС А:

$$\Delta P_{\text{ПСА}} = 0,5 \cdot \frac{356,693^2}{35^2} \cdot 3,7 \cdot \frac{35^2}{250^2} + 2 \cdot 0,9 = 5,57 \text{ (кВт)}, \quad (4.109)$$

$$\Delta Q_{\text{ПС}} = 0,5 \cdot \frac{356,693^2}{35^2} \cdot 6,5 \cdot \frac{35^2}{250} + 2 \cdot 2,3 \cdot 250 = 2,81 \text{ (квар)}. \quad (4.110)$$

4.11. Потери мощности в линиях

Линия	\underline{S} , кВ·А	\underline{z} , Ом	ΔS_L , кВ·А
Л1	$356,693e^{j43^\circ}$	$7,468+j0,934$	$0,775 + j0,097$
Л2	$778,178e^{j46^\circ}$	$7,204+j1,328$	$1,561 + j0,656$
Л3	$23,747e^{j52^\circ}$	$12,067+j2,224$	$0,005 + j0,001$
Л4	$594,67e^{j46^\circ}$	$9,906+j1,826$	$2,160 + j0,527$

ПС Б:

$$\Delta P_{\text{ПС Б}} = 27,45 \text{ (кВт)}, \quad (4.111)$$

$$\Delta Q_{\text{ПС Б}} = 8,46 \text{ (квар)}. \quad (4.112)$$

ПС В:

$$\Delta P_{\text{ПС В}} = 13,78 \text{ (кВт)}, \quad (4.113)$$

$$\Delta Q_{\text{ПС В}} = 6,12 \text{ (квар)}. \quad (4.114)$$

Данные расчетов сводим в табл. 4.12.

Суммарные потери мощности в трансформаторах

$$\Delta \underline{S}_{\text{ТР}\Sigma} = 46,8 + j17,39 \text{ (кВ}\cdot\text{А)}. \quad (4.115)$$

Определим потери электроэнергии в линиях, они зависят от числа часов использования максимальной нагрузки:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10000} \right)^2 8760 = 2405 \text{ (ч)}. \quad (4.116)$$

Потери электроэнергии в линиях определим по формуле

$$\Delta A_{\text{Л}} = \Delta P_{\text{Л}} \tau, \quad (4.117)$$

где $\Delta P_{\text{Л}}$ – нагрузочные потери мощности в линии.

$$\Delta A_{\text{Л1}} = \Delta P_{\text{Л1}} \tau = 0,775 \cdot 2405 = 1,86 \text{ (кВт}\cdot\text{ч)}, \quad (4.118)$$

$$\Delta A_{\text{Л2}} = \Delta P_{\text{Л2}} \tau = 3,75 \text{ (кВт}\cdot\text{ч)}, \quad (4.119)$$

$$\Delta A_{\text{Л3}} = \Delta P_{\text{Л3}} \tau = 0,012 \text{ (кВт}\cdot\text{ч)}, \quad (4.120)$$

$$\Delta A_{\text{Л4}} = \Delta P_{\text{Л4}} \tau = 5,2 \text{ (кВт}\cdot\text{ч)}. \quad (4.121)$$

Данные сводим в табл. 4.13.

4.12. Потери мощности в трансформаторах

ПС	$\underline{S}_{\text{ПС}}, \text{ кВ}\cdot\text{А}$	$\underline{z}_3, \text{ Ом}$	$\Delta \underline{S}_{\text{ПС}}, \text{ кВ}\cdot\text{А}$
А	$356,693e^{j43^\circ}$	$72,0 + j318$	$5,57 + j2,81$
Б	$754,578e^{j46^\circ}$	$23,5 + j126$	$27,45 + j8,46$
В	$618,295e^{j46^\circ}$	$72,0 + j318$	$13,78 + j6,12$

4.13. Потери электроэнергии в линиях

Линия	$\Delta P_{\text{л}}, \text{ МВт}$	$T_{\text{max}}, \text{ ч}$	$\tau, \text{ ч}$	$\Delta A_{\text{л}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}$
Л1	0,775	4000	2405	1,860
Л2	1,561	4000	2405	3,750
Л3	0,005	4000	2405	0,012
Л4	2,160	4000	2405	5,200

