

Федеральное агентство по образованию
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГОУВПО «АмГУ»

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой энергетики
_____ Н.В.Савина
« ____ » _____ 2006 г.

СПЕЦИАЛЬНЫЙ КУРС ЭЭС

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО ДИСЦИПЛИНЕ

для специальности

140205 – «Электроэнергетические системы и сети»

Составитель: Ю.В. Мясоедов

Благовещенск

2006 г.

Печатается по решению
редакционно-издательского совета
энергетического факультета
Амурского государственного университета

Ю.В. Мясоедов

Учебно-методический комплекс по дисциплине «Специальный курс ЭЭС» для студентов очной, заочной и сокращенной форм обучения специальности 140205 – «Электроэнергетические системы и сети». – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006, 232 с.

Учебно-методический комплекс ориентирован на оказание помощи студентам очной, заочной и сокращенной форм обучения специальности 140205 – «Электроэнергетические системы и сети» для формирования специальных знаний в области регулирования напряжения, компенсации реактивной мощности и снижения потерь электроэнергии в электрических сетях электроэнергетических систем: умения составлять расчетные схемы и графы электрической сети; получения навыков расчетов электрических режимов с целью повышения эффективности функционирования ЭЭС, а также использования нормативных, организационно-технических и руководящих документов в области регулирования напряжения, компенсации реактивной мощности и снижения потерь электроэнергии в электрических сетях электроэнергетических систем.

© Амурский государственный университет, 2006
© Ю.В. Мясоедов

СОДЕРЖАНИЕ

1. Рабочая программа дисциплины	4
1.1. Цели и задачи дисциплины, ее место в учебном процессе	4
1.2. Содержание дисциплины	5
1.2.1. Федеральный компонент	5
1.2.2. Наименование тем, их содержание, объем в лекционных часах	5
1.2.3. Практические занятия, их содержание и объем в часах	7
1.2.4. Самостоятельная работа студентов	8
1.2.5. Перечень и темы промежуточных форм контроля знаний	8
1.2.6. Вопросы к зачету	8
1.3. Учебно-методические материалы по дисциплине	10
1.3.1. Перечень обязательной (основной) литературы	10
1.3.2. Перечень дополнительной литературы	10
1.3.3. Перечень методических и наглядных материалов, используемых в учебном процессе	10
1.4. Материально-техническое обеспечение дисциплины	11
1.5. Учебно-методическая (технологическая) карта дисциплины	11
1.6. Задания для самостоятельной работы студентов	14
2. Краткий конспект лекций	24
3. Практические занятия, их содержание и объем в часах	113
3.1. Методические рекомендации по проведению практических занятий	113
3.2. Перечень тем практических занятий	114
3.3. Методические указания по проведению практических занятий	114
4. Самостоятельная работа студентов	129
5. Методические указания по выполнению домашних заданий и контрольных работ	136
6. Перечень программных продуктов, реально используемых в практике деятельности выпускников	145
7. Методические указания по применению современных информационных технологий	147
8. Методические указания по организации межсессионного контроля знаний студентов	147
9. Фонд тестовых и контрольных заданий для оценки качества знаний	149
Список использованной литературы	167
ПРИЛОЖЕНИЕ	170

1. Рабочая программа дисциплины

«Специальный курс ЭЭС»

для специальности 140205 – «Электроэнергетические системы и сети»

Курс	4	Семестр	7
Лекции	32 (час.)	Экзамен	— (семестр)
Практические (семинарские) занятия	16 (час.)	Зачет	7 (семестр)
Самостоятельная работа	26 (час.)	Курсовая работа	— (семестр)
Всего часов	74		

Заочная форма обучения

Курс	5	Семестр	9
Лекции	10 (час.)	Экзамен	— (семестр)
Практические (семинарские) занятия	4 (час.)	Зачет	9 (семестр)
Самостоятельная работа	60 (час.)	Курсовая работа	— (семестр)
Всего часов	74		

Рабочая программа составлена на основании *Государственного образовательного стандарта ВПО по направлению подготовки дипломированного специалиста 650900 ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА специальности 140205 – «Электроэнергетические системы и сети».*

1.1. Цели и задачи дисциплины, ее место в учебном процессе

Государственный образовательный стандарт предусматривает изучение курсов передачи и распределения электроэнергии и электрических систем и сетей для специальности 140205 – «Электроэнергетические системы и сети» на достаточно высоком уровне. Однако, учитывая специфику Амурской энергосистемы (транспорт электроэнергии в Китай) и ее задачи, необходимо вопросы, связанные с регулированием напряжения, компенсацией реактивной мощности и качеством электроэнергии (введение в 1998 г. нового межгосударственного стандарта), рассматривать совместно с эксплуатацией электроэнергетических систем и управлением ими, для точного расчета и снижения потерь энергии в электрических сетях.

Цель преподавания дисциплины состоит в том, чтобы дать будущим специалистам в области электроэнергетики теоретические знания и привить практические навыки решения вопросов повышения эффективности работы электроэнергетических систем и качества электроснабжения потребителей.

Задачи изучения дисциплины – получение студентами знаний о режимах работы, эксплуатации и характеристиках различных элементов электроэнергетической системы – синхронных генераторов (компенсаторов, двигателей), батарей статических конденсаторов и шунтирующих реакторов, трансформаторов и др. и их использовании при решении следующих вопросов:

- режим напряжений и распределение реактивной мощности в электрических сетях;
- регулирование напряжения и реактивной мощности;
- компенсация реактивной мощности;
- расчет и снижение потерь энергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по снижению потерь энергии, качеству электрической энергии;
- экономичность работы сетей.

1.2. Содержание дисциплины

1.2.1. Федеральный компонент

Специальность 140205 – «Электроэнергетические системы и сети»:

ОПД.Ф.08 Электроэнергетика: передача и распределение электроэнергии; балансы активной и реактивной мощности в энергосистеме, качество электроэнергии; регулирование напряжения и частоты в электроэнергетической системе;

СД.03 Электроэнергетические системы и сети: мероприятия по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;

СД.04 Оптимизация в электроэнергетических системах: метод Лагранжа, алгоритм расчета; формула потерь в сетях, допущения; возможность раздельного решения задачи оптимизации режима по активной и реактивной мощности; характеристики устройств для регулирования режима в сети по уровням напряжения; оптимизация режима сети по уровням напряжения и реактивной мощности.

1.2.2. Наименование тем, их содержание, объем в лекционных часах

В лекционном курсе в целостной форме обобщаются полученные ранее знания по математическим и общим естественнонаучным дисциплинам (математике, физике); общепрофессиональным (ТОЭ, Электромеханике, Электроэнергетике); специальным дисциплинам и на их основе формируются и решаются следующие задачи:

- режим напряжений и распределение реактивной мощности в электрических сетях;
- регулирование напряжения и реактивной мощности;
- компенсация реактивной мощности;
- расчет и снижение потерь энергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по снижению потерь энергии, качеству электрической энергии;
- экономичность работы сетей.

В результате изучения дисциплины **студенты должны:**

знать допустимость режимов работы электрических сетей и электрооборудования с точки зрения напряжения, реактивной мощности и потерь электроэнергии - как единого комплекса задач повышения эффективности работы сетей и качества электроснабжения потребителей; мероприятия по снижению потерь энергии в электрических сетях, критерии оценки их технико-экономической эффективности, очередность их внедрения;

уметь использовать существующие методы и способы регулирования напряжения и реактивной мощности на различных иерархических уровнях АСДУ; рассчитывать и выбирать необходимые устройства регулирования напряжения и реактивной мощности; применять современные методы расчета потерь энергии как детерминированные, так и вероятностно-статистические в зависимости от конкретного случая; оценивать эффективность применения альтернативных мероприятий по снижению потерь энергии в электрических сетях для конкретных ситуаций, проводить расчеты снижения потерь энергии от внедрения мероприятий; применять инженерные методы расчета показателей качества электроэнергии для выбора рациональных способов и технических средств его повышения.

Тема 1. Введение. Основные способы повышения эффективности функционирования электрических систем (4 часа).

Введение. Характеристика структуры и содержание курса. Основные понятия и определения. Задачи курса и его связь с другими дисциплинами. Роль курса в ускорении научно-технического прогресса, в развитии экономики страны. Требования к электроэнергетическим системам и принципы их построения. Регулирование напряжения в электрических сетях, компенсация реактивной мощности (КРМ), снижение потерь эл.энергии, улучшение качества электроэнергии - единый комплекс задач повышения эффективности функционирования электроэнергетических систем. Нормативные документы, регламентирующие основные направления в области повышения эффективности работы энергосистем.

Тема 2. Устройства регулирования напряжения и реактивной мощности (6 часов).

Характеристика устройств регулирования напряжения и реактивной мощности в зависимости от вида регулирования и способа управления. Типовая система регулирования напряжения в сети. Связь между режимом напряжений, распределением реактивной мощности и экономичностью работы сети. Регулирование напряжения и реактивной мощности с помощью:

- синхронных генераторов, синхронных компенсаторов и синхронных двигателей;
- батарей статических конденсаторов, шунтирующих реакторов, статических тиристорных компенсаторов;
- силовых трансформаторов, автотрансформаторов и линейных регуляторов.

Тема 3. Назначение, методы и способы регулирования напряжения (6 часов).

Методы и способы регулирования напряжения. Сущность встречного регулирования напряжения. Регулирование напряжения на электростанциях, районных подстанциях. Принцип работы устройств РПН и ПБВ. Расчет и выбор напряжения ответвления и номера отпайки устройств РПН (ПБВ). Регулирование напряжения изменением сопротивления сети и изменением потоков мощности. Регулирование напряжения и реактивной мощности как задача оптимизации режима. Методы и способы регулирования напряжения на различных иерархических уровнях АСДУ. Сравнение способов регулирования напряжения.

Тема 4. Компенсация реактивной мощности в электрических системах и сетях потребителей (6 часов).

Особенности реактивной мощности. Причины, приводящие к необходимости КРМ. Назначение КРМ. Постановка задачи компенсации реактивной мощности в электрических системах и сетях потребителей. Затраты на потери мощности и энергии. Затраты на компенсирующие устройства. Показатели эффективности применения компенсирующих устройств. Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением. Регулирующий эффект нагрузки. Методические и нормативно-технические документы по КРМ. Методика системного подхода к задаче компенсации реактивной мощности. Расчет оптимальных значений реактивной мощности, передаваемой потребителю. Выбор и расстановка компенсирующих устройств.

Тема 5. Методы расчета потерь электроэнергии в электрических сетях (4 часов).

Общая характеристика методов расчета потерь электроэнергии. Детерминированные и вероятностно-статистические методы. Краткая характеристика методов расчета потерь энергии в распределительных сетях 6-110 кВ. Сущность методов графического интегрирования и времени наибольших потерь. Методы расчета потерь: по "тр и tq"; по методу двух "т"; по средним нагрузкам. Расчет потерь энергии от транзитных перетоков. Расчет потерь энергии при неполной информации о режиме сети. Достоверность расчетных значений потерь энергии.

Тема 6. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии (4 часа).

Классификация мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. Оптимизация режима питающей сети по реактивной мощности, напряжению и коэффициентам трансформации. Регулирование уровня напряжения в питающей сети. Снижение влияния неоднородности замкнутых сетей. Размыкание контуров сети. Критерии оценки технико-экономической эффективности мероприятий. Расчет снижения потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях и системах электроснабжения от внедрения организационных и технических мероприятий. Мероприятия по изменению схемы сети с целью снижения потерь электроэнергии. Сравнительная эффективность мероприятий и очередность их внедрения.

Тема 7. Контроль и управление качеством электроэнергии (2 часа).

Оценка допустимости режимов работы электрооборудования. Нормирование качества электроэнергии. Средства измерения параметров электроэнергии. Задачи приборного контроля качества электроэнергии в сетях. Определение допустимой потери напряжения в распределительных сетях. Практические методы расчета показателей качества электроэнергии. Способы и технические средства повышения качества электроэнергии.

1.2.3. Практические занятия, их содержание и объем в часах

На практических занятиях студенты учатся:

- анализировать схемы электрических сетей;
- выполнять расчёты нормальных и послеаварийных режимов при предоставлении полного объема исходных данных и при неполноте (некорректности) исходной информации;
- применять организационные и технические мероприятия с целью улучшения режимных параметров;
- решать оптимизационные вопросы;
- рассчитывать потери электроэнергии и снижать их уровень.

Практические занятия проводятся с привлечением пакета программ автоматизации математических расчетов «MathCad», программно-вычислительных комплексов «SDO - 6», «RASTR», «CURSE2», «Расчет сети», «Эксперт-энерго» и задач для самостоятельного решения.

На практические занятия отводится 16 часов.

Тематика практических занятий в 7 семестре

1. Анализ схем электрических сетей Амурской энергосистемы с целью выявления «слабых» мест с точки зрения напряжения, реактивной мощности и потерь электроэнергии.
2. Расчёты нормальных и послеаварийных режимов при предоставлении полного объема исходных данных.
3. Расчёты нормальных и послеаварийных режимов при неполноте (некорректности) исходной информации.
4. Коррекция режима в рассчитанной схеме. Применение технических решений с точки зрения регулирования напряжения и реактивной мощности.
5. Коррекция режима в рассчитанной схеме. Оптимизационные методы.
6. Расчеты потерь электроэнергии. Внедрение мероприятий по снижению потерь электроэнергии и их оценка.

Распределение времени студентов по видам занятий

Раздел программы	Число часов		
	Всего	Лекции	Практические занятия
1.	4	4	-
2.	8	6	2
3.	8	6	2
4.	8	6	2
5.	8	4	4
6.	6	4	2
7.	6	2	4

1.2.4. Самостоятельная работа студентов

Самостоятельная работа студентов включает изучение лекционного материала и дополнительной литературы по дисциплине при подготовке к практическим занятиям. Контроль за степенью усвоения материала рекомендуется осуществлять с помощью вопросов для самопроверки, тестов. Объем и формы контроля самостоятельной работы отличаются для студентов дневной и заочной (в том числе сокращенной) форм обучения и приведены в Приложении.

Также на каждой лекции предусмотрен 5 минутный опрос студентов по ранее (и самостоятельно) изученному материалу.

1.2.5. Перечень и темы промежуточных форм контроля знаний

К промежуточным формам контроля знаний относятся:

- блиц-опрос на лекциях по пройденному материалу;
- контрольные работы;
- выполнение индивидуальных домашних заданий с последующей их защитой;
- два коллоквиума: «Методы и средства регулирования напряжения»; «Компенсация реактивной мощности и снижение потерь электроэнергии»;
- комплексные задания по повышению эффективности функционирования ЭЭС за счет регулирования напряжения, компенсации реактивной мощности и снижения потерь электроэнергии.

Также на каждой лекции предусмотрен 5 минутный опрос студентов по ранее (и самостоятельно) изученному материалу. Комплексные контрольные задания по темам, рассмотренным на практических занятиях, приведены в Приложении 1; коллоквиумы по лекционному материалу - (см. Приложение 2); тестирование - (см. Приложение 3); контрольные работы по темам, рассмотренным на практических занятиях, приведены в Приложении 4;

1.2.6. Вопросы к зачету

1. Основные способы повышения эффективности функционирования электрических систем (регулирование напряжения в узлах нагрузки и у источников питания, компенсация реактивной мощности (КРМ), снижение потерь электроэнергии, улучшение качества электроэнергии).

2. Характеристика устройств регулирования напряжения и реактивной мощности в зависимости от вида регулирования и способа управления.

3. Регулирование напряжения и реактивной мощности с помощью синхронных генераторов, синхронных компенсаторов и синхронных двигателей.
 4. Регулирование напряжения и реактивной мощности с помощью батарей статических конденсаторов, шунтирующих реакторов, статических тиристорных компенсаторов.
 5. Назначение, методы и способы регулирования напряжения.
 6. Сущность встречного регулирования напряжения.
 7. Регулирование напряжения на электростанциях, районных подстанциях.
 8. Регулирование напряжения с помощью силовых трансформаторов, линейных регуляторов и автотрансформаторов.
 9. Принцип работы устройств РПН и ПБВ.
 10. Расчет и выбор напряжения ответвления и номера отпайки устройства РПН.
 11. Регулирование напряжения изменением сопротивления сети и изменением потоков мощности.
 12. Типовая система регулирования напряжения в сети. Связь между режимом напряжения, распределением реактивной мощности и экономичностью работы сети.
 13. Регулирование напряжения и реактивной мощности как задача оптимизации режима.
 14. Методы и способы регулирования напряжения на иерархических уровнях АСДУ.
 15. Сравнение способов регулирования напряжения.
 16. Особенности реактивной мощности. Причины, приводящие к необходимости КРМ. Назначение КРМ. Компенсация реактивной мощности в эл. системах и сетях потребителей.
 17. Выбор и расстановка компенсирующих устройств из условия баланса реактивной мощности в энергосистеме.
 18. Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением. Регулирующий эффект нагрузки.
 19. Выбор и расстановка компенсирующих устройств из условия равенства коэффициентов мощности на отдельных подстанциях.
 20. Выбор и расстановка компенсирующих устройств из условия снижения потерь мощности и электроэнергии, а также регулирования напряжения.
 21. Системный подход к задаче компенсации реактивной мощности.
 22. Общая характеристика методов расчета потерь электроэнергии.
- Детерминированные и вероятностно-статистические методы.
23. Сущность методов графического интегрирования и времени наибольших потерь.
 24. Методы расчета потерь: по " τ_p и τ_q "; по методу двух " τ "; по средним нагрузкам.
 25. Классификация мероприятий по снижению потерь электроэнергии.
 26. Оптимизация режима питающей сети по реактивной мощности, напряжению и коэффициентам трансформации.
 27. Регулирование уровня напряжения в питающей сети.
 28. Снижение влияния неоднородности замкнутых сетей. Размыкание контуров сети.
 29. Расчет снижения потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях от внедрения организационных и технических мероприятий.
 30. Мероприятия по изменению схемы сети с целью снижения потерь электроэнергии.
 31. Оценка допустимости режимов работы электрооборудования. Нормирование качества электроэнергии.
 32. Определение допустимой потери напряжения в распределительных сетях.
 33. Практические методы расчета показателей качества электроэнергии.
 34. Способы и технические средства повышения качества электроэнергии.

1.3. Учебно-методические материалы по дисциплине

1.3.1. Перечень обязательной (основной) литературы

1. Электрические системы. Электрические сети. / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др. : Под ред. В.А. Веникова и В.А. Строева. М.: Высшая школа, 1998.
2. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях. / В.В. Ежков, Г.К. Зарудский, Э.Н. Зуев и др. : Под ред. В.А. Строева. М.: Высшая школа 1999.
3. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 592 с.: ил.
4. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов эл.сетей и систем, М.: Энергоатомиздат, 1988.
5. УМКД по дисциплине «Спецкурс ЭЭС».

1.3.2. Перечень дополнительной литературы.

1. Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ: В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.и. Попов) - М.: Изд-во МЭИ, 2002, 964 с.
2. Веников В.А. и др. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / В.А. Веников, В.И. Идельчик, М.С. Лисеев. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 216 с.
3. Блок В.М. Электрические сети и системы, М.: Высшая школа, 1986.- 430 с.
4. Блок В.М. Пособие по курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей, М.: Высшая школа, 1989.
5. Совалов С.А. Режимы единой энергосистемы, М.: Энергоатомиздат, 1983.- 384 с.
6. Справочник по проектированию электрических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапира, М.: Энергия, 1985.- 352 с.
7. Мельников Н.А. Электрические сети и системы, М.: Энергия, 1975.- 464 с.
8. Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей / Под ред. В.А.Веникова, М.: Высшая школа, 1975.- 344 с.
9. Электрические системы. Т.2 Электрические сети / Под ред. В.А. Веникова, М.: Высшая школа, 1971.- 440 с.

1.3.3. Перечень методических и наглядных материалов, используемых в учебном процессе

Методические пособия

В качестве методического обеспечения дисциплины используются:

1. Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. Электрическая часть станций и подстанций. Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.
2. Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. Проектирование электрической части электростанций и подстанций. Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2002.
3. Ю.В. Мясоедов, Н.В.Савина, А.Н.Козлов Автоматизация в курсовом и дипломном проектировании. Благовещенск, 2000.
4. Савина Н.В., Мясоедов Ю.В., Дудченко Л.Н. Электрические сети в примерах и расчетах: Учебное пособие, изд. АмГУ 1999, 238 с.
5. Мохов В.Б., Бирило И.А. Методические указания к курсовому проектированию. «Районная электрическая сеть» - Благовещенск, 1993г.

Наглядные пособия

В качестве наглядного обеспечения дисциплины “Специальный курс ЭЭС” используются:

1. Компьютерные презентации «AFORD – Советчик диспетчера» в среде Microsoft Office PowerPoint.
2. Схемы, таблицы, рисунки под медиакомплекс.
3. Универсальный лабораторный комплекс (лаборатория 504).
4. Наумов И.В. Мультимедиа учебник «Электроснабжение сельского хозяйства». Иркутская государственная сельскохозяйственная академия. 2005.
5. Эл. схема Амурской энергосистемы.
6. Физическая модель подстанции РУ-10кВ.
7. ИРМ и БК.

Программы для ПЭВМ

1. Учебные программные комплексы для ПЭВМ, разработанные кафедрой энергетики: «CURSE2», «CURS PM», «Расчет сети», «Мехчасть ВЛ», «KURSNET».
2. Промышленные ПВК: «SDO - 6», «RASTR», «Эксперт-энерго».
3. Пакеты автоматизации математических расчетов «MathCad» и математического моделирования «MATHLAB».

1.4. Материально-техническое обеспечение дисциплины

Используется класс персональных компьютеров, а также:

1. Специализированная лаборатория - универсальный лабораторный комплекс.
2. Класс тренажеров.
3. Лаборатория электрооборудования электрических сетей.
4. Учебный диспетчерский стенд и пункт электрических сетей.

1.5. Учебно-методическая (технологическая) карта дисциплины

Номер недели	Номер темы	Вопросы, изучаемые на лекции	Занятия (номера)		Используемые нагляд. и метод. пособия	Самостоятельная работа студентов		Формы контроля
			практич. (семина.)	лаборат.		содерж.	часы	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	Характеристика структуры и содержание курса. Основные понятия и определения. Задачи курса и его связь с другими дисциплинами. Роль курса в ускорении научно-технического прогресса, в развитии экономики страны. Требования к электроэнергетическим системам и принципы их построения. Регулирование напряжения в электрических сетях, компенсация реактивной мощности (КРМ), снижение потерь эл. энергии, улучшение качества электроэнергии - единый комплекс задач повышения эффективности функционирования электроэнергетических систем.	1		Совалов С.А. Режимы единой энергосистемы	Сформировать базу данных по узлам, ветвям для расчетов нормальных и послеаварийных режимов при предоставлении полного объема исходных данных.	3	блиц-опрос

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	1	Нормативные документы, регламентирующие основные направления в области повышения эффективности работы энергосистем			Электротехнический справочник: Т.3. Производство, передача и распределение электроэнергии			блиц-опрос
3	2	Характеристика устройств регулирования напряжения и реактивной мощности в зависимости от вида регулирования и способа управления.	2		Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях. / В.В. Ежков, Г.К. Зарудский, Э.Н. Зуев и др	Сформировать базу данных при неполноте (некорректности) исходной информации.	3	контрольная работа
4	2	Типовая система регулирования напряжения в сети. Связь между режимом напряжений, распределением реактивной мощности и экономичностью работы сети			Электрические системы. Электрические сети. / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.			
5	2	Регулирование напряжения и реактивной мощности с помощью: синхронных генераторов, синхронных компенсаторов и синхронных двигателей; батарей статических конденсаторов, шунтирующих реакторов, статических тиристорных компенсаторов; силовых трансформаторов, автотрансформаторов и линейных регуляторов.	3		Веников В.А. и др. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах	Выполнить расчёты нормальных и послеаварийных режимов при предоставлении полного объема исходных данных и при неполноте (некорректности) исходной информации.	4	
6	3	Методы и способы регулирования напряжения. Сущность встречного регулирования напряжения. Регулирование напряжения на электростанциях, районных подстанциях. Принцип работы устройств РПН и ПБВ.			Веников В.А. и др. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах			
7	3	Расчет и выбор напряжения ответвления и номера отпайки устройств РПН (ПБВ). Регулирование напряжения изменением сопротивления сети и изменением потоков мощности.	4		Блок В.М. Пособие по курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей	Анализ режимов и схемы электрических сетей с целью выявления «слабых» мест.	4	
8	3	Регулирование напряжения и реактивной мощности как задача оптимизации режима. Методы и способы регулирования напряжения на различных иерархических уровнях АСДУ. Сравнение способов регулирования напряжения.			Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов эл.сетей и систем			
9	4	Особенности реактивной мощности. Причины, приводящие к необходимости КРМ. Назначение КРМ. Постановка задачи компенсации реактивной мощности в электрических системах и сетях потребителей. Затраты на потери мощности и энергии. Затраты на компенсирующие устройства.	4		Мельников Н.А. Электрические сети и системы	Выбрать и применить технические средства регулирования, а также компенсации реактивной мощности.	3	
10	4	Показатели эффективности применения компенсирующих устройств. Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением. Регулирующий эффект нагрузки. Методические и нормативно-технические документы по КРМ.			Веников В.А. и др. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах			
11	4	Методика системного подхода к задаче компенсации реактивной мощности. Расчет оптимальных значений реактивной мощности, передаваемой потребителю. Выбор и расстановка компенсирующих устройств.	5		Электрические системы. Электрические сети. / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.	Произвести оптимизацию режима в рассчитанной схеме.	3	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	5	Общая характеристика методов расчета потерь электроэнергии. Детерминированные и вероятностно-статистические методы. Краткая характеристика методов расчета потерь энергии в распределительных сетях 6-110 кВ. Сущность методов графического интегрирования и времени наибольших потерь. Методы расчета потерь: по "тр" и "тq"; по методу двух "т"; по средним нагрузкам.			Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов			
13	5	Расчет потерь энергии от транзитных перетоков. Расчет потерь энергии при неполной информации о режиме сети. Достоверность расчетных значений потерь энергии.	6		Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов	Выполнить расчет потерь электроэнергии.	3	
14	6	Классификация мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. Оптимизация режима питающей сети по реактивной мощности, напряжению и коэффициентам трансформации. Регулирование уровня напряжения в питающей сети. Снижение влияния неоднородности замкнутых сетей. Размыкание контуров сети. Критерии оценки технико-экономической эффективности мероприятий.			Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов			
15	6	Расчет снижения потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях и системах электроснабжения от внедрения организационных и технических мероприятий. Мероприятия по изменению схемы сети с целью снижения потерь электроэнергии. Сравнительная эффективность мероприятий и очередность их внедрения.	6		Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов	Внедрить мероприятия по снижению потерь электроэнергии и произвести их оценку.	3	
16	7	Оценка допустимости режимов работы электрооборудования. Нормирование качества электроэнергии. Средства измерения параметров электроэнергии. Задачи приборного контроля качества электроэнергии в сетях. Определение допустимой потери напряжения в распределительных сетях. Практические методы расчета показателей качества электроэнергии. Способы и технические средства повышения качества электроэнергии.			Блок В.М. Электрические сети и системы			

1.6. Задания для самостоятельной работы студентов

В процессе изучения дисциплины (после каждого практического занятия) студенты последовательно разрабатывают предложенные в задании вопросы и защищают их согласно графику, указанному в учебно-методической (технологической) карте дисциплины.

На последнем практическом занятии студенты защищают комплексное задание целиком, с его анализом и оценкой принятых инженерных решений.

Все задачи, включённые в задания, даны в нескольких вариантах, поэтому каждый студент получает шифр индивидуального задания, выдаваемый руководителем.

Комплексное задание на зачет.

Комплексное задание выдается студентам на первом практическом занятии и последовательно выполняется в качестве самостоятельной проработки материала по итогам каждого практического занятия.

Студенты регулярно отчитываются по выполнению каждой части комплексного задания согласно утвержденному графику, приведенному в *Учебно-методической (технологической) карте дисциплины*. На последнем практическом занятии оформленная работа предоставляется на проверку.

ЗАДАНИЕ

Для выбранного преподавателем участка электрической сети из схемы Амурской энергосистемы (Приложение 1, рис.1) составить эквивалент электрической схемы для проведения необходимых расчетов с использованием промышленных программ на ПК, пример которого приведен в Приложение 1, рис.2.

Для составленного эквивалента:

1. Сформировать базу данных по узлам, ветвям и др. на основании предоставленных ОАО «ДРСК» данных о контрольных замерах зимних и летних суток для расчетов нормальных и послеаварийных режимов при предоставлении полного объема исходных данных.
2. Сформировать базу данных по узлам, ветвям и др. на основании предоставленных ОАО «ДРСК» данных о контрольных замерах зимних и летних суток для расчетов нормальных и послеаварийных режимов при неполноте (некорректности) исходной информации.
3. Выполнить необходимые расчёты нормальных и послеаварийных режимов при предоставлении полного объема исходных данных и при неполноте (некорректности) исходной информации.
4. На основании проведенных расчетов произвести анализ режимов и схемы электрических сетей с целью выявления «слабых» мест с точки зрения напряжения, реактивной мощности и потерь электроэнергии.
5. Произвести коррекцию режима в рассчитанной схеме. Для этого выбрать и применить необходимые технические средства и решения с точки зрения регулирования напряжения в узлах нагрузки и на зажимах потребителя, а также компенсации реактивной мощности.
6. Произвести оптимизацию режима в рассчитанной схеме.
7. Выполнить расчет потерь электроэнергии.
8. Внедрить мероприятия по снижению потерь электроэнергии и произвести их оценку.

При выполнении комплексного задания студентам рекомендуется использовать как промышленные компьютерные программы, такие как «СДО-6» «RASTR», так и математические системы MATHCAD и MATHLAB.

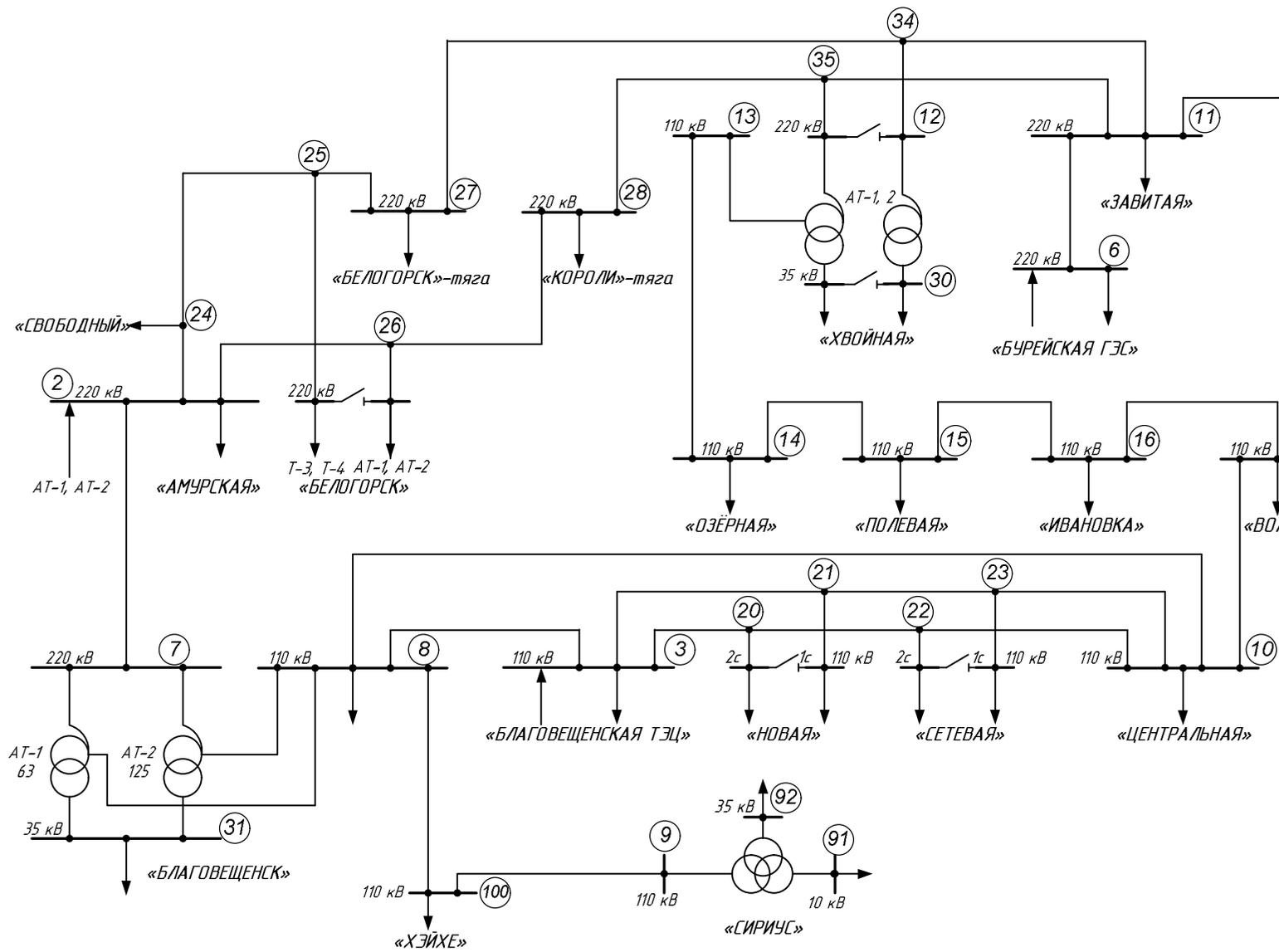


Рис.3 - Расчетный граф электрической схемы Амурской энергосистемы для расчёта режимов

Вопросы на коллоквиум №1

1. Основные способы повышения эффективности функционирования электрических систем (регулирование напряжения в узлах нагрузки и у источников питания, компенсация реактивной мощности (КРМ), снижение потерь электроэнергии, улучшение качества электроэнергии).
2. Характеристика устройств регулирования напряжения и реактивной мощности в зависимости от вида регулирования и способа управления.
3. Регулирование напряжения и реактивной мощности с помощью синхронных генераторов, синхронных компенсаторов и синхронных двигателей.
4. Регулирование напряжения и реактивной мощности с помощью батарей статических конденсаторов, шунтирующих реакторов, статических тиристорных компенсаторов.
5. Назначение, методы и способы регулирования напряжения.
6. Сущность встречного регулирования напряжения.
7. Регулирование напряжения на электростанциях, районных подстанциях.
8. Регулирование напряжения с помощью силовых трансформаторов, линейных регуляторов и автотрансформаторов.
9. Принцип работы устройств РПН и ПБВ.
10. Расчет и выбор напряжения отклонения и номера отпайки устройства РПН.
11. Регулирование напряжения изменением сопротивления сети и изменением потоков мощности.
12. Типовая система регулирования напряжения в сети. Связь между режимом напряжения, распределением реактивной мощности и экономичностью работы сети.
13. Регулирование напряжения и реактивной мощности как задача оптимизации режима.
14. Методы и способы регулирования напряжения на иерархических уровнях АСДУ.
15. Сравнение способов регулирования напряжения.

Вопросы на коллоквиум №2

1. Особенности реактивной мощности. Причины, приводящие к необходимости КРМ. Назначение КРМ.
2. Выбор и расстановка компенсирующих устройств из условия баланса реактивной мощности в энергосистеме.
3. Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением. Регулирующий эффект нагрузки.
4. Выбор и расстановка компенсирующих устройств из условия равенства коэффициентов мощности на отдельных подстанциях.
5. Выбор и расстановка компенсирующих устройств из условия снижения потерь мощности и электроэнергии, а также регулирования напряжения.
6. Системный подход к задаче компенсации реактивной мощности.
7. Общая характеристика методов расчета потерь электроэнергии. Детерминированные и вероятностно-статистические методы.
8. Сущность методов графического интегрирования и времени наибольших потерь.
9. Методы расчета потерь: по τ_p и τ_q ; по методу двух τ ; по средним нагрузкам.
10. Классификация мероприятий по снижению потерь электроэнергии.
11. Оптимизация режима питающей сети по реактивной мощности, напряжению и коэффициентам трансформации.
12. Регулирование уровня напряжения в питающей сети.
13. Снижение влияния неоднородности замкнутых сетей. Размыкание контуров сети.
14. Расчет снижения потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях от внедрения организационных и технических мероприятий.
15. Мероприятия по изменению схемы сети с целью снижения потерь электроэнергии.

Тестовые задания

**Аннотация к контрольным заданиям
по дисциплине "Спецкурс ЭЭС"**

Контрольные задания по дисциплине "Спецкурс ЭЭС" представлены как в виде тестов, так и в виде расчетного комплексного задания.

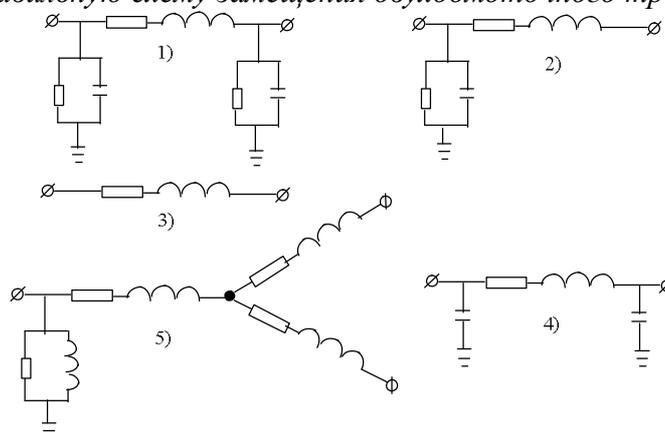
При разработке тестов использовались следующие формы:

- а) открытого типа "Дополнить";
- б) закрытая с одним правильным ответом;
- в) на установление правильной последовательности;
- г) задание с несколькими правильными ответами типа: "Подчеркнуть относящиеся к...".

Время отводимое на выполнение всех заданий, составляет 40 мин астрономического времени тестирования. В качестве примера приведено одно тестовое задание.

Тест №1

1. Выбрать правильную схему замещения двухобмоточного трансформатора:



2. Потеря напряжения - это:

- 1) геометрическая разность между комплексами напряжения начала и конца линии;
- 2) алгебраическая разность между модулями напряжения начала и конца линии;
- 3) поперечная составляющая падения напряжения.

3. Выбрать правильное выражение для определения падения напряжения линии при расчете по данным конца:

$$1) \quad U_{\Delta 12} = \frac{P_{12}^K R_{12} + Q_{12}^R X_{12}}{U_1} + j \frac{P_{12}^K X_{12} - Q_{12}^K R_{12}}{U_1}$$

$$2) \quad U_{\Delta 12} = \frac{P_{12}^K R_{12} + Q_{12}^R X_{12}}{U_2} + j \frac{P_{12}^K X_{12} - Q_{12}^K R_{12}}{U_2}$$

$$3) \quad U_{\Delta 12} = \frac{P_{12}^K X_{12} + Q_{12}^R R_{12}}{U_2} - j \frac{P_{12}^K R_{12} - Q_{12}^K X_{12}}{U_2}$$

4. Выбрать правильную формулу для расчета потерь мощности по данным конца :

$$1) \quad \Delta S_{12} = \frac{(P_{12}^k)^2 + (Q_{12}^k)^2}{U_2^2} (R_{12} + jX_{12})$$

$$2) \quad \Delta S_{12} = \frac{P_{12}^k R_{12} + Q_{12}^k X_{12}}{U_2} (P_{12} + jQ_{12})$$

$$3) \Delta \underline{S}_{12} = \frac{(P_{12}^k)^2 + (Q_{12}^k)^2}{U_1^2} (R_{12} + jX_{12})$$

5. В двухобмоточном трансформаторе устройство РПН устанавливается на:

- 1) низкой стороне трансформатора, а регулируется напряжение на стороне ВН трансформатора
- 2) высокой стороне трансформатора, а регулируется напряжение на стороне НН трансформатора
- 3) высокой стороне трансформатора, а регулируется напряжение на стороне ВН трансформатора

6. Регулирующий эффект нагрузки численно характеризуется:

$$1) \frac{dP_H}{dU} \quad 2) \frac{d^2 P_H}{dU} \quad 3) \frac{dS_H}{dU} \quad 4) \frac{dP_H}{dt} \quad 5) \frac{d^2 P_H}{dt}$$

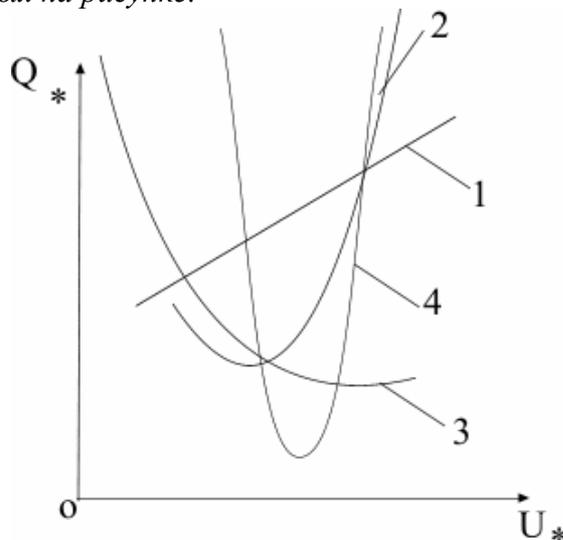
7. КРМ с помощью ШР проводится при:

- 1) избытке реактивной мощности;
- 2) при недостатке реактивной мощности;
- 3) при балансе реактивной мощности.

8. В автотрансформаторах типовая мощность:

- 1) равна номинальной
- 2) меньше номинальной
- 3) больше номинальной

9. Выбрать правильную статическую характеристику типовой обобщенной нагрузки по напряжению из приведенных на рисунке:



10. К активным элементам схем замещения используемых при расчетах установившихся режимов, относятся:

- 1) трансформаторы
- 2) генераторы
- 3) двигатели

11. Выбрать правильную формулу для определения фактического потока мощности на головном участке к сети с двухсторонним питанием, питаемом от $U_{ИП1}$, если $U_{ИП1} > U_{ИП2}$:

$$1) \underline{S}_{Г.у}^{\varphi} = \underline{S}_{Г.у} + \underline{S}_{ур}$$

$$2) \underline{S}_{Г.у}^{\varphi} = \underline{S}_{Г.у} - \underline{S}_{ур}$$

$$3) \underline{S}_{Г.у}^{\varphi} = \underline{S}_{Г.у} + \Delta \underline{S}_{Г.у}$$

где $S_{Г.у}$ - поток мощности на головном участке при $U_{ИП1} = U_{ИП2}$:

Контрольные задания

Задание №1

Выбрать сечение проводов, определить напряжение в конце двухцепной линии электропередачи, построить векторную диаграмму напряжений и токов линии (в масштабе). Данные приведены в табл. 1.

Задание №2

Выбрать сечение проводов двухцепной ВЛ 220 кВ для получения желаемых уровней напряжения Uneобх. Подобрать ответвления на вывод обмоток СН трансформатора и ответвление регулируемых вольтодобавочных трансформаторов, включаемых на стороне НН. Данные приведены в табл. 1.

Задание №3

Выбрать тип и число синхронных компенсаторов для регулирования напряжения в сети. Схема приведена на рис. Исходные данные приведены в табл. 1.

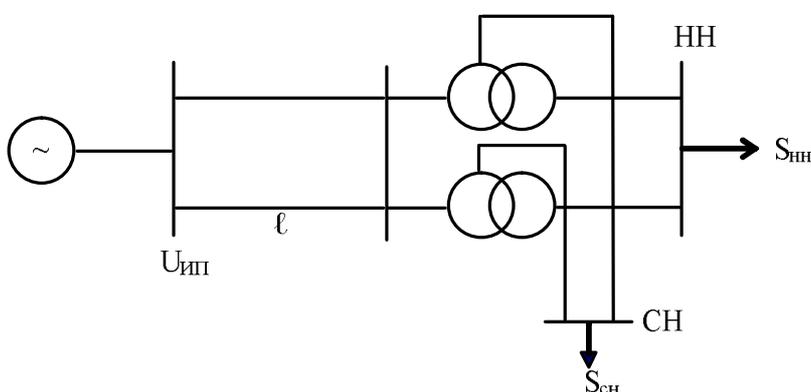


Таблица 1.

№ варианта	$U_{un}, (кВ)$	$l, (км)$	$S_{сн}, МВА$	$S_{нн}, МВА$	$U_{жел.}^{сн}, (кВ)$	$U_{жел.}^{нн}, (кВ)$
1	242	84	91+j48	70+j30	120	10,4
2	237	90	77+j 41	33+ j 20	121	10,2
3	240	103	94+ j32	67 + j35	118	10,5
4	241	102	100+j45	100+ j50	120	10
5	230	105	55+ j26	40+ j18	120	10,5
6	235	84	90+ j40	100+ j45	124	10,3
7	242	110	110+ j50	180+ j80	123	10,1
8	240	67	50+ j22	45+ j20	121	10,5
9	238	94	82+ j54	37+ j20	120	10,3
10	229	91	43+ j22	43+ j21	120	10,5
11	236	112	69+ j45	43+ j30	119	10,4
12	228	100	71+ j42	52+ j27	119	10,4
13	240	94	74+ j40	52+ j35	120	10,3
14	238	70	73+ j38	52+ j30	119	10,4
15	240	86	60+ j37	44+ j28	120	10,5
16	239	111	69+ j39	41+ j27	118	10,5
17	227	96	81+ j40	50+ j29	121	10,4
18	234	120	88+ j64	37+ j20	118	10,5
19	236	120	75+ j40	52+ j33	117	10,5
20	230	85	80+ j45	43+ j21	120	10,4

Варианты с 20 по 40 такие же как и с 1 по 20, но с увеличением нагрузки в 1,5 раза.

Задание №4

Определить необходимое число конденсаторов, номинальное напряжение и установленную мощность батареи конденсаторов для следующих условий. Районная понижающая подстанция связана с центром питания ВЛЭП длиной l . Наибольшая расчетная нагрузка подстанции приведена в таблице. По условиям работы потребителей потери напряжения в ВЛЭП при этой нагрузке не должны превышать $\Delta U_{\text{доп}}$, %, приведенную в таблице. Для снижения потерь напряжения в каждую фазу ВЛ необходимо включить однофазные трансформаторные конденсаторы, напряжением 0,66 кВ.

Исходные данные

№ варианта	U источника питания, кВ	Марка провода	Длина ВЛ, км	Количество цепей	Расчетная нагрузка подстанции, МВА	Допустимые потери напряжения, %
1	112	АС-120	100	2	30+j20	5
2	115	АС-185	20	1	45+j25	6
3	220	АС-240	150	1	80+j40	8
4	230	АС-300	180	2	100+j55	7
5	117	АС-150	110	1	40+j25	5
6	225	АС-400	200	2	120+j50	8
7	110	АС-240	105	2	50+j25	6
8	235	АС-240	170	1	110+j50	7
9	120	АС-150	120	2	68+j32	6
10	119	АС-185	135	1	74+j38	5
11	229	АС-400	220	1	160+j38	4
12	116	АС-150	117	2	96+j54	5
13	110	выбрать	90	2	70+j25	5
14	220	выбрать	110	2	85+j51	5,5
15	110	выбрать	105	2	61+j24	5,7
16	10	АС-35	25	1	5+j3	3
17	220	АС-240	110	2	145+j75	5
18	35	АС-120	87	1	40+j25	4,7
19	120	АС-185	87	1	42+j21	5,5
20	232	АС-240	150	1	130+j90	6,5
21	115	АС-120	115	1	15+j10	4,7
22	112	АС-150	93	2	43+j21	4,5
23	117	АС-185	99	1	33+j25	4,6
24	117	АС-150	90	1	51+j20	4,5
25	35	выбрать	42	2	37+j20	5,5
26	117	АС-240	105	1	45+j24	4,3
27	110	выбрать	77	2	49+j28	5,2
28	110	АС-150	120	1	45+j40	7
29	225	АС-240	123	1	77+j50	6,1
30	35	выбрать	42	2	32+j18	5
31	220	выбрать	110	2	110,5+j66,3	5,5
32	220	АС-240	150	1	120+j60	8
33	220	АС-240	110	2	188,5+j97,5	5
34	220	выбрать	110	2	127,5+j76,5	5,5
35	220	АС-240	110	2	217,5+j112,5	5

Задание №5

Проверить возможность неполнофазного режима при отключении одной фазы ВЛ напряжением 220 кВ, питающей трехфазный автотрансформатор АТ. Обмотки автотрансформатора соединены по схеме Y_{-o}/Δ . Мощность трехфазного к.з. на шинах 220 кВ автотрансформатора равна 4000 МВА. Исходные данные приведены в табл.1.

Задание №6

Для понижающего трансформатора определить параметры схемы замещения; по типовым годовым графикам нагрузок определить среднеквадратичный ток, число часов использования максимальной нагрузки T_m , время максимальных потерь t_m , расход электроэнергии за год, годовые потери энергии за год. Коэффициенты мощности обмоток низкого (НН) и среднего (СН) напряжения принять равными соответственно 0,9 и 0,8. Исходные данные приведены в табл.1.

2. Краткий конспект лекций

Тема 1. Введение. Основные способы повышения эффективности функционирования электрических систем (4 часа).

Введение. Характеристика структуры и содержание курса. Основные понятия и определения. Задачи курса и его связь с другими дисциплинами. Роль курса в ускорении научно-технического прогресса, в развитии экономики страны. Требования к электроэнергетическим системам и принципы их построения. Регулирование напряжения в электрических сетях, компенсация реактивной мощности (КРМ), снижение потерь электроэнергии, улучшение качества электроэнергии - единый комплекс задач повышения эффективности функционирования электроэнергетических систем. Нормативные документы, регламентирующие основные направления в области повышения эффективности работы энергосистем.

Цель преподавания дисциплины состоит в том, чтобы дать будущим специалистам в области электроэнергетики теоретические знания и привить практические навыки решения вопросов повышения эффективности работы электроэнергетических систем и качества электроснабжения потребителей.

Задачи изучения дисциплины – получение студентами знаний о режимах работы, эксплуатации и характеристиках различных элементов электроэнергетической системы – синхронных генераторов (компенсаторов, двигателей), батарей статических конденсаторов и шунтирующих реакторов, трансформаторов и др. и их использовании при решении следующих вопросов: регулирование напряжения и реактивной мощности; компенсация реактивной мощности и распределение компенсирующих устройств в электрических сетях; расчет и разработка мероприятий по снижению потерь энергии, качеству электрической энергии; экономичность работы сетей.

В результате изучения дисциплины:

студенты должны знать: допустимость режимов работы электрических сетей и электрооборудования с точки зрения напряжения, реактивной мощности и потерь электроэнергии - как единого комплекса задач повышения эффективности работы сетей и качества электроснабжения потребителей; мероприятия по снижению потерь энергии в электрических сетях, критерии оценки их технико-экономической эффективности, очередность их внедрения.

студенты должны уметь: использовать существующие методы и способы регулирования напряжения и реактивной мощности на различных иерархических уровнях АСДУ; рассчитывать и выбирать необходимые устройства регулирования напряжения и реактивной мощности; применять современные методы расчета потерь энергии как детерминированные, так и вероятностно-статистические в зависимости от конкретного случая; оценивать эффективность применения альтернативных мероприятий по снижению потерь энергии в электрических сетях для конкретных ситуаций, проводить расчеты снижения потерь энергии от внедрения мероприятий; применять инженерные методы расчета показателей качества электроэнергии для выбора рациональных способов и технических средств его повышения.

В лекционном курсе в целостной форме обобщаются полученные ранее знания по математическим и общим естественнонаучным дисциплинам (математике, физике); общепрофессиональным (ТОЭ, Электромеханике, Электроэнергетике); специальным дисциплинам и на их основе формируются и решаются следующие задачи:

- режим напряжений и распределение реактивной мощности в электрических сетях;
- регулирование напряжения и реактивной мощности;
- компенсация реактивной мощности;
- расчет и снижение потерь энергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по снижению потерь энергии, качеству электрической энергии;

- экономичность работы сетей;

Режим – состояние системы, которое характеризуется показателями, количественно определяющими ее работу. Эти показатели называются параметрами режима. К ним относятся значения мощности, напряжения, тока, углов сдвига векторов э.д.с., напряжений, токов, частоты и т.д. Параметры режима связаны соотношениями, в которые входят параметры системы. К параметрам системы относятся значения полных, активных и реактивных сопротивлений, проводимостей элементов, собственных и взаимных сопротивлений, коэффициентов трансформации, постоянных времени, коэффициентов усиления и т.д..

Ряд параметров системы в той или иной мере зависит от режима. Такая система будет нелинейной. Однако во многих практических задачах параметры этой системы можно полагать не изменяющимися, считая систему линейной.

Режимы электрической системы разделяются на две большие группы: установившиеся режимы и переходные режимы, которые иногда называются нестационарными.

Внутри этих групп различают следующие виды режимов:

нормальные установившиеся – длительные режимы, применительно к которым при проектировании электрической системы определяются ее основные технико-экономические характеристики;

нормальные переходные – режимы, во время которых система переходит от одного рабочего состояния к другому;

аварийные – установившиеся и переходные режимы, для которых определяются технические характеристики устройств, предназначенных для ликвидации аварии, и выясняются условия дальнейшей работы системы;

послеаварийные установившиеся – режимы, которые в общем случае характеризуются изменением нормальной схемы системы, например отключением какого-либо элемента или ряда элементов. В послеаварийном режиме система может работать с несколько ухудшенными технико-экономическими характеристиками по сравнению с характеристиками нормального режима.

Существующие способы задания нагрузки при расчетах режимов электрических сетей и систем.

Параметры пассивных элементов электрической сети – линий и трансформаторов – в расчетах принимаются постоянными, эти элементы рассматриваются как линейные. Активные элементы схем замещения электрических сетей и систем – нагрузки и генераторы – представляют в виде линейных или нелинейных источников. В зависимости от способа задания нагрузок и генераторов уравнения установившегося режима линейны или нелинейны. Способы представления нагрузок и генераторов при расчетах режимов (рисунок 1) зависят от вида сети и целей расчета.

Нагрузка задается постоянным по модулю и фазе током (рисунок 1, а):

$$\underline{I}_H = I'_H + jI''_H = \text{const} . \quad (1)$$

Такая форма представления нагрузки принимается при всех расчетах распределительных сетей низкого напряжения $U < 1$ кВ. Как правило, так же задается нагрузка в городских, сельских и промышленных сетях с напряжением $U \leq 35$ кв. В распределительных сетях источниками питания являются шины низкого напряжения районных подстанций. Как правило, предполагается, что напряжение источника питания известно. При задании нагрузки в виде постоянного тока (1) установившийся режим описывается системой линейных алгебраических уравнений. Особенность этих уравнений в том, что, как правило, отсутствуют ЭДС в ветвях, а в нагрузочных узлах заданы источники тока.

Задание тока в виде (1) при расчетах питающих сетей приводит к очень большим погрешностям, что является недопустимым.

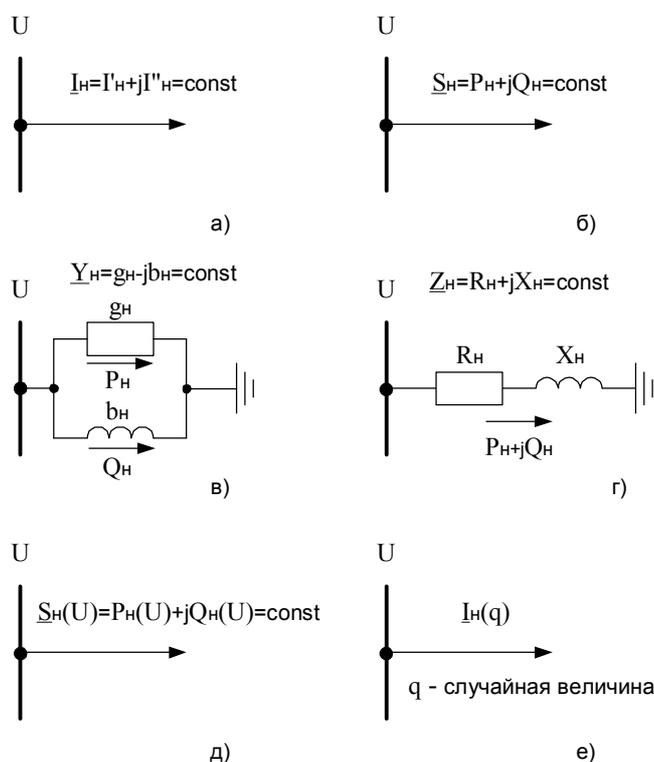


Рисунок 1 – Способы задания нагрузок

Нагрузка задается постоянной по величине мощностью при расчетах режимов питающих иногда распределительных сетей высокого напряжения (рисунок 1, б):

$$\underline{S}_N = P_N + jQ_N = \text{const}, \quad (2)$$

В питающих сетях $\underline{S}_N = \text{const}$ задается при неизвестном напряжении в узле. Это значит, что в узле задан нелинейный источник тока, мощность которого зависит от напряжения узла:

$$\underline{I}_N = \frac{\underline{S}_N^*}{\sqrt{3}\underline{U}^*} = \frac{P_N - jQ_N}{\sqrt{3}\underline{U}^*} = \text{var}, \quad (3)$$

При использовании (2) и (3) уравнения установившегося режима питающей сети нелинейны. Задание постоянной мощности нагрузки соответствует многолетней практике эксплуатации электрических сетей и систем. Одна из причин задания $\underline{S}_N = \text{const}$ в том, что экономические расчеты осуществляются за полученную электроэнергию. Поэтому расчеты текущего (для данного момента времени) режима проводятся в мощностях, а не в токах.

Этот способ задания нагрузки является достаточно точным для электрических систем, полностью обеспеченных устройствами регулирования напряжения. В этих системах на электроприемниках поддерживается постоянное напряжение вследствие широкого использования трансформаторов и автотрансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой, а также путем оснащения нерегулируемых трансформаторов линейными регулировочными трансформаторами. Кроме того, широко используются средства местного регулирования напряжения (управляемые батареи конденсаторов, синхронные двигатели и т.д.). В этих условиях при изменениях режима напряжение на нагрузке практически не меняется и полная мощность нагрузки остается постоянной.

В действительности у потребителей не обеспечивается поддержание постоянного по модулю напряжения. В этом случае задание постоянной мощности нагрузки потребителей приводит к ошибкам при расчетах установившихся режимов питающих сетей в сравнении с учетом $P_N(U)$, $Q_N(U)$. Эта ошибка тем больше, чем больше отличаются напряжения потребителя от номинального.

При расчетах распределительных сетей низкого напряжения в случае задания $S_H = \text{const}$ предполагается также, что напряжения во всех узлах равны номинальному. Это значит, что в узле задан линейный источник тока, не зависящий от напряжения узла:

$$I_H = \frac{S_H^*}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}^*} = \frac{P_H - jQ_H}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}^*} = \text{const}, \quad (4)$$

При выполнении условий (2) и (4) уравнения установившегося режима в распределительных сетях линейны. Расчет потоков мощностей в линиях ведется по мощностям нагрузок, но уравнения остаются линейными. Фактически задание постоянной мощности нагрузки предполагая, что напряжение в узле номинальное, эквивалентно (1).

Нагрузка представляется постоянной проводимостью или постоянным сопротивлением (рисунок 1, в, г):

$$\begin{cases} Y_H = g_H - jb_H \\ Z_H = R_H - jX_H \end{cases}, \quad (5)$$

Такой способ эквивалентен заданию статических характеристик нагрузки в виде квадратичных зависимостей от напряжения:

$$\begin{cases} P_H = g_H \cdot U^2 \\ Q_H = b_H \cdot U^2 \end{cases}, \quad (6)$$

Уравнения установившегося режима при условиях (5) и (6) нелинейны. Задание постоянной проводимостью нагрузки используется при расчете электромеханических переходных процессов.

Статические характеристики по напряжению (рисунок 1, д) более полно отражают свойства нагрузки, чем в случае задания постоянного тока, мощности или проводимости, но их использование приводит к усложнению расчетов. Во многих случаях эти характеристики не известны и возможно применение лишь типовых. Учет статических характеристик по напряжению оказывает влияние на результаты расчета послеаварийных установившихся режимов, когда напряжение сильно отличается от номинального.

Статические характеристики нагрузки по частоте должны учитываться при расчетах послеаварийных установившихся режимов, в которых имеет место дефицит мощности и частота отличается от номинальной. Такие расчеты установившихся режимов учитывают изменение частоты и применяются для анализа действия устройств регулирования частоты и противоаварийной автоматики.

На рисунке 2 приведены статические характеристики по напряжению для различных способов задания нагрузки.

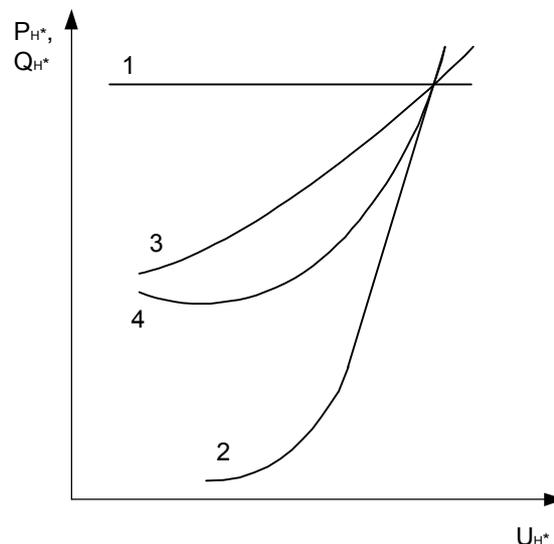


Рис.2. Статические характеристики по напряжению для различных способов задания нагрузки

Прямая 1, параллельная оси напряжений, - $\underline{S}_H = \text{const}$; 2 - $\underline{Y}_H = \text{const}$; кривые 3,4 - типовые статические характеристики. При задании постоянной проводимости нагрузки график Q_H оказывается ближе к типовой статической характеристике, чем к характеристике 2 при $\underline{S}_H = \text{const}$, а P_H - наоборот. При применении регулирования напряжения, обеспечивающего $U_H \approx \text{const}$, полная мощность нагрузки постоянна, что соответствует прямой 1.

Нагрузка представляется случайным током при расчетах электрических систем с большой долей электротяговой нагрузки. Электрифицированный транспорт – это специальный вид нагрузки, у которой во времени (по мере движения электровоза) меняются величина и место подключения. Такая нагрузка представляется в виде $I_n(q)$, где q – случайная величина (рисунок 1, е). Расчеты, учитывающие случайный характер нагрузки, применяются для специального анализа режимов электрических систем и в особенности для систем электроснабжения железных дорог. В этих расчетах может учитываться несимметричный или несинусоидальный характер нагрузки.

Регулирующий эффект нагрузки.

В энергосистеме задача обеспечения равенства генерируемой и потребляемой активных мощностей, показателем которого является частота, возлагается на систему автоматического регулирования частоты и активной мощности (САРЧМ). САРЧМ поддерживает стабильную частоту при непрерывном изменении нагрузки. Необходимость весьма точного поддержания частоты в энергосистеме ($50 \pm 0,2$ Гц) вызвана ее влиянием на производительность механизмов потребителей.

Но не все потребители однозначно реагируют на изменение частоты, при небольших ее отклонениях, поэтому их разделяют по группам с равной зависимостью производительности от частоты. Потребители, у которых зависимость нагрузки от частоты характеризуется дробным показателем степени, распределяют между потребителями с ближайшими целыми показателями.

Нулевая группа.

Потребители, с мощностью не зависящей от частоты, т.е. представляющие собой активную нагрузку: электродвигатели; электропечи; осветительная нагрузка; приемники, питаемые через выпрямительные установки (электрифицированный транспорт). Зависимость потребляемой мощности от частоты для этой группы имеет вид:

$$P_0 = P_{00} \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^0.$$

Первая группа.

Потребители, с мощностью зависящей от частоты в первой степени, - металлообрабатывающие станки, компрессоры и т.п.:

$$P_1 = P_{10} \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^1,$$

т.е. вращающиеся механизмы с постоянным моментом сопротивления.

Вторая группа.

Мощность потребителей зависит от квадрата частоты:

$$P_2 = P_{20} \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^2.$$

В явном виде потребителей с квадратичной зависимостью производительности от частоты нет, но некоторые механизмы обладают близкой к этой характеристикой.

Третья группа.

Потребители, с мощностью зависящей от частоты в третьей степени:

$$P_3 = P_{30} \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^3.$$

К этой группе относятся механизмы с вентиляторным моментом сопротивления (вентиляторы и насосы при небольшой величине статического напора сопротивления).

Четвертая группа.

К ней относятся потребители, мощность которых зависит от частоты в четвертой и более степеней (насосы с большим статическим напором сопротивления):

$$P_4 = P_{40} \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^n, \text{ где } n \geq 4.$$

К этой группе относятся питательные насосы котлов.

Нагрузка энергосистемы определяется суммой нагрузок указанных групп потребителей с учетом их долевого участия α :

$$P_c = \alpha_0 \cdot P_{c0} \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^0 + \alpha_1 \cdot P_{c0} \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^1 + \alpha_2 \cdot P_{c0} \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^2 + \\ + \alpha_3 \cdot P_{c0} \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^3 + \alpha_4 \cdot P_{c0} \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^4,$$

где P_{c0} - нагрузка энергосистемы в заданный момент времени (в частном случае равна номинальной).

Продифференцируем функцию P_c по ω :

$$\frac{\partial P_c}{\partial \omega} = P_{c0} \cdot \left[\alpha_1 \cdot \frac{1}{\omega_0} + 2\alpha_2 \cdot \frac{\omega}{\omega_0^2} + 3\alpha_3 \cdot \frac{\omega}{\omega_0^3} + 4\alpha_4 \cdot \frac{\omega}{\omega_0^4} \right].$$

Учтем, что при номинальных режимах $\omega = \omega_0$, тогда:

$$\frac{P_c}{\omega} = \frac{P_{c0}}{\omega_0} (\alpha_1 + 2\alpha_2 + 3\alpha_3 + 4\alpha_4).$$

Или, используя относительные единицы, и учитывая малые отклонения частоты и мощности, коэффициент саморегулирования нагрузки в системе определится:

$$K_{nc} = \frac{\partial P_c^*}{\partial \omega^*} = \frac{\Delta P_c^*}{\Delta \omega^*} = \alpha_1 + 2\alpha_2 + 3\alpha_3 + 4\alpha_4.$$

Из этой формулы видно, что в регулирующем эффекте нагрузки не участвует составляющая нулевой группы (с нагрузкой не зависящей от частоты).

К примеру, предположим что для Объединенной энергосистемы Востока, состав групп потребителей следующий: нулевой - 30% (за счет значительной доли электрифицированного железнодорожного транспорта); первой - 10%; второй - 5%; третьей - 30%; четвертой - 25%.

Следовательно, расчетный регулирующий эффект нагрузки для ОЭС Востока составит: $K_{nc} = 0,1 + 2 \cdot 0,05 + 3 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,25 = 2,1$. В России для различных энергосистем этот коэффициент находится в пределах от 1 до 3.

В разное время суток для одной и той же энергосистемы регулирующий эффект нагрузки, из-за изменения весовой доли групп потребителей, изменяется. Обычно эти изменения находятся в пределах 10÷15%.

Пример. На сколько снизится потребление в ОЭС Востока при снижении частоты на 1% (0,5 Гц) при $K_{nc} = 2,1$.

Решение. $\Delta P_c^* = \Delta f^* \cdot k_{nc} = 0,01 \cdot 2,1 = 0,021$.

При нагрузке энергосистемы равной 2100 МВт это снижение составит:
 $\Delta P_c = P_{c0} \cdot \Delta P_c^* = 2100 \cdot 0,021 = 44 \text{ МВт}.$

Особенно сильно на снижение частоты реагируют потребители четвертой группы (питательные насосы тепловых электростанций). Если предположить, к примеру, что в энергосистеме существует только одна группа - четвертая, то регулирующий эффект нагрузки будет равен номеру этой группы, т.е. 4.

Известно, что уменьшение производительности механизмов до 3% для этой группы вполне допустимо. Следовательно, предельно допустимое снижение частоты в сети не должно быть более:

$$\Delta \omega^* = \frac{\Delta P_c^*}{K_{nc}} = \frac{0,03}{4} = 0,75 \cdot 10^{-2} \Rightarrow \Delta f = \Delta f^* \cdot f_n = 0,375 \text{ Гц}.$$

На практике, при ведении нормального режима и при анализе аварийных возмущений, диспетчер энергосистемы пользуется коэффициентом крутизны статической характеристики мощности энергосистемы по частоте k_c . Величина k_c , характеризующая реакцию энергосистемы на возникшее возмущение, определяется настройкой статизмов автоматических регуляторов частоты вращения турбин (или статизмов систем автоматического регулирования частоты и мощности) и величиной регулирующего эффекта нагрузки энергосистемы k_{nc} .

Величиной k_c определяется настройка автоматических регуляторов перетока активной мощности с коррекцией по частоте, ряда устройств противоаварийной автоматики, а также выбор уставок очередей автоматической частотной разгрузки. Как правило, в энергосистемах регулярно проводятся натурные испытания с целью уточнения k_c .

Например, в ОЭС Востока испытаниями, проведенными 31.08.99 г., определен коэффициент крутизны энергосистемы, который оказался равен 2,2.

Частотное регулирование

К асинхронным электроприводам, наиболее полно отвечающим современным требованиям промышленного производства, относятся электроприводы, управляемые от статического преобразователя частоты. Они обладают хорошими регулировочными возможностями и способны обеспечить оптимальные статические и динамические выходные характеристики.

У нас в стране и за рубежом ведутся интенсивные работы по дальнейшему совершенствованию асинхронного частотного электропривода. Постоянно обновляется элементарная база преобразователя частоты, появляются новинки в современных решениях, создаются новые типы асинхронных двигателей, предназначенные специально для частотного привода.

При задании нагрузки мощностью, часто используется стандартная статическая характеристика:

$$P = \left[a + b \cdot \frac{U}{U_{ном}} + c \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 + k \cdot \Delta f \right] \cdot P_H, \quad (1)$$

где a, b, c, k – постоянные коэффициенты;

$U, U_{ном}$ – соответственно текущее и номинальное значения напряжения;

Δf – отклонение частоты от номинального значения.

У синхронного двигателя, частота вращения которого прямо пропорциональна частоте сети, электромагнитный момент M и равный ему момент сопротивления приводимого механизма M_c связаны с активной мощностью, потребляемой двигателем, известным соотношением

$$M = M_c = P / (k\omega), \quad (2)$$

где $\omega = 2\pi f$ – угловая частота вращения двигателя;

k – постоянный коэффициент.

С достаточной точностью можно считать, что и частота вращения асинхронного двигателя также пропорциональна частоте сети, поэтому выражение (2) справедливо и в этом случае. У поршневых насосов и компрессоров, шаровых мельниц, дробилок, металлорежущих станков (при неизменной подаче резца), подъемных и транспортных механизмов момент сопротивления практически не зависит от частоты вращения электродвигателей (рис.1), т.е.

$$M_c = \text{const}, \quad (3)$$

Таким образом, активная мощность, потребляемая из сети двигателями с такими приводимыми механизмами, снижается пропорционально частоте:

$$P_H = k \cdot \omega \cdot M_c = k_1 \cdot \omega, \quad (4)$$

Момент сопротивления центробежных вентиляторов и насосов (при незначительном статическом напоре) пропорционален квадрату частоты (рис.1):

$$M_c = k_2 \cdot \omega^2; \quad (5)$$

мощность, потребляемая двигателем, – третьей степени частоты:

$$P_H = k \cdot M_c \cdot \omega^2 = k_3 \cdot \omega^3, \quad (6)$$

а производительность q и напор h этих механизмов – соответственно первой и второй степеням частоты:

$$q = k_4 \cdot \omega; \quad (7)$$

$$h = k_5 \cdot \omega^2, \quad (8)$$

где $k_1 - k_5$ – постоянные коэффициенты.

Зависимость активных потерь в сети от частоты может быть различной (со снижением частоты потери могут, как снижаться, так и возрастать). Значение потерь определяется характеристиками активной и реактивной мощности узлов нагрузки при изменении частоты (и сопутствующем ей изменении напряжения), активными и реактивными сопротивлениями сети, мощностью и загрузкой трансформаторов, условиями поддержания уровней напряжения в узловых точках сети и т. д. В сетях высокого напряжения потери на корону пропорциональны частоте. В конкретных режимах и схемах эта зависимость должна определяться индивидуально.

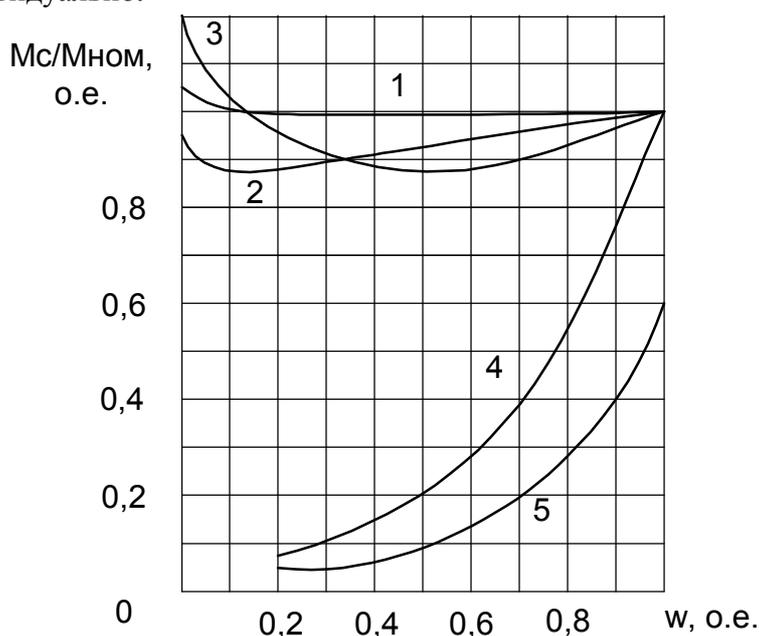


Рисунок 1 – Зависимость момента сопротивления от частоты вращения.

1 – подъемные краны и транспортные механизмы; 2 – поршневые компрессоры, турбокомпрессоры; 3 – дробилки, мельницы; 4 – центробежные насосы и вентиляторы (пуск при открытой задвижке); 5 – центробежные насосы и вентиляторы (пуск при закрытой задвижке).

Зная состав узлов нагрузки и параметры различных электродвигателей, можно непосредственно путем подсчета значения мощности, потребляемой отдельными видами

нагрузки, рассчитать зависимость активной мощности узлов комплексной нагрузки и нагрузки всей энергосистемы от частоты.

В этом случае характеристика активной мощности нагрузки при постоянстве напряжения для узла с двигательной нагрузкой может описываться выражением:

$$P_H = a_0 \cdot P_{НОМ} + a_1 \cdot P_{НОМ} \frac{\omega}{\omega_{НОМ}} + a_2 \cdot P_{НОМ} \frac{\omega^2}{\omega_{НОМ}^2} + a_3 \cdot P_{НОМ} \frac{\omega^3}{\omega_{НОМ}^3}, \quad (9)$$

где a_0, a_1, a_2, a_3 — коэффициенты, определяющие долевое участие нагрузок, соответственно не зависящих от частоты, зависящих от частоты в первой, второй и третьей степени, в суммарной нагрузке $P_{НОМ}$ узла (энергосистемы) при номинальной частоте.

Выражение (9) можно переписать в следующей форме:

$$P_H = \left[d_0 + d_1 \cdot \frac{f}{f_{НОМ}} + d_2 \cdot \left(\frac{f}{f_{НОМ}} \right)^2 + d_3 \cdot \left(\frac{f}{f_{НОМ}} \right)^3 \right] \cdot P_{НОМ}, \quad (10)$$

коэффициенты d_0, d_1, d_2, d_3 — подобны коэффициентам a_0, a_1, a_2, a_3 .

Если пренебречь изменением частоты в энергосистеме (по нормам ГОСТ нормально допустимое и предельно допустимое значения отклонения частоты равны ± 0.2 и ± 0.4 Гц соответственно), то мощность не двигательной нагрузки от частоты зависеть не будет. Тогда полную статическую характеристику комплексного узла можно записать в следующем виде:

$$P_H = \left[a + b \cdot \frac{U}{U_{НОМ}} + \left(c + d_0 + d_1 \cdot \frac{f}{f_{НОМ}} + d_2 \cdot \left(\frac{f}{f_{НОМ}} \right)^2 + d_3 \cdot \left(\frac{f}{f_{НОМ}} \right)^3 \right) \cdot \left(\frac{U}{U_{НОМ}} \right)^2 \right] \times P_{НОМ}, \quad (11)$$

где f_1, f_2, f_3 — частоты вращения двигателей, мощность нагрузки которых зависит соответственно от первой, второй и третьей степени частоты.

Частотно-регулирующие станции могут изменять частоту питающей сети в пределах 0.5 – 1 от номинальной. Погрешность расчета от неучета изменения частоты может составить: для мощности комплексного узла до 25%; для напряжения в комплексном узле нагрузки до 5%; для потерь в сети до 10%; для статической устойчивости системы до 25%.

Планирование режима работы

При планировании режима должны быть обеспечены: сбалансированность графиков потребления и нагрузки электростанций, теплоисточников, энергосистем, ОЭС, ЕЭС России с учетом энергоресурсов, состояния оборудования, пропускной способности электрических и тепловых связей; эффективность принципов оперативного управления режимом и функционирования систем противоаварийной и режимной автоматики; надежность и экономичность производства и передачи электрической и тепловой энергии; выполнение годовых графиков ремонта основного оборудования энергообъектов.

Планирование режима должно производиться на долгосрочные и кратковременные периоды и осуществляться на основе: данных суточных ведомостей и статистических данных энергосистем, ОЭС, ЕЭС России за предыдущие дни и периоды; прогноза нагрузки энергосистем, ОЭС и ЕЭС России на планируемый период; результатов контрольных измерений потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в электрических сетях энергосистем, ОЭС и ЕЭС России, которые должны производиться 2 раза в год в рабочие дни июня и декабря; данных о вводе новых генерирующих мощностей, теплоисточников и сетевых объектов; данных об изменении нагрузок с учетом заявок потребителей; данных о предельно допустимых нагрузках оборудования и линий электропередачи; данных гидравлического расчета тепловых сетей.

Долгосрочное планирование режима ЕЭС России, ОЭС, энергосистемы и энергообъекта должно осуществляться для характерных периодов года (годовой максимум нагрузок, летний минимум нагрузок, период паводка, отопительный период и т.п.).

Долгосрочное планирование должно предусматривать: составление годовых, квартальных, месячных балансов энергии и баланса мощности на часы максимума нагрузок; составление сезонных балансов располагаемой мощности теплоисточников и присоединений тепловой нагрузки; определение и выдачу значений максимума электрической нагрузки и потребления электрической и тепловой энергии, располагаемой мощности электростанций и теплоисточников с учетом заданного коэффициента эффективности использования установленной мощности и наличия энергоресурсов по месяцам года; разработку планов использования гидроресурсов гидроэлектростанций; составление годовых и месячных планов ремонта основного оборудования электростанций, тепловых сетей и котельных, подстанций и линий электропередачи, устройств релейной защиты и автоматики; разработку схем соединений электростанций, электрических и тепловых сетей для нормального и ремонтных режимов; расчеты нормальных, ремонтных и послеаварийных режимов с учетом ввода новых генерирующих мощностей и сетевых объектов энергосистемы и выбора параметров настройки средств противоаварийной и режимной автоматики; расчеты и определение максимально и аварийно допустимых значений перетоков мощности с учетом нормативных запасов устойчивости по линиям электропередачи (сечениям) для нормальных и ремонтных схем сети; расчеты токов короткого замыкания, проверку соответствия схем и режимов электродинамической и термической устойчивости оборудования и отключающей способности выключателей, а также выбор параметров противоаварийной и режимной автоматики; расчеты технико-экономических характеристик электростанций, теплоисточников, электрических и тепловых сетей для оптимального ведения режима; уточнение инструкций для оперативного персонала по ведению режима и использованию средств противоаварийной и режимной автоматики; определение потребности в новых устройствах автоматики.

Краткосрочное планирование режима ЕЭС России, ОЭС, энергосистем, электростанций, котельных, тепловых и электрических сетей должно производиться с упреждением от 1 сут до 1 нед.

Краткосрочное планирование должно предусматривать: прогноз суточной электрической нагрузки ЕЭС России, ОЭС и энергосистемы; прогноз суточной тепловой нагрузки электростанций и котельных, а также расхода теплоносителя в тепловых сетях; оптимальное распределение нагрузки между ОЭС, энергосистемами, электростанциями и отдельными энергоустановками, задание суточных графиков межсистемных перетоков мощности (или сальдо-перетоков мощности) и суточных графиков нагрузки каждой ОЭС, энергосистемы, электростанции; решения по заявкам на вывод в ремонт или включение в работу оборудования с учетом мероприятий по ведению режима, изменению параметров настройки противоаварийной и режимной автоматики.

Суточные графики активной нагрузки и резерва мощности ЕЭС России, ОЭС, энергосистем и электростанций, а также графики межсистемных перетоков мощности должны быть выданы соответствующему диспетчеру после утверждения главным диспетчером ЦДУ ЕЭС России, ОДУ, начальником ЦДС, техническим руководителем энергообъекта.

Графики нагрузки отдельных энергоустановок на электростанции должны быть утверждены техническим руководителем этой электростанции.

Графики нагрузки гидроэлектростанций должны учитывать потребности смежных отраслей народного хозяйства (судоходства, орошения, рыбного хозяйства, водоснабжения и т.п.) в соответствии с действующими межведомственными документами.

График тепловой нагрузки для каждой ТЭЦ и других теплоисточников должен быть составлен диспетчерской службой тепловой сети и утвержден главным диспетчером (начальником диспетчерской службы) тепловой сети.

Центральное диспетчерское управление ЕЭС России должно ежегодно задавать ОДУ, а ОДУ энергосистемам объем и диапазоны уставок устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР) и частотного АПВ (ЧАПВ).

Диспетчерские службы энергосистемы с учетом указаний ОДУ, а изолированно работающих самостоятельно должны определять: объем, уставки и размещение устройств АЧР с учетом местных балансов мощности, а также объем и уставки устройств ЧАПВ; уставки автоматического пуска агрегатов гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) и ГТУ при снижении частоты; автоматического перевода гидроагрегатов, работающих в режиме синхронного компенсатора, в генераторный режим, а также перевода агрегатов ГАЭС из насосного режима в турбинный.

Перечень потребителей, подключенных к устройствам АЧР, должен быть утвержден техническим руководителем АО-энерго.

Объем нагрузок, подключаемых к специальной автоматике отключения нагрузки (САОН) и ее использование по условиям аварийных режимов ЕЭС России, ОЭС, энергосистемы должны определяться ЦДУ ЕЭС России, ОДУ, ЦДС. Решения о вводе САОН в работу должны приниматься ЦДУ ЕЭС России, ОДУ, техническим руководителем АО-энерго.

Значение нагрузки, фактически подключенной к отдельным очередям устройств АЧР и к САОН, должно измеряться два раза в год (в июне и декабре) ежечасно в течение одних рабочих суток.

В каждой энергосистеме на основе заданий ЦДУ ЕЭС России ОДУ должны ежегодно разрабатываться и утверждаться графики ограничения потребителей и отключения нагрузки при недостатке электроэнергии и мощности.

Нормативные, правовые, организационно-распорядительные, методические и информационные документы по вопросам реактивной мощности и напряжения, снижения потерь электроэнергии.

1. «Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям», утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861.
2. «Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг», утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861 (в редакции Постановления Правительства РФ от 31 августа 2006 года № 530).
3. Постановление Правительства РФ от 31 августа 2006 года № 530 «Об утверждении правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики».
4. «Методические указания по проектированию развития энергосистем», утвержденные приказом Минпромэнерго России от 30 июня 2003 года № 281.
5. «Инструкция по проектированию городских электрических сетей». РД 34.20.185-94 (СО 153-34.20.185-94, приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 14.08.2003 №4 22).
6. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. Указания по выбору средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности при проектировании сельскохозяйственных объектов и электрических сетей сельскохозяйственного назначения. (СО 153-34.20.112 (РД 34.20.112), приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 14.08.2003 №4 22).
7. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 № 229, зарегистрированные в Минюсте (регистрационный № 4799 от 20 июня 2003 года).

8. ГОСТ 13109-97 (Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах энергоснабжения общего назначения).
9. ГОСТ 721-77 (Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальное напряжение свыше 1000 вольт).
10. ГОСТ 21128-83 (Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальное напряжение до 1000 вольт).
11. Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 25.10.2005 № 703 «О лицензировании деятельности по продаже электрической энергии и обязательной сертификации электрической энергии в сетях общего назначения» (и дополнение к нему от 31.07.2006 № 527).
12. Информационное письмо ОАО РАО «ЕЭС России» от 7.07.2006 № ВП-170 «О рекомендациях к разработке программ «Реактивная мощность» и «Повышение надежности распределительных электрических сетей».
13. Воротицкий В.Э., Калинкина М.А. Расчет, нормирование и снижение потерь в электрических сетях. – М.: ИПК госслужбы, 2000.
14. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
15. Железко Ю.С. Систематические и случайные погрешности методов расчета нагрузочных потерь электроэнергии // Электрические станции. – 2001. – № 12.
16. Железко Ю.С. Принципы нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях и программы обеспечения расчетов // Электрические станции. – 2001. – № 9.
17. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов. – М.: ЭНАС, 2003.
18. Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. – 2001. – № 10.
19. Железко Ю.С. Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения // Электрические станции. – 2001. – № 8.
20. И.34-7-030-87. Инструкция по расчету и анализу технического расхода электроэнергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергосбережений. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
21. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
22. «Порядок расчета и обоснования нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям», утв. Приказом Минпромэнерго РФ от 04.10.05 № 267.
23. Сборник нормативных и методических документов по измерениям, коммерческому и техническому учету электрической энергии и мощности. – М.: НЦ ЭНАС, 1998.

Тема 2. Устройства регулирования напряжения и реактивной мощности (6 часов).

Характеристика устройств регулирования напряжения и реактивной мощности в зависимости от вида регулирования и способа управления. Типовая система регулирования напряжения в сети. Связь между режимом напряжений, распределением реактивной мощности и экономичностью работы сети. Регулирование напряжения и реактивной мощности с помощью: синхронных генераторов, синхронных компенсаторов и синхронных двигателей; батарей статических конденсаторов, шунтирующих реакторов, статических тиристорных компенсаторов; силовых трансформаторов, автотрансформаторов и линейных регуляторов.

Устройства регулирования напряжения и реактивной мощности

В настоящее время в электроэнергетических системах применяется большое количество устройств, с помощью которых может осуществляться регулирование напряжения и реактивной мощности. К ним относятся синхронные генераторы электростанций, синхронные компенсаторы, батареи статических конденсаторов, вентильные источники реактивной мощности, реакторы, трансформаторы. В данной теме рассматриваются основные технические характеристики и режимы работы таких устройств с точки зрения регулирования напряжения и реактивной мощности в электрических системах.

Синхронные генераторы

Синхронные генераторы — основные источники реактивной мощности в электроэнергетических системах и одно из основных средств регулирования напряжения. Возможности синхронного генератора как источника реактивной мощности в системе определяются условиями допустимого нагрева обмоток статора и ротора и нагрева стали статора. В нормальных установившихся режимах запрещается длительная эксплуатация синхронного генератора при токах возбуждения и токах статора, больших чем номинальные.

В аварийных режимах допускается перегрузка генераторов. Данные о перегрузке генераторов по току ротора приведены ниже:

Продолжительность перегрузки, мин.....	60	10	6	4	1	0,3
Краткость перегрузки.....	1,05	1,1	1,15	1,2	1,5	2,0

Данные о перегрузке генераторов по току статора даны в табл. 1.1.

Работа турбогенераторов в режиме перевозбуждения допускается при токе ротора меньше номинального. Полная мощность турбогенератора зависит от $\cos\phi$ и ориентировочно может быть определена по рис. 1.1. Полная мощность гидрогенераторов, как правило, от $\cos\phi$ не зависит: гидрогенераторы почти всегда приспособлены для работы в режиме синхронного компенсатора.

Таблица 1.1. Допустимые перегрузки генераторов по току статора

Продолжительность перегрузки, мин	Кратность перегрузки по отношению к допустимому длительному току для генераторов		
	с косвенным охлаждением	с непосредственным охлаждением	
		водой	водородом
60	1,1	1,1	—
15	1,15	1,15	—
10	—	—	1,1
6	1,2	1,2	1,15
5	1,25	1,25	—
4	1,3	1,3	1,2
3	1,4	1,35	1,25
2	1,5	1,4	1,3
1	2,0	1,5	1,5

Рисунок 1.1 отражает ограничения турбогенератора по выдаче им реактивной мощности.

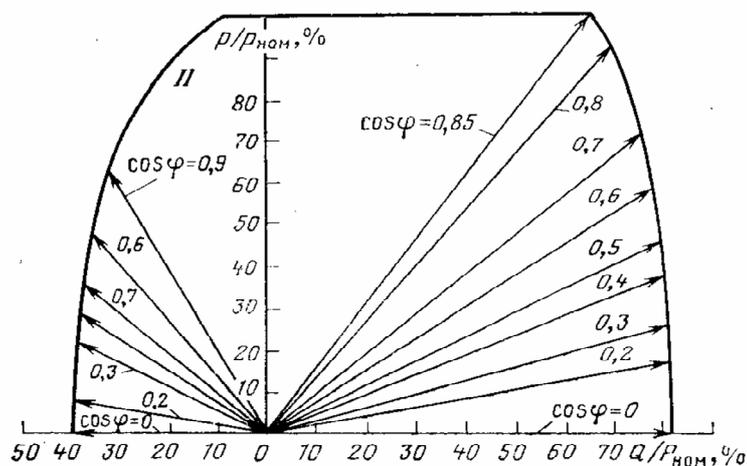


Рис. 1.1. Ориентировочная зависимость полной мощности турбогенератора от его $\cos \varphi$

Турбогенераторы проектируются преимущественно на выдачу реактивной мощности, потребление реактивной мощности — вынужденный режим, он опасен тем, что в недовозбужденной машине происходит перераспределение магнитных потоков по сравнению с режимом перевозбуждения, и при этом магнитный поток в торцевой зоне статора увеличивается, что ведет к повышенному нагреву крайних пакетов яра статора. Расчет границы допустимых значений недовозбуждения очень сложен, и поэтому эта граница всегда определяется экспериментально во время тепловых испытаний агрегата. Возможности генераторов по выработке реактивной мощности приводятся в табл. 1.2.

Таблица 1.2. Выработка реактивной мощности синхронными генераторами при работе с номинальной нагрузкой

Турбогенераторы					
Тип генератора	ТЭС-30	ТЭФ-60-2	ТЭФ-100-2	ТВВ-160-2	ТВМ-300
P , МВт	30	60	100	160	300
Q , Мвар	22,5	45,0	62,0	102	186
Гидрогенераторы					
Тип генератора	ВГС-1260/200-60	ВГС-930/233-30	ВГСВФ-940/235-30	СВ-1500/170-96	СВФ-990/230-35
P , МВт	100	150	250	300	300
Q , Мвар	62,5	93,0	157	188	188

Регулирование реактивной мощности генератора и поддержание напряжения на его зажимах осуществляются автоматическим регулятором возбуждения (АРВ) со специальной настройкой. Настройка АРВ должна быть такой, чтобы напряжение на зажимах генератора (а иногда и на шинах высшего напряжения блока генератор — трансформатор) не зависело от его коэффициента мощности, а зависело только от реактивной мощности. При такой настройке напряжение генератора не зависит от активной мощности и при изменении активной нагрузки реактивная мощность генератора не изменяется, т. е. регулирование реактивной мощности производится независимо от регулирования активной мощности.

Поскольку основным элементом системы возбуждения является возбудитель, питающий постоянным током обмотку возбуждения синхронного генератора, системы возбуждения классифицируются по виду применяемого возбудителя. В настоящее время чаще всего применяются электромашинная, полупроводниковая высокочастотная, ионная, тиристорная и бесщеточная системы возбуждения.

Все современные генераторы снабжаются устройствами А.РВ. Устройства характеризуются параметром (параметрами) режима, на который они реагируют. Регуляторы, осуществляющие регулирование в зависимости от отклонения параметров режима, называются регуляторами пропорционального типа. Регуляторы, реагирующие на изменение параметров и их первую и вторую производные (скорость и ускорение), называются регуляторами сильного действия.

Регулирование возбуждения по отклонению модуля тока статора называется токовым компаундированием. Его действие заключается в увеличении (уменьшении) тока в обмотке возбуждения при увеличении (уменьшении) тока нагрузки. Достоинствами компаундирования напряжения являются быстрое действие при глубоких понижениях напряжения и высокая степень устойчивости ввиду малой постоянной времени регулятора. Основным недостатком устройства компаундирования является то, что оно не реагирует на изменение напряжения и коэффициента мощности генератора и не может поддерживать постоянное напряжение на шинах генератора, если его ток изменяется.

В зависимости от $\cos\varphi$ напряжение на генераторе будет изменяться (рис. 1.2) и будет существенно отклоняться от нормального уровня.

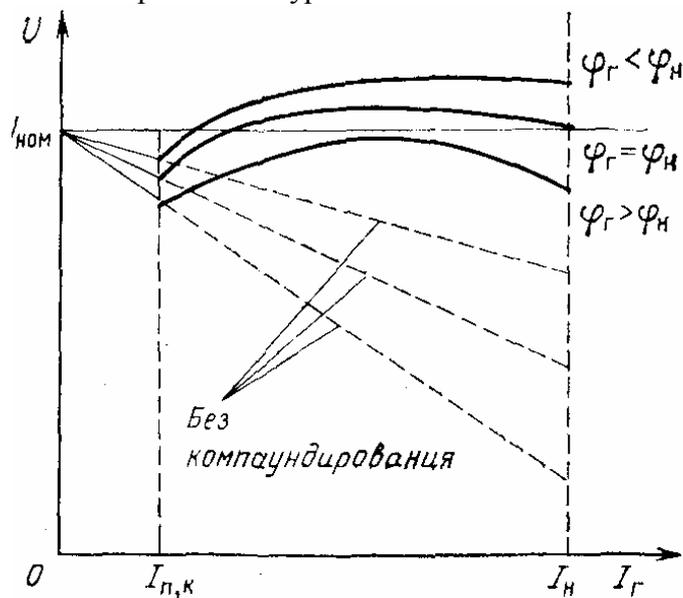


Рис. 1.2. Изменение напряжения генератора с устройством компаундирования при разных $\cos\varphi$

Таким образом, наиболее распространенный тип АРВ пропорционального действия (АРВ ПД) турбо- (и часто гидро-) генераторов представляет собой устройство компаундирования с корректором напряжения. При этом возможно осуществление двух различных видов АРВ: с компаундированием полным током генератора и с фазовым компаундированием. При последнем повышается точность действия АРВ, так как регулирование осуществляется не только по току и напряжению статора, но и по углу сдвига фаз между током и напряжением.

Интенсивность воздействия на систему возбуждения АРВ сильного действия (АРВ СД) значительно превышает относительное изменение регулируемого параметра (в отличие от рассмотренных регуляторов пропорционального действия). Отличительной особенностью АРВ СД является то, что он реагирует на изменение нескольких параметров режима и их производных; имеет большие коэффициенты усиления и высокое быстродействие;

применяется на генераторах с быстродействующими системами возбуждения — тиристорной и ионной. Для регулирования возбуждения используются следующие параметры: значение и скорость отклонения напряжения и частоты, скорость изменения тока ротора генератора, скорость и ускорение изменения тока статора генератора или тока в линии электропередачи. Учет первой и второй производных изменения параметров режима позволяет прогнозировать тенденцию протекания процесса и оказывать сильное воздействие на системы возбуждения в начале изменения режима.

Регулирование напряжения может осуществляться по статической или астатической характеристике. При включении АРВ только на напряжение генератора он может иметь астатическую характеристику, однако в этом случае при параллельной работе двух или нескольких генераторов возникает неопределенность в распределении между ними реактивной мощности. Статические характеристики имеют АРВ, включенные на напряжение и ток генератора.

Для регулирования реактивной мощности электростанций используется групповое регулирование. Оно позволяет централизованно регулировать возбуждение генераторов станции как единого агрегата и упрощает участие станции в системном регулировании. Основными элементами системы группового управления возбуждением являются центральное задающее устройство и устройство автоматического распределения реактивной нагрузки. Управление может осуществляться в двух вариантах: 1) центральный стационарный регулятор непосредственно управляет возбуждением генераторов; 2) центральное устройство изменяет уставки индивидуальных АРВ. Распределение реактивных нагрузок между генераторами осуществляется по условию уравнивания параметра, характеризующего реактивную нагрузку генератора.

В качестве параметра распределения используют реактивный ток (мощность), а также ток или напряжение ротора в том случае, если генераторы неравномерно загружены активной мощностью.

Подводя итог сказанному о синхронных генераторах и их системах регулирования, можно отметить, что с точки зрения управления режимом электроэнергетической системы по напряжению и реактивной мощности синхронные генераторы можно характеризовать режимными переменными Q_G , U_G , а также неравенствами, отражающими технические и режимные ограничения:

$$\begin{aligned} Q_G &\leq Q_G \leq \bar{Q}_G, \\ U_G &= \text{const.} \end{aligned}$$

Изменение Q_G в результате управляющих воздействий диспетчерского персонала, передаваемых на электростанции, происходит при изменении уставок устройств группового регулирования возбуждения (индивидуальных АРВ).

Как уже говорилось, синхронные генераторы являются основными источниками реактивной мощности. Развитие систем возбуждения и регуляторов возбуждения позволит увеличить возможности синхронных генераторов по регулированию напряжения — реактивной мощности, вместе с тем развитие АСДУ позволит осуществлять централизованное управление выработкой реактивной мощности и поддержанием напряжения в узлах системы, отвечающее минимуму потерь энергии и активной мощности в энергосистеме. Система АСДУ на электростанции сможет контролировать и поддерживать напряжение на шинах электростанции по заданному графику путем воздействия на системы регулирования генераторов. В то же время дальнейшее развитие электроэнергетических систем, и в том числе АСДУ, экономическая целесообразность работы синхронных генераторов с высоким коэффициентом мощности ведут к увеличению доли дополнительных источников реактивной мощности (ИРМ) в общем ее балансе. В настоящее время в крупных энергосистемах промышленно развитых стран большая часть реактивной мощности генерируется дополнительными ИРМ. Ниже будут рассмотрены некоторые из используемых ИРМ и другие средства регулирования напряжения.

Синхронные компенсаторы

Процесс развития энергетических систем сопровождается техническим совершенствованием источников реактивной мощности, в том числе синхронных компенсаторов (СК) и их систем регулирования. В настоящее время в эксплуатации находятся СК с единичной мощностью до 160 Мвар. Технически возможно изготовлять СК в вертикальном исполнении мощностью до 600 Мвар.

Синхронный компенсатор—это синхронный двигатель, работающий в режиме холостого хода (без активной нагрузки). Таким образом, СК генерирует в систему реактивный ток (емкостный или индуктивный) и является генератором или потребителем реактивной мощности. Управление генерацией (потреблением) реактивной мощности производится изменением возбуждения СК. Векторные диаграммы основных режимов СК приведены на рис.

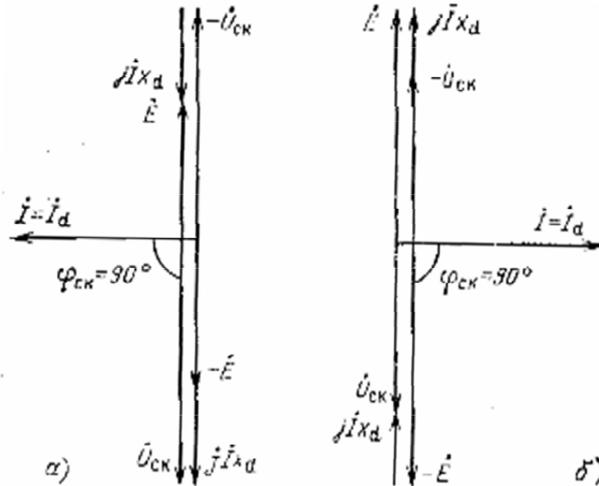
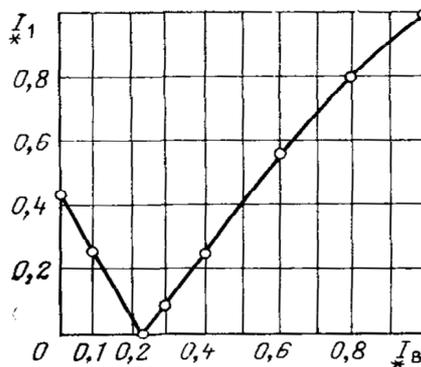


Рис. Векторные диаграммы недовозбужденного (а) и перевозбужденного (б) СК

Включенный без возбуждения в систему СК потребляет из нее индуктивный ток, вектор которого отстает от напряжения сети на 90° . Потребляемая в этом режиме реактивная мощность определяется в относительных единицах как

$$Q_* = U_{СК}^2 / x_d$$

При включении возбуждения и постепенном увеличении тока возбуждения СК, пройдя режим холостого хода, переходит в режим перевозбуждения (емкостный режим). В емкостном режиме ток статора и его мощность зависят от тока возбуждения, при этом максимальная мощность ограничивается нагревом обмоток машины. Эта зависимость (U-образная характеристика СК) представлена на рис. для СК мощностью 50 МВ·А.



U-образная характеристика синхронного компенсатора:
 I_1 — ток статора; $I_в$ — ток ротора

Как видно из рис., в индуктивном режиме мощность СК существенно ниже его мощности в емкостном режим. Она определяется синхронным сопротивлением компенсатора и не превышает, как правило, 50% номинальной мощности при емкостной нагрузке. Увеличение мощности СК в индуктивном режиме может быть достигнуто уменьшением значения сопротивления X_{*d} , однако такой способ ведет к увеличению габаритов машины и является неэкономичным. Другим способом повышения мощности СК является применение отрицательного тока возбуждения, позволяющее повернуть продольную ось ротора на угол до 90° . В этом случае максимальная отрицательная ЭДС и реактивная мощность равны:

$$E_{q1} = (x_d - x_q) / x_q,$$

$$\bar{Q} = U_{СК}^2 / x_q.$$

Так как значение X_{*q} существенно меньше X_{*d} , то это позволяет повысить предельную мощность в индуктивном режиме.

Как правило, установка СК производится на крупных районных подстанциях. Мощность устанавливаемого СК может быть приближенно определена, если известен требуемый уровень напряжения на приемных шинах подстанции. В этом случае

$$Q_{СК} = - \frac{Q(U_2' - U_2)}{U_2} + \frac{(U_2' - U_2)U_2'}{x_\Sigma},$$

где $Q_{СК}$ —требуемая мощность СК; Q —потребляемая с шин подстанции реактивная мощность; U_2' —требуемый уровень напряжения; U_2 —напряжение при отсутствии синхронного компенсатора.

Аналогично может быть выбрана устанавливаемая мощность других компенсирующих устройств. Практически мощность СК выбирается не только по желаемому уровню, при выборе учитываются загрузка линии электропередачи и подстанции реактивной мощностью, возможные аварийные режимы энергосистемы. Опыт эксплуатации СК показывает, что их установка повышает напряжение сетей. Одновременно уменьшаются потери мощности и энергии в сетях, и повышается статическая и динамическая устойчивость энергосистем.

На крупных подстанциях сверхвысокого напряжения суммарная установленная мощность СК достигает 600 МВ-А, поэтому на них используются компенсаторы большой единичной мощности. В РФ широко используются СК мощностью 50 и 100 МВ-А. Шкала мощностей СК согласуется с мощностями трансформаторов, наиболее часто устанавливаемых на районных подстанциях.

Как было сказано выше, управление генерацией и потреблением мощности СК осуществляется с помощью системы возбуждения. В связи с этим к ним предъявляются требования по способности поддерживать с заданной точностью напряжение на подстанции и обеспечивать по крайней мере двукратную форсировку возбуждения в аварийных режимах при требуемом быстродействии. В качестве АРВ СК наиболее часто применяются устройства компаундирования с электромагнитным корректором напряжения, рассмотренные. На мощных СК устанавливаются АРВ СД.

На мощных СК применяются тиристорная и бесщеточная системы возбуждения.

Наиболее длительным рабочим режимом СК является режим перевозбуждения при номинальной мощности. Повышение нагрузки выше номинальной ведет к возрастанию потерь в меди. На практике СК могут работать с номинальной мощностью при отклонении напряжения сети на величину, несколько большую $\pm 5\%$. В послеаварийных режимах разрешаются кратковременные перегрузки СК. Допустимые кратности перегрузки приведены ниже:

Продолжительность перегрузки, мин.....	60	15	6	4	3	2	1
Допустимая кратность перегрузки, отн. ед.....	1,1	1,15	1,2	1,3	1,4	1,5	2

Длительная работа СК в режиме потребления, вызванная необходимостью регулирования напряжения в режимах малых нагрузок, производится либо при полностью выключенном возбуждении (в этом случае обмотка возбуждения замыкается на резистор), либо при отрицательном токе возбуждения. В обоих режимах необходим контроль за температурным состоянием обмоток статора и ротора. При всех длительных отклонениях режима от номинального температуры нагрева отдельных частей СК не должны превышать максимально допустимые.

Значительного улучшения регулирующего эффекта, характеризующего степень изменения мощности при изменении напряжения сети, можно добиться с помощью использования на компенсаторах систем АРВ СД. В РФ было предложено компенсировать часть индуктивного сопротивления СК путем включения серийных батарей конденсаторов в цепь статора СК.