Суммарные потери электроэнергии в линиях

$$\Delta A_{\text{л}\Sigma} = 10,822 \text{ (кВт}\cdot\text{ч)}. \quad (4.122)$$

Определим потери электроэнергии на ПС, они зависят от числа часов использования максимальной нагрузки [8]:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10\,000} \right)^2 8760 = 2405 \text{ (ч)}. \quad (4.123)$$

Потери электроэнергии в трансформаторах определим по формуле

$$\Delta A_{\text{ПС}} = N_{\text{Т}} \Delta P_{\text{хТ}} + \Delta P_{\text{к}} \tau \left(\frac{S_{\text{ПС}}}{S_{\text{Т ном}}} \right)^2 \frac{1}{N_{\text{Т}}}, \quad (4.124)$$

где $\Delta P_{\text{х}}$, $\Delta P_{\text{к}}$ – потери мощности в трансформаторах; $N_{\text{Т}}$ – количество трансформаторов.

$$\Delta A_{\text{ПСА}} = 2 \cdot 0,9 \cdot 8760 + 3,7 \cdot 2405 \cdot \left(\frac{356,693}{250} \right)^2 \cdot \frac{1}{2} = 24,840 \text{ (кВт}\cdot\text{ч)}, \quad (4.125)$$

$$\Delta A_{\text{ПСБ}} = 81,344 \text{ (кВт}\cdot\text{ч)}, \quad (4.126)$$

$$\Delta A_{\text{ПСВ}} = 42,956 \text{ (кВт}\cdot\text{ч)}. \quad (4.127)$$

Данные расчетов сводим в табл. 4.14.

Суммарные потери электроэнергии в трансформаторах

$$\Delta A_{\text{ПС}\Sigma} = 149,14 \text{ (кВт}\cdot\text{ч)}. \quad (4.128)$$

4.14. Потери электроэнергии в трансформаторах

ПС	$T_{\text{max}}, \text{ ч}$	$\tau, \text{ ч}$	$\Delta A_{\text{ПС}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}$
А	4000	2405	24,840
Б	4000	2405	81,344
В	4000	2405	42,956

4.9. СОСТАВЛЕНИЕ БАЛАНСА МОЩНОСТИ

В каждый момент времени в установившемся режиме системы ее источники питания должны иметь активную и реактивную мощности, достаточные для обеспечения потребителей. Резерв мощности необходим для поддержания требуемой частоты (с. 84, [9]).

Уравнение баланса активной мощности определяется выражением

$$P_{\text{ист}} = \sum P_{\text{нагр}} + \sum \Delta P_{\text{Л}} + \sum \Delta P_{\text{ТР}}, \quad (4.129)$$

$$P_{\text{ист}} = 1218 + 51,301 = 1269,301 \text{ (кВт)}. \quad (4.130)$$

По реактивной мощности необходимо выполнение условия

$$Q_{\text{ист}} \geq Q_{\text{сист}}, \quad (4.131)$$

$$Q_{\text{ист}} = P_{\text{ист}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{чигорак}} = 1269,301 \cdot 1,05 = 1331,496 \text{ (кВАр)}, \quad (4.132)$$

$$Q_{\text{сист}} = \sum Q_{\text{нагр}} + \sum \Delta Q_{\text{Л}} + \sum \Delta Q_{\text{ТР}} - \sum \Delta Q_{\text{сЛ}}. \quad (4.133)$$

Зарядная мощность линии определяется выражением:

$$Q_{\text{сЛ}} = U_{\text{ном}}^2 b_{\text{Л}}, \quad (4.134)$$

$$Q_{\text{сЛ1}} = 35^2 \cdot 35,726 \cdot 10^{-6} = 43,76 \text{ (кВАр)}, \quad (4.135)$$

$$Q_{\text{сЛ2}} = 16,910 \text{ (кВАр)}, \quad (4.136)$$

$$Q_{\text{сЛ3}} = 28,325 \text{ (кВАр)}, \quad (4.137)$$

$$Q_{\text{сЛ4}} = 23,252 \text{ (кВАр)}, \quad (4.138)$$

$$\sum \Delta Q_{\text{сЛ}} = 112,147 \text{ (кВАр)}, \quad (4.139)$$

$$Q_{\text{сист}} = 1227,466 + 18,671 - 112,147 = 1133,99 \text{ (кВАр)}. \quad (4.140)$$

Таким образом, $Q_{\text{ист}} \gg Q_{\text{сист}}$, поэтому установка компенсирующих устройств не требуется.