Оценивая возможности СК как источников реактивной мощности, следует отметить возможности плавного управления реактивной мощностью, наличие положительного регулирующего эффекта по напряжению, заключающегося в увеличении генерации реактивной мощности синхронным компенсатором при снижении напряжения и уменьшении генерации при его повышении, возможность работы СК в режиме потребления реактивной мощности. Вместе с тем следует отметить, что установка СК требует больших затрат, чем установка батарей конденсаторов, расходы на эксплуатацию СК выше, потери энергии в нем больше. Все это вместе взятое определяет целесообразность установки СК лишь на крупных подстанциях напряжением выше 220 кВ.

Дальнейшее увеличение мощности СК, совершенствование систем возбуждения, по-видимому, увеличат их роль в энергосистеме. Развитие АСДУ как подстанционного, так и общесистемного и районного уровней позволит осуществлять централизованное управление СК на всех подстанциях в сочетании с местным управлением. Это позволит поддерживать на узловых подстанциях (так же как и на электростанциях) уровни напряжения, отвечающие минимуму потерь энергии и активной мощности.

С точки зрения режима энергосистемы синхронные компенсаторы, так же как и генераторы электростанций, можно характеризовать режимными переменными $Q_{СК}$, $U_{СК}$, а также неравенствами, отражающими технические и режимные ограничения:

$$\begin{aligned} Q_{СК} &\leq Q_{СК} \leq \bar{Q}_{СК}; \\ \underline{U}_{СК} &\leq U_{СК} \leq \bar{U}_{СК} \end{aligned}$$

Изменение $Q_{СК}$ производится изменением уставки АРВ, управляющее воздействие на это изменение вырабатывается в диспетчерском пункте и передается на подстанцию. Пределы $Q_{СК}$ и $U_{СК}$ определяются на основе изложенных выше соображений в зависимости от конкретного типа СК.

При сопоставлении только технических характеристик СК и батарей конденсаторов первые оказываются значительно лучше вторых. Однако при сопоставлении (на сегодняшний день) технико-экономических показателей оказывается, что в целом ряде случаев целесообразно использовать батареи статических конденсаторов (БСК).

Конденсаторные батареи

В последние годы в различных странах большое внимание уделяется совершенствованию статических конденсаторов. Использование новых материалов, совершенствование технологии изготовления этих источников реактивной мощности привело к уменьшению удельных объемов, увеличению срока службы, снижению потерь мощности в конденсаторах, что позволяет существенно снизить стоимость БСК.

Высокие технико-экономические показатели БСК привели к возрастанию доли этих устройств в балансе реактивной мощности энергосистем. Однако широкое внедрение БСК привело и к ряду новых проблем. Так, в режиме малых нагрузок возникают избыток реактивной мощности, повышение напряжения у электроприемников, наблюдаются случаи снижения устойчивости узлов нагрузки. Для преодоления возникших трудностей в настоящее время значительная часть БСК снабжается устройствами автоматического

регулируемыми, позволяющими изменять число включенных под напряжение конденсаторов и тем самым изменять генерируемую реактивную мощность.

Отечественная промышленность выпускает конденсаторы с бумажной изоляцией, пропитанной маслом или хлордифенилом. Производятся (или осваиваются) конденсаторы с пропиткой материалами, имеющими повышенную диэлектрическую проницаемость ($\epsilon=5,8$).

За рубежом начинают применять конденсаторы с комбинированным диэлектриком из бумаги и синтетической пленки.

Применение новых пропиточных материалов обеспечивает работу конденсатора при более высокой напряженности электрического поля.

В РФ силовые конденсаторы выпускаются на напряжение 0,22—10 кВ в однофазном при напряжении до 1000 В и трехфазном исполнении. Мощность, Мвар, трехфазной конденсаторной установки, соединенной треугольником, равна

$$Q = 3\omega C_{\Phi} U^2 \cdot 10^{-3},$$

где C_{Φ} —суммарная емкость конденсаторов одной фазы, мкФ; U — линейное напряжение, кВ.

При соединении БСК звездой

$$Q = \omega C_{\Phi} U^2 \cdot 10^{-3}.$$

Осваивается производство БСК на более высокое напряжение. В частности, разработана БСК 110 кВ, укомплектованная конденсаторами КСК на расчетное напряжение 121 кВ при установленной мощности 40,8 Мвар. Общее число конденсаторов—648, коэффициент использования установленной мощности—0,853. Компоновка батареи осуществляется блоками из 12 конденсаторов (4 последовательно соединенные группы по 3 параллельно включенных конденсатора в группе). Применение блока, разработанного на базе конденсаторов нового типа, по сравнению с типовой компоновкой батарей 110 кВ позволяет уменьшить количество конденсаторов (с 2784 до 648), уменьшить площадь, занимаемую батареей, обеспечить экономию металла (в 3,75 раза) и железобетона (в 2,5 раза).

Как уже отмечалось выше, общая мощность БСК, установленных в сети, должна превышать минимальное значение потребляемой реактивной мощности. В связи с этим часть конденсаторов необходимо отключать в зависимости от режима в соответствии с изменением нагрузок потребителей.

Наиболее важной проблемой при разработке законов управления местными источниками реактивной мощности является выбор признаков, по которым можно осуществлять наилучшее управление режимом.

Включение или отключение секций конденсаторной батареи емкостью C , Ф, приводит к изменению напряжения в точке ее присоединения на величину, %,

$$\Delta U_{\text{БСК}} = \frac{\omega C U x_c}{U_{\text{НОМ}}} 100,$$

где x_c - индуктивное сопротивление внешней сети по отношению к месту присоединения БСК, Ом; U —напряжение в точке присоединения БСК, кВ; $U_{\text{НОМ}}$ —номинальное напряжение, кВ.

Если необходимо изменить напряжение на $\Delta U_{\text{БСК}}$, % переключают секции емкостью C , Ф,

$$C = \frac{\Delta U_{\text{БСК}} U_{\text{НОМ}}}{\omega U x_c} 10^{-2}.$$

При регулировании напряжения с помощью БСК повышение напряжения за счет включения секций БСК сопровождается увеличением потребления активной и реактивной мощности энергоприемниками. Это приводит к некоторому дополнительному увеличению падения напряжения в электрической сети, в результате чего регулирующий эффект БСК оказывается ниже.

Диапазон регулирования напряжения зависит от значения индуктивного сопротивления внешней сети и будет неизменным при постоянстве этого сопротивления. Однако при автоматизации управления режимом БСК приходится учитывать возможность изменения этого сопротивления, например, при изменении числа параллельно работающих трансформаторов.

Конденсаторы практически никогда не работают в строго номинальных условиях ввиду того, что напряжение изменяется во времени в зависимости от изменения нагрузок, кроме того, формы кривых напряжений и токов могут отличаться от синусоидальных. В этом случае реактивная мощность, генерируемая конденсатором,

$$Q = \sum_{l=1}^k (U_l')^2 \omega C,$$

где l – порядковый номер гармоники; U_l' – действующее значение этой гармоники.

Конденсаторы рассчитаны на перегрузки, в частности должны допускать длительную работу при действующем значении тока до $1,3 U_{ном}$ за счет повышения напряжения при возникновении высших гармоник и должны длительно работать при повышениях напряжения первой гармоники.

Напряжение в месте установки БСК является контролируемым параметром, так как оно определяет режим самих электроприемников, поэтому напряжение должно использоваться в качестве одной из составляющих параметров управления БСК. При контроле перегрузки конденсаторов необходимо концентрировать внимание на контроле долевого содержания высших гармоник.

В ряде случаев БСК в сочетании с управляемыми реакторами применяются в качестве источников реактивной мощности в крупных узлах электрических систем вместо СК. Такие батареи состоят из большого числа конденсаторов, включенных по параллельно-последовательной схеме.

В проблеме автоматизации локального регулирования режимов БСК основным является вопрос о выборе параметров, по изменению которых следует осуществлять их регулирование. При этом необходимо учитывать условия экономичности режима электрической сети, хотя, конечно, локальное регулирование не может обеспечить экономического оптимума для сети в целом. Из анализа условий экономичности работы БСК следует, что обеспечение минимума издержек на электроснабжение зависит от текущего значения напряжения в распределительной сети и реактивного тока питающей сети. В зависимости от этих параметров и устанавливается требуемый ток БСК. Увеличение тока БСК сопровождается ростом напряжения в распределительной сети.

Могут быть случаи, когда конденсаторы присоединены к сети в точке, находящейся на некотором расстоянии от электроприемников. В этом случае отклонение напряжения у электроприемников характеризуется величиной, не совпадающей с отклонением напряжения в месте присоединения БСК к сети. Если БСК присоединена в начале радиальной распределительной линии, то поддержание в различных режимах неизменного напряжения на некотором расстоянии от места установки БСК может быть осуществлено вводом в закон регулирования падения напряжения, пропорционального току линии.

Таким, образом, для локального регулирования БСК целесообразно использовать комбинированный параметр, состоящий из напряжения и величин, пропорциональных реактивной составляющей тока питающей сети I_c . При этом необходимо обеспечить определенную чувствительность измерительного органа регулятора к изменению параметров режима. Чем дальше от шин вторичного напряжения трансформаторов расположена БСК, тем большие трудности возникают при получении полной информации о параметрах режима сети. Необходимость прибегать к использованию реактивной составляющей тока питающей сети в качестве основного или дополнительного параметра регулирования нередко отпадает из-за возможности его замены другими параметрами, имеющими с ним вероятностную взаимосвязь. В частности, между напряжением U_y и реактивной составляющей тока I_y

нагрузочного узла существует вероятностная взаимосвязь, выражающаяся уравнением регрессии типа

$$U_y = U_0 - b_1 I_y.$$

Аналогичная связь существует между реактивной составляющей тока нагрузочного узла и напряжением сети. Подобная взаимосвязь существует при условии, что максимальному потреблению реактивного тока соответствует минимальное значение напряжения и наоборот. Таким образом, основным способом локального регулирования БСК следует считать регулирование по напряжению и реактивной составляющей тока. Регулирование только по напряжению используется в том случае, если БСК расположены достаточно далеко от распределительных трансформаторов. Однако регулирование многосекционных БСК только по напряжению применяется редко, так как необходимо обеспечить соотношение между мощностью установки и диапазоном изменения напряжения сети в режимах максимальных и минимальных нагрузок узла:

$$\sqrt{3} I_{\text{БСК}} x_c = U'' - U',$$

где U' , U'' - значения напряжения в режимах максимальных и минимальных нагрузок; x_c — сопротивление сети. В этом случае в закон регулирования наряду с напряжением в месте установки БСК вводится некоторое падение напряжения, пропорциональное току самой БСК.

Локальное регулирование режима БСК должно проводиться в согласовании с управлением РПН трансформаторов в соответствии с централизованным управлением напряжением, что особенно важно в условиях развития АСДУ энергосистем. В частности, необходимо согласовывать зоны нечувствительности регуляторов БСК и ступени регулирования трансформаторов с РПН, так как переключение одной отпайки трансформатора может привести к изменению режима всех БСК, если зона нечувствительности регулятора БСК меньше или равна ступени РПН.

В целом, оценивая регулировочные возможности БСК, следует отметить, что они характеризуются: 1) ступенчатым регулированием реактивной мощности; 2) отрицательным регулировочным эффектом по напряжению; 3) отсутствием возможности потребления реактивной мощности и 4) отсутствием возможности увеличения выдаваемой реактивной мощности в послеаварийных режимах без дополнительного увеличения установленной мощности; 5) в режимах минимальных нагрузок может потребоваться отключение БСК.

Рост единичных мощностей БСК, устанавливаемых на подстанциях 110 кВ, позволяет рассматривать такие БСК как системные (а не только локальные) средства регулирования напряжения и реактивной мощности, которые необходимо вводить в систему централизованного координированного управления, осуществляемую диспетчерскими пунктами энергосистем.

В этом случае вырабатываются сигналы управления, воздействующие на уставки локальных систем регулирования БСК. С системной точки зрения регулируемым параметром БСК является вырабатываемая реактивная мощность. Режим работы БСК определяется следующими неравенствами:

$$\underline{Q}_{\text{БСК}} \leq Q_{\text{БСК}} \leq \bar{Q}_{\text{БСК}},$$

$$\underline{U} \leq U \leq \bar{U}.$$

Максимальная и минимальная располагаемые мощности определяются конкретным исполнением БСК и условиями ее работы в распределительной сети в соответствии с рассмотренными в данном параграфе рекомендациями. В отличие от генераторов и синхронных компенсаторов регулируемый параметр БСК $Q_{\text{БСК}}$ является дискретным. Число дискретных ступеней определяется конструкцией батареи.

Реакторы

Для компенсации реактивной мощности в электрических системах в числе других средств применяются шунтирующие реакторы. Реактором называют статическое электромагнитное устройство, предназначенное для использования его индуктивности в электрической цепи. Для компенсации емкостных токов на землю выпускаются заземляющие реакторы, а для ограничения токов КЗ—токоограничивающие реакторы.

Шунтирующие реакторы выпускаются в настоящее время на напряжения 35—750 кВ. Шунтирующие реакторы можно рассматривать как регулирующие напряжение и реактивную мощность устройства лишь с определенной долей условности. Действительно, с точки зрения регулирования шунтирующий реактор такого типа характеризуется лишь двумя дискретными состояниями: «включено»—при этом устройство потребляет номинальную или близкую к ней реактивную мощность Q_R ; «отключено»—при этом $Q_R=0$.

Во включенном состоянии реактивная мощность, потребляемая реактором, зависит (в зоне линейности его характеристик) от квадрата напряжения:

$$Q_R = U^2 Y_R,$$

где Y_R —индуктивная проводимость реактора.

При допустимых отклонениях напряжения на шинах высшего напряжения подстанций (куда включаются шунтирующие реакторы) изменения потребляемой реактивной мощности составляют $(0,8 \div 1,1) Q_{R, \text{ном}}$.

Очевидно, что для регулирования степени компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения целесообразно использовать управляемые реакторы. Управление реактором понимается как целенаправленное изменение его параметров с помощью подмагничивания, таким способом можно управлять только реактором, имеющим магнитопровод из ферромагнитного материала.

Возможно несколько видов подмагничивания. Продольное подмагничивание получается при одинаковой ориентации магнитных потоков основной обмотки и обмотки управления относительно магнитопровода. Типичный пример продольного подмагничивания—обычный магнитный усилитель. Поперечное подмагничивание получается при сдвиге осей обмоток на угол $\pi/2$, так чтобы в каждой точке ферромагнетика были два ортогональных поля: основной (рабочей) обмотки и обмотки управления (дополнительной). Перпендикулярность осей двух обмоток исключает взаимную индуктивность. Однако между основной цепью и цепью управления существует параметрическая связь через изменение состояния ферромагнитного материала под действием двух полей. Наличие этой связи создает предпосылки для реализации ряда практически важных режимов: усиления слабых сигналов, амплитудной и фазной модуляции рабочих токов, параметрического генерирования колебаний и т. д. В данном случае имеет смысл рассматривать управляемый реактор как регулируемую индуктивность в цепи переменного тока.

Управляемые реакторы необходимы в энергосистемах для повышения пропускной способности электропередач переменного тока, регулирования напряжения и поддержания требуемого баланса реактивной мощности, ограничения колебаний напряжения. Характерной особенностью таких реакторов являются высокое рабочее напряжение и большая мощность, измеряемая десятками и сотнями тысяч киловольт-ампер. Регулирование индуктивности в зависимости от конкретных условий требуется до 10—12-кратного.

Реакторы с различными видами подмагничивания (продольным, поперечным и кольцевым) характеризуются примерно одинаковой скоростью регулирования, однако потери в стали при кольцевом и продольном подмагничивании резко возрастают при возрастании магнитного потока управления и уступают в этом отношении поперечному подмагничиванию. Реакторы с кольцевым подмагничиванием не генерируют высших гармоник. Мощности обмоток управления при поперечном и продольном регулировании приблизительно равны, но эффективность поперечного подмагничивания меньше, чем продольного и кольцевого.

При определении регулировочного диапазона реактора исходными данными являются номинальное напряжение, ток в основной обмотке при наибольшем подмагничивании I (или при его отсутствии I_0) и глубина регулирования k_p . Вместо токов может быть задана максимальная (при отсутствии подмагничивания) или минимальная (при наибольшем подмагничивании) индуктивность реактора.

В реакторах, управляемых подмагничиванием, существенное влияние на стоимость устройства наряду с мощностью оказывает глубина регулирования. Целесообразность применения реакторов с подмагничиванием как системных средств регулирования напряжения и реактивной мощности видна из следующего примера.

В настоящее время развитие питающих сетей ЕЭС РФ идет в основном за счет ввода линий 330—500—750—1150 кВ. Последние генерируют значительную реактивную мощность, особенно в первоначальный период эксплуатации. Например, линия 500 кВ длиной 500 км, загруженная на 1/3 натуральной мощности (примерно 300 МВт), генерирует примерно 450 Мвар. При наличии по концам линии неуправляемых реакторов мощностью по 150 Мвар каждый избыток реактивной мощности равен примерно 150 Мвар.

Подключение одного или нескольких управляемых реакторов к такой линии на стороне 220 кВ (через автотрансформаторы 500/220 кВ) разгрузит сеть 220—110 кВ от вредных реактивных перетоков, а возможность плавного изменения реактивного потребления создаст условия для поддержания оптимального режима напряжения в сети при изменении нагрузки электропередачи. Непосредственное (без трансформатора) присоединение реактора к высшему напряжению повышает его конкурентоспособность по сравнению с другими возможными средствами регулирования. Реактор с подмагничиванием может оказаться полезным и для регулирования напряжения на приемном конце относительно длинных радиальных линий 110 кВ. Кроме того, реактор с подмагничиванием является весьма подходящим аппаратом для использования в фильтрах высших гармоник статических вентильных источников реактивной мощности.

Реакторы с подмагничиванием являются также эффективным средством ограничения колебаний напряжения в электрических сетях. Они позволяют ограничить не только колебания напряжения, вызываемые пульсирующими нагрузками, но и разовые резкие понижения напряжения, создаваемые пусковыми токами двигателей. Устраняются также медленные изменения напряжения на шинах одного из приемников при изменении нагрузки другого приемника. Отмеченные положительные качества реакторов с подмагничиванием проявляются лишь при автоматическом регулировании режимов их работы. К сожалению, соответствующие локальные регуляторы (как и собственно реакторы) находятся в стадии разработок и опытно-промышленной эксплуатации.

Таким образом, как нерегулируемые, так и регулируемые шунтовые реакторы являются важными средствами регулирования напряжения и реактивной мощности. Вырабатываемые на диспетчерском пункте сигналы управления воздействуют на включение или отключение нерегулируемых реакторов либо на уставки локальных систем регулирования управляемых реакторов.

Регулируемым параметром реактора является потребляемая реактивная мощность Q_p . При этом для нерегулируемого реактора

$$Q_p = b Y_p U^2,$$

$$\underline{U} \leq U \leq \bar{U},$$

где $b = 1$ при включенном и $= 0$ при отключенном состоянии.

Для регулируемого реактора

$$\underline{Q_p} \leq Q_p \leq \bar{Q_p},$$

$$\underline{U} \leq U \leq \bar{U},$$

где регулировочный диапазон определяется конструкцией реактора и в общем случае зависит от напряжения реактора.

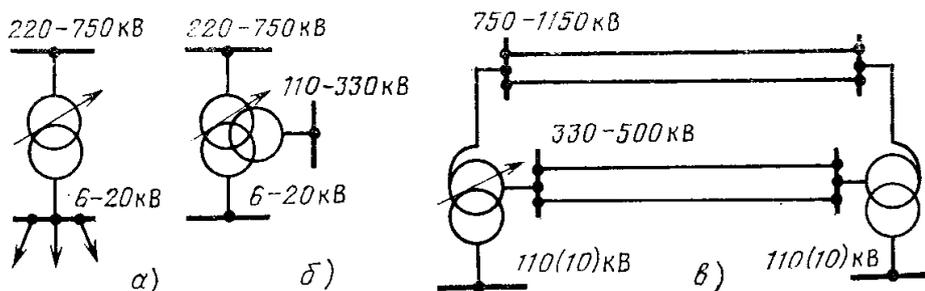
Трансформаторы с РПН и трансформаторы, регулируемые подмагничиванием

С точки зрения использования трансформаторов в энергосистемах их можно условно разделить на три большие группы:

- 1) понижающие двухобмоточные трансформаторы;
- 2) трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы;
- 3) автотрансформаторы связи сетей различных номинальных напряжений .

Очевидно, что для централизованного регулирования напряжения представляют интерес трансформаторы второй и третьей групп, поскольку режим работы регулятора трансформатора первой группы определяется режимом работы сети низшего напряжения (НН) и ограничениями, накладываемыми на отклонения напряжения на шинах потребителей. Таким образом, регулирование напряжений на таких трансформаторах осуществляется по локальным законам и, очевидно, должно производиться средствами АСДУ на подстанции.

Регулирование напряжения трансформаторами второй и третьей групп должно производиться верхними иерархическими уровнями АСДУ.



При расчетах следует учитывать дискретный характер изменения коэффициента трансформации.

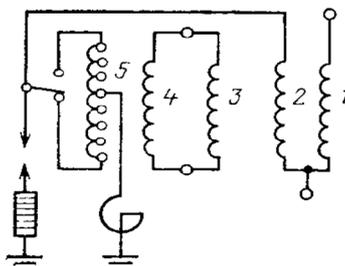


Рис. Принципиальная схема продольного регулирования напряжения в автотрансформаторах 750 кВ в нейтрали обмоток ВН—СН:

- 1 — обмотка ВН; 2 — обмотка СН; 3 — обмотка НН; 4 — компенсационная обмотка;
5 — регулировочная обмотка

Кроме того, при работе автотрансформаторов связи сетей различных номинальных напряжений возникает необходимость их оборудования специальными устройствами для поперечного регулирования напряжений, т. е. изменения фазового угла между напряжениями обмоток высшего напряжения (ВН) и среднего напряжения (СН), в этом случае коэффициент трансформации удобно представлять в комплексной форме

$$\dot{n} = n \exp(j\varphi)$$

и регулирование ведется как по модулю n , так и по углу φ .

Сопоставление различных схем регулирования в автотрансформаторах 750 кВ показывает, что схема регулирования в нейтрали является наиболее целесообразной. Поперечное регулирование осуществляется за счет подключения к обмоткам ВН АТ регулировочной обмотки трансформатора поперечного регулирования, вектор напряжения которой E_{p0x} смещен по отношению к вектору напряжения обмоток ВН и СН на 90° . При этом при регулировании в нейтрали зависимость угла φ от E_{p0x} описывается выражением:

$$\varphi = \arcsin \left(\frac{E_{p0x}}{E_{2НОМ}} k_B \right);$$

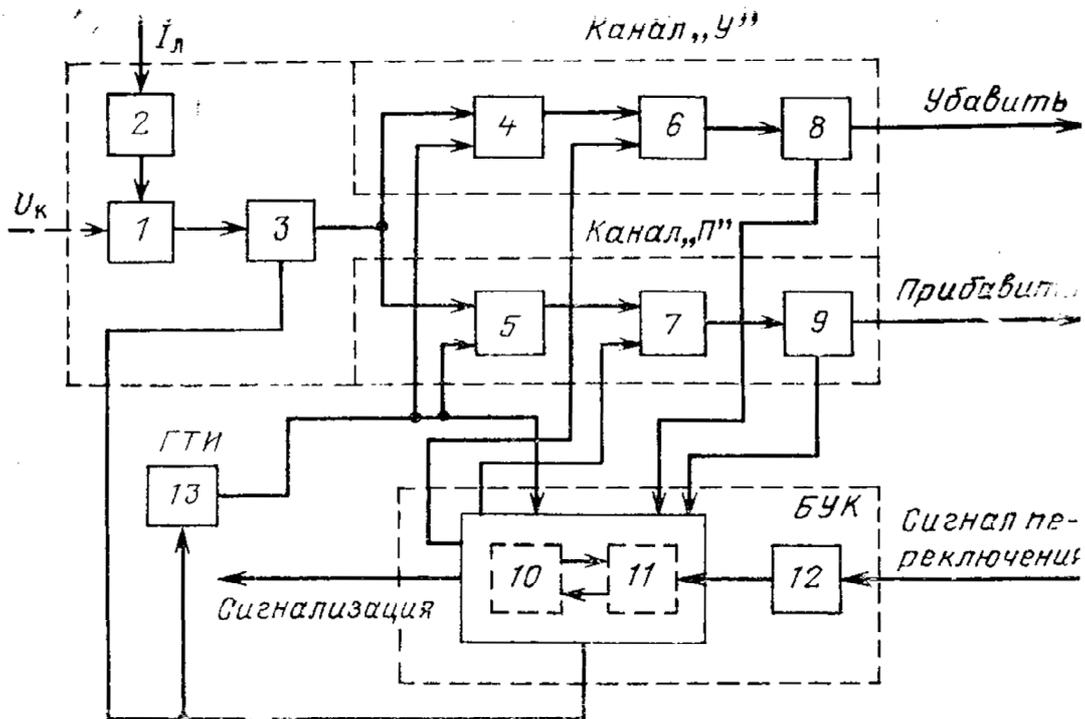
здесь k_B — коэффициент выгоды автотрансформатора.

Автоматическое регулирование напряжения трансформаторами с РПН осуществляется изменением коэффициента трансформации путем переключения ответвлений обмоток, т. е. ступенчато. Плавное изменение коэффициента трансформации осуществляется подмагничиванием магнитопровода и применяется иногда для трансформаторов небольшой мощности специального назначения. Кроме того, регулирование напряжения под нагрузкой может выполняться с помощью последовательных регулировочных трансформаторов. Преимуществом таких трансформаторов является возможность их установки с уже работающими трансформаторами, не имеющими РПН.

На трансформаторах с РПН устанавливаются автоматические регуляторы напряжения, которые имеют зону нечувствительности и выдержку времени. Зона нечувствительности должна быть такой, чтобы после переключения напряжение не выходило за противоположную границу зоны нечувствительности $\Delta U_{неч}$, т. е.

$$\Delta U_{ст} < \Delta U_{неч} = \Delta U_{ВН} + \Delta U_{НН}$$

$$\Delta U_{неч} = (1,1 \div 1,2) \Delta U_{ст}$$



Структурная схема автоматического регулятора напряжения, устанавливаемого на трансформаторах

Устройство АРНТ имеет возможность введения внешнего изменения уставки по напряжению, контроля, блокировки и сигнализации при неисправности тракта регулирования и электроприводов РПН, группового регулирования контроля и блокировки при рассогласовании параллельно работающих трансформаторов. Структурная схема содержит три основных функциональных звена: тракт регулирования с двумя каналами управления Прибавить и Убавить, блок управления и контроля БУК, генератор тактовых импульсов ГТИ.

В тракте регулирования входное контролируемое напряжение U_k суммируется на сумматоре 1 с напряжением от датчика тока 2, этим осуществляется токовая компенсация, с помощью которой обеспечивается так называемое «встречное регулирование», необходимое для поддержания напряжения на шинах у потребителя. Далее сигнал

поступает на элемент 3, обеспечивающий преобразование сигнала, формирование зоны нечувствительности, изменение уставки АРНТ, элементы 4 и 5 создают выдержку времени, а элементы 6 и 7 — запрет действия в случае достижения приводными механизмами конечных положений или неисправности электропривода или элементов схемы регулятора; 8 и 9 — исполнительные элементы.

Сигналы на запрет подаются от БУК, состоящего из трех элементов: исправности регулятора 10, исправности электропривода 11 и фиксации Сигнала переключения электропривода 12; БУК также выдает сигнал о наличии неисправности и управляет измерительным органом 3 и ГТИ 13. При переключении привода РПН через элемент 3 БУК дает сигнал проверки и выключает исполнительные элементы, одновременно подав команду на изменение периода тактовых импульсов ГТИ. По завершении цикла переключения электроприводами БУК, получив сигнал через элемент 12, восстанавливает период следования импульсов ГТИ и возвращает элемент 3 в исходное положение.

Без токовой компенсации (элемент 2) АРНТ поддерживал бы постоянным напряжение в том месте, где он установлен, т. е. на шинах питающей подстанции. Напряжение у потребителя отличается от напряжения на шинах подстанции на величину падения напряжения в линии и будет изменяться с током нагрузки в линии. При токовой компенсации на измерительный орган АРНТ будет подаваться напряжение, пропорциональное напряжению на шинах потребителя. В этом случае напряжение на шинах подстанции будет изменяться в зависимости от тока нагрузки.

Регулирование напряжения осуществляется на стороне ВН трансформаторов и стороне СН автотрансформаторов.

Среди разнообразных конструкций регуляторов имеются полупроводниковые АРН. В силовых трансформаторах получили распространение масляные и вакуумные быстродействующие регулировочные устройства. В них для ограничения тока при переключениях ответвлений обмоток применяются активные сопротивления. При этом строго ограничивается время работы этих сопротивлений при номинальном токе. Ограничение времени прохождения тока обеспечивается быстродействием работы переключающего устройства. Применяющиеся схемы РПН предусматривают изменение напряжения путем изменения числа витков одной из обмоток трансформатора. В трансформаторах с быстродействующим РПН используется регулирование путем перехода с одного ответвления на другое без разрыва цепи главного тока.

Переключающее устройство состоит, как правило, из двух отдельных узлов: избирателя и контактора, размещаемых отдельно друг от друга. При переключении от ветвлений на одно положение в направлении, противоположном предшествующему направлению регулирования срабатывает только контактор, а в дальнейшем поочередно работают контакты четного и нечетного рядов избирателя при работе контактора. Контакты избирателя в процессе регулирования напряжения тока не разрывают, а только присоединяют ответвления регулировочной обмотки. Контакты контактора разрывают цепь тока, гашение дуги при разрыве тока происходит в контакторе.

Переключающее устройство должно обеспечивать безаварийную работу силового трансформатора. Устройства с активными сопротивлениями должны обеспечивать безаварийную работу в случае отказа приводного механизма при начавшемся цикле переключения ответвлений.

Регулирование под нагрузкой в трансформаторах и автотрансформаторах может выполняться при помощи отдельных регулировочных трансформаторов, которые обычно выполняются в виде двух агрегатов: трехфазного последовательного трансформатора, присоединяемого со стороны нейтрали основного трансформатора, и трехфазного регулировочного автотрансформатора, питающего обмотку возбуждения последовательного трансформатора.

Принципиальная схема присоединения регулировочных трансформаторов показана на рис.

Регулирование напряжения в данном случае осуществляется за счет изменения ЭДС S.E последовательно включенного трансформатора. Развитие эффективных систем РПН путем переключения ответвлений привело к снижению использования регулировочных трансформаторов в сетях, они применяются с автотрансформаторами, не имеющими встроенного РПН.

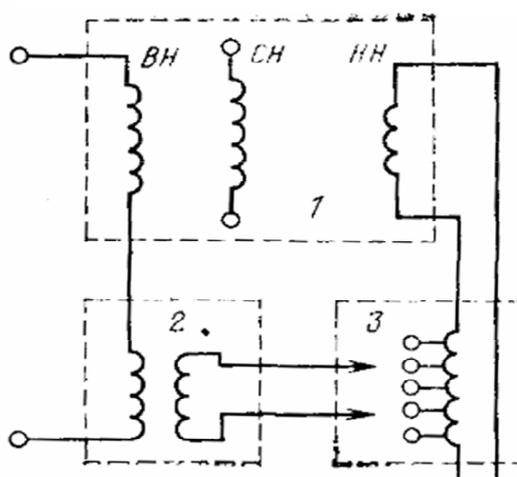


Схема присоединения регулировочных трансформаторов со стороны обмоток ВН основного трансформатора:

1 — основной трансформатор; 2 — последовательный трансформатор; 3 — регулировочный автотрансформатор

Трансформаторы и автотрансформаторы, регулируемые подмагничиванием (ТРП и АРП), выполняют функции обычных трансформаторов и автотрансформаторов, а также осуществляют плавное регулирование напряжения путем подмагничивания части магнитопровода постоянным током. Эти устройства называются подмагничиваемым регулятором (ПР) и могут быть разбиты на три группы, отличающиеся регулирующей частью: в ПР первой группы регулирующей частью является дроссель насыщения, в ПР второй группы — подмагничиваемый трансформатор, в ПР третьей группы — подмагничиваемый автотрансформатор. Подмагничиваемый регулятор каждой из групп применяется при определенной глубине F регулирования выходного напряжения и кратности изменения сопротивления нагрузки k_H , где

$$F = \frac{\bar{U}_1 \bar{U}_2}{U_1 U_2};$$

$$k_H = \frac{Z_H}{\bar{Z}_H}.$$

По конструкции все АРП и ТРП разделяются на два вида:

- 1) ТРП и АРП, у которых магнитопроводы и обмотки регулирующей и главной частей отделены друг от друга, — разделенная конструкция.
- 2) ТРП и АРП с объединенными магнитопроводами и обмотками — объединенная конструкция.

Принцип регулирования выходного напряжения при разделенной конструкции состоит в следующем: напряжение на первичной обмотке трансформатора равно геометрической разности входного напряжения и падения напряжения на дросселе насыщения. Последнее можно изменять, регулируя ток в обмотке подмагничивания. При этом изменяется напряжение, поток в трансформаторе и, следовательно, выходное напряжение U_2 .

При регулировании с последовательным трансформатором выходное напряжение равно геометрической разности между вторичным напряжением параллельного

трансформатора и падением напряжения на вторичной обмотке последовательного трансформатора. Меняя поток, подмагничивающий сердечники последовательного трансформатора, можно осуществлять регулирование выходного напряжения. Подмагничивающий регулятор с последовательным трансформатором применяют для глубокого регулирования выходного напряжения, такой ПР позволяет осуществить регулирование основной гармоники выходного напряжения в пределах от нуля до номинального значения.

Как регулирующее устройство трансформатор с подмагничиванием вследствие плавности изменения коэффициента трансформации и отсутствия коммутационных аппаратов имеет преимущества перед трансформаторами с РПН. Однако имеется и ряд существенных недостатков: сравнительно низкий КПД (0,8—0,9), искажение формы кривой выходного напряжения, высокая стоимость. Это препятствует широкому применению мощных трансформаторов с подмагничиванием в питающих сетях энергосистем.

Оценивая трансформаторы с РПН как средство регулирования напряжения, следует отметить их высокую эффективность. В условиях централизованного управления напряжением энергосистемы можно осуществить поддержание напряжения с помощью РПН по графику, определяемому в центральном регулировочном пункте, при этом возможно автоматическое управление коэффициентом трансформации.

В заключение, рассматривая трансформаторы как регулирующие устройства, следует заметить, что их режимные параметры должны удовлетворять неравенствам

$$\begin{aligned} n &\leq n \leq \bar{n}; \\ \underline{U} &\leq U \leq \bar{U}; \\ \underline{\varphi} &\leq \varphi \leq \bar{\varphi} \end{aligned}$$

в случае поперечного регулирования напряжения в автотрансформаторах связи сетей 750/330, 750/500 и 1150/500 кВ.

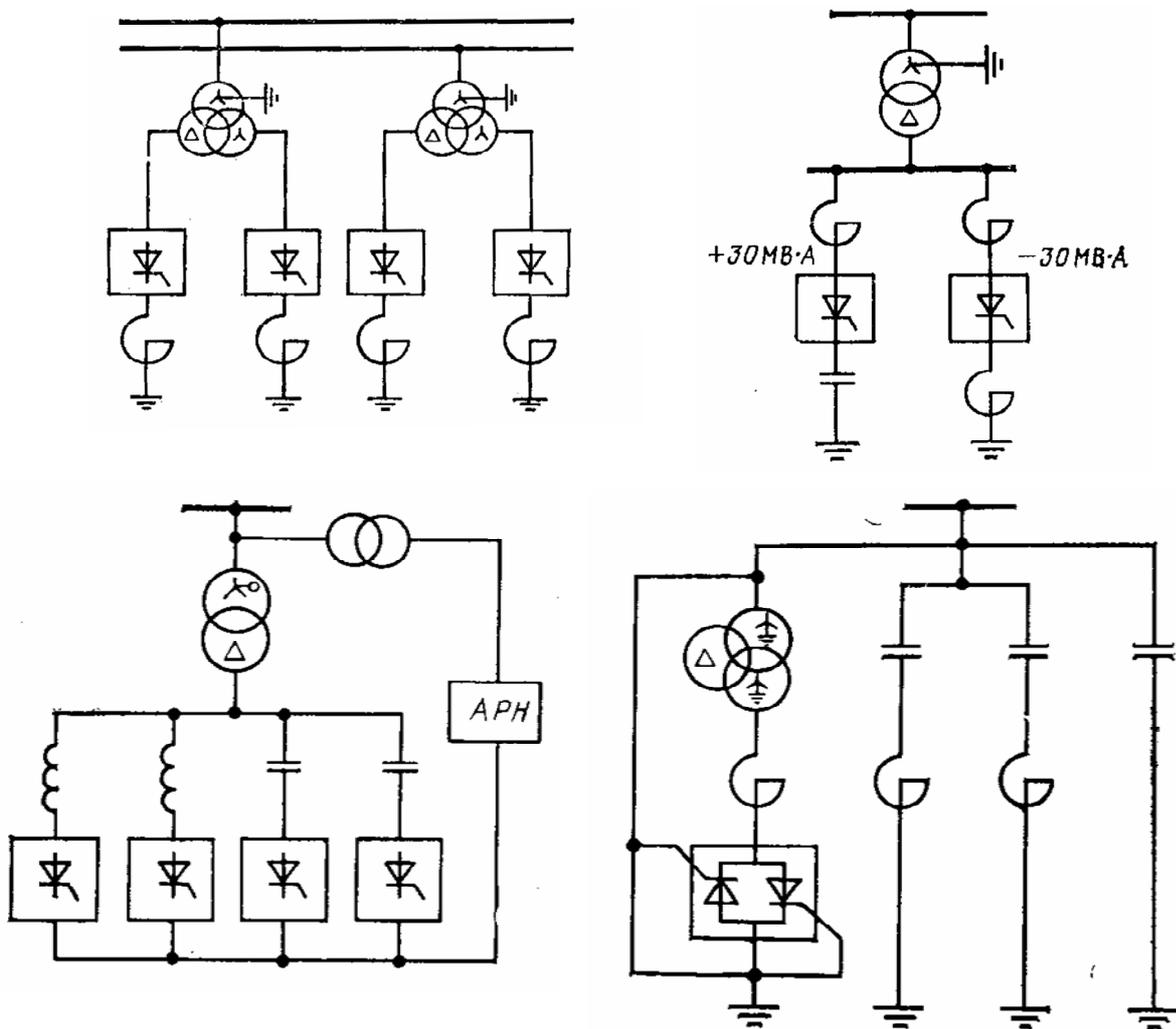
Статические вентильные источники реактивной мощности

Широкому использованию статических устройств для регулирования напряжения и реактивной мощности в питающих сетях энергосистем препятствует ступенчатый характер изменения мощности батарей конденсаторов и реакторов.

Представляется весьма интересной перспектива применения дополнительных источников реактивной мощности нового типа, являющихся статическими источниками (компенсаторами) и в то же время позволяющих осуществлять плавное изменение мощности. В таких ИРМ возможно осуществить регулирование выдаваемой реактивной мощности использованием нерегулируемой БСК и включенного параллельно или последовательно с ней регулируемого реактора. Плавность регулирования в рабочем диапазоне изменения реактивной мощности ИРМ достигается с помощью тиристорного блока путем изменения угла коммутации тиристорного моста. Схемы ИРМ весьма разнообразны, поскольку в зависимости от конкретного применения требуется либо выработка реактивной мощности, либо ее потребление, либо реверсирование мощности ИРМ.

На основе выполненных разработок можно отметить, что статический компенсатор, управляемый тиристорными вентилями, является статическим аналогом синхронного компенсатора.

Принципиальным элементом статического ИРМ является БСК, параллельно которой включена цепь, состоящая из трансформатора, реактора и вентиляей. Для создания реверсивного ИРМ с регулированием $\pm 100\%$ мощности трансформатора, реактора и вентиляей должны быть удвоены по отношению к мощности БСК.



С точки зрения регулирования напряжения и реактивной мощности наибольший интерес представляют статические ИРМ с параллельным соединением БСК и управляемых реакторов. Управление мощностью реакторов осуществляется либо с помощью встречно-параллельно соединенных управляемых вентилях, либо путем изменения продольного или поперечного подмагничивания. Следует попутно отметить, что энергия магнитного поля реакторов может быть использована для создания статических ИРМ, работающих в режиме генерирования реактивной мощности. Для этого необходимо дополнительное устройство, способное направлять запасенную энергию в ту фазу и в те моменты, когда в ней проходит опережающий ток. Для обеспечения такого режима применяется искусственная коммутация вентилях.

Принципиальные способы регулирования реактивной мощности БСК в составе статического ИРМ могут быть разделены на три группы:

- а) ступенчатое регулирование;
- б) плавное регулирование с помощью соответствующих устройств;
- в) регулирование с помощью изменения величины индуктивности, включенной параллельно или последовательно с емкостью.

Суммарная мощность установки, состоящей из параллельно соединенных емкости и регулируемой индуктивности, определяется выражением

$$Q_{\Sigma} = \pm (Q_L - Q_C).$$

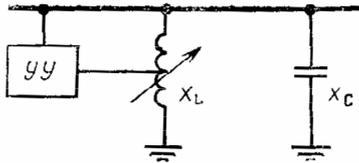
Схема такой установки приведена на рис.

Считая в первом приближении мощность БСК постоянной, а мощность реактора зависящей от его индуктивности, можно получить следующие выражения для реактивной мощности реактора и БСК:

$$\left. \begin{aligned} Q_L &= \frac{U^2}{x_L} = \text{var}, \\ Q_C &= \frac{U^2}{x_C} = \text{const.} \end{aligned} \right\}$$

Диапазон изменения мощности такого ИРМ определяется соотношением мощностей БСК и реактора. Если мощности БСК и реактора равны, а мощность реактора изменяется от нуля до номинальной, то суммарная мощность ИРМ будет изменяться в пределах:

$$0 \leq Q_{\Sigma} \leq Q_C.$$



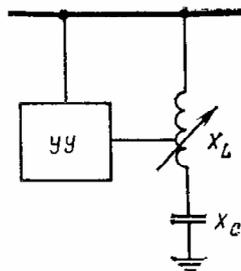
Параллельное соединение управляемого реактора x_L и нерегулируемой БСК x_C :
yy — устройство управления

При этом ИРМ будет генерировать реактивную мощность. В том случае, когда мощность реактора больше мощности БСК, ИРМ может работать как в режиме генерации, так и в режиме потребления реактивной мощности, при этом возможен плавный переход из одного режима в другой.

Другой положительной особенностью данной схемы является то, что напряжение на реакторе и БСК равно напряжению сети и не зависит от режима работы ИРМ и от способа регулирования мощности реактора. Благодаря этому оказывается возможным снизить установленную мощность ИРМ и включать реактор и БСК непосредственно в сеть без промежуточного трансформатора.

Отрицательные свойства ИРМ с параллельным включением БСК и реактора в основном связаны с отрицательным регулирующим эффектом БСК.

Этот недостаток может быть в какой-то мере устранен увеличением установленной мощности БСК и выбором соответствующего принципа регулирования. Принципиальная схема ИРМ с последовательным соединением индуктивности и емкости приведена на рис.



Принципиальная схема ИРМ с последовательным соединением управляемого реактора x_L и нерегулируемой БСК x_C :
yy — устройство управления

Мощность, потребляемая ИРМ из сети, определяется величиной эквивалентного реактивного сопротивления

$$Q = \frac{U_{\Phi}^2}{x_{\Sigma}},$$

где $x_{\Sigma} = x_C - x_L$.

Обозначив $m = \frac{x_L}{x_C}$, получим

$$Q = \frac{U_{\phi}^2}{x_C (1 - m)},$$

или в относительных единицах

$$Q_* = \frac{1}{1 - m}.$$

Напряжение на БСК будет определяться как

$$U_C = I x_C = \frac{U_{\phi}}{x_C - x_L} x_C = \frac{U_{\phi}}{1 - m}$$

или $U_{*C} = \frac{1}{1 - m}$.

Анализируя график (рис.), можно сделать следующие выводы о работе представленной схемы ИРМ.

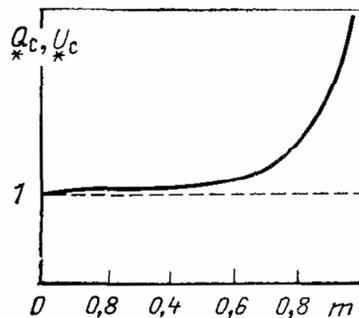


График зависимости мощности Q_c и напряжения U_c на x_c

1) Минимальная мощность, генерируемая ИРМ, равна мощности БСК, включенной непосредственно в сеть. При регулировании мощность ИРМ может изменяться только вверх от этого значения.

2) Напряжение на БСК и реакторе будет превышать напряжение сети, причем тем больше, чем шире диапазон регулирования, который определяется допустимыми напряжениями на элементах ИРМ.

3) Плавный переход из режима генерации в режим потребления в данной схеме невозможен, поскольку он связан с переходом через область резонанса напряжений при значениях m , близких к единице.

Достоинством последовательного соединения реактора и БСК является хорошая форсировочная способность, позволяющая применять такую схему в сетях с резкими колебаниями напряжения.

Регулирование мощности реакторов в ИРМ может осуществляться либо изменением магнитного сопротивления магнитопровода, либо с помощью управляющих вентиляей. Принципиальная схема ИРМ, управляемого вентилями, показана на рис.

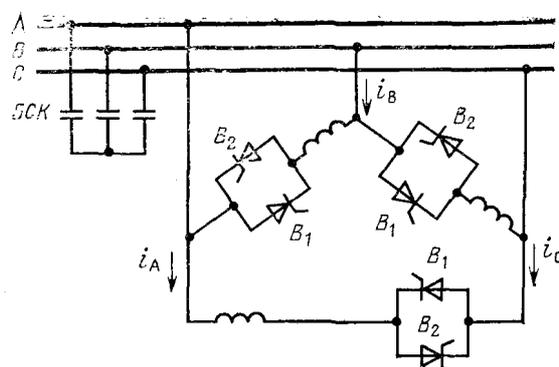
В схеме управляемые вентили соединены встречно-параллельно и включены последовательно с реактором x_L , мощность которого необходимо изменять.

Мощность, потребляемая реакторами, определяется как

$$Q_L = 3 \frac{U_{\phi}^2}{x_L} \left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \sin \frac{2\alpha}{\pi} \right).$$

При этом суммарная мощность ИРМ определяется:

$$Q_{\text{ИРМ}} = \frac{3U_{\phi}^2}{x_C} - \frac{3U_{\phi}^2}{x_L} \left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \sin \frac{2\alpha}{\pi} \right).$$



Статический ИРМ этого типа обладает чертами, присущими схемам с параллельным соединением индуктивности и емкости, однако отличается значительно более высоким быстродействием и более широким диапазоном регулирования.

К числу недостатков схемы с управляемыми вентилями следует отнести наличие высших гармоник в токе, который потребляется реактором из сети, что требует проведения мероприятий по их компенсации.

Энергия электромагнитного поля может быть использована для создания статических ИРМ, способных и потреблять, и выдавать реактивную мощность. В трехфазной симметричной цепи всегда существуют условия, когда одна фаза генерирует мощность в сеть, а другие ее потребляют. Для создания ИРМ необходимо избыточную энергию, отдаваемую магнитным полем нагрузки, накапливать в промежуточном звене — реакторе — и затем с помощью соответствующих устройств переключить в фазу, где в данный момент имеется дефицит реактивной мощности. Для этого необходимо реактор переключать с предыдущей фазы на очередную. При этом до момента перехода напряжения очередной фазы через нуль реактор разряжается, а после этого момента вновь начинает запасать энергию, после чего следует новое переключение, и т. д.

Для переключения энергии реактора необходимо закрыть вентиль в предыдущей фазе и открыть вентиль в очередной фазе. В существующих схемах, которые называются схемами с искусственной коммутацией (ИК), для закрытия вентиля используется перевод через нуль тока вентиля путем наложения на него тока от постоянного источника.

В схемах с одноступенчатой ИК коммутирующая ЭДС вводится с помощью конденсаторов, включенных в цепь переменного тока преобразователя. В схемах с двухступенчатой ИК для введения коммутирующей ЭДС используются вспомогательные вентили.

Исследование ИРМ с одноступенчатой ИК позволили выявить его основные черты:

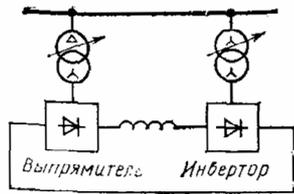
1) работа в режиме ИРМ возможна только при использовании управляемых вентиляей;
 2) мощность, генерируемая в сеть, не может быть снижена до нуля. Диапазон изменения мощности определяется соотношением между сопротивлением конденсатора и внешним сопротивлением сети. Практически мощность ИРМ может регулироваться (в среднем) от 50 до 100% номинальной мощности ИРМ;

3) регулирование мощности в указанных пределах достигается путем незначительного изменения угла управления вентилями (3—5°). Это предъявляет жесткие требования к системе регулирования и управления вентилями;

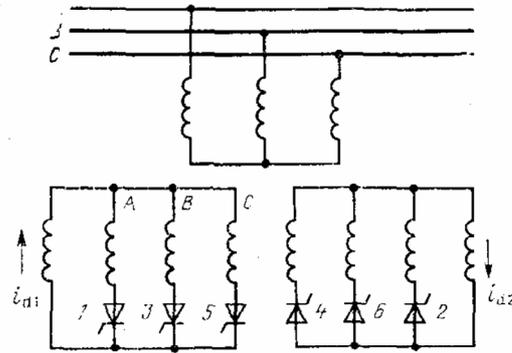
4) работа в режиме ИРМ сопровождается увеличением напряжения на вентилях, конденсаторах до значений, в 6—8 раз превышающих напряжение сети.

В разработке статических ИРМ, в которых используются преобразователи ИК, можно выделить два направления. Первое предусматривает применение двух преобразователей, работающих в блоке выпрямитель — инвертор, второе использует отдельный преобразователь, замкнутый на реактор.

Характеристики и параметры оборудования ИРМ могут быть установлены на основании анализа электромагнитных процессов, происходящих в схеме.



Блок выпрямитель — инвертор в режиме статического ИРМ



Принципиальная схема преобразователя, работающего в режиме ИРМ

Сочетание плавности генерации и потребления реактивной мощности с высоким быстродействием делает ИРМ с двухступенчатой ИК вентилей эффективным средством воздействия на режим электрической системы. Этот ИРМ может работать в режиме генерации и в режиме потребления реактивной мощности. В режиме потребления

$$Q_1 = \frac{6}{\pi} \frac{E^2}{x_k} \cos \left(\alpha - \frac{\pi}{6} \right).$$

Мощность в режиме потребления составляет около 80% мощности в режиме генерации.

Еще одним ИРМ с плавным регулированием может быть конденсаторная батарея, управляемая тиристорами. Быстродействие и возможность управлять моментом включения и выключения делают тиристорный выключатель надежным коммутационным аппаратом при плавном регулировании мощности БК, равной

$$Q = I^2 / \omega C.$$

Изменяя ток, проходящий через конденсатор, можно изменять и генерируемую им мощность, которая зависит от угла проводимости выключателя или времени, в течение которого тиристор пропускает ток.

В общем случае диапазон регулирования реактивной мощности ИРМ определяется возможным диапазоном изменения угла регулирования. Разработка статических регулируемых ИРМ с плавным изменением выдаваемой и потребляемой мощности ведет к расширению их использования в энергосистемах.

Ориентировочный технико-экономический анализ показывает, что стоимость статических ИРМ имеет тенденцию к снижению с увеличением мощности устройства.

Есть основания считать, что совершенствование тиристорных, составляющих значительную часть стоимости ИРМ, в ближайшее время приведет к улучшению технико-экономических показателей, так что применение статических ИРМ может оказаться более целесообразным, чем установка СК.

В заключение отметим, что с точки зрения централизованного регулирования напряжения и реактивной мощности статический ИРМ можно описать такими же зависимостями, как и синхронный компенсатор:

$$\left. \begin{aligned} \underline{Q}_{\text{ИРМ}} \leq Q_{\text{ИРМ}} \leq \bar{Q}_{\text{ИРМ}} ; \\ \underline{U} \leq U \leq \bar{U}, \end{aligned} \right\}$$

где U – напряжение в точке включения ИРМ.

Тема 3. Назначение, методы и способы регулирования напряжения (6 часов).

Методы и способы регулирования напряжения. Сущность встречного регулирования напряжения. Регулирование напряжения на электростанциях, районных подстанциях. Принцип работы устройств РПН и ПБВ. Расчет и выбор напряжения ответвления и номера отпайки устройств РПН (ПБВ). Регулирование напряжения изменением сопротивления сети и изменением потоков мощности. Регулирование напряжения и реактивной мощности как задача оптимизации режима. Методы и способы регулирования напряжения на различных иерархических уровнях АСДУ. Сравнение способов регулирования напряжения.

Методы регулирования напряжения

В реальных режимах электрических сетей напряжение всегда отличается от номинальной величины. Эту разницу характеризуют две величины: отклонение напряжения и колебания напряжения. Установившееся отклонение напряжения, δU_y – это разница между средним текущим значением напряжения, U_y и его номинальным значением, $U_{ном}$, отнесенная к номинальному напряжению $\delta U_y = \frac{U_y - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\%$.

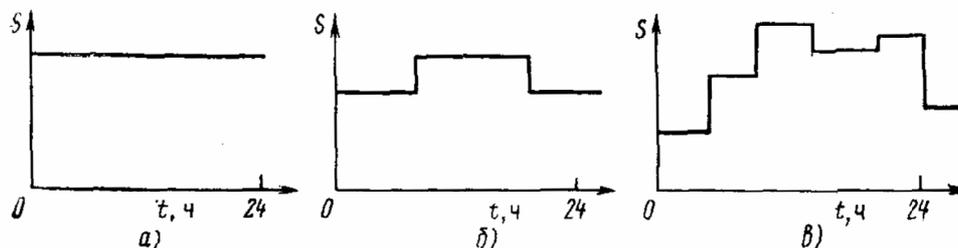
Установившееся отклонение напряжения нормируется на шинах 0,38 кВ и выше по результату расчета, т.о. чтобы на выводах электроприемника оно не превышало $\pm 5\%$ (нормально допустимые значения) и $\pm 10\%$ (предельно допустимые значения).

Все потребители проектируются на работу при номинальном напряжении. При отклонении фактического напряжения от его номинальной величины возникают нежелательные явления, такие как недоотпуск продукции или ее брак; преждевременный износ электрооборудования. Поэтому возникает необходимость регулирования напряжения.

Регулированием напряжения называют процесс изменения уровней напряжения в характерных точках электрической системы с помощью специальных технических средств. Исторически развитие методов и способов регулирования напряжения и реактивной мощности происходил от низших иерархических уровней управления энергосистемами к высшим. В частности, начало использоваться регулирование напряжения в распределительных сетях, где изменением коэффициента трансформации трансформаторов питающих подстанций поддерживалось напряжение у потребителей при изменении режима их работы. Регулирование напряжения начало применяться также непосредственно у потребителей и на энергообъектах (электростанциях, подстанциях).

Эти способы регулирования напряжения сохранились и до настоящего времени и применяются на низших иерархических уровнях АСДУ. С точки зрения высших уровней: АСДУ это — локальные способы регулирования; АСДУ высших уровней осуществляет координацию работы локальных систем регулирования, добиваясь оптимального режима энергосистемы в целом.

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



В зависимости от характера изменения нагрузки в каждом из указанных типов регулирования напряжения можно выделить несколько подтипов. Так, например, в централизованном регулировании напряжения можно выделить три подтипа: стабилизацию напряжения; двухступенчатое регулирование напряжения; встречное регулирование напряжения. Стабилизация применяется для потребителей практически неизменной нагрузкой,

например для трехсменных предприятий, где уровень напряжения необходимо поддерживать постоянным. Суточный график таких потребителей приведен на рис.а. Для потребителей с ярко выраженной двухступенчатостью графика нагрузки (рис. б), например для односменных предприятий, применяют двухступенчатое регулирование напряжения. При этом поддерживаются два уровня напряжения в течение суток в соответствии с графиком нагрузки. В случае переменной в течение суток нагрузки (рис.в) осуществляется так называемое встречное регулирование. Для каждого значения нагрузки будут иметь свое значение и потери напряжения, следовательно, и само напряжение будет изменяться с изменением нагрузки. Чтобы отклонения напряжения не выходили за рамки допустимых значений, надо регулировать напряжение в зависимости от тока нагрузки.

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

Способы и средства регулирования напряжения в электрических сетях

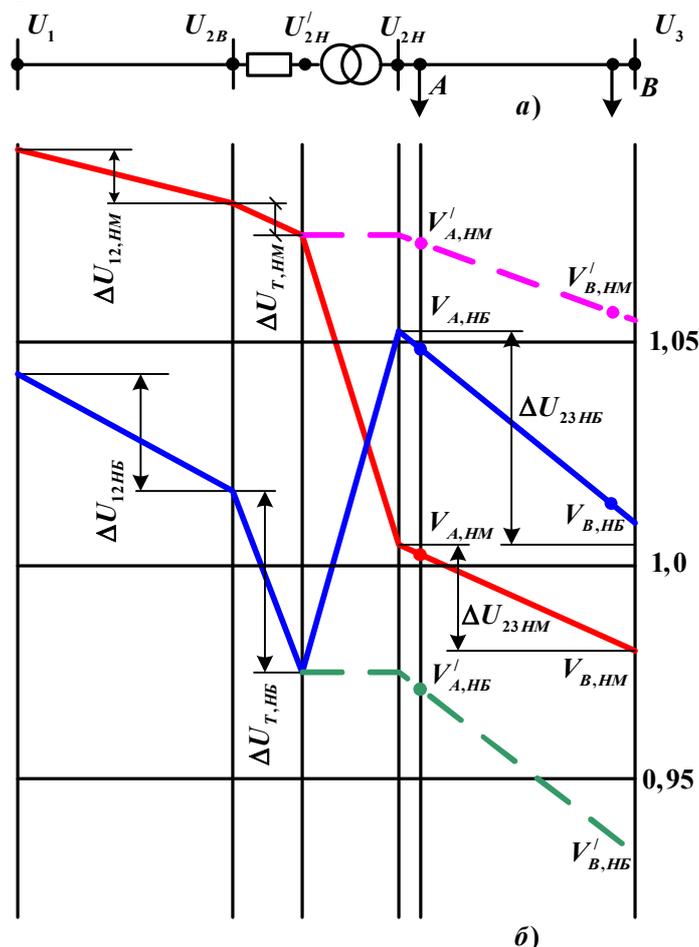
Регулирование напряжения в электрических сетях сложно осуществлять, изменяя:

- а) напряжение генераторов электростанций;
- б) коэффициент трансформации трансформаторов и автотрансформаторов;
- в) параметры питающей сети;
- г) величину реактивной мощности, протекающей по сети.

Применением перечисленных способов обеспечивается централизованное регулирование напряжения, однако последние три из них могут быть применены и для местного регулирования.

4.2. Встречное регулирование напряжения

Для подробного рассмотрения встречного регулирования напряжения используем схему, где трансформатор представлен как сопротивление трансформатора и идеальный коэффициент трансформации.



На рис. а приняты следующие обозначения: U_1 — напряжение на шинах ЦП; U_{2B} — напряжение на шинах первичного напряжения (ВН) районной подстанции; U_{2H} — напряжение на шинах вторичного напряжения (НН) районной подстанции; U_3 — напряжение у потребителей.

Напряжение на шинах ВН районной подстанции

$$U_{2B} = U_1 - \Delta U_T.$$

Напряжения на шинах ВН и НН отличаются на величину потерь напряжения в трансформаторе ΔU_T , и, кроме того, в идеальном трансформаторе напряжение понижается в соответствии с коэффициентом трансформации, что необходимо учитывать при выборе регулировочного ответвления.

На рис. б представлены графики изменения напряжения для двух режимов: наименьших и наибольших нагрузок.

При этом по оси абсцисс отложены потери напряжения, а по оси ординат значения отклонений напряжения. Из рис. б (пунктирные линии) видно, что если $n=1$, то в режиме наименьших нагрузок напряжение у потребителей будет выше, а в режиме наибольших нагрузок — ниже допустимого значения (т.е. отклонения напряжения больше допустимых). При этом приемники электроэнергии, присоединенные к сети НН (т. е. в точках А и В), будут работать в недопустимых условиях.

Меняя коэффициент трансформации трансформатора районной подстанции n , изменяют U_{2H} , т.е. регулируют напряжение (сплошная линия на рис.б).

В режиме наименьших нагрузок повышают n , уменьшая напряжение U_{2H} до величины как можно более близкой к величине $1,0 U_{ном}$. В режиме наименьших нагрузок выбирают такое наибольшее стандартное значение n , чтобы выполнялось условие $U_{2H\text{ нм}} \geq 1,0 U_{ном}$.

В режиме наибольших нагрузок снижают n , увеличивая напряжение U_{2H} до величины, наиболее близкой к $1,05 U_{ном}$. В наибольшем режиме выбирают такое наибольшее стандартное значение n , чтобы выполнялось условие $U_{2H\text{ нб}} \geq 1,05 U_{ном}$.

Таким образом, напряжение на зажимах потребителей как удаленных — в точке В, так и близлежащих — в точке А — вводится в допустимые пределы. При таком регулировании в режиме наибольших нагрузок напряжение ниже и оно повышается, а в режиме наименьших нагрузок, наоборот, напряжение выше и оно понижается. Поэтому такое регулирование называется встречным.

Регулирование напряжений в сетях генераторами эл. станций.

Генераторы электростанций энергетических систем работают на общую электрическую сеть и поэтому режим их работы подчинен общим требованиям, предъявляемым к электрическим системам. Так, например, исходя из условия обеспечения расчетного уровня напряжения в узловых точках электрических сетей, электростанциям наряду с заданием по выработке активной мощности задаются также графики генерации реактивной мощности: максимальной — в утренний и вечерний максимумы активной нагрузки и минимальной — в ночное время.

Генераторы, работающие в блоках с повышающими трансформаторами, не имеют непосредственной связи с распределительными сетями генераторного напряжения, а нагрузка собственных нужд, как правило, питается через трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой. Поэтому широкое изменение генерации реактивной мощности ими и связанное с этим значительное изменение напряжения на зажимах генераторов не вызывают особых затруднений. Обычно на блочных генераторах используют полный возможный предел изменения напряжения в соответствии с ПТЭ: от -5% до $+10\% U_H$.

На генераторах, работающих на шины генераторного напряжения с присоединенной к ним распределительной сетью, напряжение регулируется в меньших пределах, так как глубокое изменение напряжения оказалось бы неприемлемым для потребителей. При

регулировании реактивной мощности на этих генераторах по заданному графику нагрузки системы уровень напряжения на шинах, необходимый для нормальной работы потребителей, достигается изменением коэффициента трансформации трансформаторов с РПН, связывающих генераторы с сетью ВН.

В тех случаях, когда трансформаторы связи генераторов с сетью ВН не имеют РПН, регулирование напряжения на шинах генераторного напряжения производится изменением возбуждения генераторов, с одновременным (автоматическим) изменением их реактивной мощности. Регулирование — встречное и осуществляется по суточному графику напряжения, задаваемому диспетчером электрических сетей.

Изменение напряжения генераторов возможно за счет регулирования тока возбуждения. По принципу работы генератора и его режиму возможно изменять напряжение, не меняя мощности.

Отклонение напряжения на выводах генератора более чем на $\pm 5\%$ номинального приводит к необходимости снижения его мощности. Этот диапазон регулирования U явно недостаточен. Поясним это подробнее. На каждой ступени трансформации потери напряжения равны

$$\Delta U \approx 0,1 S_{\text{ном}}$$

При трех-четырех трансформациях потери напряжения в сети составляют $(0,3-0,4)S_{\text{ном}}$. Если принять $P_{\text{нб}}=100\%$, а $P_{\text{нм}} = 40\%$, то при этих условиях падения напряжения в режимах наибольших и наименьших нагрузок составят соответственно

$$\Sigma \Delta U_{\text{нб}} \% \approx 30 \div 40 \%, \quad \Sigma \Delta U_{\text{нм}} \% \approx 12 \div 16 \%$$

Отсюда видно, что диапазон изменения напряжения у потребителя составит

$$\Sigma \Delta U_{\text{нб}} \% - \Sigma \Delta U_{\text{нм}} \% \approx 18 \div 24 \%$$

Поэтому диапазон изменения напряжения у генератора, составляющий только 10% , явно недостаточен.

Генераторы электростанций являются только вспомогательным средством регулирования по двум причинам: 1) не хватает диапазона регулирования U на электростанциях; 2) трудно увязать требования по напряжению удаленных и близких потребителей.

Как единственное средство регулирования генераторы применяются только в случае системы, представляющей станцию и в основном нераспределенную нагрузку. В этом случае на шинах изолированно работающих электростанций промышленных предприятий осуществляют; встречное регулирование напряжения. Изменением тока возбуждения генераторов повышают напряжение в часы максимума нагрузок и снижают в часы минимума.

Повышающие трансформаторы на электростанциях также являются вспомогательным средством регулирования напряжения, потому что, как и генераторы, не могут согласовать требования по напряжению близких и удаленных потребителей. Поэтому основным средством регулирования напряжения являются трансформаторы и автотрансформаторы районных подстанций.

Регулирование напряжения изменением коэффициента трансформации трансформаторов, изменением параметров сети, изменением величины реактивной мощности.

Городские и сельские распределительные сети напряжением $6-10$ кВ, как правило, оборудованы трансформаторами небольшой мощности (до $400-630$ кВА), у которых коэффициент трансформации в пределах $\pm 5\%$ изменяется переключением ответвлений обмотки ВН при отключенном от сети трансформаторе, т. е. без возбуждения трансформатора (ПБВ). Поэтому коэффициент трансформации этих трансформаторов изменяют только либо при изменении схемы электроснабжения, либо при переходе от

сезонных максимальных нагрузок к минимальным и наоборот, т. е. осуществляется сезонное регулирование. Суточное регулирование напряжения в этих сетях возлагается на ЦП. Надлежащий коэффициент трансформации на длительный сезонный период выбирают, исходя из уровня напряжения на шинах ЦП и потери напряжения в распределительной сети.

Для обеспечения централизованного суточного регулирования напряжения на подстанциях, питающих распределительные сети, устанавливают трансформаторы с РПН, переключение ответвлений у которых производится без перерыва электроснабжения потребителей. Трансформаторы снабжаются аппаратурой автоматического регулирования — регуляторами напряжения, которые входят в комплектную поставку.

Встроенные регулировочные устройства в трансформаторах напряжением 35—330 кВ размещаются в нейтрали обмоток ВН. Диапазон регулирования напряжения $\pm 12\%$ или $\pm 16\%$ номинального напряжения, ступенями по 1,5 или 1,78%. Трехобмоточные трансформаторы 110 и 220 кВ изготавливаются с РПН только на обмотке ВН, а обмотка СН имеет ответвления для изменения коэффициента трансформации $\pm 2 - 2,5\%$, переключаемые без возбуждения трансформатора (ПБВ).

Изменение коэффициента трансформации между ВН и СН переключением ответвлений в линии СН не изменяет соотношения напряжений между обмотками ВН и НН. Поэтому автотрансформаторы такой конструкции имеют большие эксплуатационные преимущества перед автотрансформаторами с регулированием напряжения в нейтрали общей обмотки. В последнем случае, как известно, при переключении ответвлений происходит одновременное изменение числа витков обмоток ВН и СН, что приводит к изменению соотношения напряжений между обмотками ВН и НН: при увеличении напряжения на обмотке СН напряжение на обмотке НН уменьшается и, наоборот, при снижении напряжения обмотки СН напряжение обмотки НН увеличивается. Это приводит к невозможности присоединения нагрузки к обмотке НН без установки последовательно с ней линейного регулировочного автотрансформатора даже при совпадении графиков нагрузок на обмотках СН и НН.

Линейные регулировочные автотрансформаторы мощностью 16—100 МВА напряжением 6—35 кВ, а также 63—125 МВ-А 110 кВ предназначаются для установки последовательно с нерегулируемыми обмотками трансформаторов, а также непосредственно в линиях электропередачи.

Трансформаторы могут быть присоединены в различных пунктах электрических сетей, в которых режим напряжения заранее обычно не известен и, кроме того, может изменяться в процессе эксплуатации сети. Поэтому трансформаторы снабжаются помимо основных еще дополнительными регулировочными ответвлениями. Изменяя эти ответвления, можно несколько изменить коэффициент трансформации (в пределах 10—20 %).

По конструктивному исполнению различают трансформаторы двух типов: а) с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т. е. с отключением от сети (сокращенно трансформаторы с ПБВ); б) с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (сокращенно трансформаторы с РПН). Обычно регулировочные ответвления выполняются на стороне высшего напряжения ВН трансформатора, которая имеет меньший рабочий ток. При этом облегчается переключающее устройство.

Рассмотрим простейшую схему, представленную на рис.а, где трансформатор подстанции представлен как сопротивление трансформатора и идеальный коэффициент трансформации.

При этом напряжение на шинах высшего напряжения подстанции будет отличаться от напряжения генераторов станции U_1 на величину потерь в ВЛ ΔU_C , а напряжение на шинах низшего напряжения подстанции, приведенное к высокой стороне U'_{2H} , будет отличаться еще и на величину потерь напряжения в активном сопротивлении трансформатора $U_{2B} = U_1 - \Delta U_C$, $U'_{2H} = U_{2B} - \Delta U_T$.

Действительное напряжение на шинах низкой стороны подстанции определяется как

$$U_{2H} = \frac{U'_{2H}}{n} = U'_{2H} \frac{U_{H\text{НОМ}}}{U_{\text{ОТВ}}},$$

где $n = \frac{U_{\text{ОТВ}}}{U_{H\text{НОМ}}}$ - коэффициент трансформации трансформатора; $U_{\text{ОТВ}}$ - напряжение регулировочных ответвлений обмотки высшего напряжения, $U_{H\text{НОМ}}$ — номинальное напряжение обмотки низшего напряжения. Меняя коэффициент трансформации, можно изменять напряжение на низкой стороне подстанции. Именно этот принцип используется во всех средствах регулирования напряжения на подстанциях. В качестве таких средств используются трансформаторы с ПБВ, трансформаторы с РПН, линейные регуляторы или последовательные трансформаторы (ЛР).

По условиям встречного регулирования

$$V_{\text{нб}}^{\text{жел}} = 5\%, \quad V_{\text{нм}}^{\text{жел}} = 0\%,$$

где $V_{\text{нб}}^{\text{жел}}$ - желаемое отклонение напряжения в режиме наибольших нагрузок; $V_{\text{нм}}^{\text{жел}}$ - то же для режима наименьших нагрузок.

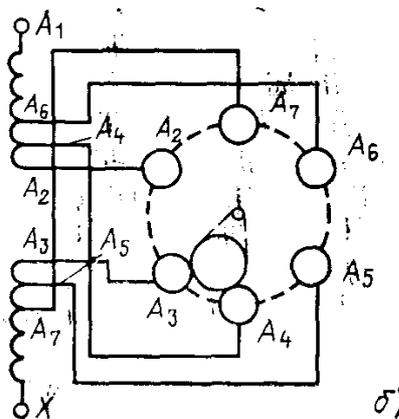
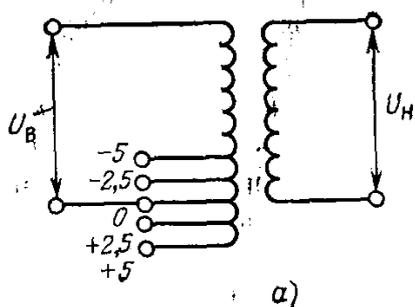
Соответственно

$$U_{2H, \text{нб}}^{\text{жел}} = U_{\text{НОМ}} - V_{\text{нб}}^{\text{жел}};$$

$$U_{2H, \text{нм}}^{\text{жел}} = U_{\text{НОМ}} + V_{\text{нм}}^{\text{жел}}.$$

Определенные по выражениям желаемые ответвления округляются до таких ближайших стандартных значений, чтобы выполнялись условия $V_{\text{нб}}^{\text{жел}} = 5\%$, $V_{\text{нм}}^{\text{жел}} = 0\%$.

Трансформаторы без регулирования под нагрузкой (ПБВ) в настоящее время изготавливают с основным и четырьмя дополнительными ответвлениями. Принципиальная схема такого трансформатора приведена на рис. а. Основное ответвление имеет напряжение, равное номинальному напряжению сети, к которому присоединяется данный трансформатор (6, 10, 20 кВ). При основном ответвлении коэффициент трансформации трансформатора называют номинальным. При использовании четырех дополнительных ответвлений коэффициент трансформации соответственно отличается от номинального на +5, +2,5, -2,5 и -5%.



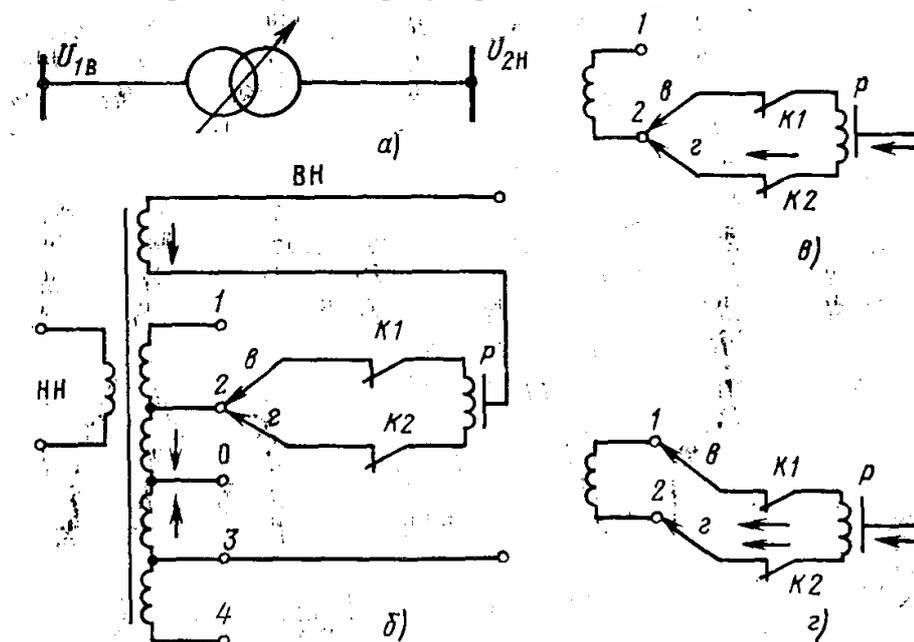
Существуют устройства ПБВ с шестью ответвлениями в середине обмотки (рис. б). Переключения выполняются переключателями барабанного типа, установленными на каждой фазе. При замыкании роликом переключателя соответствующих контактов, напряжение повышается или понижается на 2,5 и 5 %. Ранее изготавливались трансформаторы с ПБВ с двумя дополнительными ответвлениями $\pm 5\%$.

Чтобы переключить регулировочное ответвление в трансформаторе с ПБВ, требуется отключить его от сети. Такие переключения производятся редко, практически только при сезонном изменении нагрузок. Поэтому в режиме наибольших и наименьших нагрузок в течение суток (например, днем и ночью) трансформатор с ПБВ работает на одном

регулируемом ответвлении и соответственно с одним и тем же коэффициентом трансформации. При этом нельзя осуществить требование встречного регулирования.

Встречное регулирование можно осуществлять, только изменяя $U_{отв}$ и коэффициент трансформации в течение суток, т. е. переходя от режима наибольших нагрузок к режиму наименьших нагрузок.

Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой, т.е. с встроенным устройством РПН (рис.а), отличаются от трансформаторов с ПБВ наличием специального переключающего устройства, а также увеличенным числом ступеней регулировочных ответвлений, и диапазоном регулирования. Например, для трансформаторов с номинальным напряжением основного ответвления обмотки ВН на 115 кВ предусматриваются диапазоны регулирования $\pm 16\%$ при ± 9 ступенях регулирования по 1,78 % каждая.



Трансформатор с РПН:

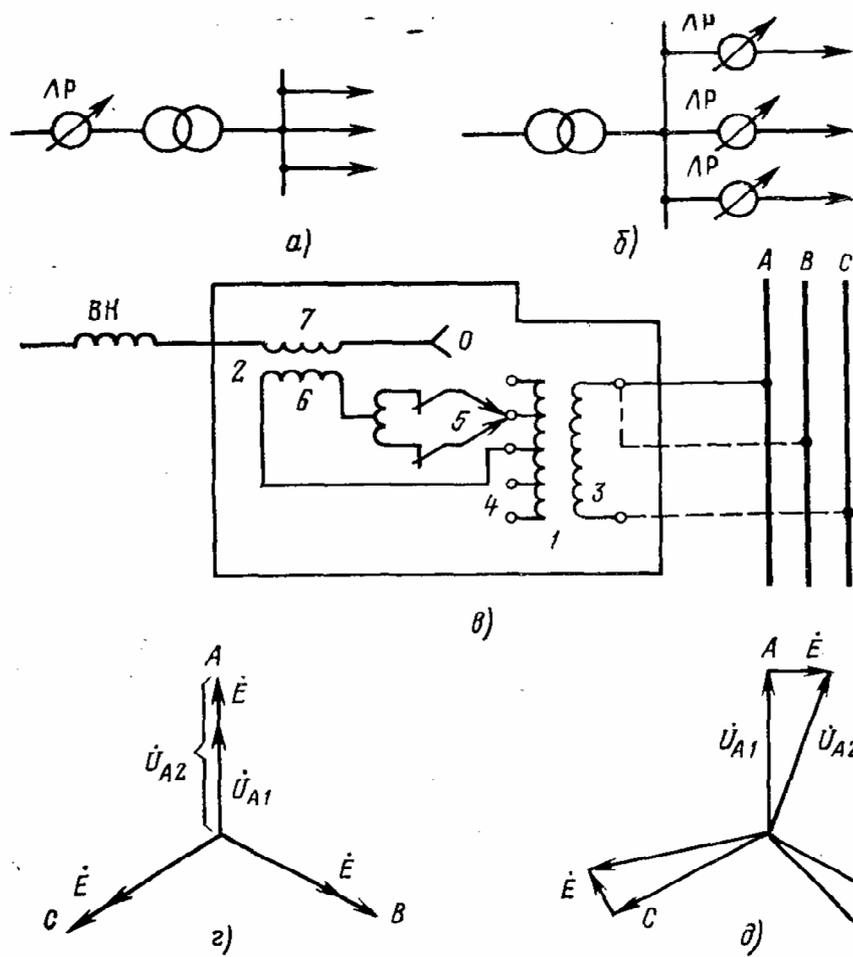
а — условное обозначение; б — принципиальная схема РПН; в, г — переключение ответвлений

На рис. б изображена принципиальная схема трансформатора с РПН. Обмотка высшего напряжения ВН этого трансформатора состоит из двух частей — нерегулируемой а и регулируемой б. На регулируемой части имеется ряд ответвлений к неподвижным контактам 1-4. Ответвления 1-2 соответствуют части витков, включенных согласно с витками основной обмотки (направление тока указано на рис. б стрелками). При включении ответвлений 1-2 коэффициент трансформации трансформатора увеличивается. Ответвления 3-4 соответствуют части витков соединенных встречно по отношению к виткам основной обмотки. Их включение уменьшает коэффициент трансформации, так как компенсирует действие части витков основной обмотки. Основным выводом обмотки ВН трансформатора являемся точка 0. Число витков, действующих согласно и встречно с витками основной обмотки, может быть неодинаковым. На регулируемой части б обмотки имеется переключающее устройство, состоящее из подвижных контактов, контакторов и реактора. Середина обмотки реактора соединена с нерегулируемой, частью обмотки а трансформатора. Нормально ток нагрузки обмотки ВН распределяется поровну между половинами обмотки реактора. Поэтому магнитный поток мал и потеря напряжения в реакторе также.

Реактор и все неподвижные и подвижные контакты переключающего устройства размещают в баке трансформатора. Контактники помещают в отдельном стальном кожухе, залитом маслом и укрепленном снаружи бака трансформатора. Такая конструкция облегчает проведение ревизии контактов и смену масла.

С помощью РПН можно менять ответвления и коэффициент трансформации под нагрузкой, т. е. в течение суток. При этом можно выбрать в режимах наибольших и наименьших нагрузок желаемые ответвления и округлить их до таких ближайших стандартных значений, чтобы выполнялись требования встречного регулирования.

Линейные регуляторы (ЛР), или последовательные трансформаторы, применяются для регулирования напряжения в отдельных линиях и в обмотке НН мощных автотрансформаторов. Они применяются при реконструкции уже существующих сетей, где стоят трансформаторы без регулировки под нагрузкой. В этом случае для регулирования напряжения на шипах подстанции ЛР включаются последовательно с нерегулируемым трансформатором (рис. а). Для регулирования напряжения на отходящих линиях линейные регуляторы включаются непосредственно в линии (рис. б).



Линейные регуляторы:

а, б — способы включений; в — принципиальная схема; г — регулирование напряжения по величине; д — регулирование напряжения по значению и фазе

Линейный регулятор — отдельная электрическая машина, самостоятельно выпускаемая заводом, которая состоит из последовательного трансформатора и питающего трансформатора 2 (рис. в). Первичная обмотка питающего трансформатора 3 может получать питание от фазы А или от фаз В, С. Вторичная обмотка питающего трансформатора содержит такое же устройство переключения контактов под нагрузкой 5, как и в РПН. Один конец первичной обмотки последовательного трансформатора 6 подключен наглухо к средней точке вторичной обмотки 4, другой — к переключающему устройству 5. Обмотка последовательного трансформатора 7 соединена с обмоткой ВН силового трансформатора, и ЭДС в обмотке 7 складывается с ЭДС в обмотке ВН.

Если на первичную обмотку питающего трансформатора 3 подаётся напряжение фазы А, то ЭДС обмотки ВН нерегулируемого трансформатора с помощью устройства РПН, описанного выше, регулируется по величине (рис.г).

Регулирование напряжения по модулю соответствует действительному коэффициенту трансформации n и называется продольным. Регулирование напряжения по фазе называется поперечным. Регулирование напряжения по модулю и фазе соответствует комплексному коэффициенту трансформации n .

Линейные регуляторы обычно изготавливаются следующих серий трехфазные мощностью 400—630 кВ-А с РПН $\pm 10\%$, числом ступеней 6, на напряжение 6—35 кВ; трехфазные, мощностью 1600—6300 кВ-А : РПН $\pm 10\%$, числом ступеней ± 8 на 6—10 кВ; трехфазные мощностью 16—100 МВ-А с РПН $\pm 15\%$, на 6,3—36,75 кВ; трехфазные мощностью 63 и 125 МВ-А с РПН $\pm 15\%$, на 110 кВ.

Автотрансформаторы 220—330 кВ сейчас выпускаются с РПН, встроенным на линейном конце обмотки среднего напряжения. Ранее для автотрансформаторов устройство РПН выполнялось встроенным в нейтраль. При этом изменение коэффициентов трансформации между обмотками ВН и СН и обмотками ВН и НН нельзя было производить независимо друг от друга и нельзя было осуществлять встречное регулирование одновременно на среднем и низшем напряжениях. В настоящее время с помощью РПН, встроенного на линейном конце обмотки СН, можно изменять под нагрузкой коэффициент трансформации только для обмоток ВН — СН. Если требуется одновременно изменить под нагрузкой коэффициент трансформации между обмотками ВН и НН, то необходимо установить дополнительно линейный регулятор последовательно с обмоткой НН автотрансформатора. С экономической точки зрения такое решение оказывается более целесообразным, чем изготовление автотрансформаторов с двумя встроенными устройствами РПН.

Регулирование напряжения в сетях изменением параметров сети.

В некоторых пределах напряжение можно регулировать, изменяя сопротивление питающей сети. Так, если питающая сеть или ее участок состоит из нескольких параллельных линий, то, отключая в часы минимальных нагрузок одну из таких линий, можно увеличить потерю напряжения в питающей сети и тем понизить напряжение у потребителя.

Снижения реактивного сопротивления цепи и, следовательно, увеличения напряжения при максимальных нагрузках можно добиться, применяя продольную компенсацию индуктивности линии.

В линиях дальних передач продольную компенсацию используют для повышения их пропускной способности. Число конденсаторов в батарее для продольной компенсации определяется требуемым уровнем напряжения на приемной подстанции и максимальной нагрузкой линии. В электропередачах высокого напряжения обычно компенсируют не свыше 40—50% индуктивности линии, так как большая степень компенсации может привести к ложным действиям релейной защиты, а при известных условиях и к колебательному режиму (самораскачиванию) синхронных генераторов.

Значение напряжения у потребителя зависит от потерь напряжения в сети, которые в свою очередь зависят от сопротивления сетей. Например, продольная составляющая падения напряжения в линии на рис., а равна

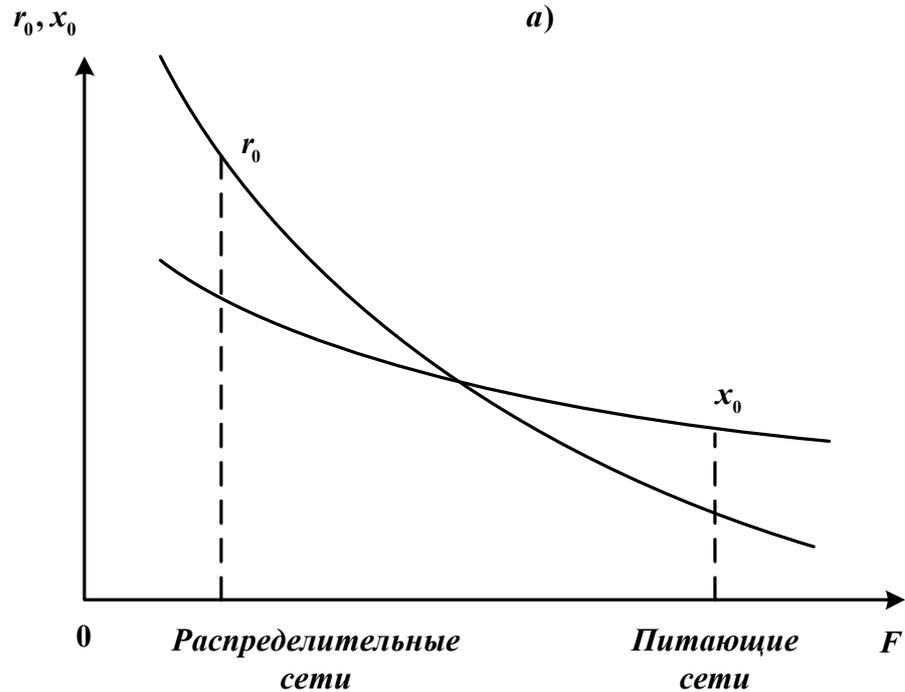
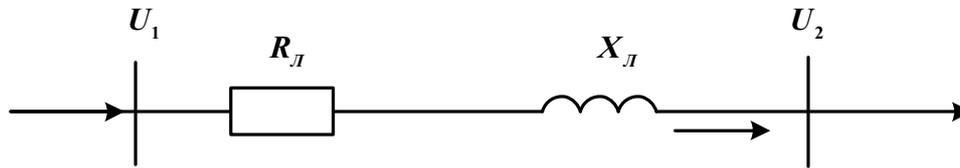
$$\Delta U = \frac{P_L'' R_L + Q_L'' X_L}{U_2},$$

где P_L'' , Q_L'' , U_2 - потоки мощности и напряжения в конце линии; R_L , X_L - ее активное и реактивное сопротивления.

На рис. показан характер зависимости сопротивления сети от сечения проводов.

Из графика видно, что соотношение, активного, и реактивного сопротивлений для распределительных и питающих сетей различно. В распределительных сетях активное сопротивление больше реактивного. В потере напряжения основную роль играет первое слагаемое $P_L'' R_L$ числителя. При изменении сечения линии существенно меняются r_0 и r_L и

изменяются ΔU и напряжение потребителя. Поэтому в этих сетях иногда выбирается сечение по допустимой потере напряжения.



б)

В питающих сетях, наоборот $x_0 \gg r_0$, поэтому решающее значение для ΔU принимает реактивное сопротивление линий, которое мало зависит от сечения. Выбирать сечение линий в питающих сетях по допустимой потере напряжения экономически нецелесообразно.

Изменение реактивного сопротивления применяют для регулирования напряжения. Чтобы изменить реактивное сопротивление, необходимо включить в линию конденсаторы. Продольная составляющая падения напряжения ΔU_L линии до установки конденсаторов определяется выражением

$$\Delta U = \frac{P_L'' R_L + Q_L'' X_L}{U_2}$$

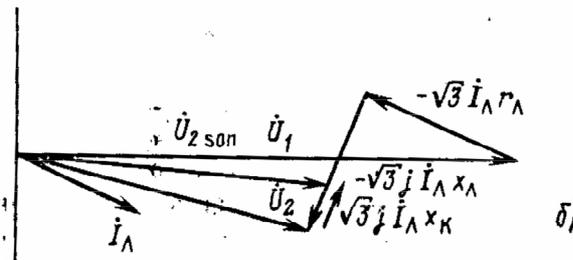
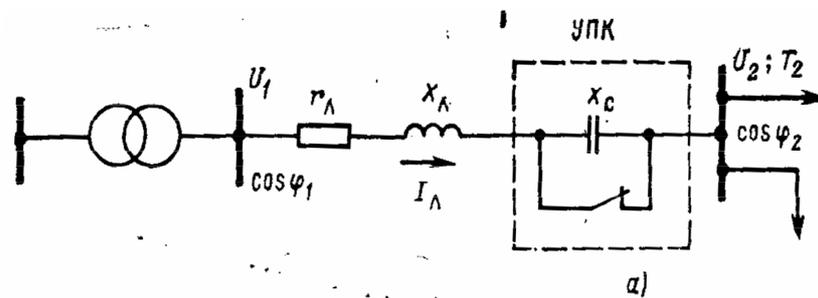
Предположим, что напряжение в конце линии ниже допустимого, т. е. $U_2 \approx U_1 - \Delta U_L \leq U_{2\text{доп}}$. Включим последовательно в линию конденсаторы так, чтобы повысить напряжение до допустимого, т. е. получить $U_{2\text{доп}}$.

$$U_{2\text{доп}} = U_1 - \frac{P_L'' R_L + Q_L'' (x_L - x_K)}{U_{2\text{доп}}},$$

где x_K - сопротивление конденсатора.

Включение конденсаторов последовательно в линию называют продольной компенсацией. Установка последовательно включенных в линию конденсаторов УПК дает возможность компенсировать индуктивное сопротивление и потерю напряжения в линии (рис. а). Величину $I_L x_C$ можно рассматривать как отрицательное падение напряжения или как дополнительную ЭДС, вводимую в цепь.

Векторная диаграмма такого регулирования показана на рис. б.



Продольная компенсация:
 а — схема УПК; б — векторная диаграмма

$$U_2 = U_1 - \sqrt{3}I_L(R_L + jX_L),$$

$$U_{2\text{доп}} = U_1 - \sqrt{3}I_L(R_L + jX_L) - \sqrt{3}I_L(-jX_C).$$

Отсюда можно найти X_C и выбрать нужное количество последовательных и параллельных конденсаторов. При этом напряжение на конденсаторах и ток в них равны

$$U_K = I_L X_C,$$

$$I_L = \frac{S_L}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}}.$$

Если номинальное напряжение одного конденсатора $U_{\text{КНОМ}} < U_K$, то ставят последовательно несколько конденсаторов в одной фазе. Число подключенных конденсаторов определяется $n = \frac{U_K}{U_{\text{КНОМ}}}$.

Зная паспортную мощность конденсатора Q_K можно определить номинальный ток

$$I_{\text{КНОМ}}: I_{\text{КНОМ}} = \frac{Q_K}{U_{\text{КНОМ}}}.$$

Если $I_{\text{КНОМ}} < I_L$, то ставят параллельно m конденсаторов, причем их число определяется $m = \frac{I_L}{I_{\text{КНОМ}}}$.

Для УПК отношение емкостного сопротивления конденсаторов к индуктивному сопротивлению линии, выраженное в процентах, называется процентом компенсации:

$$C = \frac{X_C}{X_L} 100\%.$$

На практике применяют лишь частичную компенсацию ($C < 100\%$) реактивного сопротивления линии. Полная, или избыточная, компенсация ($C \geq 100\%$) в распределительных сетях, непосредственно питающих нагрузку, обычно не применяется, так как это связано с возможностью появления в сети значений напряжения выше допустимого. Особенную опасность представляют случаи внезапного увеличения тока нагрузки (например, при пуске крупных электродвигателей), когда наблюдаются значительные повышения напряжения, а

также возможны явления резонансного характера. Поэтому на время пуска наиболее крупных электродвигателей параллельно конденсаторам включают активные сопротивления или закорачивают конденсаторы.

Установки последовательно включённых конденсаторов улучшают режимы напряжения в сетях. Однако следует учитывать, что повышение напряжения, создаваемое такими конденсаторами, зависит от значения и фазы тока, проходящего через УПК. Поэтому возможности регулирования последовательными конденсаторами ограничены. Наиболее эффективно применение УПК для снижения отклонений напряжения на перегруженных радиальных линиях.

В питающих сетях УПК — сложные в эксплуатации и дорогие установки. Необходимо применять специальные меры для их защиты от перенапряжений во время коротких замыканий. Отметим, что УПК применяют не только для регулирования напряжения, но и для повышения пропускной способности линий.

Регулирование напряжения в сетях изменением потоков реактивной мощности в них.

Эффективно регулировать напряжение путем изменения реактивной мощности в сети можно с помощью синхронных компенсаторов или батарей конденсаторов при включении их параллельно нагрузке.

Синхронный компенсатор (СК) устанавливают на приемной подстанции и присоединяют к шинам НН подстанции или к обмотке НН автотрансформатора. Такой компенсатор представляет собой синхронный электродвигатель и при перевозбуждении является емкостной нагрузкой для сети или, что все равно, генератором реактивной индуктивной мощности, а при недо возбуждении становится потребителем реактивной мощности. Таким образом, изменяя возбуждение синхронного компенсатора, непосредственно влияют на величину реактивной мощности, протекающей по сети, и следовательно, на напряжение у потребителя.

Регулирование напряжения при помощи СК происходит плавно. Диапазон регулирования зависит от мощности СК и величины реактивной нагрузки линии.

В тех случаях, когда расчетная мощность компенсирующей установки меньше минимальной мощности СК или когда не требуется ее работа в режиме потребления реактивной мощности, устанавливают управляемые батареи конденсаторов (УБК), разделенные на ряд секций. Наибольшая мощность секций определяется допустимой величиной отклонения напряжения на вторичных шинах приемной подстанции. УБК обладают большей экономичностью, чем СК, и поэтому получают распространение.

УБК большой мощности (100 и более МВА) устанавливают также и на крупных районных подстанциях энергосистем, имеющих достаточное количество СК для работы в режиме потребления реактивной мощности в ночное время. УБК большой мощности включаются непосредственно на шины высокого напряжения — 110 кВ.

Для местного регулирования напряжения на крупных промышленных предприятиях, особенно в тех случаях, когда их электроснабжение производится по линиям с большим реактивным сопротивлением, эффективно используются синхронные электродвигатели мощностью 1000—10 000 кВА. При обычном коэффициенте загрузки двигателей ($0,7 P_H$) располагаемая реактивная мощность их при напряжении на зажимах $0,9 — 1,0 U_H$ составляет от $1,3$ до $1,5 Q_H$. Регулирование, как и синхронными компенсаторами, происходит плавно, и этот процесс может быть автоматизирован.

На тех промышленных предприятиях, где имеются УБК, установленные для компенсации реактивной мощности, они могут использоваться и как средства для регулирования напряжения, не вступая при этом в противоречие с их основным назначением.

Продольная составляющая падения напряжения в сети ΔU_C определяется по выражению

$$\Delta U_C = \frac{P_{сгс} + Q_{схс}}{U_2},$$

где P_C , Q_C , r_C , x_C — потоки мощности и сопротивления сети. Из последнего выражения видно, что падение напряжения зависит от потоков реактивной и активной мощности сети. Линия должна передавать такую активную мощность, какая нужна потребителю. Активную мощность линий нельзя изменять для регулирования напряжения, это экономически бессмысленно. В питающих сетях активное сопротивление значительно меньше реактивного сопротивления линий. Следовательно, именно произведение $Q_C x_C$ оказывает решающее влияние на падение напряжения в сетях при регулировании U за счет изменения потоков мощности.

Для изменения потоков реактивной мощности применяют компенсирующие устройства — батареи статических конденсаторов и синхронные компенсаторы.

1. Использование в качестве компенсирующего устройства синхронных компенсаторов иллюстрируется рис.а.

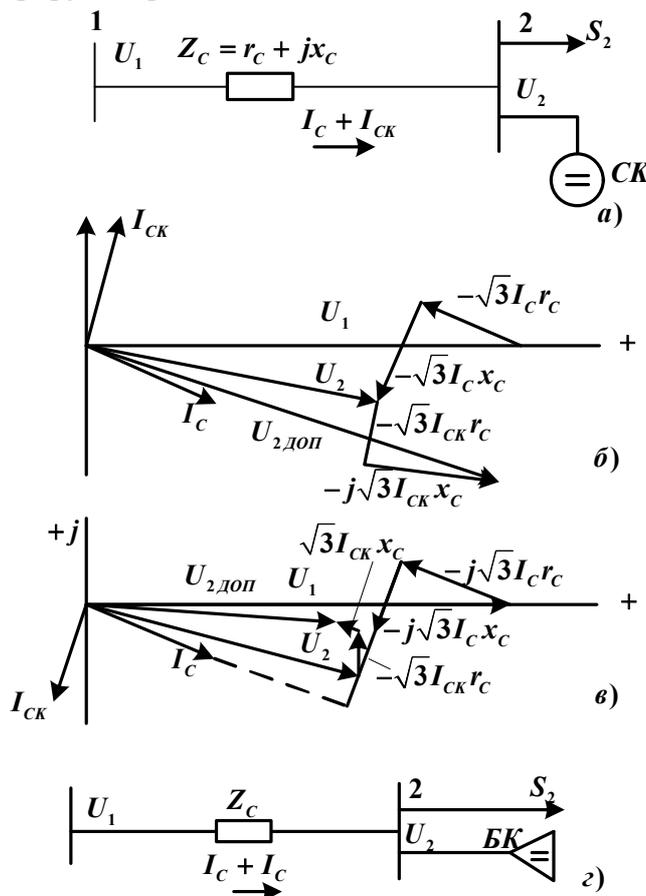


Рис. Режимы работы компенсирующих устройств

- а) включение синхронного компенсатора, б) векторная диаграмма СК при перевозбуждении, в) векторная диаграмма в режиме недо возбуждения, г) включение БК

Напряжение в конце линии до установки компенсатора определяется выражением

$$U_2 = U_1 - \frac{P_C r_C + Q_C x_C}{U_2}.$$

Пусть U_2 ниже допустимого. После включения в конце линии компенсатора U_2 определяется следующим образом.

$$U_2 = U_1 - \frac{P_C r_C + (Q_C - Q_{СК}) x_C}{U_2}$$

Определим мощность компенсирующего устройства, необходимую того, чтобы напряжение стало допустимым. Для этого положим во втором выражении $U_2 = U_{2\text{доп}}$ и вычтем из второго выражения первое

$$U_{2,доп} - U_2 = -\frac{P_c r_c + Q_c x_c}{U_{2,доп}} + \frac{P_c r_c + Q_c x_c}{U_2} + \frac{Q_{СК} x_c}{U_{2,доп}}$$

Мощность компенсатора определяется выражением

$$Q_{СК} = \frac{(U_{2,доп} - U_2)[U_{2,доп} U_2 - (P_c r_c + Q_c x_c)]}{U_2 x_c}$$

Приняв допущение о том, что $\frac{1}{U_{2,доп}} \approx \frac{1}{U_2}$, будем считать, что два первых слагаемых в

правой части выражения $U_{2,доп} - U_2 = -\frac{P_c r_c + Q_c x_c}{U_{2,доп}} + \frac{P_c r_c + Q_c x_c}{U_2} + \frac{Q_{СК} x_c}{U_{2,доп}}$ равны. При этом допущении мощность компенсатора определяется более простым выражением используемым в практических расчетах $Q_{СК} = \frac{U_{2,доп} - U_2}{x_c} U_{2,доп}$.

При перевозбуждении они генерируют реактивную мощность $Q_{СК}^{перев} = Q_{СК\text{ ном}}$. При недо возбуждении они потребляют реактивную мощность $Q_{СК}^{недо} = 0,5 Q_{СК\text{ ном}}$, что приводит к увеличению потерь напряжения в сети и к уменьшению напряжения у потребителя. Это можно использовать, когда нужно снизить напряжение, например в режиме наименьших нагрузок. На рис. *б* и *в* представлены векторные диаграммы в режимах перевозбуждения и недо возбуждения.

До включения СК $U_2 = U_1 - \sqrt{3} I_c Z_c$; $U_2 = U_1 - \sqrt{3} I_c r_c - j\sqrt{3} I_c x_c$.

После его включения

$$U_{2,доп} = U_1 - \sqrt{3} (I_c + I_{СК}) Z_c; U_{2,доп} = U_1 - \sqrt{3} I_c r_c - j\sqrt{3} I_c x_c - \sqrt{3} I_{СК} r_c - j\sqrt{3} I_{СК} x_c$$

В режиме перевозбуждения ток синхронного компенсатора опережает на 90° напряжение U_2 (рис. б). Из векторной диаграммы (рис. б) видно, что в этом режиме напряжение повышается с U_2 до $U_{2,доп}$. В режиме недо возбуждения ток и реактивная мощность синхронного компенсатора изменяют свои знаки на противоположные, Ток $I_{СК}$ отстает на 90° от напряжения U_2 . Из векторной диаграммы видно, что в этом режиме напряжение понижается с U_2 до $U_{2,доп}$.

2. Включение в качестве компенсирующих устройств батарей статических конденсаторов позволяет только повышать напряжение, т.к. конденсаторы могут только вырабатывать реактивную мощность.

Конденсаторы, подключенные параллельно к сети (рис. 4.8,г), обеспечивают поперечную компенсацию. В этом случае конденсаторы, генерируя реактивную мощность, повышают коэффициент мощности сети и одновременно регулируют напряжение, т.к. снижают потери напряжения в сети. В период наименьших нагрузок, когда напряжение повышено, необходимо отключать часть батарей, чтобы уровни напряжения не превышали допустимых значений.

Векторная диаграмма для конденсатора при поперечной компенсации та же, что и для синхронного компенсатора в режиме перевозбуждения, т. е. приведена на рис. *б*, где вместо тока $I_{СК}$ следует говорить о токе конденсатора I_k . В этом случае, как и при использовании СК, уменьшается потеря напряжения в сети и увеличиваются напряжение U_2 , а также угол сдвига между напряжениями в конце и в начале линии.

Реактивная мощность Qк, генерируемая параллельно включенными конденсаторами, определяется по выражению как и для СК $Q_{СК} = \frac{U_{2,доп} - U_2}{x_c} U_{2,доп}$, которое преобразуется к

виду $Q_K = \frac{\Delta U_{\text{пер}}}{x_C} U_{\text{НОМ}}$. В этом выражении относительное повышение напряжения U_2 при

регулировании, т.е. при поперечной компенсации $\Delta U_{\text{пер}} = \frac{U_{2\text{доп}} - U_2}{U_{\text{НОМ}}}$.

Следовательно, мощность конденсаторов определяется напряжением сети и ее реактивным сопротивлением, при этом с уменьшением сопротивления сети возрастает необходимая мощность конденсаторов.

При продольной компенсации повышение напряжения, создаваемое последовательными конденсаторами, прямо пропорционально току нагрузки линии. В отличие от УПК повышение напряжения в сети, создаваемое поперечной компенсацией, не зависит от тока нагрузки и определяется параметрами сети x_C и емкостным током, т. е. емкостью конденсаторов. Это следует из рис. 6, где снижение потери напряжения в сети пропорционально $I_{\text{к.л}}$.

Сравнение способов регулирования напряжения

Основным, наиболее важным и эффективным среди рассмотренных выше способов является регулирование напряжения трансформаторами и автотрансформаторами под нагрузкой. Все остальные способы регулирования напряжения (трансформаторами с ПБВ, генераторами станций, изменением сопротивления сети и потоков реактивной мощности) имеют меньшее значение и являются вспомогательными.

Трансформаторы с ПБВ применяются в сетях до 35 кВ. С их помощью невозможно осуществить встречное регулирование напряжения, так как коэффициенты трансформации и ответвления в режиме наибольших и наименьших нагрузок в течение суток равны. Поэтому с помощью трансформатора с ПБВ невозможно в течение суток в режиме наибольших нагрузок поднять напряжение на низкой стороне районной подстанции до $1,05U_{\text{НОМ}}$ и в режиме наименьших нагрузок понизить его до $1,0 U_{\text{НОМ}}$, т.е. условия встречного регулирования не выполняются. Регулирование без возбуждения используется только как сезонное. Более частые переключения очень дороги, так как требуют отключения от сети, усложняют эксплуатацию и связаны с резким увеличением количества обслуживающего персонала.

С помощью трансформаторов с РПН на районной подстанции можно осуществить встречное регулирование, так как в трансформаторах с РПН коэффициенты трансформации и ответвления можно изменять под нагрузкой, т. е. $n_{\text{нб}} \neq n_{\text{нм}}, U_{\text{отв.нб}} \neq U_{\text{отв.нм}}$.