4.10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Капитальные затраты на сооружение линий определяются следующим выражением:

$$k_{\text{Л}} = \sum_{i=1}^n k_{\text{уд}i} L_i, \quad (4.141)$$

где $k_{\text{уд}i}$ – удельная стоимость сооружения одного километра линии; L_i – длина линии.

Удельную стоимость сооружения одного километра линии примем, исходя из выбранных сечений проводников, района по гололеду и вида опор ВЛ.

Для одноцепной ВЛ – 35 кВ с железобетонными опорами $k_{\text{уд}i} = 700$ (тыс. руб./км), [10].

$$k_{\text{Л}} = 700 \cdot 2 \cdot 5,4 + 700 \cdot (4 + 6,7 + 5,5) = 18\,900 \text{ (тыс. руб.)}. \quad (4.142)$$

Капиталовложения в строительство подстанций определяются выражением

$$k_{\text{ПС}} = \sum k_{\text{ТР}} + k_{\text{РУ}} + k_{\text{ПОСТ}}, \quad (4.143)$$

где $k_{\text{ТР}}$ – стоимость силового трансформатора; $k_{\text{РУ}}$ – стоимость распределительных устройств; $k_{\text{ПОСТ}}$ – постоянные затраты на строительство ПС.

На ПС – А, В установим по КТПБ 35/0,4-250. Стоимость одного КТПБ 35/0,4-250 – 3000 тыс. руб. [11].

На ПС – Б установим по КТПБ 35/0,4-400. Стоимость одного КТПБ 35/0,4-400 – 4000 тыс. руб. [11].

Суммарные затраты на сооружение ПС

$$k_{\text{ПС}} = 3000 \cdot 2 + 4000 = 10\,000 \text{ (тыс. руб.)}. \quad (4.144)$$

Суммарные капитальные затраты определяются выражением:

$$k = k_{\text{ПС}} + k_{\text{Л}} = 10\,000 + 18\,900 = 28\,900 \text{ (тыс. руб.)}. \quad (4.145)$$

Ежегодные издержки на эксплуатацию ЛЭП

$$I_{\text{Л}} = \frac{P_{\Sigma\text{Л}}}{100} k_{\text{Л}} = \frac{2,8}{100} \cdot 18\,900 = 529,2 \text{ (тыс. руб.)}. \quad (4.146)$$

Ежегодные издержки на эксплуатацию ПС

$$I_{\text{ПС}\left(\frac{35}{0,4}\right)} = \frac{P_{\Sigma\text{ПС}}}{100} k_{\text{ПС}} = \frac{9,4}{100} \cdot 10\,000 = 940,0 \text{ (тыс. руб.)}. \quad (4.147)$$

Годовые потери электроэнергии

$$I_{\Delta A} = \beta \Delta A, \quad (4.148)$$

где $\beta = 0,14$ (коп./кВт·ч) – стоимость передачи электроэнергии по сети; ΔA – годовые потери электроэнергии в линиях и на ПС.

$$I_{\Delta A} = 0,14 \cdot 159,962 = 22,39 \text{ (тыс. руб.)}. \quad (4.149)$$

Суммарные издержки на эксплуатацию

$$I = I_{\text{Л}} + I_{\text{ПС}} + I_{\Delta A} = 529,2 + 940 + 22,39 = 1491,59 \text{ (тыс. руб.)}. \quad (4.150)$$

Минимум приведенных затрат вычислим по формуле

$$Z = I + E_{\text{Н}}k, \quad (4.151)$$

где k – суммарные капитальные вложения; $E_{\text{Н}} = 0,12$ – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капиталовложений; I – ежегодные эксплуатационные расходы.

$$Z = 1491,59 + 0,12 \cdot 28\,900 = 4959,59 \text{ (тыс. руб.)}. \quad (4.152)$$

Для коммутирующей аппаратуры необходимо провести расчет надежности.

Постепенные отказы масляного выключателя имеют закон распределения

$$P_u(t) = \sum_{i=0}^{R-1} \frac{(\lambda_0 t)^i}{i!} e^{-\lambda t}, \quad (4.153)$$

где λ_0 – это интенсивность срабатывания выключателя, которая определяется по данным статистического ряда,

$$\lambda_0 = \frac{1}{\frac{1}{m} \sum_1^m y_i}; \quad (4.154)$$

R – допустимое число отключений выключателя.