Трансформаторы с РПН дороже, чем с ПБВ. Это объясняется необходимостью применения специального переключающего устройства. Стоимость переключающего устройства РПН сравнительно мало зависит от мощности трансформатора. Поэтому относительное удорожание для трансформаторов с РПН по сравнению с трансформаторами с ПБВ значительно больше для трансформаторов меньшей мощности. Это удорожание составляет 20—25% стоимости трансформатора, а для трансформаторов малой мощности может достигать 70—80 %. Трансформаторы с РПН применяют на напряжение 35 кВ и более.

Линейные регуляторы малой мощности применяются в промышленных и сельских сетях. Линейные регуляторы большой мощности устанавливаются на подстанции последовательно с нерегулируемым трансформатором или непосредственно в линию, а также последовательно с обмоткой НН автотрансформатора.

Характеристика регулирования напряжения с помощью трансформаторов, автотрансформаторов и ЛР приведена в табл. 4.1.

В большинстве случаев синхронные компенсаторы применяются на мощных подстанциях, батареи статических конденсаторов — на менее мощных подстанциях в промышленных, сельских и городских сетях. Компенсирующие устройства играют важную роль не только для регулирования напряжения, но в первую очередь для обеспечения баланса реактивной мощности и уменьшения потерь мощности и электроэнергии.

Регулирование напряжения на подстанциях

Средства регулирования	Напряжение, кВ	Мощность, МВ·А	Место включения	Диапазон регулирования
Трансформаторы с ПТВ	6, 10 (20)	0,4—0,63	В нейтрали или в середине обмотки ВН	$\pm 2 \times 2,5\%$
Трансформаторы большой мощности с РПН	35 и более	10—63	В нейтрали обмотки ВН	$\pm 8 \times 1,5\%$
Трансформаторы малой мощности с РПН	6, 10, 20, 35	1—6,3	В нейтрали обмотки ВН	$\pm 8 \times 1,25\%$ $\pm 6 \times 1,5\%$
ЛР большой мощности	6—35	16—100	Последовательно с нерегулируемыми обмотками трансформатора с ПБВ, непосредственно в ВЛ	$\pm 15\%$
	110	63—125	Последовательно с обмоткой НН автотрансформаторов 220—330 кВ	$\pm 15\%$
ЛР малой мощности	6—35	0,4—0,63	Последовательно с нерегулируемыми обмотками трансформатора с ПБВ или непосредственно в линию в сельских сетях	$\pm 10\%$
	6—10	1,6—6,3	То же в промышленных сетях	$\pm 10\%$
Автотрансформаторы, трехобмоточные трансформаторы	220—330	10—250	РПН в обмотке СН	$\pm 6 \times 2\%$
			ЛР последовательно с обмоткой НН	$\pm 15\%$

Тема 4. Компенсация реактивной мощности в электрических системах и сетях потребителей (6 часов).

Особенности реактивной мощности. Причины, приводящие к необходимости КРМ. Назначение КРМ. Постановка задачи компенсации реактивной мощности в электрических системах и сетях потребителей. Затраты на потери мощности и энергии. Затраты на компенсирующие устройства. Показатели эффективности применения компенсирующих устройств. Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением. Регулирующий эффект нагрузки. Методические и нормативно-технические документы по КРМ. Методика системного подхода к задаче компенсации реактивной мощности. Расчет оптимальных значений реактивной мощности, передаваемой потребителю. Выбор и расстановка компенсирующих устройств.

Три задачи компенсации реактивной мощности (КРМ)

- Балансовые расчеты реактивной мощности (Балансовая задача КРМ)
- Поддержание желаемого уровня напряжения в узлах сети
- Экономическая задача КРМ

Основные нормативные организационно-распорядительные документы по компенсации реактивной мощности

1. Письмо Министерства промышленности и энергетики от 1 ноября 2004 г. № ИМ-1374 «Об оказании услуг по компенсации реактивной энергии (мощности)»
2. Приказ Министерства промышленности и энергетики от 22.02.2007 г. №49 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)
3. Приказ РАО «ЕЭС России» от 11.12.2006 г. №893 «О повышении устойчивости и технико-экономической эффективности распределительных сетей и систем электроснабжения потребителей за счет управления потоками реактивной мощности и нормализации уровней напряжения»

Оценка баланса реактивной мощности

Основными особенностями электроэнергетических систем являются практически мгновенная передача энергии от источников к потребителям и невозможность накапливания выработанной электроэнергии в заметных количествах. Эти свойства определяют одновременность процесса выработки и потребления электроэнергии.

При генерации и потреблении энергии на переменном токе равенству вырабатываемой и потребляемой электроэнергии в каждый момент времени отвечает соответственно равенство вырабатываемой и потребляемой активной и реактивной мощностей. Это условие может быть, записано в виде равенства:

$$\Sigma P_G = \Sigma P_H + \Sigma \Delta P = \Sigma P_{\text{потр}};$$

$$\Sigma Q_G = \Sigma Q_H + \Sigma \Delta Q = \Sigma Q_{\text{потр}},$$

где ΣP_G и ΣQ_G - генерируемые активная и реактивная мощности, т.е. мощности станций без мощности собственных нужд; ΣP_H и ΣQ_H — активная и реактивная мощности потребителей; $\Sigma \Delta P$ — суммарные потери активной мощности в сетях; $\Sigma \Delta Q$ — алгебраическая сумма потерь реактивной мощности и зарядной мощности в сетях; $\Sigma P_{\text{потр}}$ и $\Sigma Q_{\text{потр}}$ — суммарное потребление мощности.

Уравнения (1) и (2) являются уравнениями балансов активной и реактивной мощностей соответственно.

Баланс реактивной мощности по всей системе в целом определяет некоторый уровень напряжения. Напряжения в узловых точках сети электрической системы в той или иной степени отличаются от среднего уровня, причем степень этого отличия характеризуется конфигурацией сети, значением нагрузки и другими факторами, от которых зависит падение напряжения. Баланс реактивной мощности для всей системы в целом не может исчерпывающе определить требования, предъявляемые к мощности источников. Надо оценивать возможность получения необходимой реактивной мощности как по системе, так по отдельным ее районам.

Необходимость в оценке баланса реактивной мощности возникает прежде всего при проектировании подсистемы регулирования напряжения — реактивной мощности АСДУ. В ряде случаев оценка изменений условий баланса производится и в практике эксплуатации, например при вводе новых регулирующих устройств, установленных мощностей электростанций, изменениях схемы сети.

Баланс реактивной мощности

$$Q_{ПНБ} = k_0 \sum_{i=1}^n Q_{НБ_i} + \Delta Q_{ТЭ} + \sum_{j=1}^m (\Delta Q_j - Q_{C,j})$$

где k_0 – коэффициент одновременности наибольших реактивных нагрузок, $k_0 \approx 0,98$

$Q_{НБ_i}$ – максимальная реактивная нагрузка i – го узла

$\Delta Q_{ТЭ}$ – суммарные потери реактивной мощности в СТ, $\Delta Q_{ТЭ} \approx 0,1 \cdot S_{max}$

ΔQ_j – потери реактивной мощности в j – ой линии

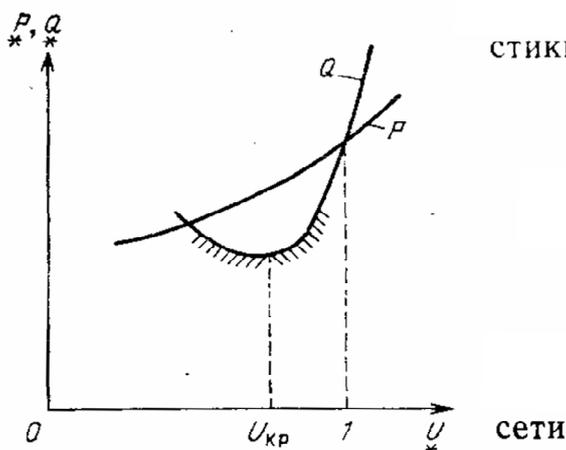
$Q_{C,j}$ – зарядная мощность, генерируемая j – ой линией

Регулирующий эффект нагрузки

Статические характеристики нагрузки, т. е. зависимости активной и реактивной мощностей нагрузки от напряжения, имеют вид, представленный на рис. 1. Рассмотрим простейшую схему электрической сети, представленную на рис. 2. Пусть из-за аварии или по другим причинам напряжение в конце линии U_2 понижается. Покажем, что нагрузка в силу своего регулирующего эффекта поднимает U_2 . Напряжение в конце линии можно представить в следующем виде:

$$U_2 \approx U_1 - \Delta U_{Л} = U_1 - \frac{P''_{Л} r_{Л} + Q''_{Л} x_{Л}}{U_2}$$

При понижении U_2 в соответствии со статическими характеристиками (рис. 1) будут уменьшаться значения P_2 и Q_2 , а также $P''_{Л}$ и $Q''_{Л}$, следовательно, будут уменьшаться потери $\Delta U_{Л}$, а значение U_2 вследствие этого будет увеличиваться. Все это справедливо в случае, когда $U \geq U_{кр} \approx (0,7 \div 0,8) U_{НОМ}$.



Статические характеристики нагрузки

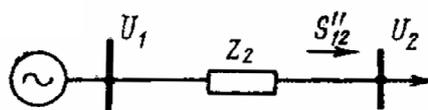


Схема электрической сети

Нагрузка имеет регулирующий эффект только при $U \geq U_{кр}$. При $U < U_{кр}$ понижение напряжения U_2 вызывает рост потребляемой реактивной мощности Q_2 , соответственно большая реактивная мощность течет и по линии. Это вызывает увеличение потерь напряжения в линии $\Delta U_{Л}$, следовательно, падает значение напряжения в конце линии, т. е. у потребителя.

В соответствии со статической характеристикой при $U < U_{кр}$ Q_2 снова растет. Это приводит к дополнительному понижению U_2 и т. д. Возникает явление, называемое лавиной напряжения. При такой аварии останавливаются (опрокидываются) асинхронные двигатели. Реактивная мощность асинхронных двигателей растет, баланс Q нарушается, причем $\Sigma Q_{Потр} \gg \Sigma Q_{Г}$, что в свою очередь приводит к понижению U . Остановить эту аварию можно, лишь отключив нагрузку. В настоящее время применяются автоматические регуляторы возбуждения на генераторах и мощных двигателях, поэтому напряжение не понижается ниже критического.

Потребители реактивной мощности

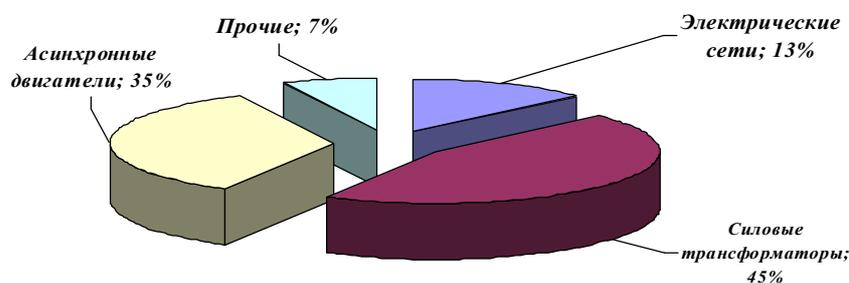
В инженерной практике под реактивной мощностью обычно подразумевается мощность индуктивная, которая потребляется индуктивными элементами электрической системы и генерируется в емкостных или других эквивалентных им элементах.

На промышленных предприятиях основными потребителями реактивной мощности являются асинхронные двигатели — на их долю приходится 65—70% реактивной мощности, потребляемой предприятием; 20—25% приходится на трансформаторы и около 10% на воздушные линии электропередач и другие приемники — люминесцентные лампы, индукционные печи и т. д.

Потребители реактивной мощности

$$Q_{H\Sigma} \approx 2Q_{G\Sigma}$$

Структура потребителей реактивной мощности в сетях энергосистем
(по установленной активной мощности)



Прочие

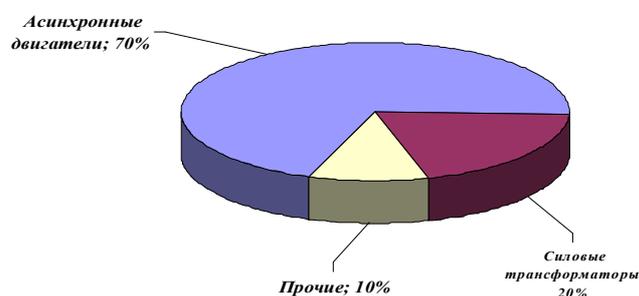
преобразователи: переменного тока в постоянный; тока промышленной частоты в ток повышенной или пониженной частоты;

печная нагрузка: индукционные печи; ДСП; ЭШП; РТП; ... ;

сварка: сварочные трансформаторы, агрегаты, выпрямители; точечная, контактная.

Суммарные абсолютные и относительные потери реактивной мощности в элементах питающей сети весьма велики и достигают 50% мощности, поступающей в сеть. Примерно 70—75% всех потерь реактивной мощности составляют потери в трансформаторах. Так, в трехобмоточном трансформаторе ТДТН-40000/220 при коэффициенте загрузки, равном 0,8, потери реактивной мощности составляют около 12%. На пути от электростанции происходит самое меньшее три трансформации напряжения, и поэтому потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах достигают больших значений.

Структура потребления реактивной мощности в сети



$$\Delta Q_{\Sigma} \approx 0,5Q_{сети}$$

из них 70÷75% составляют реактивные потери в силовых трансформаторах

Общая потребляемая реактивная мощность равна $\Sigma Q_{\text{потр}} = \Sigma Q_H + \Sigma \Delta Q$.

Суммарная реактивная мощность нагрузки $\Sigma Q_H = \Sigma P_{H,i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i$.

Суммарные потери реактивной мощности $\Sigma \Delta Q = \Sigma \Delta Q_L - \Sigma Q_C + \Sigma \Delta Q_T$.

Приблизительно потери реактивной мощности в линиях и генерация реактивной мощности в проводимостях линий равны $\Sigma \Delta Q_L \approx 0,1 S_L$, $\Sigma Q_C \approx 0,1 S_L$.

Потери реактивной мощности в n параллельно работающих трансформаторах

$$\Delta Q_T \approx n S_{\text{ном}} \frac{U_{K\%}}{100}.$$

При характерных значениях $U_{K\%}$ потери в трансформаторах равны $\Sigma Q_T \approx 0,1 n S_{\text{ном}}$.

Для любой электрической сети должен соблюдаться баланс полной мощности при соблюдении условий поддержания нормального режима.

При этом необходимо обеспечить баланс реактивной мощности как для системы в целом, так и для отдельных узлов питающей сети с наличием в них необходимого резерва реактивной мощности.

Баланс реактивной мощности следует предусматривать для каждого характерного режима сети в отдельности. Это следующие режимы: а) наибольшая реактивная нагрузка при наибольшем потреблении реактивной мощности и наибольшей необходимой мощности компенсирующих устройств; б) наибольшая активная нагрузка, что связано с наибольшей загрузкой генераторов активной мощностью и с наименьшей их реактивной мощностью; в) наименьшая активная нагрузка, что связано с отключением части генераторов и невозможностью генерации ими заметного количества реактивной мощности; г) режимы послеаварийные и ремонтные, связанные с наибольшими ограничениями на передачу реактивной мощности по сети.

Генерация реактивной мощности на электростанциях

Баланс реактивной мощности определяется выражением $\Sigma Q_G = \Sigma Q_H + \Sigma \Delta Q = \Sigma Q_{\text{потр}}$.

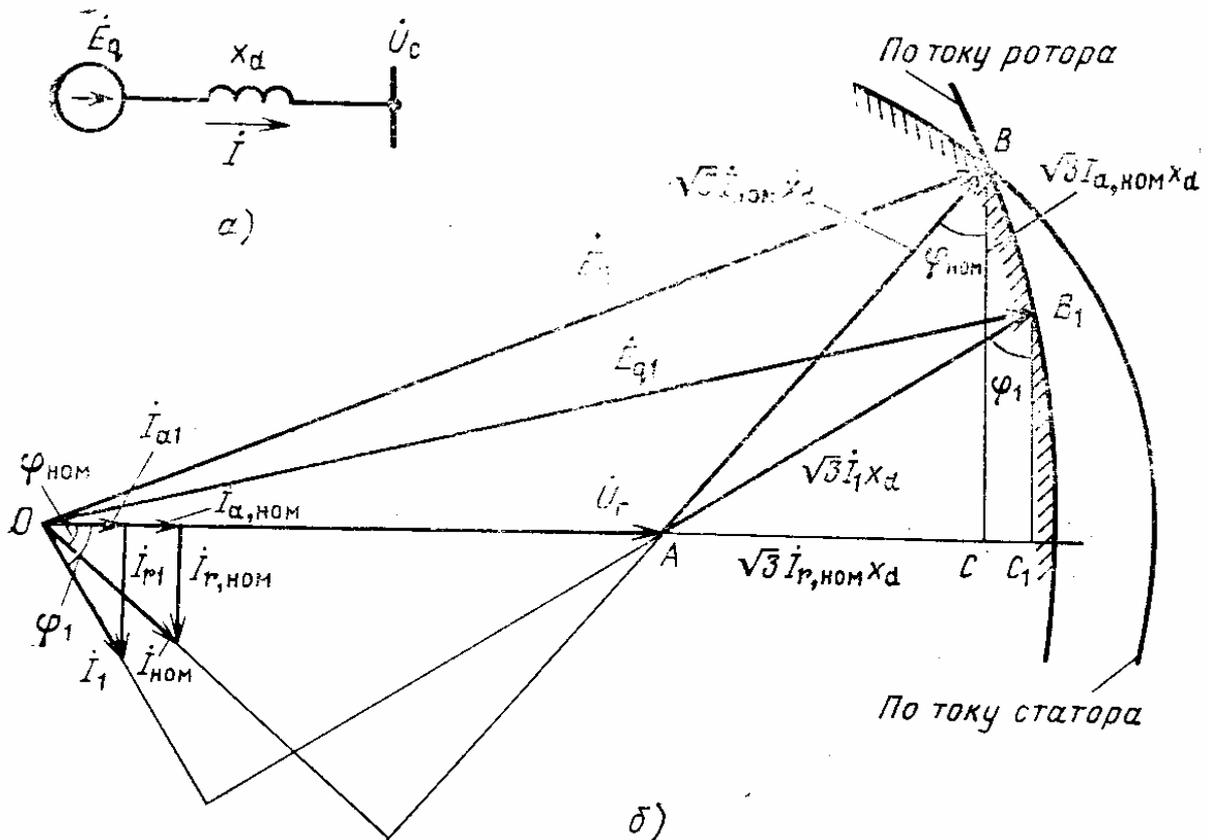
Как видно из характеристики потребителей реактивной мощности, потребляемая реактивная мощность значительна, поэтому генераторы электростанций должны вырабатывать наряду с активной мощностью также и реактивную.

Полная мощность, выдаваемая генератором в сеть, $S_G = \frac{P_G}{\cos \varphi} = P_G + jQ_G$.

Синхронные генераторы на электростанциях вместе с другими источниками реактивной мощности обеспечивают и регулируют баланс реактивной мощности в современных электрических сетях. При этом изменение реактивной мощности синхронных генераторов достигается: соответствующим изменением тока возбуждения. Максимальная рас полагаемая мощность синхронных генераторов в номинальном режиме определяется паспортным значением коэффициента мощности и активной мощности машины. Уменьшая ток возбуждения, можно снизит реактивную мощность, выдаваемую генератором. При снижении активной мощности в сравнении с номинальным значением возможна выдача увеличенной реактивной мощности сверх той, которая определяется по данным номинального режима. Такое увеличение может быть допущено в пределах, ограничиваемых номинальными токами статора и ротора.

Условия ограничения по выдаваемой реактивной мощности определяют с помощью векторных диаграмм (рис. б).

В схему замещения генератора входят неизменное продольное синхронное реактивное сопротивление x_d и ЭДС E_q , находящаяся за ним (рис. а), Электродвижущая сила E_q определяется как сумма векторов $E_q = U_G + j\sqrt{3}I x_d$, где $j\sqrt{3}I x_d$ - вектор падения напряжения в сопротивлении x_d .



На векторной диаграмме из точки 0 проведена дуга окружности радиусом E_q , которая определяет предельно допустимые значения тока возбуждения или ЭДС E_q по условиям нагрева ротора машины. Для удобства сопоставления параметров режимов, предельных по условию нагрева как статора, так и ротора, из точки А проведена окружность $\sqrt{3}I_{\text{НОМ}}x_d$.

$$OB = E_q \equiv i_v, \quad OA = U_r.$$

В треугольнике ABC

$$CA \equiv I_{r,\text{НОМ}} \equiv Q_2, \quad BC \equiv I_{a,\text{НОМ}} \equiv P_2,$$

$$Q_2 = \sqrt{3} I_{\text{НОМ}} x_d \sin \varphi_{\text{НОМ}}, \quad P_2 = \sqrt{3} I_{\text{НОМ}} x_d \cos \varphi_{\text{НОМ}},$$

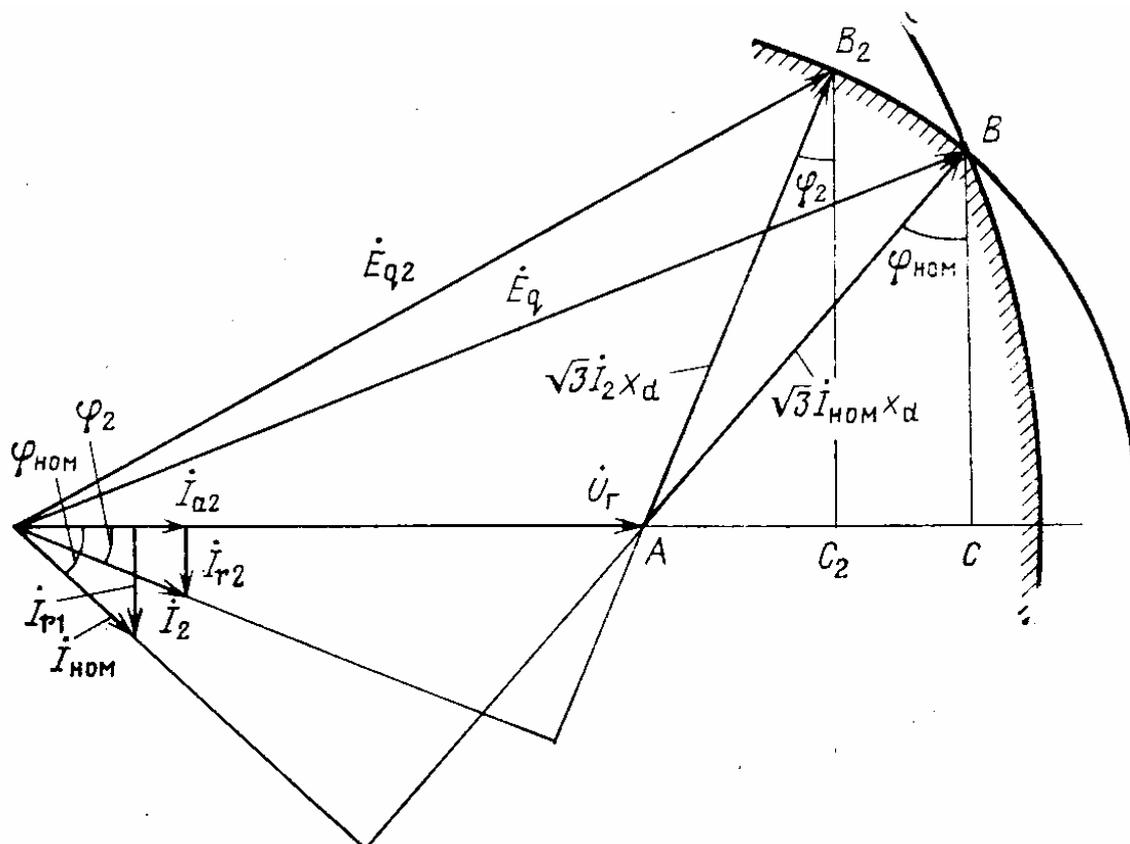
$$\text{где } I_{\text{НОМ}} = AB / \sqrt{3} x_d.$$

Рассмотрим работу генератора при $\varphi_1 > \varphi_{\text{НОМ}}$, т.е. $\cos \varphi_1 < \cos \varphi_{\text{НОМ}}$. Допустимый для генератора режим соответствует $E_{q1} = E_{q,\text{НОМ}}$, т.е. например вектору OB_1 . В этом случае реактивная составляющая тока статора $I_{r1} > I_{r,\text{НОМ}}$. Следовательно, генератор будет выдавать реактивную мощность $Q_1 = \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} I_{r1} > Q_{\text{НОМ}}$.

Однако превышение реактивной мощности над $Q_{\text{НОМ}}$ будет небольшим из-за ограничений по току ротора. Из рис. б видно, что активная составляющая тока статора при $\varphi_1 > \varphi_{\text{НОМ}}$ меньше номинальной. Это следует из того, что $B_1C_1 < BC$, т.е. $I_{a1} < I_{a,\text{НОМ}}$, следовательно генератор может выдавать активную мощность $P_1 = \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} I_{a1} < P_{\text{НОМ}}$.

Работа генераторов при $\varphi_2 < \varphi_{\text{НОМ}}$ или $\cos \varphi_2 > \cos \varphi_{\text{НОМ}}$ соответствует выработке активной мощности большей, чем номинальной, а реактивной – меньше.

На следующем рисунке отдельно изображены векторные диаграммы при $\varphi_2 < \varphi_{\text{НОМ}}$ и при $\varphi_2 = \varphi_{\text{НОМ}}$. Легко убедиться, что при $\varphi_2 < \varphi_{\text{НОМ}}$ $P_2 > P_{\text{НОМ}}$ и $Q_2 < Q_{\text{НОМ}}$.



Работа генератора при активной мощности большей, чем номинальная, связана с перегрузкой турбины и не всегда допустима.

Возможность увеличения реактивной мощности за счет уменьшения активной допустимо использовать в случае избытка активной мощности, т. е. в режиме минимума нагрузки. Увеличение генерации реактивной мощности на электростанциях целесообразно только в летнее время, когда уменьшается бытовая нагрузка. В этом случае некоторая часть генераторов, несущих активную нагрузку, переводится на работу с пониженным коэффициентом мощности, а иногда даже в режим работы синхронных компенсаторов с отделением генераторов от турбин.

Резерв реактивной мощности и возможность перегрузок по реактивной мощности очень важны при аварийном снижении напряжения.

Все генераторы оборудованы АРВ, которые при снижении напряжения на зажимах генератора автоматически увеличивают ток возбуждения и выработку реактивной мощности.

Однако, для роста генерации реактивной мощности нужно иметь в нормальном режиме резерв по току ротора при $\varphi > \varphi_{ном}$ и по току статора при $\varphi < \varphi_{ном}$.

Анализ режима генератора, приведенный выше, показывает, что увеличить вырабатываемую им реактивную мощность можно лишь за счет уменьшения активной. Увеличение $Q_{Г}$ в режиме наибольших нагрузок (осенне-зимний максимум) за счет уменьшения $P_{Г}$ экономически нецелесообразно.

Эффективнее вместо снижения $P_{Г}$ применять для выработки Q компенсирующие устройства. Поэтому, как правило, в сетях для покрытия потребности в реактивной мощности применяют компенсирующие устройства.

Компенсация реактивной мощности

Для реактивной мощности справедливо условие баланса по всей электрической системе в целом. По балансу реактивной мощности наряду с балансом активной мощности можно судить о возможности существования рассматриваемого рабочего режима системы.

Активную мощность нагрузки электрической сети получают от генераторов электрических станций, которые являются единственным источником активной мощности. В отличие от активной мощности реактивная мощность может генерироваться не только в генераторах, но и в компенсирующих устройствах — статических конденсаторах или синхронных компенсаторах, которые можно установить в любом месте электрической сети. При номинальной нагрузке генераторы вырабатывают лишь около 60% требуемой реактивной мощности, 20% генерируется в ВЛ напряжением выше 110 кВ, 20% — компенсирующими устройствами, расположенными на подстанциях или непосредственно у потребителя.

При номинальной нагрузке генераторы вырабатывают лишь около 60% требуемой реактивной мощности, 20% генерируется в ВЛ напряжением выше 110 кВ, 20% — компенсирующими устройствами, расположенными на подстанциях или непосредственно у потребителя.

Компенсацией реактивной мощности будем называть ее выработку с помощью компенсирующих устройств.

Проблема компенсации реактивной мощности в электрических системах страны имеет большое значение по следующим причинам:

- 1) в промышленном производстве наблюдается опережающий рост потребления реактивной мощности по сравнению с активной;
- 2) возросло потребление реактивной мощности в городских электрических сетях, обусловленное ростом бытовых нагрузок;
- 3) увеличивается потребление реактивной мощности в сельских электрических сетях.

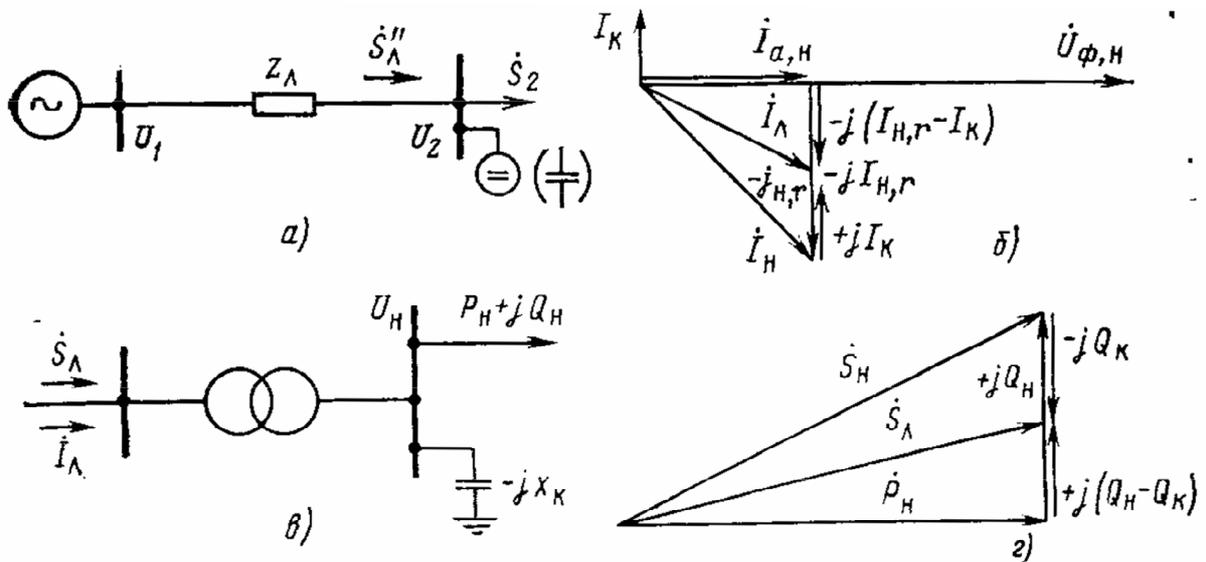
Компенсация реактивной мощности, как всякое важное техническое мероприятие, может применяться для нескольких различных целей. Во-первых, компенсация реактивной мощности необходима для выполнения баланса реактивной мощности. Во-вторых, установка компенсирующих устройств применяется для снижения потерь электрической энергии в сети. И, наконец, в-третьих, компенсирующие устройства применяются для регулирования напряжения.

Во всех случаях при применении компенсирующих устройств необходимо учитывать ограничения, обусловленные следующими техническими требованиями: 1) по необходимому резерву мощности в узлах нагрузки; 2) по располагаемой реактивной мощности на зажимах источника реактивной мощности; 3) по отклонениям напряжения; 4) по пропускной способности электрических сетей.

Для уменьшения перетоков реактивной мощности по линиям трансформаторам источники реактивной мощности должны размещаться вблизи мест ее потребления. Компенсирующие устройства ставят не в начале линии, а в конце. При этом линия разгружается по реактивной мощности (или по реактивному току, что иллюстрируется на рис. а). Этим достигается снижение потерь активной мощности и напряжения. При установке компенсирующих устройств в конце линии, т. е. на понижающей подстанции (рис. а, в), векторная диаграмма токов и мощностей в линии будет иметь вид, показанный на рис. г.

Без применения компенсирующих устройств в линии протекают ток и мощность нагрузки: $I_H = I_{a,H} - jI_{r,H}$, $S_H = P_H + jQ_H$.

В результате применения компенсирующих устройств реактивный ток и реактивная мощность в линии уменьшатся на величину реактивного тока и реактивной мощности, генерируемых в компенсирующем устройстве ($+jI_k$ и $-jQ_k$). В линии будут проходить меньшие по модулю ток и мощность, соответственно равные $I_L = I_{a,H} - j(I_{r,H} - I_k)$, $S_L = P_H + j(Q_H - Q_k)$.



Таким образом, вследствие применения компенсирующих устройств на подстанции при неизменной мощности нагрузки реактивная мощность и ток в линии уменьшаются, т.е. линия разгружается по реактивной мощности. При этом, как отмечалось выше, в линии уменьшаются потери мощности и потери напряжения, так

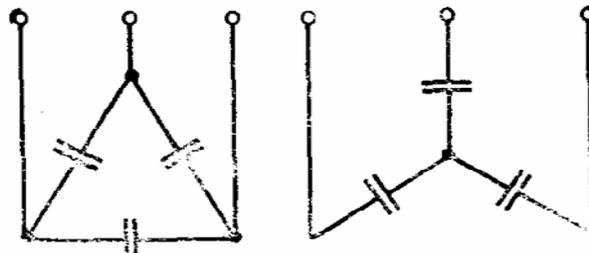
$$\Delta P_{\text{л}} \approx \frac{P_{\text{H}}^2 + (Q_{\text{H}} - Q_{\text{K}})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{\text{л}}, \quad \Delta U_{\text{л}} \approx \frac{P_{\text{H}} r_{\text{л}} + (Q_{\text{H}} - Q_{\text{K}}) x_{\text{л}}}{U_{\text{НОМ}}}$$

Компенсирующие устройства

В качестве компенсирующих устройств наиболее часто используются синхронные компенсаторы и батареи статических конденсаторов.

Статические конденсаторы применяются на напряжении 0,22—10,5 кВ. В конденсаторах, применяемых в компенсирующих устройствах, в качестве диэлектрика используется бумага, пропитанная минеральным маслом или синтетической жидкостью или специальная синтетическая пленка. Конденсаторы на 220, 380 и 550 В выпускаются в трехфазной исполнении мощностью 3—10 квар и на напряжение 1,05; 6,3 и 10,5 кВ — в однофазном исполнении мощностью 10 квар. В последнее время мощность конденсаторов в одном элементе составляет 10—75 квар. Из этих элементов собирают батареи требуемой мощности.

В сетях трехфазного тока конденсаторы включаются в соединения «звезда» и «треугольник» (рис.).



При соединении конденсаторов в «звезду» мощность батареи

$$Q_{\text{C}} = U^2 \omega C.$$

При соединении конденсаторов в «треугольник» мощность батареи

$$Q_{\text{C}} = U^2 \omega C = 3U^2 \omega C.$$

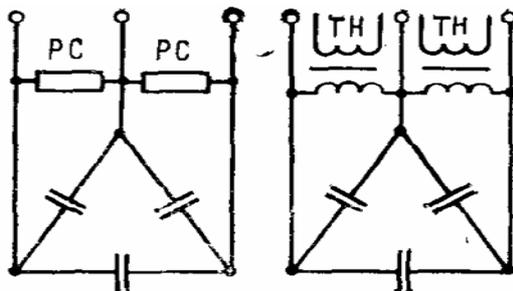
Таким образом, при соединении конденсаторов в «треугольник» мощность батареи оказывается в 3 раза больше. При напряжении до 1000 В обычно конденсаторы включают в «треугольник».

Батареи конденсаторов бывают регулируемые (управляемые) и нерегулируемые. В нерегулируемых число конденсаторов неизменно, а реактивная мощность зависит только от квадрата напряжения. Суммарная мощность нерегулируемых батарей конденсаторов не должна превышать наименьшей реактивной нагрузки сети.

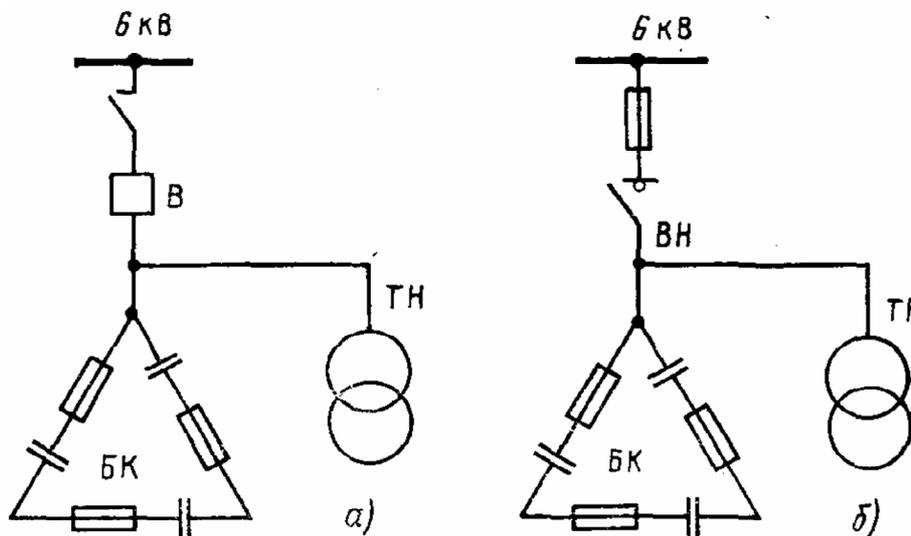
В регулируемых батареях конденсаторов в зависимости от режима автоматически или вручную изменяется число включенных конденсаторов. Выпускаются регулируемые комплекты батарей конденсаторов на напряжение 0,38 кВ и 6—10 кВ, снабженные пускорегулирующим устройством, необходимым для автоматического изменения мощности батареи (контакторами или выключателями).

Практически изменение мощности, выдаваемой батареями в нормальных эксплуатационных условиях, достигается включением или отключением части конденсаторов, составляющих батарею, т. е. путем ступенчатого регулирования. Одноступенчатое регулирование заключается в отключении или включении всех конденсаторов батареи, многоступенчатое — в отключении или включении отдельных секций батареи, снабженных контакторами или выключателями.

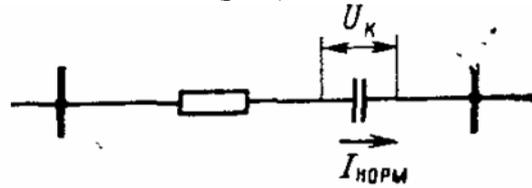
При отключении конденсаторов необходимо, чтобы запасенная в них энергия разряжалась автоматически, без участия дежурного персонала, на активное сопротивление, присоединенное к батарее наглухо. Значение его должно быть таким, чтобы при отключении не возникало перенапряжений на зажимах конденсаторов. Разрядным сопротивлением для конденсаторных установок напряжением 6—10 кВ служат трансформаторы напряжения ТН, ниже 1000 В — омическое сопротивление РС (рис.).



Разряд батареи конденсаторов должен осуществляться после каждого отключения батареи от сети. Защита конденсаторов осуществляется плавкими предохранителями, включаемыми по одному в цепь каждого конденсатора. Кроме того, батарея в целом защищается с помощью предохранителей или выключателей в цепи батареи (рис.).



Батареи конденсаторов включаются последовательно в линию (продольная компенсация) для уменьшения x линии (рис.).



В нормальном режиме через батарею конденсаторов проходит ток $I_{норм}$. При этом напряжение на батарее конденсаторов равно

$$U_{K, норм} = \sqrt{3} I_{норм} x_K \approx (5 \div 20\%) U_{ном, с}.$$

При коротком замыкании через батарею конденсаторов течет большой ток короткого замыкания сильно возрастает. При больших кратностях перенапряжения батарею конденсаторов надо защищать специальными устройствами. Батарея конденсаторов в устройстве продольной компенсации (УПК) должна быть изолирована от земли на полное номинальное напряжение линии. Батареи конденсаторов в УПК, например воздушной линии 6 кВ, монтируются на опоре линии.

В сетях систем электроснабжения промышленных предприятий с помощью конденсаторов возможны следующие виды компенсации: а) индивидуальная — с размещением конденсаторов непосредственно у токоприемника; б) групповая — с размещением конденсаторов у силовых шкафов и шинопроводов в цехах; в) централизованная — с подключением батареи на шины 0,38 и 6—10 кВ подстанции.

Во избежание существенного возрастания затрат на отключающую аппаратуру мощность батарей конденсаторов должна быть не менее 400 квар при присоединении конденсаторов через отдельный выключатель и не менее 100 квар при присоединении конденсаторов через общий выключатель к силовым трансформаторам, асинхронным двигателям и другим электроприемникам.

Основные технико-экономические преимущества конденсаторов в сравнении с другими компенсирующими устройствами состоят в следующем: а) возможность применения как на низком, так и на высоком напряжении; б) малые потери активной мощности (0,0025—0,005 кВт/квар). Недостатки конденсаторов с точки зрения регулирования режима состоят в следующем: а) зависимость генерируемой ими реактивной мощности от напряжения; б) возможность только генерировать Q , а также ступенчатость регулирования при выдаче реактивной мощности и невозможность ее плавного изменения, чувствительность к искажениям питающего напряжения.

На 0,38 кВ стоимость 1 квар батареи конденсаторов дороже, чем на 6—10 кВ, но пускорегулирующая аппаратура дешевле. Поэтому разница на 0,38 и 6—10 кВ в стоимости 1 квар невелика.

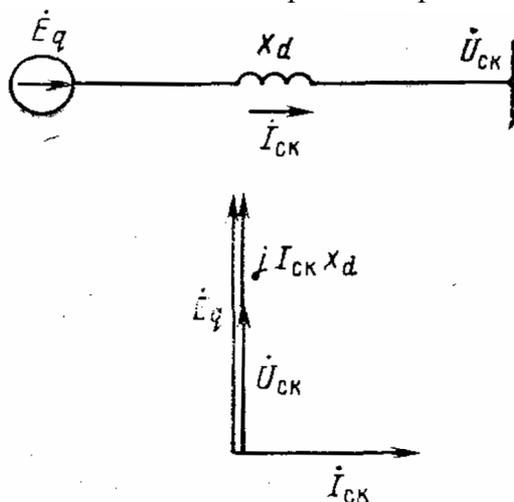
Конденсаторы по сравнению с другими источниками реактивной мощности обладают рядом эксплуатационных преимуществ: простотой эксплуатации (ввиду отсутствия вращающихся и трущихся частей); простотой производства монтажа (малая масса, отсутствие фундамента); возможностью использования для установки конденсаторов любого сухого помещения. Среди эксплуатационных недостатков конденсаторов следует отметить малый срок службы (8—10 лет) и недостаточную прочность (особенно при коротких замыканиях и напряжениях выше номинального).

Синхронный компенсатор — это синхронный двигатель, работающий в режиме холостого хода, т. е. без нагрузки на валу. По сравнению с обычным синхронным двигателем компенсаторы изготавливают с облегченным валом.

В настоящее время отечественная промышленность выпускает синхронные компенсаторы мощностью от 5 до 160 Мвар. Синхронные компенсаторы от 5 до 32 Мвар выполняются с воздушным охлаждением, 60, 100, 160 Мвар — с водородным. Они устанавливаются, как правило, на районных подстанциях и в ряде случаев у мощных

электроприемников с резкопеременной нагрузкой — дуговых печей, приводов прокатных станов и др.

Схема замещения и отвечающая ей векторная диаграмма показаны на рис.



Ток синхронного компенсатора

$$I_{CK} = \frac{E_q - U_{CK}}{\sqrt{3} x_d},$$

а мощность на его зажимах

$$S_{CK} = Q_{CK} = \sqrt{3} U_{CK} I_{CK} = \frac{E_q - U_{CK}}{x_d} U_{CK}.$$

Отсюда видно, что значение и знак мощности синхронного компенсатора зависят от соотношения между ЭДС компенсатора E_q и напряжением в точке его подключения к сети U_{CK} . Электродвижущая сила определяется током возбуждения, причем росту тока возбуждения соответствует увеличение ЭДС. При значении тока возбуждения, при котором $E_q = U_{CK}$, мощность синхронного компенсатора $Q_{CK} = 0$. При перевозбуждении ток возбуждения большой ($E_q > U_{CK}$) и синхронный компенсатор генерирует, т. е. выдает в сеть реактивную мощность. Синхронный компенсатор, работающий в режиме перевозбуждения, может увеличивать выдаваемую в сеть реактивную мощность при понижении напряжения сети. Уменьшая ток возбуждения, можно получить режим недовозбуждения, и тогда $E_q < U_{CK}$ и $Q_{CK} < 0$. Номинальная мощность синхронного компенсатора ($Q_{CK,ном}$) указывается для режима перевозбуждения. По конструктивным особенностям в режиме недовозбуждения $Q_{CK} = 0,5 Q_{CK,ном}$.

Положительными свойствами синхронных компенсаторов как источников реактивной мощности являются: а) независимость Q_{CK} от напряжения в сети вследствие регулирования тока возбуждения; б) возможность плавного и автоматического регулирования генерируемой реактивной мощности.

К основным недостаткам компенсаторов относятся: а) значительные потери активной мощности, при полной нагрузке синхронных компенсаторов они колеблются в пределах 0,032—0,015 кВт/кВА в зависимости от номинальной мощности; б) относительно высокая стоимость и высокие удельные затраты на компенсацию. На низком напряжении и на мощность меньше 5 Мвар применение СК экономически нецелесообразно.

Эксплуатационными преимуществами СК являются: достаточная термическая и электродинамическая стойкость обмоток компенсатора во время коротких замыканий; возможность восстановления поврежденного синхронного компенсатора путем проведения ремонтных работ. Трудности эксплуатации СК состоят в большой занимаемой площади и шуме при работе.

Сравнение свойств синхронных компенсаторов и статических конденсаторов показывает, что как те, так и другие имеют свои достоинства и недостатки, определяющие их области применения. Компенсация реактивной мощности на районных подстанциях и в питающих сетях может осуществляться синхронными компенсаторами или статическими конденсаторами. В распределительных сетях для компенсации реактивной мощности, как правило, применяются конденсаторы.

Расстановка компенсирующих устройств

Суммарная мощность компенсирующих устройств в системе $Q_{ку}$ может быть определена из условия баланса Q . Задача расстановки компенсирующих устройств состоит в определении их величины, устанавливаемой на каждой подстанции системы.

Размещение КУ в сети

Принципы размещения КУ

1. КУ нужно распределять так, чтобы потери мощности в сети были минимальными.
2. В электрических сетях двух уровней напряжения следует в первую очередь устанавливать КУ на шинах НН ПС с более низким номинальным напряжением высокой стороны.
3. В сети с одним уровнем напряжения целесообразно компенсировать реактивную мощность в первую очередь у наиболее электрически удаленных потребителей.
4. При незначительной разнице в электрической удаленности ПС от ИП в сети одного номинального напряжения расстановку КУ следует производить по условию равенства $tg\varphi$ на шинах НН, исходя из баланса реактивной мощности:

$$tg\varphi_B = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{НБ_i} - Q_{КУ_2}}{\sum_{i=1}^n P_{НБ_i}}$$

Мощность КУ в каждом узле

$$Q_{КУ_i} = P_{max_i} (tg\varphi_i - tg\varphi_B)$$

$$Q_{КУ_{факт}} = 1,1 \cdot Q_{КУ_i} \quad - \text{ для резервирования}$$

Рассмотрим выбор и расстановку компенсирующих устройств из условия равенства коэффициента мощности на отдельных подстанциях. Именно такой упрощенный способ применяется в курсовом проекте по электрическим сетям.

При незначительной разнице в электрической удаленности подстанций от источника питания в сети одного номинального напряжения расстановка КУ может производиться по условию равенства коэффициентов мощности нагрузок на шинах 10 кВ, удовлетворяющему требованию баланса реактивной мощности в проектируемой сети

$$tg\varphi_0 = (\sum_{i=1}^{n_k} Q_{нб,i} - Q_{к\Sigma}) / \sum_{i=1}^{n_k} P_{нб,i}$$

где i, n_k - номера ПС, на которых предусматривается установка конденсаторных батарей.

Тогда мощность конденсаторной батареи в каждом из рассмотренных узлов определяется в соответствии с выражением $Q_{k,i} = P_{нб,i} (tg\varphi_i - tg\varphi_0)$. (1)

Компенсация реактивной мощности оказывает существенное влияние на экономические показатели функционирования электрической сети, так как позволяет снизить потери активной мощности и электроэнергии в элементах сети. При выполнении норм экономически целесообразной компенсации реактивной мощности у потребителей $tg\varphi_i$ на шинах 10 кВ подстанций должен быть доведен до значения $tg\varphi_0$.

Исходя из этого условия на каждой подстанции должны быть установлены конденсаторные батареи мощностью $Q_i = P_{нб,i}(tg\varphi_I - tg\varphi_0)$. (2)

Окончательное решение о необходимой мощности конденсаторных батарей на каждой из подстанций принимается по большей из величин, вычисленных по выражениям (1) и (2).

Для некоторых из рассматриваемых подстанций вычисленная мощность КУ может оказаться отрицательной. Это свидетельствует о том, что единый коэффициент мощности достаточно высок и установка КУ в данном узле неоправданна. Данный узел должен быть исключен из числа n_k , соответственно уточнены значения $tg\varphi_0$ и мощности КУ в узлах сети.

Определенные в результате расчета мощности округляются до стандартных значений, соответствующих мощности комплектных установок конденсаторов.

В практике проектирования и эксплуатации применяются более общие и обоснованные методы расстановки компенсирующих устройств. При этом вначале, как и в предыдущем способе, определяется суммарная мощность компенсирующих устройств. Затем решается задача оптимальной расстановки компенсирующих устройств на подстанциях, т. е., для выбора их мощности и места установки используются методы оптимизации. Задача выбора оптимальной мощности и мест установки КУ в электрических сетях имеет целью нахождение такого решения, которое обеспечивает максимальный экономический эффект при соблюдении всех технических условий нормальной работы электрических сетей и приемников электроэнергии. Критерием экономического эффекта является величина приведенных затрат. Технические требования сводятся к ограничениям по отклонениям напряжения, по загрузке элементов сети, по мощности компенсирующих устройств.

Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях имеет большое народнохозяйственное значение. Так, увеличение коэффициента мощности на 0,01 в масштабах страны дает возможность дополнительно выработать до 500 млн. кВт-ч электроэнергии в год. Компенсация Q в сетях промышленных предприятий, а также в городских и сельских сетях имеет свои особенности.

На промышленных предприятиях наибольшее распространение получили статические конденсаторы. Установка синхронного компенсатора допускается на крупных предприятиях по согласованию с энергосистемой, когда мощность компенсирующего устройства составляет 10 Мвар и более. Необходимость их установки обосновывается технико-экономическими расчетами. В простейшем случае мощность компенсирующего устройства,

устанавливаемого в пункте n , определяется следующим простым выражением: $Q_{кв,n} = \frac{Q_{\Sigma} r_{жк}}{r_n}$,

где Q_{Σ} - суммарная распределяемая мощность; r_n - сопротивление радиальной линии,

питающей данный пункт; $r_{жк}$ - эквивалентное сопротивление сети $r_{жк} = \frac{1}{1/r_1 + 1/r_2 + \dots + 1/r_i}$.

Более обоснованное и общее решение задачи выбора и расстановки компенсирующих устройств сводится к определению минимальных затрат при соблюдении ограничения в виде баланса реактивной мощности в рассматриваемом узле. Для задачи выбора и расстановки КУ, а также для оптимизации режима системы электроснабжения промышленного предприятия по Q применяются методы оптимизации.

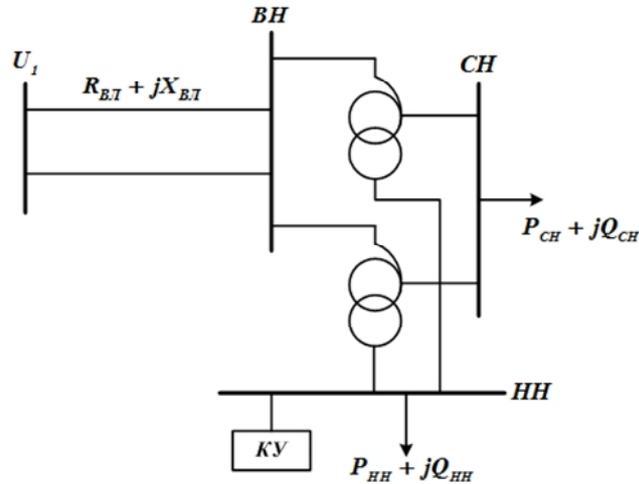
В городских и сельских электрических сетях обследования показали, что при дополнительной, экономически обоснованной установке компенсирующих устройств снижение потерь электроэнергии может составить 20—25%. В городских и сельских электрических сетях оптимальным вариантом является полная компенсация реактивных мощностей в режиме наибольших нагрузок. В качестве компенсирующих устройств в этих сетях используются статические конденсаторы.

Найденную в результате расчетов общую мощность компенсирующих устройств 0,38 кВ надо распределять между присоединенными к сети 6—10 кВ трансформаторными подстанциями с учетом реактивной мощности комплектных установок конденсаторов. Их мощность не может быть произвольной, а определяется стандартом. В первую очередь

следует устанавливать устройства компенсации в тех местах, где уровень напряжения нельзя поддерживать за счет централизованно регулирования.

Регулирование напряжения в сети с помощью КРМ

Поперечная КРМ



Условие выбора – поддержание желаемого напряжения на сторонах СН и НН

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}$$

Суммарные потери напряжения в сети

$$\Delta U_{\Sigma} = \frac{(P_{CH} + P_{HH})(R_{ВЛ} + R_{ТВ}) + P_{CH}R_{TC} + P_{HH}R_{TH} + (Q_{CH} + Q_{HH} - Q_{КУ})(X_{ВЛ} + X_{ТВ}) + Q_{CH}X_{TC} + (Q_{HH} - Q_{КУ})X_{TH}}{U_1}$$

Мощность КУ

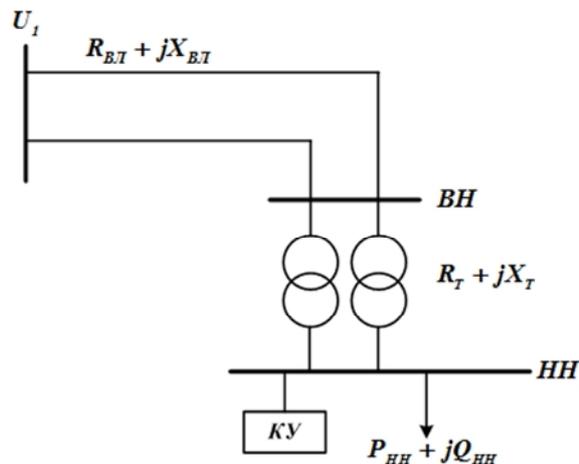
$$Q_{КУ} = \frac{P_{CH}(R_{ВЛ} + R_{ТВ} + R_{TC}) + P_{HH}(R_{ВЛ} + R_{ТВ} + R_{TH}) + Q_{CH}(X_{ВЛ} + X_{ТВ} + X_{TC}) + Q_{HH}(X_{ВЛ} + X_{ТВ} + X_{TH}) - \Delta U_{\Sigma} U_1}{X_{ВЛ} + X_{ТВ} + X_{TH}}$$

$$\Delta U_{CH} = U_1 - U_{CH}^{ВН} = U_1 - U_{CH}^{жел} \frac{U_1}{U_{CH\text{ном}}}$$

$$\Delta U_{HH} = U_1 - U_{HH}^{ВН} = U_1 - U_{HH}^{жел} \frac{U_1}{U_{HH\text{ном}}}$$

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_{CH} + \Delta U_{HH}$$

$$\Delta U_{\Sigma} = 2U_1 - \Delta U_{CH}^{ВН} - \Delta U_{HH}^{ВН} = 2U_1 - U_{CH}^{жел} \frac{U_1}{U_{CH\text{ном}}} - U_{HH}^{жел} \frac{U_1}{U_{HH\text{ном}}}$$



$$Q_{КУ} = Q_{HH} - \frac{\Delta U_{\Sigma} U_1 - P_{HH}(R_{ВЛ} + R_T)}{X_{ВЛ} + X_T}$$

Продольная КРМ

1. Потери напряжения в ВЛ без КРМ $\Delta U = \frac{PR_L + QX_L}{U}$

2. Допустимые потери напряжения, кВ $\Delta U_{доп} = \frac{\Delta U_{доп\%} U_{ном}}{100}$

3. Сопротивление КУ из условия снижения ΔU до $\Delta U_{доп}$ $\Delta U_{доп} = \frac{PR_L + Q(X_L - X_{KV})}{U_{ном}}$

4. Ток в линии $I_L = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3}U_{ном}}$ отсюда $X_{KV} = \frac{PR_L + QX_L - \Delta U_{доп} U_{ном}}{Q}$

5. Выбор серийно выпускаемого однофазного конденсатора для снижения потерь напряжения

6. Номинальный ток конденсатора $I_{Kном} = \frac{Q_{Kном}}{U_{Kном}}$

7. Число конденсаторов, включенных параллельно в одну фазу (обеспечение расчетного тока линии) $m = \frac{I_L}{I_{Kном}}$

Продольная КРМ

8. Сопротивление конденсатора $X_{Kном} = \frac{U_{Kном}}{I_{Kном}}$

9. Число конденсаторов, включенных последовательно в одну фазу (обеспечение $\Delta U_{жел}$) $n = \frac{mX_{KV}}{X_{Kном}}$

10. Общее число конденсаторов в УПК $n_{\Sigma} = 3 \cdot n \cdot m$

11. Установленная мощность УПК $Q_{KV}^{уст} = n_{\Sigma} Q_{Kном}$

12. Номинальное напряжение КУ (УПК) $U_{KVном} = n U_{Kном}$

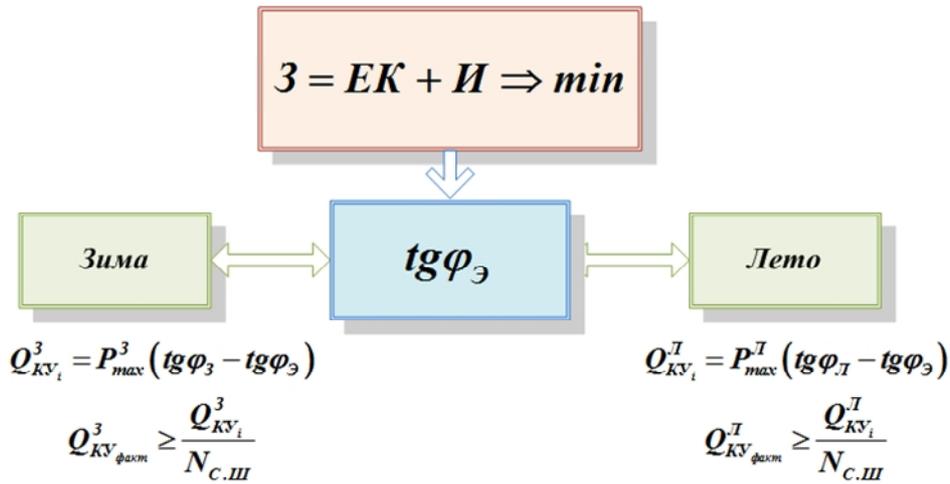
13. Номинальный ток УПК $I_{KVном} = m I_{Kном}$

14. Фактическое сопротивление КУ $X_{KVфакт} = \frac{nX_{Kном}}{m}$

15. Фактические потери напряжения после КРМ $\Delta U_{факт} = \frac{PR_L + Q(X_L - X_{KVфакт})}{U_{номсети}}$

16. Сравнение $\Delta U_{факт}$ с $\Delta U_{доп}$ $\Delta U_{факт} \leq \Delta U_{доп}$

Экономическая задача КРМ



Предельные значения $tg\varphi$

$U_{НОМ}$	$tg\varphi_{ПРЕД}$
110 кВ	0,5
35 кВ	0,4
6 ÷ 20 кВ	0,4
0,4 кВ	0,35

Сравнение $tg\varphi_δ, tg\varphi_3, tg\varphi_{ПРЕД}$

$$tg\varphi_δ \leq tg\varphi_{ПРЕД}$$

$$tg\varphi_3 < tg\varphi_{ПРЕД}$$

Оптимальное размещение КУ в распределительной сети

1. Исключение узлов, в которых установка КУ невозможна или нежелательна.
2. Определение граничного значения уменьшения потерь мощности в сети, при котором установка КУ еще выгодна

$$\delta P_{ГР} = \frac{3_{КУ}}{C_{\Delta W} T} = \frac{(E + \alpha_{\Sigma}) K_{КУ}}{C_{\Delta W} T}$$

3. Вычисление значений снижения потерь мощности после установки КУ

$$\delta P_K = \Delta P_0 - \Delta P_{КУ_i}$$

4. Определение целесообразности установки КУ в узле

Если $\delta P_K \geq \delta P_{ГР}$, то установка КУ оправдана

5. Определение узла сети, при установке КУ в котором будет наибольшее снижение потерь мощности

$$\delta P_K = \max\{\delta P_i\}$$

ВЫВОДЫ

1. КРМ позволяет снизить потери активной мощности и потери напряжения в сети, обеспечить желаемые уровни напряжения в узлах, повысить пропускную способность элементов и устойчивость электроэнергетической системы, ее надежность
2. В условиях рынка экономически целесообразные коэффициенты мощности в часы больших и малых нагрузок энергосистемы определяются путем оптимизационных расчетов и по согласованию с потребителями указываются в Договорах на энергоснабжение
3. Мощность КУ и место их установки в сети выбираются на основе системного подхода к КРМ, при этом полученные в результате КРМ коэффициенты мощности не должны превышать предельных значений в часы больших и малых нагрузок энергосистемы
4. Системный подход предусматривает решение следующих трех задач КРМ:
 - балансовая задача КРМ;
 - поддержание требуемого уровня напряжения в узлах сети;
 - экономическая задача КРМ.

Тема 5. Методы расчета потерь электроэнергии в электрических сетях (4 часов).

Общая характеристика методов расчета потерь электроэнергии. Детерминированные и вероятностно-статистические методы. Краткая характеристика методов расчета потерь энергии в распределительных сетях 6-110 кВ. Сущность методов графического интегрирования и времени наибольших потерь. Методы расчета потерь: по " τ " и " τ_q "; по методу двух " τ "; по средним нагрузкам. Расчет потерь энергии от транзитных перетоков. Расчет потерь энергии при неполной информации о режиме сети. Достоверность расчетных значений потерь энергии.

Структурный анализ потерь электроэнергии в распределительных сетях

Системный подход к исследованию потерь электроэнергии при высокой степени неопределенности обуславливает необходимость уточнить их классификацию. Для исключения неопределенности любого рода при расчете и анализе потерь электроэнергии целесообразно использовать структуру таких потерь, в которой они разделены на составляющие, исходя из физической природы информационных потоков и самих потерь, реальных условий эксплуатации электрических сетей. Прежде чем рассматривать структуру потерь, приведем термины и определения, используемые в настоящее время при определении и анализе потерь электроэнергии.

Фактические (отчетные) потери электроэнергии – разность между электроэнергией, поступившей в сеть, и электроэнергией, отпущенной из сети, определяемая по данным системы учета электроэнергии.

Система учета электроэнергии – совокупность измерительных комплексов, обеспечивающих измерение поступления и отпуска электроэнергии из сети и включающих в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), напряжения (ТН), электрические счетчики, соединительные провода и кабели. Измерительные комплексы могут быть объединены в автоматизированную систему учета электроэнергии.

Технологические потери электроэнергии – сумма технологических потерь при транспортировке электроэнергии и потерь при ее реализации.

Технологические потери при транспортировке электроэнергии – сумма двух составляющих: потерь в линиях и оборудовании электросетей, обусловленных физическими процессами при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками

и режимами работы линий и оборудования (*технические потери*); расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

Потери при реализации электроэнергии – сумма потерь, обусловленных: а) погрешностями системы учета электроэнергии, б) хищениями электроэнергии, виновники которых не установлены (этот второй вид потерь не является технической характеристикой электрической сети и системы учета электроэнергии).

Технические потери – сумма составляющих потерь, а именно потерь: в линиях и оборудовании электросетей: зависящих от нагрузки электросети (*нагрузочные потери*); зависящих от состава включенного оборудования (*условно-постоянные потери*); зависящих от погодных условий.

Условно-постоянные потери – потери, величина которых не зависит или незначительно зависит от параметров режима сети.

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций – расход электроэнергии, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала.

Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии – суммарный небаланс электроэнергии, обусловленный техническими характеристиками и режимами работы всех измерительных комплексов поступления и отпуска электроэнергии.

Норматив технологических потерь электроэнергии – технологические потери электроэнергии (в абсолютных единицах или в процентах установленного показателя), рассчитанные в соответствии с [64] при режимах работы, технических параметрах линий, оборудования сетей и системы учета электроэнергии в рассматриваемом периоде.

Нормативный метод расчета нагрузочных потерь электроэнергии – метод, использующий при расчете потерь весь объем имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей данного напряжения. При увеличении оснащенности сетей средствами измерения и оперативного контроля режимов рекомендуется применение более точных методов.

Нормативная характеристика технологических потерь электроэнергии – зависимость норматива таких потерь от структурных составляющих поступления и отпуска электроэнергии.

Коммерческие потери – потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию и другими причинами в сфере контроля за потреблением энергии.

Укрупненная структура отчетных потерь электроэнергии – представление отчетных потерь в виде четырех составляющих: технических потерь, расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, потерь, обусловленных инструментальными погрешностями измерения электроэнергии, и коммерческих потерь.

Детальная структура потерь электроэнергии – представление отчетных потерь в виде составляющих, объединенных общим признаком: одинаковым номинальным напряжением, типом оборудования, характером изменения во времени (переменные, условно-постоянные), обусловленности (нагрузочные, холостого хода, зависящие от климатических условий), административным подразделением и т.п.

Фактический небаланс электроэнергии на объекте (ФНЭ) – разность электроэнергии, поступившей на объект, и суммы трех составляющих: электроэнергии, отпущенной с объекта, расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и технических потерь в сетях и оборудовании объекта. *Примечание.* Под объектом понимается комплекс электротехнических устройств, поступление электроэнергии на который и отпуск электроэнергии с которого фиксируются с помощью приборов учета (подстанция, РЭС, ПЭС, сетевые компании АО-энерго, РАО «ЕЭС России», и т.п.).

Расчет структуры потерь электроэнергии – определение численных значений составляющих потерь и характеристик их достоверности.

Анализ потерь электроэнергии – оценка приемлемости уровня потерь с экономической точки зрения, выявление причин превышения допустимых небалансов электроэнергии на объекте в целом и на его частях, выявление территориальных зон, групп элементов и отдельных элементов с повышенными потерями (очагов потерь), определение количественного влияния на отчетные потери и их структурные составляющие параметров, характеризующих режимы передачи электроэнергии.

Мероприятие по снижению потерь электроэнергии (МСП) – мероприятие, проведение которого экономически оправданно за счет экономии электроэнергии.

Мероприятие с сопутствующим снижением потерь электроэнергии – мероприятие, приводящее к снижению потерь электроэнергии, но затраты на которое не окупаются только за счет их снижения.

Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии – расчеты и разработка конкретных мероприятий по снижению потерь электроэнергии с соответствующими каждому мероприятию показателями требуемых затрат, получаемой экономии электроэнергии, срока окупаемости затрат или других показателей экономической эффективности.

Резервы снижения потерь электроэнергии – снижение потерь, которое может быть получено при внедрении экономически обоснованных МСП.

Исходя из перечисленного, поэлементная структура потерь электроэнергии в распределительных сетях следующая; это потери:

в линиях: кабельных, воздушных, токопроводах;

в силовых трансформаторах: двухобмоточных, с расщепленной обмоткой, трехобмоточных, автотрансформаторах;

в компенсирующих устройствах: батареях конденсаторов, статических тиристорных компенсаторах, синхронных компенсаторах, шунтирующих реакторах;

в асинхронных и синхронных двигателях;

в оборудовании подстанции: в вентильных разрядниках (РВ), нелинейных ограничителях перенапряжений (ОПН), устройствах присоединения ВЧ-связи (УПВЧ), измерительных трансформаторах тока (ТТ) и напряжения (ТН), включая их вторичные цепи, в электрических счетчиках.

По зависимости от параметров режима сети потери электроэнергии делятся на нагрузочные и условно-постоянные, потери от низкого качества электроэнергии.

По качеству информационных потоков (т.е. их полноте и достоверности) структурный анализ потерь позволил выделить следующие составляющие:

нагрузочные и условно-постоянные потери;

потери, обусловленные низким качеством электроэнергии;

метрологическая составляющая, обусловленная погрешностями измерительных средств и способов измерения электроэнергии;

методическая составляющая, обусловленная выбором соответствующего метода расчета потерь и полнотой и достоверностью исходной информации;

организационная составляющая, обусловленная организационными причинами потерь, например, наличием систем учета не в требуемом объеме, сезонными изменениями температуры, влажности, оптимальным сроком поверки счетчиков, их установкой, организацией снятия показаний и т.д.;

непосредственно коммерческая составляющая, обусловленная наличием потребителей, рассчитывающихся за электроэнергию не по счетчику (например, по установленной мощности), одновременной оплатой за энергию, отсутствием счетчиков в требуемом количестве и отсюда – нефиксацией потребленной электроэнергии каждым потребителем в сетях 6-10 кВ, практически полным отсутствием счетчиков реактивной энергии, хищениями электроэнергии и т.п.

Методы расчета потерь электроэнергии

Существующие методы расчета потерь основаны на различного рода допущениях о поведении нагрузки, об эквивалентировании сети, на различных приемах перехода от значений потерь мощности к потерям энергии за расчетный период, что в основе и определяет их погрешность и накладывает ограничения на сферу их применения. Они базируются на следующей классификации информации о режимах электрической сети. Информация условно делится на детерминированную и вероятностную.

Под детерминированной информацией понимается информация, задаваемая в численно-однозначной форме, не изменяющаяся в рассматриваемый период эксплуатации (паспортные данные оборудования, состав включенного оборудования и т.п.). Для упрощения расчетов к детерминированной информации относят также так называемую условно-детерминированную информацию, т.е. вероятностную информацию, меняющуюся в незначительных пределах при изменении режима сети.

Поскольку режим работы сети как в его текущих, так и интегральных значениях за определенный период эксплуатации зависит от большого числа факторов, меняющихся случайным образом, его параметры рассматривают как случайные величины, а их применение во времени – как случайный процесс. Это вероятностная информация.

По использованной информации для определения величины потерь все методы расчета потерь делятся на детерминированные, вероятностно-статистические и комбинированные.

К детерминированным методам относятся те, в которых на основании расчета какого-либо характерного режима и соответствующей ему схемы сети определяются потери мощности, считающиеся неизменными за весь расчетный период. Это дает возможность, заменив реальный процесс изменения нагрузок элементов сети характерным режимом, определить потери энергии в сети за рассматриваемый период.

К детерминированным методам расчета относятся: метод оперативных расчетов, при котором токовые нагрузки элементов принимаются по данным ОИК или АСКУЭ; метод максимальных потерь и его модификации, при которых реальный режим моделируется режимом с максимальными потерями в сети длительностью τ , где τ – число максимальных потерь за год; метод характерных режимов, при котором реальный режим системы разбивается на ряд периодов с практически неизменным режимом; метод средних нагрузок, в котором реальный режим заменяется режимом при средних нагрузках. Встречаются также модификации этих методов.

Детерминированные методы включают отдельный расчет нагрузочных и условно-постоянных потерь. Из существующих методов в настоящее время рекомендованы к использованию и утверждены следующие.

Методы расчета нагрузочных потерь

Нагрузочные потери электроэнергии за T часов (D дней) могут быть рассчитаны одним из следующих пяти методов в зависимости от объема информации о схемах и нагрузках сетей (они расположены в порядке снижения точности расчета): 1) оперативных расчетов; 2) расчетных суток; 3) средних нагрузок; 4) числа часов наибольших потерь мощности; 5) оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Потери мощности в сети при использовании для расчета методов 1-4 рассчитывают на основе заданной схемы сети и нагрузок ее элементов, определенных с помощью измерений или расчета нагрузок элементов электрической сети в соответствии с законами электротехники.

Потери электроэнергии по методам 2-5 должны определяться за каждый месяц расчетного периода с учетом схемы сети, соответствующей данному месяцу. Допускается рассчитывать потери за расчетные интервалы, включающие в себя несколько месяцев, схемы сетей в которых могут рассматриваться как неизменные.

Потери электроэнергии за расчетный период определяют как сумму потерь, определенных для входящих в расчетный период месяцев (расчетных интервалов).

Метод оперативных расчетов состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле

$$\Delta W = 3 \cdot \sum_{i=1}^n R_i \cdot \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \cdot \Delta t_{ij}, \quad (1.1)$$

где n – число элементов сети; Δt_i – интервал времени, в течение которого токовую нагрузку I_{ij} i -го элемента сети с сопротивлением R_i принимают неизменной; m – число интервалов времени.

Токовые нагрузки элементов сети определяют на основе данных диспетчерских ведомостей, оперативных измерительных комплексов (ОИК) и автоматизированных систем учета и контроля электроэнергии (АСКУЭ).

Метод расчетных суток состоит в определении потерь электроэнергии по формуле

$$\Delta W_{nj} = k_{\lambda} k_{\phi.m}^2 \Delta W_{сут} D_{экв j}, \quad (1.2)$$

где $\Delta W_{сут}$ – потери за сутки расчетного месяца со среднесуточным отпуском электроэнергии в сеть $W_{ср.сут}$ и конфигурацией графиков нагрузки в узлах, соответствующей контрольным замерам; k_{λ} – коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре воздушных линий и принимаемый равным 1,02 для линий напряжением 110 кВ и выше и 1,0 – для линий более низких напряжений; $k_{\phi.m}$ – коэффициент формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу дней в месяце контрольных замеров); $D_{экв j}$ – эквивалентное число дней в j -м расчетном интервале, определяемое по формуле

$$D_{экв j} = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 D_{mi} / W_{m.p}^2, \quad (1.3)$$

где W_{mi} – отпуск электроэнергии в сеть в i -м месяце с числом дней D_{mi} ; $W_{m.p}$ – то же, в расчетном месяце; N_j – число месяцев в j -м расчетном интервале.

При расчете потерь электроэнергии за месяц $D_{экв j} = D_{mi}$.

Потери за расчетные сутки $\Delta W_{сут}$ определяют как сумму потерь мощности, рассчитанных для каждого часового интервала расчетных суток.

Потери в расчетном периоде определяют как сумму потерь во всех расчетных интервалах года.

Допускается определять годовые потери на основе расчета $\Delta W_{сут}$ для зимнего дня контрольных замеров, принимая в формуле (1.3) $N_j = 12$.

Коэффициент $k_{\phi.m}^2$ находят по формуле

$$k_{\phi.m}^2 = \sum_{i=1}^{D_m} W_i^2 / (W_{ср.сут}^2 D_m), \quad (1.4)$$

где W_i – отпуск электроэнергии в сеть за i -й день месяца; D_m – число дней в месяце.

При отсутствии данных об отпуске электроэнергии в сеть за каждые сутки месяца коэффициент $k_{\phi.m}^2$ определяют по формуле

$$k_{\phi.m}^2 = \frac{(D_p + k_w^2 D_{н.р}) D_m}{(D_p + k_w D_{н.р})^2}, \quad (1.5)$$

где D_p и $D_{н.р}$ – число рабочих и нерабочих дней в месяце ($D_m = D_p + D_{н.р}$); k_w – отношение значений энергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий дни $k_w = W_{н.р} / W_p$.

Метод средних нагрузок состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле

$$\Delta W_{nj} = k_{\lambda} k_{\kappa} \Delta P_{ср} T_j k_{\phi}^2, \quad (1.6)$$

где $\Delta P_{ср}$ – потери мощности в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов; k_{ϕ} – коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал; k_{κ} – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети; T_j – продолжительность j -го расчетного интервала, ч.

Коэффициент k_{κ} в формуле (1.6) принимают равным 0,99.

Квадрат коэффициента формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал определяют по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{cp}^2 T), \quad (1.7)$$

где P_i – значение нагрузки на i -й ступени графика продолжительностью Δt_i , ч.; m – число ступеней графика на расчетном интервале; P_{cp} – средняя нагрузка сети за расчетный интервал.

Для сетей 6-20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и P_{cp} в формуле (1.7) могут использоваться значения тока головного участка I_i и I_{cp} . В этом случае коэффициент k_k принимают равным 1,02.

Допускается определять квадрат коэффициента формы графика за расчетный интервал по формуле:

$$k_{\phi}^2 = k_{\phi.c}^2 \cdot k_{\phi.m}^2 \cdot k_{\phi.N}^2, \quad (1.8)$$

где $k_{\phi.c}^2$ – коэффициент формы суточного графика дня контрольных замеров, рассчитанный по формуле (1.7); $k_{\phi.N}^2$ – коэффициент формы графика месячных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу месяцев в расчетном интервале), рассчитываемый по формуле

$$k_{\phi.N}^2 = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j \cdot W_{cp.мес}^2), \quad (1.9)$$

где W_{mi} – отпуск электроэнергии в сеть за i -й месяц расчетного интервала; $W_{cp.мес}$ – среднемесячный отпуск электроэнергии в сеть за месяцы расчетного интервала.

При расчете потерь за месяц $k_{\phi.N}^2 = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение k_{ϕ}^2 определяют по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}. \quad (1.10)$$

Коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети k_3 рассчитывают по формуле

$$k_3 = \frac{W_o}{P_{max} T} = \frac{T_{max}}{T} = \frac{P_{cp}}{P_{max}}, \quad (1.11)$$

где W_o – отпуск электроэнергии в сеть за время T ; T_{max} – число часов использования наибольшей нагрузки сети.

Среднюю нагрузку i -го в узла определяют по формуле:

$$P_{cpi} = \frac{W_i}{T}, \quad (1.12)$$

где W_i – энергия, потребленная (генерированная) в i -м узле за время T .

Метод числа часов наибольших потерь мощности состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле

$$\Delta W_{nj} = k_l k_k \Delta P_{max} T_j \tau_o, \quad (1.13)$$

где ΔP_{max} – потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети; τ_o – относительное число часов наибольших потерь мощности, определенное по графику суммарной нагрузки сети за расчетный интервал.

Коэффициент k_k в формуле (1.13) принимают равным 1,03.

Относительное число часов наибольших потерь мощности определяют по формуле:

$$\tau_o = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{max}^2 T_j), \quad (1.14)$$

где P_{max} – наибольшее значение из m рассматриваемых значений P_i в расчетном интервале.

Для сетей напряжением 6-20 кВ и радиальных линий напряжением 35 кВ вместо значений P_i и P_{max} в формуле (1.14) могут использоваться значения тока головного участка I_i и I_{max} . В этом случае коэффициент k_k принимают равным 1,0.

Допускается определять относительное число часов наибольших потерь мощности за расчетный интервал по формуле

$$\tau_o = \tau_c \cdot \tau_m \cdot \tau_N, \quad (1.15)$$

где τ_c – относительное число часов наибольших потерь мощности, рассчитанное по формуле (1.14) для суточного графика дня контрольных замеров.

Значения τ_m и τ_N находят по формулам

$$\tau_m = \frac{D_p + k_w^2 D_{н.р.}}{D_m}; \quad (1.16)$$

$$\tau_N = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j W_{м.р.}^2), \quad (1.17)$$

где $W_{м.р.}$ – отпуск электроэнергии в рассматриваемую сеть в расчетном месяце.

При расчете потерь за месяц $\tau_N = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение τ_o определяют по формуле

$$\tau_o = \frac{k_3 + 2k_c^2}{3}. \quad (1.18)$$

Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети состоит в расчете потерь электроэнергии на основе зависимостей потерь от суммарной длины и количества линий, суммарной мощности и количества оборудования, полученных на основе технических параметров линий и оборудования или статистических данных.

Потери электроэнергии должны рассчитываться для характерных рабочих и ремонтных схем. В расчетную схему включаются все элементы сети, потери в которых зависят от ее режима (линии, трансформаторы, высокочастотные заградители ВЧ-связи, токоограничивающие реакторы и т.п.).

Расчетные значения активных сопротивлений проводов воздушных линий (ВЛ) R_n определяют с учетом температуры провода t_n , °С, зависящей от средней за расчетный период температуры окружающего воздуха t_6 и плотности тока в проводе j , А/мм²:

$$R_n = R_{20} [1 + 0,004 (t_6 - 20 + 8,3 j^2 \sqrt{\frac{F}{300}})] , \quad (1.19)$$

где R_{20} – стандартное справочное сопротивление провода сечением F , мм², при $t_n = 20^0$ С.
Примечание. При отсутствии данных о средней плотности тока за расчетный период в каждом элементе электросети принимают расчетное значение $j = 0,5$ А/мм².

Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС) определяют по формуле

$$\Delta W_{nc} = 2,3 F \cdot j^2 L \cdot \tau_o D, \quad (1.20)$$

где F – среднее сечение проводов (шин); L – суммарная протяженность проводов (шин) на подстанции; j – плотность тока.

При отсутствии данных о параметрах, используемых в формуле (1.20), расчетные потери в СППС принимают в соответствии с [64] и относят их к условно-постоянным потерям.

Потери электроэнергии в измерительных трансформаторах тока (ТТ) определяют по формуле:

$$\Delta W_{ТТ} = \Delta P_{ТТ ном} T \beta_{ТТ ср}^2 k_{\phi}^2, \quad (1.21)$$

где $\Delta P_{ТТ ном}$ – потери в ТТ при номинальной нагрузке; $\beta_{ТТ ср}$ – среднее значение коэффициента токовой загрузки ТТ за расчетный период.

При отсутствии данных о параметрах, используемых в формуле (1.21), расчетные потери в ТТ принимают в соответствии с указаниями и относят их к условно-постоянным потерям.

Метод расчета условно-постоянных потерь

К условно-постоянным потерям электроэнергии относятся потери:

холостого хода в силовых трансформаторах;

в компенсирующих устройствах;

в оборудовании подстанций: нелинейных ограничителях перенапряжений (ОПН), вентильных разрядниках (РВ), устройствах присоединения ВЧ-связи (УПЧВ), измерительных трансформаторах напряжения (ТН), электрических счетчиках, изоляции кабелей, шунтирующих и токоограничивающих реакторах;

климатические потери: на «корону», от токов утечки по изоляторам воздушных линий, расход энергии на плавку гололеда.

Условно-постоянные потери электроэнергии определяются либо по паспортным данным с учетом фактического напряжения сети, либо по данным заводов-изготовителей, либо по удельным значениям.

Нормативными методами расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 35-220 кВ являются: при отсутствии реверсивных потоков энергии по межсетевым связям 35-220 кВ – метод расчетных суток; при наличии реверсивных потоков энергии – метод средних нагрузок. При этом все часовые режимы в расчетном периоде разделяют на группы с одинаковыми направлениями потоков энергии.

Расчет потерь проводят методом средних нагрузок для каждой группы режимов.

Нормативным методом расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 6-20 кВ является метод средних нагрузок.

Принципиальный недостаток указанных методов – неучет реального характера изменения нагрузок, постоянство коэффициента мощности, равного среднегодовой величине, постоянство сопротивлений двигательной нагрузки и трансформаторов, что приводит к значительным погрешностям сетей (до 30%).

К комбинированным (вероятностно-детерминированным) методам относятся методы определения потерь, основанные на предположении, что максимальный ток «головного» участка распределяется пропорционально номинальной мощности подключенных трансформаторов и вычислении времени потерь по регрессионной зависимости.

В указанных методах характер недостатков остался прежним, но более точно определяется время потерь.

К вероятностно-статистическим методам относятся методы, в которых применяется статистическое свертывание исходной информации о законах распределения вероятностей нагрузок сети и определения интегральных характеристик режима сети по вероятностным характеристикам нагрузок. Согласно этим методам изменение нагрузки в сети представляется как случайный процесс, интегральные характеристики которого определяются по моделям нагрузок. Такой подход наиболее приемлем, так как дает точное представление о физическом характере нагрузок.

Указанные методы различаются видами моделей графиков нагрузок. Задающие функции нагрузок узлов моделируются экспериментальными зависимостями, кусочно-линейными или аналитическими функциями, случайными величинами.

В первом случае требуется большой объем исходной информации, что нереально для эксплуатационной или проектной практики.

Во втором случае при кусочно-линейной аппроксимации среднее значение нагрузки определяется точно, а стандартное отклонение является систематически заниженным из-за неучета недельных изменений нагрузки, а также колебаний нагрузки, вызванных влиянием случайных факторов. Использование таких моделей ГЭН (графиков электрических нагрузок) при расчете потерь будет давать систематическую погрешность в сторону занижения.

Применение случайных величин для моделирования ГЭН вполне оправданно, так как с точки зрения расчета потерь имеет значение только частота, с которой нагрузка принимает то или иное значение и коррелированность нагрузок между собой.

Вероятностно-статистические методы расчета потерь условно можно разделить на две группы.

Первая группа исходит из представления нагрузки в виде случайной величины. Эти методы используют семейство годовых графиков нагрузки по продолжительности при различных временах максимальных нагрузок. Из них можно выделить метод, в котором считается, что изменение нагрузки происходит непрерывно и подчинено закону бета-распределения.

Основным достоинством использования бета-распределения при построении модели графика нагрузки по продолжительности является возможность изменять форму кривой плотности бета-распределения за счет изменения параметров распределения. Сфера применения этого метода ограничивает сложность вычисления коэффициентов формы графика и неопределенность выбора параметров бета-распределения.

Вторая группа вероятностно-статистических методов основана на регрессионных моделях. В них используется информация значительно меньшего объема, что достигается определением потерь в достаточно представительной выборке типовых схем и распространением полученных результатов в целом на электрические сети или расчетом потерь электроэнергии во всех участках сети по упрощенным математическим моделям.

В этом случае рассматриваются обобщенные совокупные показатели, отражающие определенные характеристики режима или технические параметры распределительной сети.

Уравнения множественной регрессии легли в основу следующих моделей: факторных [53]; потерь в распределительных электрических сетях с нечеткими коэффициентами, полученных на основе метода множественного регрессионного анализа; базирующихся на нечетких уравнениях регрессии в сочетании с «методом планирования экспериментов».

Использование вероятностно-статистических моделей для определения потерь в распределительных сетях ограничивается требованием к полноте и достоверности исходной информации.

Регрессионные модели достаточно полно отражают картину изменения процессов лишь при достоверной полной ретроспективной информации в требуемом объеме.

Недостаток таких моделей – неучет колебаний нагрузки в течение всего расчетного периода, вызванных случайными причинами, что в конечном итоге приводит к некорректному определению стандартного отклонения и коэффициентов корреляции ГЭН. Это объясняется тем, что задача расчета потерь не является информационно-обеспеченной.

При моделировании аналитическими функциями нагрузки описываются временными рядами или почти периодическими функциями, либо разложениями в ряд Фурье с использованием формул Бесселя для определения коэффициентов Фурье.

В большинстве случаев изменение нагрузок узлов представляется стационарным эргодическим процессом. В действительности же изменение нагрузок – это совокупность реализаций случайного процесса, который не всегда эргодичен и стационарен.

В общем случае – это стохастический процесс, обладающий скрытыми закономерностями. Это надо учитывать, чтобы не допустить погрешностей в расчете потерь.

Во всех трех группах расчета потерь эквивалентирование сети проводится детерминированными методами, тогда как изменения сопротивлений и проводимостей ряда элементов сети носит случайный характер. Неучет этого фактора также вносит погрешность в методики определения потерь.

Как показал проведенный анализ, неопределенность, объективно обусловленная условиями эксплуатации распределительных сетей и применяемыми методами определения потерь электроэнергии, не раскрывается. Для выделенного класса распределительных сетей применяемые методы анализа, расчета и прогнозирования потерь электроэнергии не обеспечивают требуемой точности, их использование ведет к финансовым убыткам.

Тема 6. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии (4 часа).

Классификация мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. Оптимизация режима питающей сети по реактивной мощности, напряжению и коэффициентам трансформации. Регулирование уровня напряжения в питающей сети. Снижение влияния неоднородности замкнутых сетей. Размыкание контуров сети. Критерии оценки технико-экономической эффективности мероприятий. Расчет снижения потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях и системах электроснабжения от внедрения организационных и технических мероприятий. Мероприятия по изменению схемы сети с целью снижения потерь электроэнергии. Сравнительная эффективность мероприятий и очередность их внедрения.

Данная тема в кратком конспекте лекций не приводится, поскольку она подробно разработана в следующих литературных источниках:

1. Электрические системы. Электрические сети. / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др. : Под ред. В.А. Веникова и В.А. Строева. М.: Высшая школа, 1998.
2. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 592 с.: ил. (стр. 513-537).
3. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
4. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов. – М.: ЭНАС, 2003.

Тема 7. Контроль и управление качеством электроэнергии (2 часа).

Оценка допустимости режимов работы электрооборудования. Нормирование качества электроэнергии. Средства измерения параметров электроэнергии. Задачи приборного контроля качества электроэнергии в сетях. Определение допустимой потери напряжения в распределительных сетях. Практические методы расчета показателей качества электроэнергии. Способы и технические средства повышения качества электроэнергии.

Проблема качества электроэнергии в электрических сетях энергосистем и системах электроснабжения промышленных предприятий является одной из важнейших, определяющих надежность и эффективность электроснабжения потребителей. Непрерывный рост установленной мощности нелинейных, несимметричных и резкопеременных нагрузок приводит к ухудшению качества электроэнергии. В свою очередь низкое качество электроэнергии обуславливает ежегодные ущербы, составляющие сотни млрд. рублей. Среди отрицательных последствий низкого качества электроэнергии (КЭ) электротехнического и технологического характера следует отметить следующие:

- увеличение потерь электроэнергии;
- сокращение срока службы изоляции электроустановок, технологического оборудования;
- сбои, ошибки и отказы в работе релейной защиты и автоматики, телемеханики и связи, микропроцессорной техники;
- увеличение капитальных вложений в электрические сети и системы электроснабжения;
- рост эксплуатационных издержек в сетях энергосистем и их потребителей;
- снижение надежности и устойчивости систем;
- нарушение нормального функционирования электроприемников и потребителей электроэнергии;
- возрастание рисков для здоровья и жизни людей, окружающей среды.

Прежде всего, качество электроэнергии является составляющей электромагнитной совместимости, характеризующей электромагнитную среду. В электроэнергетике электромагнитная среда формируется как результат процессов производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

Качество электроэнергии – это совокупность ее свойств, определяющих воздействия на электрооборудование, аппараты и приборы и оцениваемых параметрами качества электроэнергии, описывающими особенности процесса передачи электроэнергии для ее использования в нормальных условиях эксплуатации. Нормальные условия эксплуатации предусматривают непрерывность электроснабжения при обеспечении промышленной частоты напряжения питания требуемой величины, формы волны, его одинаковости по фазам (симметрии).

Исходя из определения КЭ, следует отметить, что оно выражается степенью удовлетворения потребителя условиями электроснабжения и зависит не только от этих условий, но и от особенностей применяемого электрооборудования: его критичности к электромагнитным помехам и их генерированию.

К параметрам качества электроэнергии рассматриваемым в данном курсе относят отклонение напряжения.

Отклонение напряжения – это медленное изменение его значений относительно номинального.

Параметры качества электроэнергии количественно описываются показателями качества электроэнергии (ПКЭ). Электроэнергия как товар должна соответствовать определенному качеству, поэтому показатели качества электроэнергии нормируются. Для обеспечения потребителей электроэнергией нормального качества, снижения или исключения негативных последствий от низкого качества электроэнергии необходимо управлять качеством электроэнергии.

Под управлением КЭ понимают проведение методических, организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение КЭ в системах электроснабжений в пределах установленных норм и правил.

Методические мероприятия направлены на: ограничение уровней ПКЭ, источником искажения качества электроэнергии при этом является как электрооборудование и отдельные ЭП потребителя, так и технологическое оборудование энергосистемы; управление нормальными, аварийными и послеаварийными режимами путем регулирования напряжения и частоты; контроль и анализ ПКЭ; обеспечение надежности функционирования систем электроснабжения в условиях нормального качества электроэнергии.

К организационным мероприятиям относится правовое и нормативное обеспечение КЭ, включающее юридическую, экономическую и финансовую базу и направленное на укрепление на оптовых и розничных рынках энергии и мощности договорной основы в части требований к КЭ.

Технические мероприятия включают в себя: применение схемных и технических решений, технических средств, направленных на обеспечение КЭ в нормируемых пределах; мониторинг КЭ; производство средств измерения для учета и контроля КЭ, систем управления КЭ, в т.ч. и автоматизированных.

Рассмотрим влияние отклонения напряжения на примере наиболее распространенных элементов систем электроснабжения.

Асинхронные двигатели. При отклонениях напряжения на зажимах асинхронного двигателя изменяются частота вращения ротора, значения потерь активной мощности и потребляемой реактивной мощности. Это приводит к изменению экономических показателей, характеризующих работу двигателя.

Потери активной мощности в полностью загруженных двигателях возрастают при снижении напряжения вследствие увеличения тока, потребляемого из сети; при повышении

напряжения эти потери соответственно уменьшаются. При малых нагрузках двигателя характер зависимости меняется, т.е. увеличение напряжения приводит к росту потерь.

Изменения активных потерь в асинхронном двигателе при отклонениях напряжения в пределах 5 – 10 % номинального значения, $U_{ном}$ невелики: не более 0,03 $\Delta P_{ном}$ ($\Delta P_{ном}$ – номинальные потери активной мощности), но и они оказываются того же порядка, что и потери в питающих их электрических сетях. Отклонение напряжения приводит к изменению потребляемой реактивной мощности. Например, для двигателей серии А мощностью 20 – 100 кВт в диапазоне допустимых отклонений напряжения изменение напряжения на 1 % влечет за собой изменение потребляемой реактивной мощности на 3 %.

При положительных отклонениях напряжения усиливается электромагнитная связь между полями статора и ротора, что приводит к увеличению частоты вращения ротора. Для механизмов с вентиляторным моментом сопротивления, пропорциональным квадрату частоты вращения, изменение частоты сопровождается изменением производительности.

При положительных отклонениях напряжения срок службы изоляции, определенный при номинальном напряжении, T_H , изменяется обратно пропорционально квадрату коэффициента загрузки, $k_{загр}$:

$$T = T_H / k_{загр}^2.$$

Очевидно, что при $k_{загр}$ меньшем единицы тепловой износ изоляции уменьшается.

При отрицательных отклонениях срок службы изоляции сокращается.

Т.о., экономичная работа асинхронных двигателей целиком зависит от уровня напряжения на его зажимах.

Синхронные двигатели. Максимальный электрический момент двигателя при постоянном токе возбуждения изменяется пропорционально напряжению; это вызывает соответствующее изменение запаса статической устойчивости двигателя. При наличии отклонений напряжения в сети также изменяется генерируемая двигателем реактивная мощность. Чем выше напряжение, тем ниже реактивная мощность для синхронных двигателей с высокими значениями ОКЗ (1,25 и более) и малым коэффициентом загрузки. Для двигателей с ОКЗ меньшим 1,25 снижение напряжения вызывает уменьшение генерируемой им реактивной мощности.

Потери активной мощности в синхронном двигателе возрастают с увеличением напряжения в сети и его загрузки по реактивной мощности.

Вентильные преобразователи. В современном производстве применяются управляемые вентильные преобразователи, коммутируемые в основном по трехфазной мостовой схеме. В ряде технологических процессов (например, электролиз) требуется обеспечить постоянство выпрямленного тока, которое можно получить с помощью системы автоматического регулирования преобразователей. Соблюдение этого требования при отклонениях напряжения сети приводит к изменению коэффициента мощности преобразователя. Повышение напряжения приводит к уменьшению коэффициента мощности и повышенному потреблению реактивной мощности. При поддержании постоянства выпрямленного тока влияние отклонений напряжения на технологический процесс не обнаруживается.

Если же преобразователи неуправляемые, то отклонение напряжения приводит к снижению производительности и повышению расхода электроэнергии.

Электротермические установки (дуговые сталеплавильные печи, рудно-термические печи, индукционные плавильные печи, печи сопротивления и т.д.). Отклонение напряжения, как правило, приводит к снижению производительности печей и увеличению расхода электроэнергии.

Осветительные установки. Качество работы осветительных установок существенно влияет на производственный процесс. Так, увеличение освещенности рабочего места на 10 % приводит к увеличению производительности труда на 14 %.

Но при повышении напряжения срок службы ламп сокращается. Например, при отклонении напряжения равном 10 %, срок службы ламп сокращается в 3 раза.

Таким образом, даже поверхностный анализ влияния качества энергии на системы электроснабжения показал важность его нормирования и поддержания в пределах, требуемых ГОСТ.

В настоящее время нормативным документом в области качества электроэнергии является ГОСТ 13109-97 – «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», утвержденный Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации и введенный в качестве Госстандарта РФ с 1.01.99 г.

Стандарт соответствует международным стандартам МЭК 868, МЭК 1000-3-2, МЭК 1000-3-3, МЭК 1000-4-1 и публикациям МЭК 1000-2-1, МЭК 1000-2-2 в части уровней электромагнитной совместимости в системах электроснабжения и методов измерения электромагнитных помех.

Область применения стандарта: в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока промышленной частоты в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей электрической энергии, или приемники электрической энергии (точки общего присоединения).

Нормы, установленные настоящим стандартом, являются обязательными во всех режимах работы систем электроснабжения общего назначения, кроме режимов, обусловленных:

- исключительными погодными условиями и стихийными бедствиями (ураган, наводнение, землетрясение и т. п.);
- непредвиденными ситуациями, вызванными действиями стороны, не являющейся энергоснабжающей организацией и потребителем электроэнергии (пожар, взрыв, военные действия и т. п.);
- условиями, регламентированными государственными органами управления, а также связанными с ликвидацией последствий, вызванных исключительными погодными условиями и непредвиденными обстоятельствами.

Нормы данного стандарта подлежат включению в технические условия на присоединение потребителей электрической энергии и в договоры на пользование электрической энергией между электроснабжающими организациями и потребителями электрической энергии.

При этом в точках общего присоединения допускается устанавливать в технических условиях на присоединение потребителей, являющихся виновниками ухудшения КЭ, и в договоры на пользование электрической энергией с такими потребителями более жесткие нормы, чем в стандарте.

Нормирование ПКЭ согласно ГОСТ 13109-97

1. Установившееся отклонение напряжения, δU_y – это разница между средним текущим значением напряжения, U_y и его номинальным значением, $U_{ном}$, отнесенная к номинальному напряжению

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100 \% .$$

Установившееся отклонение напряжения нормируется на шинах 0,38 кВ и выше по результату расчета, т.о. чтобы на выводах электроприемника оно не превышало $\pm 5\%$ (нормально допустимые значения) и $\pm 10\%$ (предельно допустимые значения).

До оснащения электрических сетей трансформаторами и делителями напряжения, входящими в состав оборудования электрических сетей, обеспечивающими совместно со средствами измерений показателей КЭ установленную погрешность измерений, допускается проводить измерение показателей КЭ (за исключением показателя Δf) с погрешностью, превышающей установленную не более чем в 1,5 раза.

За последние годы в связи с формированием рыночной экономики и необходимостью правового регулирования взаимодействия субъектов Российского рынка разработаны соответствующие нормативно-технические и методические документы, которые вместе с ГОСТ 13109-97 отражают правовую основу взаимоотношений энергоснабжающих организаций и потребителей (абонентов) в области качества электроэнергии. Ниже приведены наиболее значимые из них.

1. Гражданский кодекс РФ, статья 542 часть 2, статья 543.

Статья 542. Качество электроэнергии, подаваемой энергоснабжающей организацией, должно соответствовать требованиям, установленным государственными стандартами и иными обязательными правилами или предусмотренным договором энергоснабжения.

Статья 543. Абонент обязан обеспечивать надлежащее техническое состояние эксплуатируемых электрических сетей, приборов и оборудования. Под надлежащим техническим состоянием понимается, кроме всего прочего, наличие устройств, улучшающих качество электроэнергии.

2. Федеральный закон об электромагнитной совместимости.

В целях исключения бесконтрольного применения технических средств, являющихся источником недопустимых ЭМП или обладающих пониженной помехоустойчивостью, федеральные органы исполнительной власти наделяются правом осуществлять в пределах своей компетенции государственный надзор и контроль за соблюдением юридическими и физическими лицами положений, относящихся к обеспечению ЭМС.

Практическое проведение этого надзора должно осуществляться органами государственного надзора.

Закон устанавливает требования к разработке, введению в эксплуатацию и непосредственно к эксплуатации технических средств. ЭМП не должны нарушать нормального функционирования других технических средств или представлять опасность для жизни, здоровья населения и обслуживающего персонала, а с другой – технические средства должны иметь уровень помехозащищенности, обеспечивающий их нормальное функционирование в среде с допустимым уровнем помех. Качество электроэнергии в электрических сетях должно быть таким, чтобы обеспечить нормальное функционирование технических средств.

Закон запрещает реализацию (поставку, продажу) и применение технических средств без сертификата, подтверждающего их соответствие требованиям ЭМС, а также поставку потребителям электрической энергии из сетей общего назначения при отсутствии сертификата у энергоснабжающей организации.

3. Правила энергоснабжения в РФ

Эти правила являются основополагающими документами, определяющими права и обязанности энергоснабжающих организаций и потребителей во всех аспектах использования электроэнергии, в том числе и в области ее качества. К ним относятся заявка на присоединение, технические условия на присоединение к энергоснабжающей организации, договор на энергоснабжение. В заявке установлен порядок решения вопросов, связанных с качеством электроэнергии, как на стадии присоединения электроустановок потребителя к сети общего назначения, так и при их эксплуатации.

В заявке на присоединение, подаваемой потребителем в энергоснабжающую организацию, в части качества электроэнергии должны содержаться:

– ориентировочный состав электрооборудования, влияющего на качество электроэнергии (преобразователи, сварочные установки, электродуговые печи, одно- и двухфазные печи и т.п.);

– требования к отклонениям напряжения в точке присоединения в режимах максимальных и минимальных нагрузок потребителя;

– длительность кратковременных перерывов питания, длительность и глубина провалов напряжения, допустимых по условиям технологии производства.

В технических условиях (ТУ) на присоединение энергоснабжающая организация указывает:

- обеспечиваемые ею в точке присоединения потребителя к сети отклонения напряжения в режиме максимальных и минимальных нагрузок потребителя;
- допустимое влияние потребителя на качество энергии по каждому ее показателю, определяемому в соответствии с «правилами присоединения потребителя к сети общего назначения по условиям контроля качества электроэнергии»;
- требования к контролю качества электроэнергии;
- сопротивление сети энергоснабжающей организации по прямой, обратной и нулевой последовательностям, на частотах высших гармоник, приведенные к точке присоединения (по требованию потребителя).

Контроль качества электроэнергии (КЭ) в условиях эксплуатации должен проводиться в точке учета электроэнергии, за исключением тяговых подстанций. Для них контроль КЭ должен осуществляться на шинах высокого напряжения, а также в точках учета электроэнергии потребителей, ближайших к точкам присоединения тяговых подстанций.

В договоре на энергоснабжение необходимо указывать:

- диапазоны отклонений напряжения в точках присоединения сети (отдельно для часов максимальных и минимальных нагрузок), требуемые для нормальной работы электроустановок;
- допустимые вклады потребителя в значения показателей качества электроэнергии.

Требуемый диапазон отклонения напряжения в каждом режиме не должен превышать 3 % и в часы минимума нагрузок потребителя должен быть ниже, чем в часы максимума.

Например, в часы минимума нагрузки отклонения напряжения могут составлять от 1 до 2 %, а в часы максимума – от 4 до 7 %. Распространенная практика указания в договоре одного диапазона ($\pm 5\%$) безотносительно к режиму является неправильной, так как не позволяет обеспечить нормируемое значение отклонения напряжения в сетях 0,4 кВ.

Периодичность контроля ПКЭ устанавливается при определении:

- а) фактического вклада потребителя и ПКЭ для выявления стороны, виновной в нарушении норм КЭ.
- б) времени превышения норм КЭ в течении периода измерений, необходимого для определения размеров скидок и надбавок к тарифу. Относительное значение скидок и надбавок, полученное за время измерений распространяется на весь квартал (например 7 дней – на 3 месяца).

4. Правила присоединения потребителя к сети общего назначения по условиям влияния на КЭ устанавливают способы расчета допустимых вкладов потребителей в значение каждого из ПКЭ, нормируемых стандартом. Эти значения при эксплуатации включаются в договор на энергоснабжение.

5. Инструкция о порядке расчетов за электрическую и тепловую энергию.

Раздел 4 – устанавливает штрафные санкции к виновнику ухудшения качества электроэнергии в виде скидки (надбавки) в размере до 10% тарифа на электроэнергию.

Конкретное значение скидки (надбавки) зависит от степени и общей продолжительности нарушения норм ГОСТ 13109-97 в точке учета электроэнергии в течение расчетного периода (месяц).

Отсутствие в стандарте норм на некоторые ПКЭ не исключает установления в договоре на энергоснабжение тех или иных условий в части этих ПКЭ и обязательств о возмещении реального ущерба от низкого качества электроэнергии. Аналогично - для ПКЭ, по которым установлены нормы. Так как ущерб реально установить очень трудно, в инструкции установлена формализованная система возмещения ущерба, выраженная в виде скидок и надбавок к тарифу.