Так как коммутирующий ток распределен по нормальному закону между максимальным и минимальным значением, определим расход p_ρ :

$$p_\rho = \frac{I_{\max} I_{\min}}{\sum I} \times \frac{\lg I_{\max} - \lg I_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}};$$

$$\sigma_\rho = \sqrt{\frac{I_{\max} I_{\min}}{(\sum I)^2} - p_\rho^2}, \quad (4.155)$$

где I_{\max} и I_{\min} – максимальный и минимальный коммутируемый ток; $\sum I$ – произведение номинального тока отключения на гарантированное число отключений.

Допустимое число отключений определим по формуле

$$R = \left[\frac{1,3\sigma_\rho}{2p_\rho} + \sqrt{\frac{1,3\sigma_\rho}{2p_\rho} + \frac{1}{p_\rho}} \right]^2. \quad (4.156)$$

Среднее время безотказной работы устройства при постепенных отказах

$$\overline{T}_{2B} = \frac{R}{\lambda_0}. \quad (4.157)$$

Относительную частоту событий определяем по формуле

$$p_i = m_i/m.$$

Определим среднее значение для каждого интервала

$$\bar{y}_i = \frac{1}{m_i} \sum_1^m y_i. \quad (4.158)$$

Вычислим значение дисперсии D по формуле

$$D = \sum_{i=1}^R (\bar{y}_i - \bar{y}_{\text{ср}})^2 \cdot p_i. \quad (4.159)$$

Определим среднеквадратичное отклонение

$$\sigma = \sqrt{D}. \quad (4.160)$$

Вычислим коэффициент вариации по формуле

$$\bar{v} = \frac{\sigma}{\bar{y}_{\text{ср}}}. \quad (4.161)$$

По номограмме находим значение параметра формы $1/\alpha = 0,36$. По найденным значениям вычислим параметр масштаба C распределения Вейбула–Гниденко:

$$C = \left(\frac{\bar{y}_{\text{ср}}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{\alpha}\right)} \right)^{-\alpha}, \quad \Gamma(1,36) = 0,8902. \quad (4.162)$$

Среднее время безотказной работы для распределения Вейбула–Гниденко определим по формуле

$$\bar{T}_{2\text{ЛЛЭ}} = \frac{\Gamma(1+1/\alpha)}{C^{1/\alpha}}, \quad \lambda_{2\text{ЛЭП}} = 1/T_{2\text{ЛЭП}}. \quad (4.163)$$

Вероятность восстановления ЛЭП определяется по выражению

$$P_{\text{вос ЛЭП}} = 1 - e^{-\mu}. \quad (4.164)$$

4.15. Данные потребителей

№ варианта	Наименование узла нагрузки	Отрасль промышленности	Вторичное номинальное напряжение $U_{2ном}$, кВ	Категория надежности потребителей	Район по гололеду
1 – 20	А	Химия	6	I	I
	Б	Машиностроение	10	II	
	В	Сельское хозяйство	10	II	
	Г	Деревообработка	10	II	
	Д	Черная металлургия	6	I	
	Е	Промышленные предприятия	6	I	
21 – 40	А	Текстильная промышленность	6	I	II
	Б	Нефтепереработка	6	I	
	В	Станкостроение	10	II	
	Г	Целлюлозно-бумажная промышленность	10	II	
	Д	Цветная металлургия	6	I	
	Е	Пищевая промышленность	10	II	
41 – 60	А	Черная металлургия	6	I	III
	Б	Химия	6	I	
	В	Нефтепереработка	6	I	
	Г	Целлюлозно-бумажная промышленность	10	II	
	Д	Ремонтно-механический завод	10	II	
	Е	Фабрика	10	II	
61 – 80	А	Черная металлургия	6	I	IV