Механизм штрафных санкций распространяется на все ПКЭ, численные значения норм которых есть в ГОСТе, но с формализованным подходом, в результате которого

механизм традиционных санкций распространяется на следующие шесть показателей качества электроэнергии из одиннадцати:

- отклонение частоты;
- установившееся отклонение напряжения;
- доза фликера;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения;
- коэффициент несимметрии по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии по нулевой последовательности.

Ответственность за недопустимые отклонения частоты полностью лежит на энергоснабжающей организации. А по отклонениям напряжения энергоснабжающая организация несет ответственность в случае, если потребитель не нарушает технических условий потребления и генерации реактивной мощности.

Ответственность за нарушение норм по четырем остальным из шести выделенных ПКЭ (ПКЭ с определяемой ответственностью) возлагается на виновника ухудшения КЭ.

Виновник определяется на основе сопоставления включенного в договор допустимого вклада в значение рассматриваемого ПКЭ в точке учета электроэнергии с фактическим вкладом, вычисляемым на основе измерений в случае нарушения норм ГОСТ 13109-97.

Если допустимые вклады в договоре не указаны, энергоснабжающая организация несет ответственность за низкое качество электроэнергии, независимо от виновника его ухудшения.

Несмотря на отсутствие в настоящее время промышленного выпуска специальных приборов для измерения и регистрации ПКЭ, практически все они могут быть определены средствами измерения общего использования (частотомеры, вольтметры, самописцы и т. д.). Исключение составляет доза фликера, измеряемая фликерметрами, не выпускаемыми в России.

Энергоснабжающие организации фактически в каждом конкретном случае должны решать вопрос о целесообразности включения в договор по своей инициативе двух показателей – коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения и коэффициента несимметрии по обратной последовательности. Потребителю не выгодно это, если только его электрические устройства не являются источниками помех.

6. Правила применения скидок и надбавок к тарифам за качество электроэнергии (утверждены Главгосэнергонадзором 14 мая 1991 года – сейчас новая редакция разрабатывается и утверждается) устанавливают способы определения фактических вкладов потребителя в уровни ПКЭ в точке учета электроэнергии с помощью измерений или расчетов.

7. Методические указания по контролю и анализу качества электроэнергии в электрических сетях общего назначения (РД 34. 15. 501-88) – устанавливают основные положения по контролю и анализу качества электроэнергии (выбор пунктов измерения ПКЭ, схемы присоединения приборов, методы обработки результатов измерения и т. п.).

8. Правила учета электроэнергии (в 1996 г. утверждены Минюстом) – в качестве одной из основных целей учета устанавливают получение достоверной информации для финансовых расчетов за электроэнергию с учетом ее качества. Средства учета электроэнергии и контроля ее качества должны быть защищены от несанкционированного доступа для исключения возможности искажения результатов измерения.

Выделяют основные задачи контроля качества электрической энергии:

- обнаружение помех (искажения напряжения);
- оценка их значения;
- регистрация измеренных частотных характеристик в целях обработки и отображения результатов;
- проведение анализа измеренных значений ПКЭ и оценка их соответствия установленным требованиям;

- определение источника искажения;
- проведение коммерческих расчетов между поставщиком и потребителем электроэнергии.

Для организации измерений качества электроэнергии необходимо определить цель, точку электрической сети, в которой контролируется КЭ, виды контролируемых ПКЭ.

Виды контроля

Контроль на соответствие требованиям ГОСТ 13109-97 или технических регламентов (длительность замера не менее 24 часов).

Диагностический контроль – необходим для анализа причин ухудшения качества электрической энергии, определения виновника снижения КЭ, при проверке выполнения технических условий на присоединение потребителей к электрической сети и договорных условий на электроснабжение. Необходимо результаты измерений просматривать не только в числовом, но и графическом виде, например, сопоставляя график нагрузки потребителей с графиком изменения контролируемого ПКЭ. Один из видов диагностического контроля – претензионные испытания, которые проводятся при рассмотрении претензий продавца или покупателя электроэнергии к ее качеству.

Коммерческий контроль – средство экономического воздействия на виновника ухудшения КЭ. В результате такого контроля оценивается стоимость электроэнергии с учетом неустойки за ее качество (должно быть включено в договор энергоснабжения). В данном случае помимо ПКЭ необходимо проводить учет отпущенной электроэнергии. В связи с этим коммерческий контроль осуществляется на границе раздела между поставщиком и потребителем электроэнергии или в точках учета потребляемой электроэнергии.

Технологический контроль – это контроль КЭ с длительностью и(или) погрешностью измерений, которые могут быть снижены по сравнению с требованиями ГОСТ 13109-97. Задачей технологического контроля является установление влияния технологического процесса потребителя электроэнергии на качество электроэнергии.

По длительности измерений различают следующие виды контроля.

Периодический контроль – эпизодический, при котором измерение ПКЭ происходят непрерывно каждые 24 часа (или несколько суток). Интервалы между измерениями устанавливает организация, но не реже, чем указано в ГОСТ (например, ИВК «Омск», «ЭРИС»).

Мониторинг – непрерывный контроль, при котором поступающая информация о контролируемых ПКЭ анализируется непрерывно. Приборы лучше использовать стационарные (например, «РЕСУРС»).

Выбор пунктов контроля качества электроэнергии

Пункт контроля качества электрической энергии – это пункт электрической сети, в котором производят измерение КЭ при его контроле. Это точка общего присоединения, граница раздела балансовой принадлежности, выводы электроприемника и другие точки сети, согласованные электроснабжающей организацией (ЭСО) с потребителем или поставщиком электроэнергии.

Выбор пунктов контроля осуществляется:

- аккредитированными испытательными лабораториями;
- совместно ЭСО и потребителем;
- лицами государственных надзорных организаций;
- органами по сертификации;
- ответственными за электрохозяйство потребителя.

Выбор пунктов контроля КЭ производится на основе:

- схемы распределительных сетей;
- данных о составе нагрузки, ее категории по надежности и графиков мощности или результатов измерений токов в периоды максимальных и минимальных сезонных нагрузок;

– данных о точках контроля КЭ, внесенных в договоры энергоснабжения и технические условия на присоединение.

При анализе схемы и состава нагрузки выделяют:

– наиболее удаленных и близлежащих по отношению к центру питания потребителей;

– линии электропередачи с наибольшими потерями напряжения;

– нагрузки, электроприемники которых могут быть источниками искажения качества электроэнергии или восприимчивы к ухудшению КЭ.

Пунктами обязательного контроля являются:

– вводы питающих фидеров РП;

– выходы электроприемников, потери напряжения до которых наибольшие;

– точки общего присоединения, от которых получают питание потребители, ухудшающие качество электроэнергии;

– выходы электроприемников, восприимчивых к ухудшению качества электроэнергии;

– точки электрической сети, по которым предъявляют претензии по качеству электроэнергии.

Список выбранных пунктов оформляется в виде перечня с указанием измеряемых ПКЭ и обоснованием причин измерения.

Периодичность контроля

Для установившихся отклонений напряжения контроль осуществляется не реже двух раз в год (в периоды зимних и летних максимумов нагрузки, для которых рассчитывается падение напряжения в сети).

Для остальных ПКЭ, кроме отклонения частоты и провалов напряжения – не реже одного раза в год.

Рекомендуемая продолжительность непрерывного контроля составляет 7 суток, минимальный контроль – сутки. При необходимости продолжительность контроля можно указать в договоре на электроснабжение, но не реже указанной выше.

Единственно правильным является определение допустимого диапазона изменения напряжения в точке разграничения балансовой принадлежности с учетом структуры и режимов наибольшей и наименьшей нагрузки сети потребителя. Именно они должны вноситься в договор.

Виды представления результатов контроля качества электроэнергии и их анализ

Протокол контроля качества электроэнергии содержит следующие данные:

– наименование и адрес испытательной лаборатории;

– наименование и адрес организации, являющейся заказчиком измерений качества электроэнергии;

– наименование и адрес пункта контроля качества электроэнергии;

– информация о питающей энергосистеме и центре питания;

– цель испытаний;

– сроки проведения испытаний;

– наименование и пункты нормативной документации, устанавливающей методы испытаний;

– информация о средствах измерений;

– условия выполнения измерений;

– требования к ПКЭ в пункте контроля;

– результаты измерений ПКЭ в пункте контроля за каждые 24 часа;

– заключение по результатам контроля ПКЭ.

Графики изменения ПКЭ – их анализ – эффективный способ оценки ПКЭ. Во-первых, при наличии информации об изменении схемы сетей, режимах работы регулирующих и компенсирующих устройств, изменениях состава нагрузки в привязке ко времени может

быть установлена связь с закономерностями измерения КЭ в сети. Во-вторых, сопоставление графиков изменений ПКЭ и графиков мощности нагрузки позволяет оценивать степень влияния нагрузки на КЭ в точке контроля.

Например, такое сопоставление по отклонению напряжения с активной и реактивной мощностями может показать, что закон встречного регулирования в центре питания не выполняется, если нижняя граница отклонения напряжения соответствует наибольшей нагрузке, т.е. когда потери напряжения в сети максимальны.

В такой ситуации добиться выполнения требований ГОСТ на зажимах всех электроприемников ниже точки контроля, получающих питание от рассматриваемого РП, не всегда возможно.

Напряжение в режиме наибольшей нагрузки должно быть не менее $1,05 U_{ном}$, в режиме наименьшей нагрузки не более $U_{ном}$.

По спектрам напряжения и тока может быть определен источник высших гармоник и режим его работы, а также резонансные частоты.

Если в сети несколько источников искажения различного типа по спектру нельзя сделать однозначный вывод по причинам ухудшения КЭ в сети. Нужно проводить расчет фактических вкладов каждого присоединения.

Для контроля качества электроэнергии применяются трансформаторы тока и напряжения, используемые для питания цепей учета электроэнергии и (или) защит.

Средства измерения: ЭРИС –КЭ (г.Москва), РЕСУРС – UF (г.Пенза НПП Энерготехника), Нева – ИПЭ (НПП «Энергосоюз», г. С.Петербург), Энергомонитор («НПП Марсэнерго», г.С.Петербург), Урал – 100 М (г.Екатеринбург УГТУ), ИВК Омск (ОГТУ, г.Омск), ППКЭ (г.Москва), АПКЭ (НПФ Прософт г.Екатеринбург), ПАРМА РК6.05(ООО Парма, г.С.Петербург).

Цель расчета: определение уровня установившегося отклонения напряжения на зажимах электроприемников и в характерных точках сети: на шинах 6-10; 35; 110; 220 кВ в режимах наибольших и наименьших нагрузок центров питания (ЦП).

В соответствии с ГОСТ 13109-97 установившееся отклонение напряжения равно

$$\delta U_y = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% .$$

Для сравнения действительного отклонения напряжения с допустимым все элементы сети в совокупности проверяют на допустимые отклонения напряжения с учетом режима напряжений на шинах ЦП при максимальных и минимальных нагрузках.

Установившееся отклонение напряжения, δU_y на зажимах ЭП или в точке сети равно:

$$\delta U_y = \delta U_{ЦП} + \sum_{i=1}^n \delta U_{\delta i} - \sum_{k=1}^m \delta U_K ,$$

где $\delta U_{ЦП}$ – отклонение напряжения на шинах ЦП;

$\delta U_{\delta i}$ – добавка напряжения, создаваемая i -м средством регулирования;

n – количество средств регулирования между ЦП и ЭП;

m – количество узлов;

δU_K – относительное падение напряжения между ЦП и ЭП или расчетной точкой на k -м участке.

Относительное падение напряжения равно

$$\delta U_K = \frac{100}{U_{ном}^2} \sum_{k=1}^m (P_k r_k + Q_k x_k), \%$$

где P_k, Q_k – активная и реактивная мощность k -го элемента сети между ЦП и электроприемником или расчетной точкой;

r_k, x_k – активное и индуктивное сопротивления k -го элемента.

Определим возможный диапазон d изменения напряжения у потребителя. Наименьшее напряжение у потребителя будет в том случае, если в центре питания будет наименьшее допустимое напряжение $U_{ЦП}^{HM}$ при режиме наибольших нагрузок (наибольшие потери напряжения в сети $\Delta U_{ЦП-П}^{HB}$), а распределительные трансформаторы создают наименьшую добавку $\Delta U_{ДОБ}^{HM}$:

$$U_{П}^{HM} = U_{ЦП}^{HM} - \Delta U_{ЦП-П}^{HB} + \Delta U_{ДОБ}^{HM}.$$

Наибольшее напряжение у потребителя будет при противоположных условиях:

$$U_{П}^{HB} = U_{ЦП}^{HB} - \Delta U_{ЦП-П}^{HM} + \Delta U_{ДОБ}^{HB}.$$

Находим диапазон изменения напряжения, d

$$d = U_{П}^{HB} - U_{П}^{HM} = U_{ЦП}^{HB} - U_{ЦП}^{HM} + (\Delta U_{ЦП-П}^{HB} - \Delta U_{ЦП-П}^{HM}) + (U_{ДОБ}^{HB} - U_{ДОБ}^{HM}).$$

Для обеспечения допустимых отклонений напряжения у потребителя необходимо соблюдение условий

$$d < U_{МАХ} - U_{МИН}; \quad U_{П}^{HB} \leq U_{МАХ}; \quad U_{П}^{HM} \geq U_{МИН},$$

где $U_{МАХ}$ и $U_{МИН}$ – интервал допустимых значений напряжения.

Данное условие означает, что диапазон d должен входить в область допустимых значений $U_{МАХ}$ и $U_{МИН}$. Данное условие должно выполняться у любого потребителя: как ближайшего, так и самого удаленного, как при сезонном, так и суточном изменении нагрузки. Отсюда – характерными ЭП сети являются ближайший и наиболее удаленный от узла сети ЭП, а также ЭП с графиками электрических нагрузок, резко отличающимися от общего графика электрических нагрузок.

Требуемые отклонения напряжения необходимо проверять на совместимость в характерных режимах нагрузки ЦП по условию:

$$\delta U_{В} \geq \delta U_{Н},$$

где $\delta U_{Н}$ – наименьший из всех пределов отклонений напряжения ($\delta U_{У}$), определяемый в режиме наибольшей нагрузки;

$\delta U_{В}$ – наибольший из всех пределов отклонения напряжения, определяемый в режиме наименьшей нагрузки.

Если это условие не соблюдается в каком-либо режиме суточной нагрузки, то необходимо использовать ответвления соответствующего распределительного трансформатора, местное регулирование напряжения для уменьшения падения напряжения в сети.

Предельно допустимые отклонения напряжения на шинах ЦП для каждого характерного потребителя определяются следующим образом:

$$\delta U_{В(Н)ЦП} = \delta U_{В(Н)} + \delta U_{С} - E_{ДОБ} \pm 0,5,$$

где $\delta U_{В(Н)ЦП}$ – верхний (нижний) предел отклонения напряжения в ЦП, %;

$\delta U_{В(Н)}$ – верхний (нижний) предел отклонения напряжения, затребованный характерным потребителем, %;

$\delta U_{С}$ – ожидаемые потери напряжения в сетях энергоснабжающей организации, %;

$E_{Д}$ – добавка напряжения, создаваемая средствами местного регулирования напряжения энергоснабжающей организации.

При проверке условий совместимости необходимо определять верхний и нижний пределы диапазона регулирования напряжения в центре питания в характерных режимах его нагрузки рассматриваемого сезонного периода:

$$\delta U_{В(Н)ЦП} = 0,5 \cdot (\delta U_{ВЦПМАХ(МИН)} - \delta U_{НЦПМАХ(МИН)}),$$

где max и min относятся к наибольшему и наименьшему режимам нагрузки.

Расчет установившегося отклонения напряжения δU_y производится без учета зоны нечувствительности регулирующего устройства в ЦП для двух предельных режимов: наибольших и наименьших нагрузок и для двух электроприемников: ближайшего и наиболее удаленного в электрическом отношении, причем потери напряжения учитываются во всех элементах сети.

Нижний предел допустимого отклонения напряжения $\delta U_{доп}$ на шинах 6-10 кВ понизительных распределительных подстанций определяется в режиме максимальных нагрузок для наиболее удаленных электродвигателей напряжением выше 1 кВ и электроприемников напряжением 0,4 кВ с учетом наименьшего коэффициента трансформации на подстанции, питающей наиболее удаленный ЭП:

$$\delta U'_{цпн} = (0,05 \cdot U_{НОМ} + \Delta U_{\Sigma}) \cdot k_{ТР} + \Delta U'_{10(6)кВ};$$

$$\delta U''_{цпн} = 0,05 \cdot U_{НОМ} + \Delta U,$$

где $0,05U_{НОМ}$ – допустимое понижение напряжения на зажимах наиболее удаленного ЭП;

ΔU_{Σ} – потери напряжения в сети 0,4 кВ и на ТП;

$k_{ТР}$ – наименьший коэффициент трансформации ТП 10(6)/0,4 кВ, питающей наиболее удаленный ЭП;

$\Delta U'_{10(6)кВ}$ – суммарные потери напряжения в сети 10(6) кВ;

ΔU – суммарные потери напряжения в различных элементах сети: в линиях низкого напряжения, в распределительных трансформаторах, в линиях 10(6) кВ.

Если неизвестны данные о сети 0,4 кВ, то напряжение на шинах удаленных ТП должно быть не ниже $U_{НОМ}$ ($\delta U_y=0$), тогда $\delta U_{цпн} = \Delta U_{ТП} \cdot k_{ТР} + \Delta U_{10(6)кВ}$.

Из двух вышеприведенных значений выбирается большее.

Верхний предел $\delta U_{доп}$ на шинах понизительной распределительной подстанции (ПРП) в режиме минимальных нагрузок определяется для двигателя высокого напряжения и ЭП напряжением 0,4 кВ, расположенных в наиболее близкой точке к шинам ПРП. При этом на ТП, питающей ближайший ЭП, коэффициент трансформации следует принять наибольшим, а потери напряжения в элементе сети определяются только для режима наименьших нагрузок:

$$\delta U'_{цпв} = (0,05U_{НОМ} + \Delta U_{ТП}) \cdot k_{ТР} + \Delta U_{10(6)кВ};$$

$$\delta U''_{цпв} = 0,05U_{НОМ} + \Delta U,$$

где $\Delta U_{ТП}$ – потеря напряжения в трансформаторе ТП.

Из двух значений $\delta U_{цпв}$ выбирается меньшее. Если полученный диапазон допустимых отклонений напряжения на шинах подстанции $\delta U_{цпн} \leq \delta U_{цп} \leq \delta U_{цпв}$ меньше регулировочного диапазона на тех же шинах, то для обеспечения требуемого режима достаточно автоматического регулирования трансформатора под нагрузкой.

При питании от ПРП необходимо определять расчетные значения напряжения на шинах 10 (6) кВ регулируемых силовых трансформаторов ПРП в режиме максимальной нагрузки предприятия, совпадающем по времени с минимальным напряжением U_{min} энергосистемы на шинах высшего напряжения ИП; минимальной нагрузки, совпадающем по времени с максимальным напряжением в энергосистеме на шинах ИП:

$$\delta U_{ипв} = (U_{сМАХ} - \Delta U'_{ВЛ} - \Delta U'_{ПРП}) \cdot \frac{1}{k_{ТР}};$$

$$\delta U_{ипн} = (U_{сМИН} - \Delta U''_{ВЛ} - \Delta U''_{ПРП}) \cdot \frac{1}{k_{ТР}},$$

где $U_{СМАХ(MIN)}$ – максимальное (минимальное) напряжение на шинах ИП;
 $\Delta U_{ВЛ}^{(%)}$ – потери напряжения в питающей линии в режиме минимальных (максимальных) нагрузок;
 $\Delta U_{ПРП}^{(%)}$ – потери напряжения в трансформаторах ПРП;
 $k_{ТР}$ – коэффициент трансформации трансформаторов.

Если отклонения напряжения на шинах ИП выходят за пределы регулируемого диапазона $E_{ИП}$ на этих же шинах, то необходимо применять дополнительные средства регулирования напряжения.

Определение отклонений напряжения в расчетной точке сети

Цель расчета: Определение уровней δU для последующего выбора технических средств и мероприятий по их нормализации.

Для сети одной ступени напряжения отклонение напряжения в расчетной точке сети

$$\text{равно: } \delta U_C = \delta U_{ЦП} + \sum_{i=1}^n \delta U_{\delta i} - \sum_{k=1}^m \Delta U_k,$$

где $\delta U_{ЦП}$ – отклонение напряжения в центре питания;
 $\delta U_{\delta i}$ – «добавка» напряжения, создаваемая i -м средством регулирования;
 n – количество средств регулирования между центром питания и приемником (расчетной точкой);
 m – количество узлов;
 ΔU_k – падение напряжения между центром питания и расчетной точкой на k -м участке.

Добавка напряжения $\delta U_{\delta i}$ может быть и положительной, и отрицательной.

В сети с одной или несколькими ступенями напряжения, напряжение на вторичной стороне силового трансформатора может быть определено по выражению:

$$U_2 = \left(U_{2XX} - \frac{\Delta U_T}{100} \cdot U_{2XX} \right) \cdot \frac{U_1}{U_{отп}},$$

где U_{2XX} – напряжение холостого хода на вторичной обмотке силового трансформатора, равное $1,1 U_{НОМ}$, кВ;
 ΔU_T – падение напряжения в силовом трансформаторе (СТ), %;
 $U_1, U_{отп}$ – напряжение на стороне ВН трансформатора, напряжение отпайки.

$$\Delta U_T = \beta (u_a \cdot \cos \varphi + u_p \cdot \sin \varphi) + \frac{\beta^2}{200} \cdot (u_a \cdot \sin \varphi - u_p \cdot \cos \varphi)^2,$$

где u_a, u_p – активная и реактивная составляющие напряжения короткого замыкания;
 φ – фазный угол нагрузки СТ;
 β – коэффициент загрузки СТ.

Добавка напряжения, создаваемая силовым трансформатором:

$$\delta U_{дт} = \frac{U_{2XX} \cdot U_1}{U_{2НОМ} \cdot U_{отп}} \cdot 100 - 100 [\%]$$

С учетом выше приведенного выражение может быть распространено на сеть с одной и более ступенями трансформации. Наиболее существенным является учет неодинаковости загрузки участков сети и электрического оборудования в различные моменты времени и даже для одного и того же времени.

Вследствие этого возникает множество вариантов режима отклонения напряжения для данной сети. Для текущего момента времени t :

$$\delta U_{ct} = \delta U_{ЦП_t} + \sum_{i=1}^n \delta U_{\delta i_t} - \sum_{k=1}^m k_t \Delta U_k.$$

В этом уравнении индекс t подчеркивает зависимость ΔU на каждом участке сети от времени, от загрузки.

ΔU_k – падение напряжения на каждом k -м участке сети в момент времени t в режиме его максимальной загрузки.

k_t – коэффициент, учитывающий отношение загрузки k -го участка в момент времени t к загрузке в максимальном режиме.

При расчетах обычно берут в режиме максимальной загрузки $k_t = 1$ и в режиме минимальной загрузки $k_t = 0.3$.

При определении ΔU_k – падения напряжения на участках сети, при известных величинах мощности P и Q на этих участках пользуются формулой

$$\Delta U_k = \frac{P_k r_k + Q_k x_k}{10 \cdot U_{ном}^2}, \%$$

Здесь P_k дана в кВт, Q_k – в квар, U – в кВ.

Можно произвести вычисления ΔU_k и по другим формулам, например:

$$\Delta U_k = \frac{I}{10 \cdot U_{ном}^2} \sum_{k=1}^n P_k \operatorname{tg} \varphi_k r_k.$$

Эта формула учитывает только реактивную составляющую падения напряжения.

3. Практические занятия, их содержание и объем в часах

3.1. Методические рекомендации по проведению практических занятий

Специальный курс ЭЭС состоит в том, чтобы дать будущим специалистам в области электроэнергетики теоретические знания и привить практические навыки решения вопросов повышения эффективности работы электроэнергетических систем и качества электроснабжения потребителей.

Задачей курса в области практических занятий является – получение студентами знаний о режимах работы, эксплуатации и характеристиках различных элементов электроэнергетической системы – синхронных генераторов (компенсаторов, двигателей), батарей статических конденсаторов и шунтирующих реакторов, трансформаторов и др. и их использовании при решении следующих вопросов:

- режим напряжений и распределение реактивной мощности в электрических сетях;
- регулирование напряжения и реактивной мощности;
- компенсация реактивной мощности;
- расчет и снижение потерь энергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по снижению потерь энергии, качеству электрической энергии;
- экономичность работы сетей.

На практических занятиях студенты учатся:

- анализировать схемы электрических сетей;
- выполнять расчёты нормальных и послеаварийных режимов при предоставлении полного объема исходных данных и при неполноте (некорректности) исходной информации;
- применять организационные и технические мероприятия с целью улучшения режимных параметров;
- решать оптимизационные вопросы;
- рассчитывать потери электроэнергии и снижать их уровень;
- регулировать режим напряжений и распределение реактивной мощности в электрических сетях;
- уметь решать вопросы компенсации реактивной мощности;
- проводить разработку мероприятий по снижению потерь энергии, качеству электрической энергии;
- оценивать экономичность работы сетей.

Современный инженер должен уметь использовать существующие методы и способы регулирования напряжения и реактивной мощности на различных иерархических уровнях АСДУ; рассчитывать и выбирать необходимые устройства регулирования напряжения и реактивной мощности; применять современные методы расчета потерь энергии как детерминированные, так и вероятностно-статистические в зависимости от конкретного случая; оценивать эффективность применения альтернативных мероприятий по снижению потерь энергии в электрических сетях для конкретных ситуаций, проводить расчеты снижения потерь энергии от внедрения мероприятий; применять инженерные методы расчета показателей качества электроэнергии для выбора рациональных способов и технических средств его повышения. Выработке этих навыков и посвящены практические занятия.

Практические занятия проводятся с привлечением пакета программ автоматизации математических расчетов «MathCad», программно-вычислительных комплексов «SDO - 6», «RASTR», «CURSE2», «Расчет сети», «Эксперт-энерго» и задач для самостоятельного решения.

На практические занятия отводится 16 часов.

3.2. Перечень тем практических занятий

Тематика практических занятий в 7 семестре

1. Анализ схем электрических сетей Амурской энергосистемы с целью выявления «слабых» мест с точки зрения напряжения, реактивной мощности и потерь электроэнергии.
2. Расчёты нормальных и послеаварийных режимов при предоставлении полного объема исходных данных.
3. Расчёты нормальных и послеаварийных режимов при неполноте (некорректности) исходной информации.
4. Коррекция режима в рассчитанной схеме. Применение технических решений с точки зрения регулирования напряжения и реактивной мощности.
5. Коррекция режима в рассчитанной схеме. Оптимизационные методы.
6. Расчеты потерь электроэнергии. Внедрение мероприятий по снижению потерь электроэнергии и их оценка.

Распределение времени студентов по видам занятий

Раздел программы	Число часов		
	Всего	Лекции	Практические занятия
1.	4	4	-
2.	8	6	2
3.	8	6	2
4.	8	6	2
5.	8	4	4
6.	6	4	2
7.	6	2	4

3.3. Методические указания по проведению практических занятий

На практических занятиях студенты выполняют поэтапно решаемую комплексную задачу и осваивают необходимые навыки и умения для выполнения заданий самостоятельной работы по дисциплине.

На первом занятии студенты из электронного варианта схемы существующих электрических сетей ОАО ДРСК по заданию преподавателя выбирают и копируют участок для последующих расчетов.

При желании студента, он может выбрать вариант проектируемой сети согласно плана развития электрических сетей Дальнего Востока на 2030 год.

Далее они выполняют необходимый анализ сети с точки зрения выявления слабых мест с точки зрения напряжения, реактивной мощности и потерь электроэнергии.

Второе занятие посвящено составлению эквивалента и графа сети для последующих расчетов существующих нормальных и послеаварийных режимов при предоставлении полного объема исходных данных.

Третье занятие рассматривает вопросы развития существующей сети и проводятся расчёты нормальных и послеаварийных режимов при неполноте (некорректности) исходной информации.

На четвертом занятии совместно с преподавателем осуществляется коррекция режима в рассчитанной схеме и выбор необходимых технических решений с точки зрения регулирования напряжения и реактивной мощности.

Пятое занятие продолжает коррекцию режима, при необходимости используются оптимизационные методы.

Шестое занятие посвящено расчетам потерь электроэнергии и внедрению мероприятий по их снижению и оценке.

Задание №1

Выбрать сечение проводов, определить напряжение в конце двухцепной линии электропередачи, построить векторную диаграмму напряжений и токов линии (в масштабе).

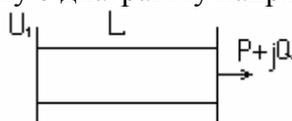


Рис. Схема линии электропередачи

Исходные данные

Вариант	U _н , кВ	U ₁ , кВ	L, км	P, МВт	cos φ	Материал опор	Район по гололеду
12	110	121	173	55	0,82	сталь	II

1) Выбор сечения проводов

Сечения проводов выбираются в зависимости от напряжения, расчетной активной мощности, района по гололеду, материала и типа опор, с учетом количества цепе ВЛ.

Выбираем марку провода АС-240.

2) Проверка провода на нагрев в послеаварийном режиме

Проверка на нагрев в после аварийном режиме (при обрыве одной из цепей)

$$I \leq I_{\text{доп}},$$

где I_{доп} – допустимый ток по условию нагрева, А; I – ток, протекающий по линии, А.

Ток протекающий по линии находится по выражению

$$I = \frac{\sqrt{(P^2 + Q^2)}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \cdot 10^3,$$

где Q – реактивная мощность в конце линии, Мвар.

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad Q = 55 \cdot 0,7 = 38,5 \text{ Мвар.}$$

$$I = \frac{\sqrt{(55^2 + 38,5^2)}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 352 \text{ А.}$$

$$I_{\text{доп}} = 605 \text{ А.}$$

Условие по нагреву выполняется.

3) Схема замещения линии и ее параметры

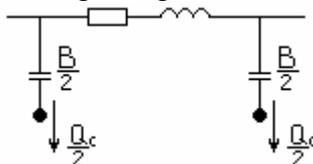


Рис. Схема замещения линии

Параметры схем замещения для двухцепных линий определяются по выражениям

$$Z = R + jX = \frac{(R_0 + jX_0) \cdot L}{2}, \quad Q_C = 2 \cdot q_0 \cdot L,$$

где R и X – активное и реактивное сопротивление линии, Ом; R₀ и X₀ – погонные активное и реактивное сопротивление линии; Q_c – зарядная мощность линии, Мвар.

$$Z = R + jX = \frac{(0,12 + j0,405) \cdot 170}{2} = 10,2 + j34,43 \text{ Ом};$$

$$Q_C = 2 \cdot 0,0375 \cdot 170 = 12,75 \text{ Мвар.}$$

4) Определение мощности в начале линии

Мощность в начале линии определяется из выражения

$$S_1 = (P + \Delta P) + j(Q + \Delta Q - Q_C),$$

где ΔP , ΔQ – потери соответственно активной и реактивной мощностей на линии, МВт, Мвар.

Потери мощности на линии определяются по соотношениям

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U_H^2} \cdot R, \quad \Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U_H^2} \cdot X,$$

$$\Delta P = \frac{55^2 + 38,5^2}{110^2} \cdot 10,2 = 3,8 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{55^2 + 38,5^2}{110^2} \cdot 34,43 = 12,8 \text{ МВт},$$

$$S_1 = (55 + 3,8) + j(38,5 + 12,8 - 12,75) = 58,8 + j38,55 \text{ МВА.}$$

5) Определим напряжение в конце линии

Напряжение в конце линии

$$\underline{U} = U_1 - \Delta \underline{U} = U_1 - (\Delta U + j\delta U),$$

где $\Delta \underline{U}$ – вектор падения напряжения на линии, кВ; ΔU , δU – соответственно активная и реактивная составляющие вектора падения напряжения, кВ; которые можно определить по выражениям:

$$\Delta U = \frac{P_1 \cdot R + Q_1 \cdot X}{U_1}, \quad \delta U = \frac{P_1 \cdot X - Q_1 \cdot R}{U_1},$$

$$\Delta U = \frac{58,8 \cdot 10,2 + 38,55 \cdot 34,43}{121} = 15,93 \text{ кВ.}$$

$$\delta U = \frac{58,8 \cdot 34,43 - 38,55 \cdot 10,2}{121} = 13,48 \text{ кВ.}$$

$$\underline{U} = 121 - (15,93 + j13,48) = 105,07 - j13,48 \text{ кВ.}$$

6) Построение векторной диаграммы



Рис. Векторная диаграмма напряжений

Задание №2

Выбрать сечение проводов двухцепной ВЛ 220 кВ для получения желаемых уровней напряжения Uneобх. Подобрать ответвления на вывод обмоток СН трансформатора и ответвление регулируемых вольтодобавочных трансформаторов, включаемых на стороне НН.

Решение

Определяем суммарную нагрузку двух СТ:

$$S_{\Sigma} = P_c + P_n + j(Q_c + Q_n).$$

Определяем ток, протекающий через обмотку ВН трансформатора

$$I_{\text{расч.}} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cdot 2} = \frac{\sqrt{(P_c + P_n)^2 + (Q_c + Q_n)^2}}{2 \sqrt{3} U_{\text{ном}}}.$$

Определяем максимальный расчетный ток линии.

$$I = \alpha_i \alpha_T I_{\text{расч}} = 1,05 \alpha_T I_{\text{расч}}$$

По максимальному расчетному току линии с учетом района по гололеду и вида опор для заданного района РФ выбираем сечение линии по экономическим токовым интервалам.

Далее аналогично заданию № 1 до определения отпаяк, здесь случай, когда РПН в нейтрали.

Определяем желаемую добавку в нейтрали U на АТ.

$$\delta U_{\text{жел}} = \frac{U_{\text{вн}} - \frac{U_c^B}{U_{\text{с жел}}} U_{\text{с ном}}}{\frac{U_c^B}{U_{\text{с жел}}} - 1} = \frac{U_{\text{вн}} - K_{\text{в-с}}^{\text{жел}} U_{\text{с ном}}}{K_{\text{в-с}}^{\text{жел}} - 1};$$

$$\text{но } nt = \frac{\delta U_{\text{жел}}}{U_{\text{вн}}}; \text{ откуда } n = \frac{\delta U_{\text{жел}}}{U_{\text{вн}} t}$$

Для линейного регулятора добавка напряжения равна

$$\delta U_{\text{лр}} = U_{\text{вн}}^{\text{жел}} - U_{\text{нд}}$$

$$U_{\text{нд}} = \frac{U_n^B \cdot U_{\text{н ном}}}{U_{\text{в ном}} + 0,01 \delta U_{\text{жел}\%}^c \cdot U_{\text{в ном}}};$$

$$\delta U_{\text{лр}} = \frac{(U_{\text{нн}}^{\text{жел}} / U_{\text{нд}} - 1)}{1} 100 \%$$

$$n = \delta U_{\text{лр}} / U_{\text{вн}} \cdot t$$

Задание №3

Регулирование напряжения в сети с помощью синхронных компенсаторов.

Компенсатор выбирается из условия поддержания желаемого U на сторонах СН и НН.

Вспомним формулу потерь напряжения:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}.$$

Распишем суммарную потерю напряжения в схеме

$$\Delta U = \frac{(P_{CH} + P_{HH}) (R_{ВЛ} + R_{ТВ}) + P_{CH} R_{ТС} + P_{HH} R_{ТН}}{U_1} +$$

$$+ J \frac{(Q_{CH} + Q_{HH} - Q_{СК}) (X_{ВЛ} + X_{ТВ}) + Q_{CH} X_{ТС} + (Q_{HH} - Q_{СК}) X_{ТН}}{U_1}$$

Из данного выражения найдем необходимую мощность синхронного компенсатора $Q_{СК}$

$$Q_{СК} = \frac{P_{CH} (R_{ВЛ} + R_{ТВ} + R_{ТС}) + P_{HH} (R_{ВЛ} + R_{ТВ} + R_{ТН}) + Q_{CH} (X_{ТС} + X_{ТВ} + X_{ВЛ}) +$$

$$+ Q_{HH} (X_{ТН} + X_{ТВ} + X_{ВЛ}) - \Delta U_{\Sigma} U_1}{1}$$

Здесь неизвестно ΔU_{Σ} .

Запишем выражение для $\Delta Q_{СК}$ и ΔQ_{HH}

$$\Delta U_{СК} = U_1 - U_{CH} = U_{CH} \frac{U_1}{U_{CH \text{ ном}}}$$

$$\Delta U_{HH} = U_1 - U_{HH} = U_{HH} \frac{U_1}{U_{HH \text{ ном}}}$$

Тогда $\Delta U_{СК} + U_{HH} = \Delta U_{\Sigma}$.

$$\Delta U_{\Sigma} = 2 U_1 - U_{CH} - U_{HH} = 2 U_1 - U_{CH} \frac{U_1}{U_{CH \text{ ном}}} - U_{HH} \frac{U_1}{U_{HH \text{ ном}}}.$$

Задание №4

Выбор устройств продольной компенсации (УПК)

Определить необходимое число конденсаторов, $U_{\text{ном}}$ и установленную мощность БК, если районная понижающая ПС связана с ЦП одноцепной ВЛ с $U = 110$ кВ длиной 80 км ($Z_{\text{Л}} = 21 + j 34$ Ом). Расчетная наибольшая нагрузка потребителей п.ст $S = 22 + j 20$ МВА.

По условиям работы потребителей потери напряжения в ВЛ не должны быть более 6%.

Решение

1) Определим потери напряжения в ВЛ без конденсаторов. Расчет выполним без учета потерь мощности в ВЛ:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{22 \cdot 21 + 20 \cdot 34}{110} = 10,4 \text{ кВ.}$$

2) Определим допустимое значение потерь U в кВ:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}}\% U_{\text{ном}}}{100} = \frac{6 \cdot 110}{100} = 6,6 \text{ кВ}$$

3) Определим сопротивление БК, снижающих потери U в ВЛ до $U_{\text{доп}}$, из уравнения

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{PR + Q(X_{\text{вл}} - X_{\text{БК}})}{U_{\text{ном}}},$$

Откуда

$$X_{\text{БК}} = \frac{PR + Q X_{\text{вл}} - \Delta U_{\text{доп}} U_{\text{ном}}}{Q} = \frac{22 \cdot 21 + 20 \cdot 34 - 6,6 \cdot 110}{20} = 24,1 \text{ Ом.}$$

4) найдем ток в ВЛ при заданной расчетной нагрузке:

$$I_{\text{ВЛ}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{U_3 U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{22^2 + 20^2}}{U_3 \cdot 110} \cdot 10^3 = 157 \text{ А.}$$

5) Примем однофазные стандартные конденсаторы для снижения потерь напряжения, включаемые последовательно в каждую фазу, типа КС 2А-0,66 – 40 мощность 40 квар, $U_{\text{ном}} = 0,66$ кВ.

Найдем номинальный ток конденсаторов.

$$I_{\text{к ном}} = \frac{Q_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{40000}{660} = 60,6 \text{ А/}$$

Для получения расчетного тока ВЛ число конденсаторов, включенных параллельно в одну фазу должно быть больше отношения r_n , равно

$$r_n = \frac{I_{\text{ВЛ}}}{I_{\text{к ном}}} = \frac{157}{60,6} = 2,59.$$

Примем число параллельно включаемых конденсаторов 3.

6) Определим сопротивление конденсаторов КС 2А-0,66-40

$$X_{к ном} = \frac{U_{к ном}}{I_{к ном}} = \frac{660}{60,6} = 10,9 \text{ Ом.}$$

7) Определим число конденсаторов n , включенных последовательно, зная сопротивление каждого конденсатора и число их параллельных ветвей из уравнения:

$$\frac{X_{к ном} \cdot n}{K} = X_{БК}, \text{ где } K \text{ число параллельных ветвей.}$$

Откуда

$$n = \frac{K X_{БК}}{X_{к ном}} = \frac{3 \cdot 24,1}{10,9} = 6,63.$$

Примем $n = 7$.

8) Определим общее число конденсаторов в одной и трех фазах ВЛ:

$$n_0 = n \cdot k = 3 \cdot 7 = 21 \text{ – в одной фазе;}$$

$$n_3 = 3n_0 = 3 \cdot 21 = 63 \text{ – в трех фазах.}$$

9) Определим установленную мощность БК:

$$Q_{уст} = n_3 Q_k = 63 \cdot 40 \cdot 10^{-3} = 2,52 \text{ Мвар.}$$

10) Определим минимальное напряжение БК:

$$U_{БК ном} = U_{к ном} n = 0,66 \cdot 7 = 4,62 \text{ кВ.}$$

11) Номинальный ток БК

$$I_{БК ном} = I_{к ном} k = 3 \cdot 60,6 = 181,8 \text{ А.}$$

12) Определим действительное сопротивление БК с учетом принятого числа конденсаторов:

$$X_{БК} = \frac{X_k \cdot n}{k} = \frac{10,9 \cdot 7}{3} = 25,4 \text{ Ом.}$$

13) Определим фактические потери напряжения в ВЛ при установке УПК:

$$\Delta U = \frac{PQ + (X_{ВЛ} - X_{БК})}{U_{ном}} = \frac{22 \cdot 21 + 20(34 - 25,4)}{110} = 5,77 \text{ кВ} < 6,6 \text{ кВ,}$$

т. е. меньше допускаемой величины

Задание №5

Проверить возможность неполнофазного режима при отключении одной фазы ВЛ напряжением 110 кВ, питающей трехфазный трансформатор Т мощностью 40 МВА с коэффициентом трансформации 110/10 кВ.

Обмотки трансформатора соединены по схеме Y_{-o}/Δ .

Наибольшая мощность суммарной нагрузки на стороне 10 кВ трансформатора Т равна $15+j7,5$ МВА. Мощность трехфазного к.з. на шинах 110 кВ трансформатора Т равна 2000 МВА.

Решение

Проверка возможности неполнофазного режима должна производиться по нескольким параметрам:

- 1) уменьшению напряжения прямой последовательности на шинах 10 кВ;
- 2) величине напряжения обратной последовательности на этих же шинах;
- 3) значением токов в обмотках трансформатора Т и заземляющем устройстве.

Расчет выполняется в о.е.. За базисные значения принимаются номинальное напряжение сети 10 кВ и мощность трансформатора $S_{Tном}$.

$$U_б = 10 \text{ кВ}; \quad S_б = 40 \text{ МВА.}$$

Для выполнения расчета применяется комплексная схема замещения для расчета параметров при разрыве одной фазы.

Примем, что эквивалентное сопротивление системы одинаково для всех трех последовательностей и является чисто реактивным.

- 1) Определим сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_б}{S_{к.з.}} = \frac{40}{2000} = 0,02.$$

- 2) Определим индуктивное сопротивление трансформатора $X_T = U_k$ для всех трех последовательностей в о.е. Активное сопротивление и ветвь намагничивается в схеме замещения СТ в данном случае не учитываются ввиду их относительной малости. $X_T = 0,105$.

Определим сопротивление обратной последовательности нагрузки на стороне 10кВ.

В о.е. при токе промышленной частоты для нагрузки:

присоединенной к сети 6-10 кВ $Z_{2*} = 0,18 + j 0,24$;

присоединенной к сети 110 кВ $Z_{2*} = 0,19 + j 0,36$.

С учетом относительной мощности нагрузки, равной:

$$\frac{S_{нагр}}{S_{Tном}} = \frac{\sqrt{(15^2 + 7,5^2)}}{40} = \frac{16,8}{40} = 0,42.$$

Сопротивление обратной последовательности нагрузки на стороне 10 кВ равно:

$$Z_{2H} = Z_{2*} \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном}}} = (0,18 + j 0,24) \frac{40}{16,8} = 0,428 + j 0,572.$$

Определим эквивалентное сопротивление схемы обратной последовательности:

$$Z_{2\Sigma} = jX_c + jX_r + Z_{2H} = j 0,02 + j 0,105 + 0,428 + j 0,572 = 0,428 + j 0,697.$$

Определим эквивалентное сопротивление схемы нулевой последовательности

$$Z_{0\Sigma} = jX_c + jX_r = j 0,02 + j 0,105 = j 0,125.$$

3) Заменяем разветвление из схем обратной и нулевой последовательности эквивалентным сопротивлением (они соединены параллельно).

$$Z_{\Delta} = \frac{Z_{2\Sigma} Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}} = \frac{(0,428 + j 0,697) j 0,125}{0,428 + j 0,697 + j 0,125} = 0,008 + j 0,11.$$

Это сопротивление Z_{Δ} является добавочным в схеме прямой последовательности и потому вызывает дополнительную потерю напряжения.

4) Определим в о.е. ток прямой последовательности:

$$I_1 = \frac{S_n}{S_{\text{ном}}} = \frac{15 + j 7,5}{40} = 0,375 + j 0,187$$

5) Определим дополнительное снижение напряжения прямой последовательности на шинах 10 кВ п/ст, с учетом того, что при расчете в о.е. коэффициент U_3 не вводится.

$$\Delta U_1 = I_{1a} R_{\Delta} + I_{1p} X_{\Delta} = 0,375 \cdot 0,008 + 0,187 \cdot 0,11 = 0,0242 .$$

Эта величина составляет 2,42 %, т.е. невелика. При наличии устройств РПН требуемый режим напряжения может быть обеспечен.

6) Ток обратной последовательности в питающей сети 110 кВ:

$$\dot{I}_2 = - \dot{I}_1 \frac{Z_{\Delta}}{Z_{2\Sigma}} = - (0,375 + j 0,187) \frac{0,008 + j 0,11}{0,428 + j 0,677} = - (0,031 + j 0,038) \text{ о.е.}$$

Модуль этого тока равен $\dot{I}_2 = 0,05$.

7) Определим относительное напряжение обратной последовательности на шинах 10 кВ при сопротивлении нагрузки по модулю, равном

$$Z_{2H} = \sqrt{Z_{2H_a}^2 + Z_{2H_p}^2} = \sqrt{0,428^2 + 0,572^2} = 0,715 .$$

$$U_2 = I_2 Z_{2H} = 0,05 \cdot 0,715 = 0,0358 \text{ или } 3,6 \%$$

Полученная несимметрия напряжения практически относится к зажимам ЭП независимо от места их включений, т.к. сопротивление распределительной сети относительно мало.

Такая несимметрия может оказаться недопустимой для осветительной нагрузки и для ЭД. Допустимость работ ЭП с такой несимметрией требует дополнительной проверки.

8) Ток нулевой последовательности в сети 10 кВ отсутствует, т.к. обмотка вторичного напряжения соединена в Δ .

Определим ток нулевой последовательности в питающей сети 110 кВ по выражению:

$$\dot{I}_0 = -\dot{I}_1 \frac{\dot{Z}_\Delta}{\dot{Z}_{0\Sigma}} = -(0,375 + j0,187) \frac{0,008 + j0,11}{j0,125} = -(0,338 + j0,143) \text{ о.е.}$$

Модуль тока нулевой последовательности равен $\dot{I}_0 = 0,368$.

9) Действительный ток, проходящий по заземляющему устройству, равен:

$$\dot{I}_3 = 3 \dot{I}_0 \frac{S_6}{U_3 U_6} = 3 \cdot 0,368 \frac{40000}{U_3 \cdot 110} = 232 \text{ А}$$

Это достаточно большой ток. Допустимость длительного прохождения столь большого тока по устройствам заземления требует дополнительной проверки.

10) Определим токи в фазах трансформатора подстанции по выражению:

$$\dot{I} = \dot{I}_1 \dot{S}_1 + \dot{I}_2 \dot{S}_2 + \dot{I}_0 \dot{S}_0,$$

$$\text{Где } \dot{S} = \begin{vmatrix} \dot{S} & \dot{S} & \dot{S} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \acute{a} & \acute{a} & 1 \\ \acute{a} & \acute{a} & 1 \end{vmatrix} \quad \text{- матрица системы симметричных координат}$$

здесь $\acute{a} = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$ - оператор изменения аргумента

$$\acute{a}^2 = e^{j\frac{4\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$\dot{I} = (0,375 + j0,187) \dot{S}_1 - (0,031 + j0,038) \dot{S}_2 - (0,338 + j0,143) \dot{S}_0 =$$

$$= \begin{vmatrix} -0,315 - j0,567 \\ -0,703 + j0,134 \end{vmatrix}$$

и по модулю

$$I = \begin{vmatrix} 0 \\ 0,65 \\ 0,72 \end{vmatrix}$$

Полученные результаты показывают, что токи в фазах трансформатора не превышают номинальных. В данном случае это очевидно, связано с тем, что в нормальном режиме трансформатор загружен всего на 42 %. При работе трансформатора с большим коэффициентом загрузки в нормальных условиях его перегрузка при отключении одной фазы могла оказаться недопустимой. Т.о., рассматриваемый режим нельзя признать безусловно допустимым по всем параметрам. В частности требуется симметрирование U в распределении.

Задание №6

Для понижающего трансформатора по каталожным данным (табл. 1.2) определить параметры схемы замещения; по исходным данным (табл. 1.1) и годовым графикам нагрузок (рис. 1.1-1.2) определить среднеквадратичный ток, число часов использования максимальной нагрузки T_m , время максимальных потерь t_m , расход электроэнергии за год, годовые потери энергии за год. Коэффициенты мощности обмоток низкого (НН) и среднего (СН) напряжения принять равными соответственно 0,9 и 0,8.

Таблица 1.1 – Исходные данные к заданию

Вариант	Тип трансформатора	Годовой график нагрузок		Максимальная нагрузка P_m , МВт	
		НН	СН	НН	СН
12	ТДТН-25000/220	1,1	1,2	12	8

Таблица 1.2 – Паспортные данные трёхфазного трехобмоточного трансформатора типа ТДТН-25000/110

S_n , МВА	$U_{нв}$, кВ	ΔP_x , кВт	$\Delta P_{к1-2}$, кВт	I_x , %	U_k		
					В-С, %	В-Н, %	С-Н, %
25	230	50	135	1,2	12,5	20	6,5

Примечание. 1. Трансформатор имеет обмотки равной мощности.

2. Данные приведены к номинальной мощности трансформатора.

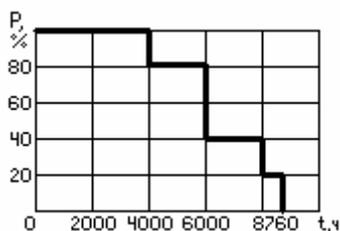


Рис. 1.1. Годовой график нагрузки НН

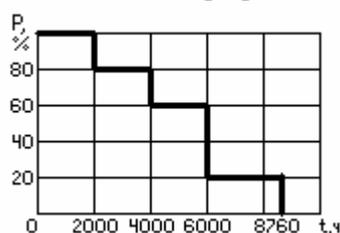


Рис. 1.2. Годовой график нагрузки СН

Решение

1) Определение активных и реактивных сопротивлений обмоток, потери холостого хода трансформатора в схеме замещения:

Для трехобмоточных трансформаторов при выполнении условия

$$S_{1H} = S_{2H} = S_{3H} = S_H, \quad (1.1)$$

где S_{1H} , S_{2H} , S_{3H} – номинальные мощности обмоток соответственно ВН, СН, НН, МВА;
 S_H – номинальная мощность трансформатора, МВА;

и при приведении расчетов к номинальному напряжению ВН активные сопротивления обмоток равны между собой $R_1 = R_2 = R_3$ и определяются по выражению

$$R_j = \frac{\Delta P_{k1-2} \cdot U_{HB}^2}{2 \cdot S_H^2} \cdot 10^{-3}, \quad (1.2)$$

где R_j – активное сопротивление j -ой обмотки, Ом; ΔP_{k1-2} – потери короткого замыкания между обмотками ВН и НН, кВт; $U_{нв}$ – номинальное напряжение обмотки ВН, кВ.

$$R_{1,2,3} = \frac{135 \cdot 230^2}{2 \cdot 25^2} \cdot 10^{-3} = 5,7 \text{ Ом}$$

Схема замещения трехфазного трехобмоточного трансформатора представлена на рис. 1.3.