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Взаимодействие потребителя и системы генерации с помощью электрических сетей имеет ключевое значение, так как определяет потенциальные технологически потери в электрической сети (энергоэффективность). Важное значение для правильного функционирования электрических сетей несет рассмотрение вопросов подбора оборудования, которое определяет основные режимные и конструктивные параметры электрических сетей. В первую очередь это относится к трансформаторам и правильному выбору кабельных и воздушных линий. Немаловажное значение имеет формирование методик автоматизированного расчета параметров электрических сетей, что может быть реализовано с применением новейших ЭВМ и программного обеспечения. Включение новых подходов к моделированию режимов работы электрических сетей также может быть основано на отработанных подходах вычислительной математики – решении дифференциальных уравнений численными методами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. – М. : Энергоиздат, 2003. – 648 с.
2. Техническая информация вакуумный реклоузер REC15/REC25, 04.2020. – 147 с.
3. Авторское свидетельство СССР Г 291294, кл. Н 02 J 3/02. 1969. Передача электрической энергии пульсирующим током. – Л.: ЛГУ, 1971. – С. 99.
4. ГОСТ 29322–2014.
5. Лозинова, Н. Передача постоянного тока: Перспективы применения / Н. Лозинова, М. Мазуров // Новости электротехники. – 2007. – № 4(46).
6. Jaydeep Saha, Sanjib Kumar Panda, Overview and comparative analysis of bidirectional cascaded modular isolated medium-voltage AC–low-voltage DC (MVAC-LVDC) power conversion for renewable energy rich microgrids, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 174, 2023, 113118, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.113118>.
7. Moazzam Nazir, Klaehn Burkes, Johan H. Enslin, Transformation of conventional transformers for enhanced DC mitigation in AC power networks with advanced grid support, e-Prime – Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy, Volume 3, 2023, 100101, ISSN 2772-6711, <https://doi.org/10.1016/j.prime.2022.100101>.
8. Лыкин, А. В. Электрические системы и сети / А. В. Лыкин. – Новосибирск : НГТУ, 2002. – 246 с.

9. Герасименко, А. А. Сборник задач по электроэнергетическим дисциплинам / А. А. Герасименко, Ю. А. Ершов, В. Б. Зорин. – Красноярск : КГТУ, 2004. – 144 с.
10. Будзко, И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Т. Б. Лещинская, В. И. Сукманов. – М. : Колос, 2000. – 536 с.
11. Герасименко, А. А. Электроэнергетические системы и сети / А. А. Герасименко, Л. И. Пилюшенко, Т. М. Чупак. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005. – 46 с.
12. СТО 34.01-21.1-001–2017. Распределительные электрические сети напряжением 0,4 – 110 кВ. Требования к техническому проектированию. – 02.08.2017. – 233 с.
13. Vahid Sohrabi Tabar, Saeid Ghassemzadeh, Sajjad Tohidi, Risk-based day-ahead planning of a renewable multi-carrier system integrated with multi-level electric vehicle charging station, cryptocurrency mining farm and flexible loads, *Journal of Cleaner Production*, Volume 380, Part 1, 2022, 134898, ISSN 0959-6526, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.134898>.
14. Towards accurate electricity load forecasting in smart grids / Z. Aung, M. Toukhy, J. R Williams, A. Sanchez, S. Herrero // *The 4th International Conference on Advances in Databases, Knowledge, and Data Applications*. – 2012. – P. 51– 572.
15. Mining building performance data for energy-efficient operation / A. Ahmeda, N. E. Korresb, J. Ploennigsc, H. Elhadid, K. Menzela // *J. Adv. Eng. Inform., Inform. Min. Retr. Des.* – 2011. – No. 25(2). – P. 341 – 354.
16. Moslehi K. A reliability perspective of the smart grid / K. Moslehi, R. Kumar // *IEEE Trans. Smart Grid*. – 2010. – No. 1. – P. 57 – 64.
17. Changa C., Linb J., Changb M. Extended modeling procedure based on the projected sample for forecasting short-term electricity consumption // *J. Adv. Eng. Inform.* – 2016. – No. 30(2). P. 211 – 217.

18. Feinberg E. A., Genethliou D. Load forecasting, in: J. H. Chow, F. F. Wu, J. J. Momoh (Eds.). Applied Mathematics for Restructured Electric Power Systems: Optimization, Control, and Computational Intelligence, Springer, 2005. – P. 269 – 285.
19. Seifi H., Sepasian M. S. Electric Power System Planning Issues, Algorithms and Solutions, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2011. For further volumes: <<http://www.springer.com/series/4622>>
20. Sajadfara N., Mab Y. A hybrid cost estimation framework based on feature-oriented data mining approach // J. Adv. Eng. Inform. – 2015. – No. 29(3). – P. 633 – 647.
21. Angiulli F., Pizzuti C. Fast outlier detection in high dimensional spaces, in: Proceeding of the 1st Conference in Principles of Data Mining and Knowledge Discovery (PKDD' 02), Lecture Notes in Computer Science. 2002. – V. 2431. – P. 15 – 26.
22. Adams G., Allen P. G., Morzuch B. J. Probability distributions of short-term electricity peak load forecasts // Int. J. Forecast. – 1991. – No. 7(3). – P. 283 – 297.
23. Kumar A., Khatoon S., Muazzam M. An overview electricity demand forecasting techniques, Natl. // Conf. Emerg. Trends Electr., Instrum. Commun. Eng. – 2013. – No. 3(3).
24. Ghods L., Kalantar M. Different methods of long-term electric load demand forecasting; a comprehensive review // Iran. J. Electr. Electr. Eng. – 2011. – No. 7(4) – P. 249 – 259.
25. Cui H., Peng X. In: Short-Term City Electric Load Forecasting with Considering Temperature Effects: An Improved ARIMAX Model // Mathematical Problems in Engineering, vol. 2015, Hindawi Publishing Corporation, 2015.
26. Hmeidi I., Hawashin B., El-Qawasmeh E. Performance of KNN and SVM classifiers on full word Arabic articles // J. Adv. Eng. Inform. – 2008. – No. 22(1). – P. 106 – 111.

27. Rodrigues F., Cardeira C., Calado J. M. F. The daily and hourly energy consumption and load forecasting using artificial neural network method: a case study using a set of 93 households in Portugal // J. Energy Proced. – 2014. – No. 62. – P. 220 – 229. Available online at <www.sciencedirect.com>

28. Kim C. H., Koo B. G., Park J. H. Short-term electric load forecasting using data mining technique // Int. J. Electr. Eng. Technol. – 2012. – No. 7(6). – P. 807 – 813.

29. Ahmed I. Saleh, Asmaa H. Rabie, Khaled M. Abo-Al-Ez. A data mining based load forecasting strategy for smart electrical grids // Advanced Engineering Informatics. – 2016. – V. 30, is. 3. – P. 422 – 448. – ISSN 1474-0346, <https://doi.org/10.1016/j.aei.2016.05.005>

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И КОМПЛЕКСЫ	4
1.1. ВЫБОР МЕСТА УСТАНОВКИ И КОЛИЧЕСТВА РЕКЛОУЗЕРОВ	13
2. ОСОБЕННОСТИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ	21
2.1. ТИПЫ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ	21
2.2. КЛАССИФИКАЦИЯ СЭС	22
2.3. БАЛАНС МОЩНОСТИ В СЭС	27
3. ПОТРЕБИТЕЛИ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЕЙ В СЭС	30
3.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В СЭС	30
3.2. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	48
4. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ ЭЛЕКТРО- ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	60
4.1. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ	60
4.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОМПЛЕКСНЫХ МОЩНОСТЕЙ НАГРУЗОК ПС	66
4.3. РАСЧЕТ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ НА УЧАСТКАХ СЕТИ ПО ДЛИНАМ ЛИНИЙ ПЕРВОГО ВАРИАНТА	68
4.4. РАСЧЕТ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ	69
4.5. ВЫБОР НОМИНАЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ НА УЧАСТКАХ СЕТИ	71

4.6. ВЫБОР И ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ВЛ	72
4.7. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПС	78
4.8. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	79
4.9. СОСТАВЛЕНИЕ БАЛАНСА МОЩНОСТИ	83
4.10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	89
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	90

Учебное электронное издание

КОБЕЛЕВ Александр Викторович
ЩЕГОЛЬКОВ Александр Викторович

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И КОМПЛЕКСЫ

Учебное пособие

Редактор Л. В. Комбарова
Графический и мультимедийный дизайнер Т. Ю. Зотова
Обложка, упаковка, тиражирование Л. В. Комбаровой

ISBN 978-5-8265-2755-9



Подписано к использованию 21.03.2024.

Тираж 50 шт. Заказ № 35

Издательский центр ФГБОУ ВО «ТГТУ»
392000, г. Тамбов, ул. Советская, д. 106/5, пом. 2, к. 14
Телефон 8(4752)63-81-08.
E-mail: izdatelstvo@tstu.ru