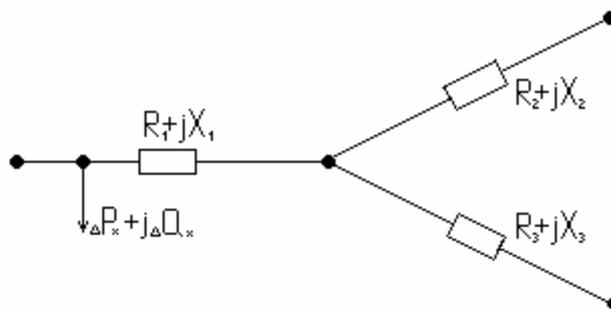


Рис. 1.3. Схема замещения трехобмоточного трансформатора

До определения индуктивного сопротивления схемы замещения по каталожным данным находят напряжения короткого замыкания каждого луча схемы

$$U_{K1} = \frac{U_{K1-2} + U_{K1-3} - U_{K2-3}}{2}, \quad (1.3)$$

$$U_{K2} = U_{K1-2} - U_{K1}, \quad (1.4)$$

$$U_{K3} = U_{K1-3} - U_{K1}, \quad (1.5)$$

где U_{k1-2} , U_{k1-3} , U_{k2-3} – напряжения короткого замыкания соответственно между ВН-СН, ВН-НН, СН-НН, %.

$$U_{K1} = \frac{12,5 + 20 - 6,5}{2} = 13 \%$$

$$U_{K2} = 12,5 - 13 = 0,5 \%$$

$$U_{K3} = 20 - 13 = 7 \%$$

Индуктивные сопротивления лучей схемы замещения определяются по выражению

$$X_j = \frac{U_{Kj} \cdot U_{HB}^2}{100 \cdot S_H}, \quad (1.6)$$

где X_j – индуктивное сопротивление J- го луча схемы, Ом; U_{Kj} – напряжение короткого замыкания J- го луча схемы, %.

$$X_B = \frac{13 \cdot 230^2}{100 \cdot 25} = 275,08$$

$$X_C = \frac{0,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 25} = 10,58$$

$$X_H = \frac{7 \cdot 230^2}{100 \cdot 25} = 148,12$$

Потери холостого хода трансформаторов определяются по формуле:

$$\Delta Q_X = 10 \cdot I_X \cdot S_H, \quad (1.7)$$

где I_X – ток холостого хода трансформатора, %.

$$\Delta Q_X = 10 \cdot 1,2 \cdot 25 = 300 \text{ квар}$$

2) Определим потери мощностей в обмотках

Потери активной и реактивной мощностей в обмотках

$$\Delta P_j = \frac{S_j^2}{U_H^2} \cdot R_j, \quad (1.8)$$

$$\Delta Q_j = \frac{S_j^2}{U_H^2} \cdot X_j, \quad (1.9)$$

где ΔP_j , ΔQ_j – потери соответственно активной, кВт, и реактивной, квар, мощностей в J – ой обмотке; S_j – мощность нагрузки J- ой обмотки, МВА.

Нагрузка обмотки ВН складывается из нагрузки обмоток НН и СН, потерь мощности в них, а нагрузка трансформатора складывается из нагрузки обмоток НН и СН, потерь мощности в них и в обмотке ВН, потерь холостого хода трансформатора.

Мощность нагрузки находится по формуле

$$S_j = \frac{P_j}{\cos \varphi}, \quad (1.10)$$

где $\cos \varphi$ - коэффициент мощности J обмотки.

Таблица 1.3 – Потери активной и реактивной мощности

Обмотка	$\cos \varphi$	S_j , МВА	R_j , Ом	X_j , Ом	ΔP_j , кВт	ΔQ_j , Квар
НН	0,9	13,3	5,7	148	19,06	494,89
СН	0,8	10	5,7	10,6	10,775	20
ВН		23,8	5,7	275	61,034	2944,63

3) Построим график нагрузки трансформатора

Для этого построим годовые графики нагрузки трансформатора НН и СН в именованных единицах и построим годовой график нагрузки трансформатора путем сложения графиков НН и СН.

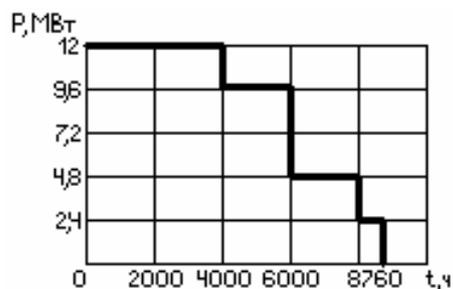


Рис. 1.4. Годовой график нагрузки НН

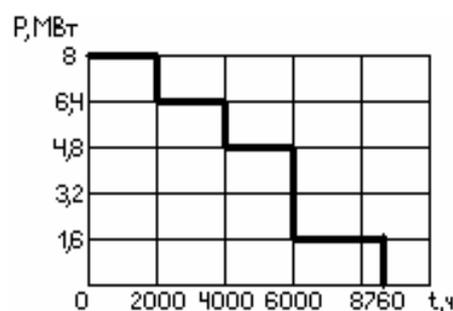


Рис. 1.5. Годовой график нагрузки СН

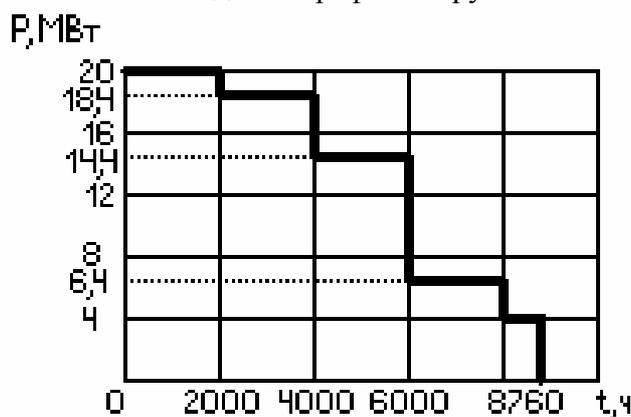


Рис. 1.6. График нагрузки трансформатора

4) По графику нагрузки трансформатора определим режимные характеристики работы трансформатора

Среднеквадратичный ток определяется из выражения

$$I_{CK} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_N \left(\left(\frac{P_N}{\sqrt{3} \cdot U_{HB} \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot \Delta t_N \right)}, \quad (1.11)$$

где T – время работы трансформатора в году, T=8760 ч; P_N – активная мощность N-ой ступени нагрузки трансформатора, кВт; Δt_N – интервал времени, в течении которого трансформатор работает с нагрузкой P_N, ч; cos φ - коэффициент мощности трансформатора.

$$I_{CK} = \sqrt{\frac{1}{8760} \cdot \left(\left(\frac{20^2 + 18,4^2 + 14,4^2 + 6,4^2}{(\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 0,85)^2} \right) \cdot 2000 + \left(\frac{4}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 0,85} \right)^2 \cdot 760 \right)}$$

$$I_{CK} = 0,044 \text{ кА}$$

Энергия, проходящая через трансформатор за год W, МВт*ч, находится из выражения

$$W = \sum_N (P_N \cdot \Delta t_N), \quad (1.12)$$

$$W = (20 + 18,4 + 14,4 + 6,4) \cdot 2000 + 4 \cdot 760 = 121440 \text{ МВт*ч}$$

Число часов использования максимальной нагрузки, ч

$$T_M = \frac{W}{P_M}. \quad (1.13)$$

$$T_M = \frac{121440}{20} = 6072 \text{ ч}$$

Время максимальных потерь τ_M, ч

$$\tau_M = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot 8760. \quad (1.14)$$

$$\tau_M = \left(0,124 + \frac{6072}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 4683,56 \text{ ч}$$

Потери энергии в трансформаторе за год ΔW, МВт*ч

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau_M, \quad (1.15)$$

где ΔP_M – суммарные потери активной мощности в обмотках ВН, СН, НН в максимальном режиме, МВт.

$$\Delta W = 0,091 \cdot 4683,56 = 426,2 \text{ МВт*ч.}$$

4. Самостоятельная работа студентов

Самостоятельная работа студента включает в себя изучение лекционного материала и дополнительной литературы по дисциплине при подготовке к практическим занятиям, а также задания, закрепляющие изученный материал и являющиеся основой для выполнения курсового проекта.

В качестве заданий на самостоятельную работу студент получает вариант комплексного задания по расчету и оптимизации режимов в электрической сети и в домашних условиях подготавливает последовательную разработку предложенных там вопросов.

При самостоятельной работе с учебниками следует обязательно вести конспект изучаемых разделов в соответствии с указаниями по темам, приведенным ниже. Контроль за степенью усвоения материала рекомендуется осуществлять с помощью вопросов для самопроверки. По мере изучения разделов курса студент выполняет домашние задания, позволяющие практически закрепить полученные теоретические знания и приобрести инженерные навыки в решении отдельных практических вопросов, связанных с изучаемой дисциплиной. При этом каждый студент имеет возможность реализации полученных знаний в учебных программных комплексах, разработанных кафедрой энергетики, а также программных комплексах других ВУЗов, ориентированных на преподавателей, студентов и людей, занимающихся самоподготовкой в области электроснабжения, таких как пакет программ автоматизации математических расчетов «MathCad», программно-вычислительных комплексов «SDO - 6», «RASTR», «CURSE2», «Расчет сети», «Эксперт-энерго», Elsnab 8 версия - "Электроснабжение сельскохозяйственных потребителей" и ACPE – Account of the course project on electro supply - Программа для автоматизации расчетов курсового проекта по электроснабжению сельских населенных пунктов. Эти программы защищены авторскими правами, сертифицированы и являются бесплатными при использовании в некоммерческих целях.

Дополнительный контроль усвоения материала осуществляется на каждой лекции, для этого предусмотрен 5 минутный опрос студентов по ранее (и самостоятельно) изученному теоретическому материалу.

На контрольных точках рубежного контроля предусмотрена сдача отдельных частей теоретического материала и комплексного задания.

Объем и формы контроля самостоятельной работы отличаются для студентов дневной и заочной (в том числе сокращенной) форм обучения и приведены ниже в таблице графика выполнения самостоятельной работы студентов.

Выполнение самостоятельной работы предусматривает использование следующих методических разработок:

1. Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. Электрическая часть станций и подстанций. Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.
2. Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. Проектирование электрической части электростанций и подстанций. Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2002.
3. Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Н. Козлов. Автоматизация в курсовом и дипломном проектировании. Благовещенск, 2000.
4. Савина Н.В., Мясоедов Ю.В., Дудченко Л.Н. Электрические сети в примерах и расчетах: Учебное пособие, изд. АмГУ 1999, 238 с.
5. Мохов В.Б., Бирило И.А. Методические указания к курсовому проектированию. «Районная электрическая сеть» - Благовещенск, 1993г.
6. Учебно-методический комплекс по дисциплине «Спецкурс ЭЭС».

В данных методических разработках представлены все необходимые методические указания и даны проверочные задания по дисциплине.

График самостоятельной работы студентов

Номер недели	Номер темы	Вопросы, изучаемые на лекции	Занятия (номера)		Используемые нагляд. и метод. пособия	Самостоятельная работа студентов		Формы контроля
			практич. (семина.)	лаборат.		содерж.	часы	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	Характеристика структуры и содержание курса. Основные понятия и определения. Задачи курса и его связь с другими дисциплинами. Роль курса в ускорении научно-технического прогресса, в развитии экономики страны. Требования к электроэнергетическим системам и принципы их построения. Регулирование напряжения в электрических сетях, компенсация реактивной мощности (КРМ), снижение потерь эл. энергии, улучшение качества электроэнергии - единый комплекс задач повышения эффективности функционирования электроэнергетических систем.	1		Совалов С.А. Режимы единой энергосистемы	Сформировать базу данных по узлам, ветвям для расчетов нормальных и послеаварийных режимов при предоставлении полного объема исходных данных.	3	блиц-опрос
2	1	Нормативные документы, регламентирующие основные направления в области повышения эффективности работы энергосистем			Электротехнический справочник: Т.3. Производство, передача и распределение электроэнергии			блиц-опрос
3	2	Характеристика устройств регулирования напряжения и реактивной мощности в зависимости от вида регулирования и способа управления.	2		Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях. / В.В. Ежков, Г.К. Зарудский, Э.Н. Зуев и др	Сформировать базу данных при неполноте (некорректности) исходной информации.	3	контрольная работа
4	2	Типовая система регулирования напряжения в сети. Связь между режимом напряжений, распределением реактивной мощности и экономичностью работы сети			Электрические системы. Электрические сети. / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.			
5	2	Регулирование напряжения и реактивной мощности с помощью: синхронных генераторов, синхронных компенсаторов и синхронных двигателей; батарей статических конденсаторов, шунтирующих реакторов, статических тиристорных компенсаторов; силовых трансформаторов, автотрансформаторов и линейных регуляторов.	3		Веников В.А. и др. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах	Выполнить расчёты нормальных и послеаварийных режимов при предоставлении полного объема исходных данных и при неполноте (некорректности) исходной информации.	4	
6	3	Методы и способы регулирования напряжения. Сущность встречного регулирования напряжения. Регулирование напряжения на электростанциях, районных подстанциях. Принцип работы устройств РПН и ПБВ.			Веников В.А. и др. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах			
7	3	Расчет и выбор напряжения ответвления и номера отпайки устройств РПН (ПБВ). Регулирование напряжения изменением сопротивления сети и изменением потоков мощности.	4		Блок В.М. Пособие по курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей	Анализ режимов и схемы электрических сетей с целью выявления «слабых» мест.	4	
8	3	Регулирование напряжения и реактивной мощности как задача оптимизации режима. Методы и способы регулирования напряжения на различных иерархических уровнях АСДУ. Сравнение способов регулирования напряжения.			Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов эл.сетей и систем			

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	4	Особенности реактивной мощности. Причины, приводящие к необходимости КРМ. Назначение КРМ. Постановка задачи компенсации реактивной мощности в электрических системах и сетях потребителей. Затраты на потери мощности и энергии. Затраты на компенсирующие устройства.	4		Мельников Н.А. Электрические сети и системы	Выбрать и применить технические средства регулирования, а также компенсации реактивной мощности.	3	
10	4	Показатели эффективности применения компенсирующих устройств. Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением. Регулирующий эффект нагрузки. Методические и нормативно-технические документы по КРМ.			Веников В.А. и др. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах			
11	4	Методика системного подхода к задаче компенсации реактивной мощности. Расчет оптимальных значений реактивной мощности, передаваемой потребителю. Выбор и расстановка КУ.	5		Электрические системы. Электрические сети. / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.	Произвести оптимизацию режима в рассчитанной схеме.	3	
12	5	Общая характеристика методов расчета потерь электроэнергии. Детерминированные и вероятностно-статистические методы. Краткая характеристика методов расчета потерь энергии в распределительных сетях 6-110 кВ.			Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов			
13	5	Расчет потерь энергии от транзитных перетоков. Расчет потерь энергии при неполной информации о режиме сети. Достоверность расчетных значений потерь энергии.	6		Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов	Выполнить расчет потерь электроэнергии.	3	
14	6	Классификация мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. Оптимизация режима питающей сети по реактивной мощности, напряжению и коэффициентам трансформации. Регулирование уровня напряжения в питающей сети. Снижение влияния неоднородности замкнутых сетей. Размыкание контуров сети. Критерии оценки технико-экономической эффективности мероприятий.			Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов			
15	6	Расчет снижения потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях и системах электроснабжения от внедрения организационных и технических мероприятий. Мероприятия по изменению схемы сети с целью снижения потерь электроэнергии. Сравнительная эффективность мероприятий и очередность их внедрения.	6		Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов	Внедрить мероприятия по снижению потерь электроэнергии и произвести их оценку.	3	
16	7	Оценка допустимости режимов работы электрооборудования. Нормирование качества электроэнергии. Средства измерения параметров электроэнергии. Задачи приборного контроля качества электроэнергии в сетях. Определение допустимой потери напряжения в распределительных сетях. Практические методы расчета показателей качества электроэнергии. Способы и технические средства повышения качества электроэнергии.			Блок В.М. Электрические сети и системы			

В процессе изучения дисциплины (после каждого практического занятия) студенты последовательно разрабатывают предложенные в задании вопросы и защищают их согласно графику, указанному в учебно-методической (технологической) карте дисциплины.

На последнем практическом занятии студенты защищают комплексное задание целиком, с его анализом и оценкой принятых инженерных решений.

Все задачи, включённые в задания, даны в нескольких вариантах, поэтому каждый студент получает шифр индивидуального задания, выдаваемый руководителем.

Комплексное задание на зачет.

Комплексное задание выдается студентам на первом практическом занятии и последовательно выполняется в качестве самостоятельной проработки материала по итогам каждого практического занятия.

Студенты регулярно отчитываются по выполнению каждой части комплексного задания согласно утвержденному графику, приведенному в *Учебно-методической (технологической) карте дисциплины*. На последнем практическом занятии оформленная работа предоставляется на проверку.

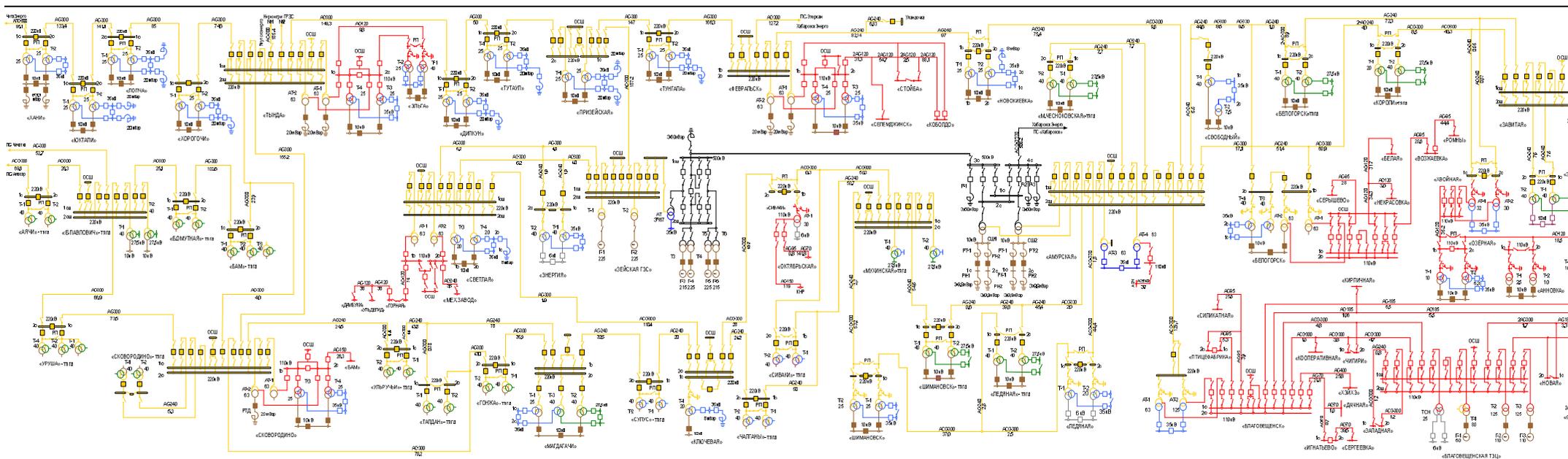
ЗАДАНИЕ

Для выбранного преподавателем участка электрической сети из схемы Амурской энергосистемы (Приложение 1, рис.1) составить эквивалент электрической схемы для проведения необходимых расчетов с использованием промышленных программ на ПК, пример которого приведен в Приложение 1, рис.2.

Для составленного эквивалента:

1. Сформировать базу данных по узлам, ветвям и др. на основании предоставленных ОАО «ДРСК» данных о контрольных замерах зимних и летних суток для расчетов нормальных и послеаварийных режимов при предоставлении полного объема исходных данных.
2. Сформировать базу данных по узлам, ветвям и др. на основании предоставленных ОАО «ДРСК» данных о контрольных замерах зимних и летних суток для расчетов нормальных и послеаварийных режимов при неполноте (некорректности) исходной информации.
3. Выполнить необходимые расчёты нормальных и послеаварийных режимов при предоставлении полного объема исходных данных и при неполноте (некорректности) исходной информации.
4. На основании проведенных расчетов произвести анализ режимов и схемы электрических сетей с целью выявления «слабых» мест с точки зрения напряжения, реактивной мощности и потерь электроэнергии.
5. Произвести коррекцию режима в рассчитанной схеме. Для этого выбрать и применить необходимые технические средства и решения с точки зрения регулирования напряжения в узлах нагрузки и на зажимах потребителя, а также компенсации реактивной мощности.
6. Произвести оптимизацию режима в рассчитанной схеме.
7. Выполнить расчет потерь электроэнергии.
8. Внедрить мероприятия по снижению потерь электроэнергии и произвести их оценку.

При выполнении комплексного задания студентам рекомендуется использовать как промышленные компьютерные программы, такие как «СДО-6» «RASTR», так и математические системы MATHCAD и MATHLAB.



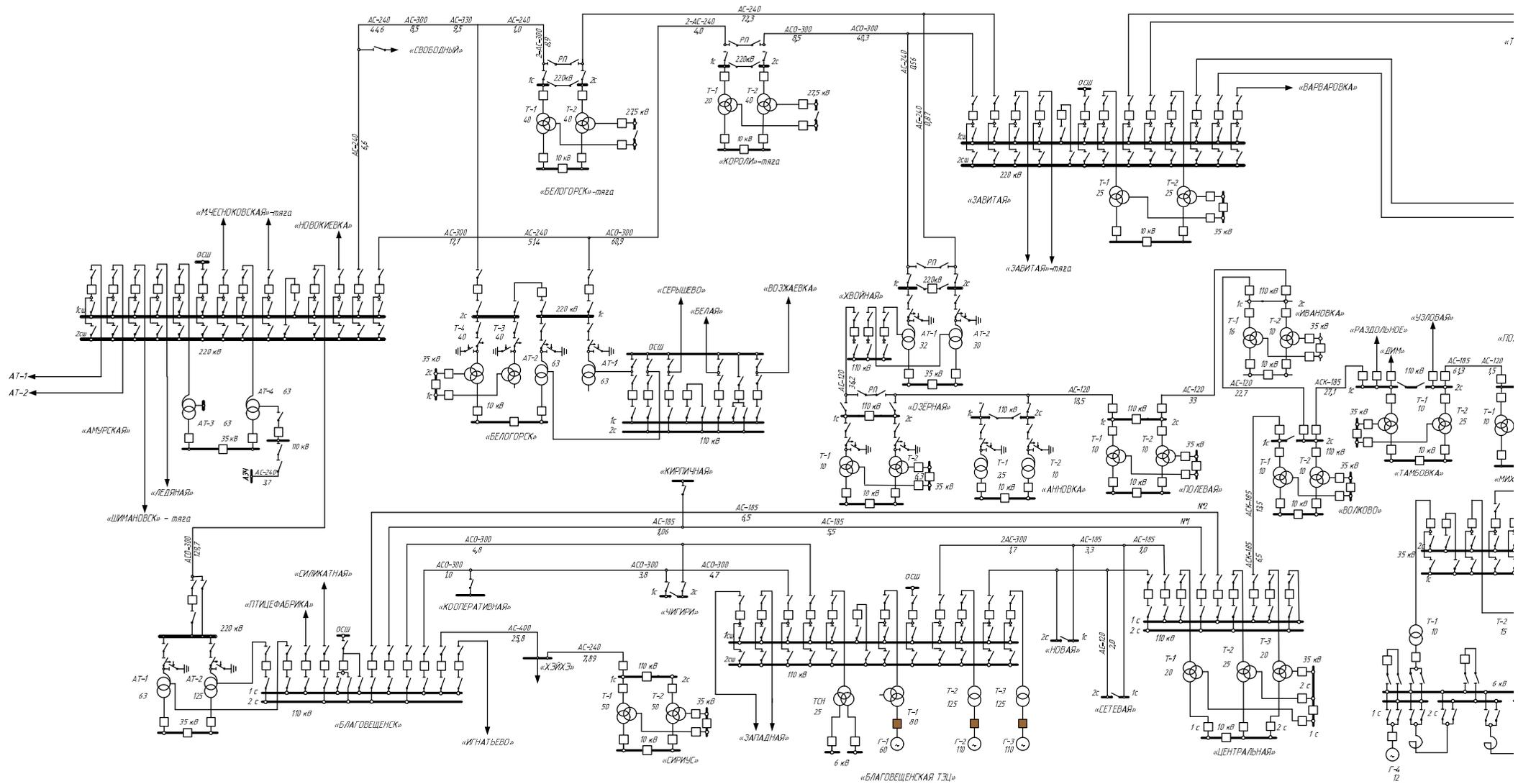


Рис.2. Эквивалент электрической схемы Амурской энергосистемы

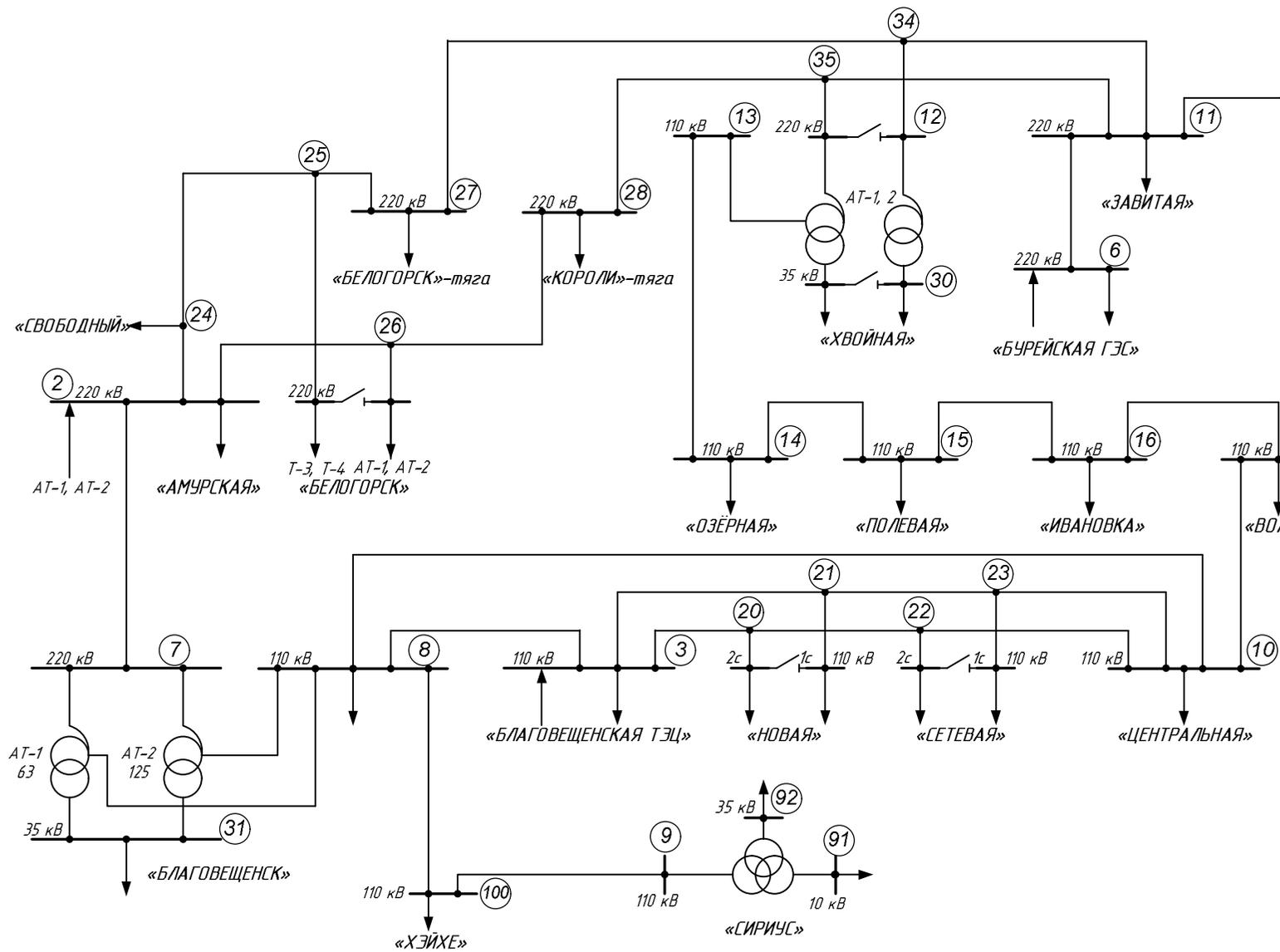


Рис.3 - Расчетный граф электрической схемы Амурской энергосистемы для расчёта режимов

5. Методические указания по выполнению домашних заданий и контрольных работ

Далее приводятся указания по выполнению контрольных заданий по рассматриваемым темам, а также один из возможных вариантов реализации комплексного задания по дисциплине. Сами контрольные задания и задания к самостоятельной работе приведены в разделе 9 «Фонд тестовых и контрольных заданий для оценки качества знаний».

Пример выполнения комплексного задания на зачет

1. Характеристика электрифицируемого района и потребителей электроэнергии.

Главной задачей этого раздела является максимально полный подбор исходного материала для дальнейшего расчета. Исходные данные сводятся в таблицу 1.1.

Таблица 1.1. Исходные данные

№ подстанции	Состав потребителей по категориям		Время максимума нагрузки ч/год	Режим максимальной нагрузки				Режим минимальной нагрузки			
	Категория	%		S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	cosφ	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	cosφ
а	I	50	4000	53,76	50	19,76	0,93	39,77	35	18,89	0,88
б	I	40	3900	13,33	12	5,81	0,9	9,41	8	4,96	0,85
в	I	60	5500	16,85	15	7,68	0,89	11,76	10	6,19	0,85
г	I	90	6500	107,53	100	39,52	0,93	94,44	85	41,17	0,9
д	I	40	4400	38,04	35	14,91	0,92	28,73	20	10,8	0,88

Определим климатические параметры, характеризующие заданный район.

Район характеризуется:

1. Умеренной пляской проводов (1 раз в 5-10 лет);
2. Различными скоростными напорами ветра;
3. Невысоким числом грозových часов (не более 20 в год);
4. Различной толщиной стенки гололеда.

Взаимное расположение отдельных потребителей (в соответствии с заданием) изображено на рисунке 1.1.

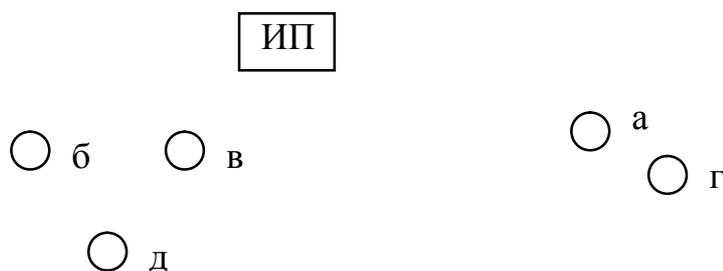


Рис. 1.1 Схема расположения потребителей заданного района

2. Выбор конструкции и номинального напряжения линий сети.

Т.к. потребители имеют значительное удаление от источника питания, то все линии электропередач будут воздушными.

Наметим несколько вариантов схем электроснабжения заданного района.

В соответствии с требованиями ПУЭ нагрузки I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаиморезервирующих источников питания и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения одного из источников может быть допущен лишь на время включения автоматического восстановления питания. Двухцепная

линия, выполненная на одной опоре не удовлетворяет требованиям надежности электроснабжения потребителей I категории. Для них целесообразно предусматривать две отдельные двухцепные линии. При выполнении требований надежности электроснабжения потребители I категории должны обеспечиваться 100-процентным резервом, который должен включаться автоматически.

Для потребителей II категории можно предусматривать питание по двухцепной линии. Однако, учитывая непродолжительность аварийного ремонта ВЛ, правила допускают производить электроснабжение нагрузок II категории по одной ВЛ. Опыт проектирования систем электроснабжения районов с потребителями I и II категорий показывает, что в большинстве случаев целесообразно использовать две группы сетей - разомкнутые магистральные или радиальные резервированные с двух цепными линиями и замкнутые сети.

Потребителей III категории резервным питанием допускается не обеспечивать. Предварительный выбор номинального напряжения U_n линий производят совместно с разработкой схем сети, т.к. они взаимно дополняют друг друга. Напряжения для различных элементов проектируемой сети могут существенно различаться. Величина U_n зависит от передаваемой мощности.

Наивыгоднейшее напряжение может быть определено по формуле Г.А. Илларионова:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{p}}},$$

где l - длина линии, км;

p - передаваемая мощность на одну цепь, МВт.

Произведем выбор питающих напряжений для трех рассматриваемых вариантов схем электроснабжения заданного района. Результаты расчетов сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1. Выбор питающих напряжений для рассматриваемых вариантов.

Вариант	Участок сети	Мощность на одну цепь, МВт	Напряжение, кВ		Выбранное напряжение, кВ	Длина линии, км
			по кривым института "Энергосетьпроект"	по формуле Илларионова		
I	ИП-а	75	110	150	220	45
	а - г	50	110	112,54	220	15
	ИП - в	25	110	91,28	110	25
	ИП - б	6	35	49,8	110	35
	в - д	17,5	110	78,36	110	25
II	ИП - а	75	110	150	220	45
	а - г	50	110	112,54	220	15
	ИП - в	31	110	99,7	110	25
	в - д	17,5	110	78,4	110	25
	в - б	6	35	47,9	110	25

Опыт эксплуатации электрических сетей показывает, что при прочих равных условиях предпочтительней вариант с более высоким номинальным напряжением, как более перспективный. В то же время недостатком является большое разнообразие напряжений ЛЭП в пределах электрической сети одного района. Поэтому в качестве уровня напряжения для схем всех вариантов выбираем один единственный - 110кВ.

3. Выбор количества и мощности силовых трансформаторов на приемных подстанциях.

Для условий нормальной работы на подстанции устанавливают два трехфазных трансформатора с номинальной мощностью каждого, рассчитанной в пределах от 60 до 70% максимальной нагрузки т.е. $S_{н.тр.}=(0,6\div 0,7)S_{max}$. Несмотря на то, что отключения трансформаторов довольно редки, однако с такой возможностью следует считаться и при

наличии потребителей I и II категорий устанавливают на ГПП два трансформатора. При аварии любой из трансформаторов, оставшийся в работе, должен обеспечить бесперебойное питание потребителей нагрузки.

Согласно ПУЭ, при наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены поврежденного трансформатора за время не более 1 суток допускается питание потребителей II категории от одного трансформатора. Для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта и замены поврежденного элемента системы электроснабжения не превышают одних суток.

Условия выбора трансформаторов сведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1. Условия выбора трансформаторов ГПП

Вариант	П/ст	Максим. нагрузка, МВА	Мощность потребителей I и II категорий, МВА	Тип и номин. мощность тр-ра, МВА	Кол-во тр-ров	Коэф. загрузки в норм. реж., $K_{з.н.}$	Коэф. загрузки в послеавар. реж., $K_{з.п.}$
I	а	57,76	26,88	ТРДН-40000/220	2	0,68	1,34
	б	13,33	5,33	ТДН-10000/110	2	0,67	1,33
	в	16,85	10,11	ТДН-16000/110	2	0,54	1,05
	г	107,6	96,78	ТРДЦН-100000/220	2	0,54	1,08
	д	38,4	15,36	ТДН-40000/110	2	0,61	1,19
II	а	57,76	26,88	ТРДН-40000/220	2	0,68	1,34
	б	13,33	5,33	ТДН-10000/110	2	0,67	1,33
	в	16,85	10,11	ТДН-16000/110	2	0,54	1,05
	г	107,6	96,78	ТРДЦН-100000/220	2	0,54	1,08
	д	38,4	15,36	ТДН-40000/110	2	0,61	1,19

В таблице 3.1. имеют место следующие обозначения

$K_{з.н.} = \frac{S_{\max}}{2S_{\text{ном.тр.}}}$ - коэффициент загрузки одного трансформатора в нормальном режиме;

$K_{з.п.} = \frac{S_{\max}}{S_{\text{ном.тр.}}}$ - коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме.

В соответствии с ПУЭ перегрузка трансформаторов в послеаварийном режиме не должна превышать 40%, что выполняется для выбранных типов трансформаторов. Характеристики выбранных типов трансформаторов представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2. Характеристики выбранных типов трансформаторов

Вар	П/ст	Тип трансформатора	Номин. напряжение, кВ	Пределы регулирования, %	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %		I_{xx} , %
I	а	ТРДН-40000/220	230/6,3	$\pm 8 \times 1,5$	50	170	12	28	0,9
	б	ТДН-10000/110	115/6,3	$\pm 9 \times 1,78$	14	60	10,5	-	0,7
	в	ТДН-16000/110	125/6,6	$\pm 9 \times 1,78$	18	85	10,5	-	0,7
	г	ТРДЦН-100000/220	230/6,3	$\pm 8 \times 1,5$	115	360	12	28	0,7
	д	ТДН-40000/110	115/6,3	$\pm 9 \times 1,5$	34	170	10,5	-	0,65
II	а	ТРДН-40000/220	230/6,3	$\pm 8 \times 1,5$	50	170	12	28	0,9
	б	ТДН-10000/110	115/6,3	$\pm 9 \times 1,78$	14	60	10,5	-	0,7
	в	ТДН-16000/110	125/6,6	$\pm 9 \times 1,78$	18	85	10,5	-	0,7
	г	ТРДЦН-100000/220	230/6,3	$\pm 8 \times 1,5$	115	360	12	28	0,7
	д	ТДН-40000/110	115/6,3	$\pm 9 \times 1,5$	34	170	10,5	-	0,65

4. Анализ и обоснование схем электрической сети

Рассмотрим схемы электрических сетей заданного района, а также проанализируем их достоинства и недостатки, с тем чтобы выбрать наилучшие варианты для технико-экономического сравнения. Приводятся на рисунке схемы замещения для трех рассматриваемых вариантов.

Силовые выключатели по стороне низкого напряжения на подстанциях схем всех вариантов смонтированы в ячейках КРУ с выкатными элементами (на схемах не показываются). Для увеличения надежности трансформаторы подстанций ГПП схем всех вариантов подключены к разным секциям источника питания.

При разработке схем предполагается, что мощность источника питания достаточна для покрытия нагрузок района и вопросы поддержания частоты не рассматриваются.

Проведем сравнение вариантов по упрощенным показателям. Проанализируем длины трасс, цепей и суммарный момент активной мощности. Результаты даны в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Сравнение вариантов по упрощенным показателям

Вариант	Длина трасс, км	Длина цепей, км	Суммарн. момент мощности, Мвт·км
1	196	233	***
2	139	278	3151
3	161	322	3481

Для варианта 1 значение суммарного момента мощности не имеет физического смысла. Как следует из таблицы 4.1. схема варианта 2 имеет лучший показатель момента мощности по сравнению со схемой варианта 3.

Установим распределение потоков мощности в элементах сети для каждого из вариантов с учетом потерь мощности.

Рассмотрим отдельно схему кольца в варианте 1. Развернутая схема замещения изображена на рис.4.2.

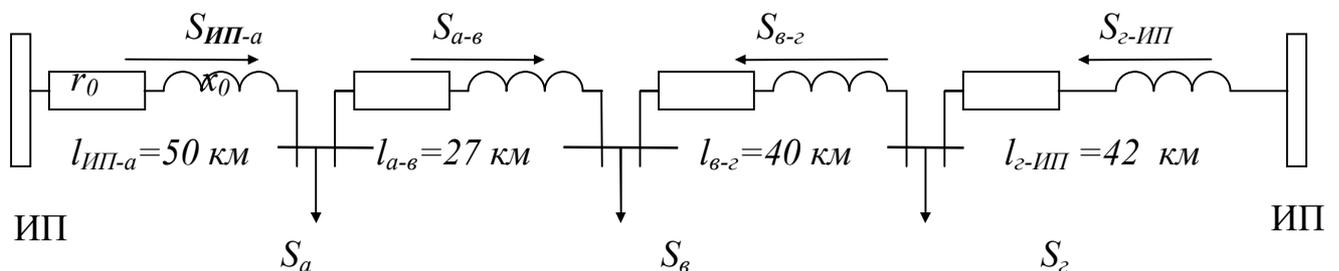


Рис.4.2. Развернутая схема замещения кольца по варианту 1

Определим приближенное потокораспределение в кольце с целью выявления точки потокораздела.

$$S_{ИП-а} = \frac{S_a(l_{а-б} + l_{б-з} + l_{з-ИП}) + S_b(l_{б-з} + l_{з-ИП}) + S_z l_{з-ИП}}{l_{ИП-а} + l_{а-б} + l_{б-з} + l_{з-ИП}} =$$

$$= \frac{(35 + j15,24)(27 + 40 + 42) + (32 + j15,49)(40 + 42) + (20 + j9,68)42}{50 + 27 + 40 + 42} = 45,77 + j21,47 \text{ MVA};$$

$$S_{ИП-з} = \frac{S_z(l_{б-з} + l_{а-б} + l_{ИП-а}) + S_b(l_{а-б} + l_{ИП-а}) + S_a l_{ИП-а}}{l_{ИП-а} + l_{б-з} + l_{а-б} + l_{ИП-з}} =$$

$$= \frac{(20 + j9,68)(50 + 27 + 40) + (32 + j15,49)(27 + 50) + (35 + j19,54)50}{159} = 41,22 + j20,77 \text{ MVA};$$

$$S_{а-б} = S_{ИП-а} - S_a = 45,77 + j21,77 - (35 + j15,94) = 10,77 + j5,83 \text{ MVA};$$

$$S_{б-з} = S_{з-ИП} - S_z = 41,22 + j20,76 - (20 + j9,68) = 21,22 + j11,08 \text{ MVA}.$$

Расчеты показывают, что п/ст “в” является точкой потокораздела мощности.

Проверим правильность определения точки потокораздела мощности на головных линиях кольца по условию:

$$S_{ИП-а} + S_{з-ИП} = S_a + S_б + S_з.$$

$$(45,77 + j21,47) + (41,22 + j20,76) = (35 + j15,94) + (32 + j15,49) + (20 + j9,68).$$

Определим мощность, поступающую с шин электростанции с учетом потерь мощности. Для этого "разрежем" кольцо в точке потокораздела (см. рис 4.3).

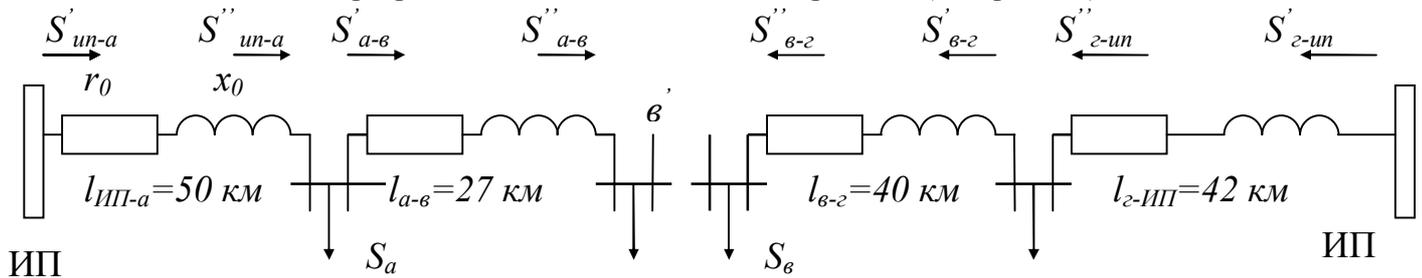


Рис.4.3. Преобразование исходной схемы замещения по варианту 1

На рисунке 4.3. имеют место следующие обозначения:

S' - мощность в начале линии; S'' - мощность в конце линии.

Нагрузки в узлах "в" и "в'" равны

$$S''_{а-б} = S_{а-б} = 10,77 + j5,83 \text{ МВА};$$

$$S''_{б-з} = S_{б-з} = 21,22 + j10,78 \text{ МВА}.$$

Определим потоки мощности в линиях схемы с учетом потерь.

Потери мощности в линии определяются по формуле

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{НОМ}^2} (r_0 + jx_0)l, \text{ МВА},$$

где P - активная составляющая мощности в конце линии, МВт; Q - реактивная составляющая мощности в конце линии, МВАр; $U_{НОМ}$ - номинальное напряжение линии, кВ; $r_0 = 0,2$ Ом/км - усредненное активное сопротивление линии; $x_0 = 0,42$ Ом/км - усредненное реактивное сопротивление; l - длина линии, км.

Мощность в начале линии определяется как $S' = S'' + \Delta S$.

Потоки мощностей с учетом потерь для линий ИП-б и ИП-д определяются аналогично.

В двухцепных линиях потоки мощности вначале линии определяем на одну цепь для последующего расчета тока и сечения провода (т.е. предполагая, что на одну цепь двухцепной линии приходится половина передаваемой мощности).

Зарядную мощность линий на данном этапе проектирования не учитываем, т.к. нам неизвестны марка проводов и удельные реактивные проводимости линий b_0 .

Результаты расчетов потоков мощностей для схем всех вариантов приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2. Расчет потоков мощностей с учетом потерь для схем всех вариантов

Вариант	Участок сети	Мощность в конце линии S'' , МВА		Мощность в начале линии S' , МВА		Потери мощности ΔS , МВА	
		Акт. составл.	Реакт. составл.	Акт. составл.	Реакт. составл.	Акт. составл.	Реакт. составл.
I	ИП-а	45,83	21,71	47,93	26,17	2,1	4,46
	а-в	10,77	5,83	10,837	5,97	0,067	0,14
	в-г	21,22	11,08	21,6	11,87	0,37	0,79
	ИП-г	41,22	20,76	64,46	37,34	3,24	6,8
	ИП-б	30,0	12,77	30,77	13,76	0,47	1,0
	ИП-д	80,0	29,03	81,2	31,54	1,19	2,51
II	ИП-а	35,0	15,94	36,2	18,48	1,21	2,55
	ИП-д	80,0	29,03	81,2	31,54	1,19	2,51
	ИП-б	82,0	37,94	85,6	45,58	3,63	7,64
	б-в	32,0	15,49	32,56	16,6	0,56	1,18

5. Технико-экономическое обоснование вариантов. Выбор и обоснование оптимального варианта электрической сети.

Данный раздел проекта является основным. Из отобранных по результатам предварительного анализа трех вариантов необходимо выбрать наиболее выгодный.

Определим сечение проводов ЛЭП. Для электрических сетей и линий электропередач до 220 кВ включительно оно выбирается по экономическим токовым интервалам.

Определим расчетные токи и сечения проводов линий для каждого из вариантов схем электрических сетей. Результаты расчетов сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1. Определение расчетных токов в линиях, сечений и марки проводов линий

Вар.	Участок сети	Номинальное напряжение, кВ	Кол-во линий	Макс. рабочий ток на одну цепь, А	Принятый провод	Послеаварийный ток, А	Допустимый по нагреву ток, А
I	ИП - а	230	2	213,95	АС-240	427,9	605
	а - г	230	2	139,46	АС-240	278,9	605
	ИП - б	115	2	35,44	АС-70	70,88	265
	ИП - в	115	2	147,66	АС-150	295,3	450
	в - д	115	2	99,84	АС-95	199,68	330
II	ИП - а	230	2	213,95	АС-240	144,75	605
	а - г	230	2	139,46	АС-240	139,46	605
	ИП - в	115	2	183,1	АС-185	188,1	510
	в - б	115	2	35,44	АС-70	32,21	265
	в - д	115	2	99,84	АС-95	90,76	330

Далее произведем сравнение вариантов по минимуму приведенных затрат.

При сооружении всей сети в течении одного года и одинаковой степени надежности приведенные затраты каждого из вариантов определяются как

$$Z = P_H K + I,$$

где K - единовременные капиталовложения в данный вариант сети, тыс.руб; I - ежегодные эксплуатационные расходы, тыс.руб; $P_H = 0,15$ - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

Капиталовложения включают в себя затраты на сооружение линий K_L и понизительных подстанций $K_{П/СТ}$. В капитальные затраты $K_{П/СТ}$ входят стоимость оборудования подстанции (стоимость ячеек выключателей на стороне высокого напряжения или другого коммутационного оборудования и трансформаторов) и постоянная часть затрат.

Ежегодные эксплуатационные расходы I имеют три составляющие: отчисление на амортизацию I_1 , ремонт и обслуживание I_2 , стоимость потерь электроэнергии I_3 .

Стоимость потерь электроэнергии определяется как

$$I_3 = \Delta A \cdot \beta,$$

где ΔA - потери электроэнергии в сети, кВт·ч; $\beta = 100$ руб/кВт·ч - удельная стоимость потерь электроэнергии.

Потери электроэнергии в сети суммируются из потерь в линиях и потерь в трансформаторах. Укрупненные показатели ЛЭП и прочего электрооборудования определяем по справочнику. Результаты расчетов сведены в таблицу 5.2.

Таблица 5.2. Укрупненные показатели электрооборудования схем всех вариантов

Вариант	Кап затраты, млн. руб.			Эксплуатационные показатели, млн.руб.				Приведенные затраты, млн.руб.
	K_L	$K_{П/СТ}$	K_{Σ}	I_1	I_2	I_3	I_{Σ}	
I	3768	2917	6685	259,62	102,58	354,5	616,66	1619,41
II	3768	2917	6685	259,62	102,58	452,6	814,45	1817,2

Из данной таблицы видно, что наименьшие приведенные затраты приходятся на схему электроснабжения по варианту 1, т.е. данный вариант является оптимальным по экономическим показателям.

6. Электрический расчет основных режимов работы.

Цель данного раздела - уточненный расчет распределения активной и реактивной мощностей по линиям сети, определение потерь мощности, требуемой мощности источника питания, а также уровня напряжений на шинах подстанций. Расчеты ведутся в следующей последовательности: составляется схема замещения сети и определяются параметры ее элементов; определяют расчетные нагрузки подстанций; производят расчет потокораспределения мощностей в сети; определяют уровни напряжений на шинах подстанций. Все это устанавливают для трех режимов: нормального (максимальные нагрузки) и нормального при минимальных нагрузках. Схема замещения составляется путем объединения схем замещений отдельных элементов в соответствии с последовательностью их соединения в рассчитываемой сети. Схема замещения для выбранного варианта электрической сети изображена на рисунке 6.1.

Выполним приведение заданных на стороне низкого напряжения нагрузок потребителей к стороне высокого напряжения для каждой из подстанций.

Расчетная нагрузка приведенная к стороне ВН определяется по формуле

$$S_p = S_{HH} + 0,5(\Delta P_T + j\Delta Q_T) + 2(\Delta P_X + j\Delta Q_X) - \Sigma Q_3,$$

где $S_{HH} = P_{HH} + jQ_{HH}$ - заданная нагрузка на стороне НН;

$$\Delta P_T = \frac{P_{HH}^2 + Q_{HH}^2}{U_{НОМ}^2} R_{ТР}$$

$$\Delta Q_T = \frac{P_{HH}^2 + Q_{HH}^2}{U_{НОМ}^2} X_{ТР},$$

$R_{ТР}$, $X_{ТР}$ - сопротивления трансформатора; ΔP_X , ΔQ_X - потери холостого хода трансформатора в стали; $\Sigma Q_3 = 0,5U_{НОМ}^2 b_0$ - сумма зарядных мощностей линий электропередач; b_0 - удельная реактивная проводимость для конкретной линии.

Результаты расчета по приведениям нагрузок ПС к стороне ВН даны в табл.6.1.

Таблица 6.1. Приведение нагрузок п/ст к стороне ВН

П/ст	S_{HH} , МВА		S_p , МВА	
	Активн. составл.	Реактивн.составл.	Активн.составл.	Реактивн.составл.
а	50	19,76	50,11	15,95
б	12	5,8	12,08	4,5
в	15	7,68	15,11	8,75
г	100	39,52	100,97	59,95
д	35	14,91	35,19	18,09

Определяем потоки мощности в сети с учетом потерь в линиях и с учетом приведенных к стороне ВН нагрузок.

Таблица 6.2. Определение потоков мощности в проектируемой сети

Участок сети	Мощность в конце линии S'' , МВА		Мощность в начале линии S' , МВА		Потери мощности ΔS , МВА	
	Акт. составл.	Реакт.составл.	Акт. составл.	Реакт.составл.	Акт. составл.	Реакт.составл.
ИП - а	50,33	23,68	50,43	24,06	0,11	0,38
а - г	75,43	28,42	76,1	30,83	0,67	2,4
ИП - в	17,57	7,79	17,79	8,09	0,21	0,3
в - д	25,29	11,61	25,58	12,22	0,29	0,61
ИП - б	6,04	2,25	6,09	2,3	0,05	0,05

Определим суммарную мощность, потребляемую всей схемой с шин электростанции:

$$S = S_a + S_b + S_v + S_r + S_d = 55,62 + 6,45 + 19,22 + 80,61 + 27,83 = 189,73 \text{ МВА}$$

Расчет напряжений и послеаварийных режимов

Напряжение источника питания, к которому подсоединены распределительные сети должно поддерживаться не ниже 105% от номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100% номинального в период наименьших нагрузок. С учетом вышесказанного, напряжение на шинах источника питания принимаем равным:

- для режима максимальных нагрузок - 115 кВ;
- для режима минимальных нагрузок - 110 кВ.

Потери напряжения в линии ИП-а	max 4.2+j5.46	min 3.57+j5.69
Потери напряжения в линии а-г	max 1.36+j6.68	min 1.16+j6.95
Потери напряжения в линии ИП-в	max 2.71+j1.52	min 1.54+j1.22
Потери напряжения в линии в-д	max 2.7+j1.57	min 1.81+j1.27
Потери напряжения в линии ИП-б	max 1.08+j0.57	min 0.76+j0.48

Рассмотрим послеаварийные режимы.

ИП-а 3.54+j3.5 а-г 7.36+j6.92

ИП-в 6,39+j2.89 в-д 6.07+j2.96 б 2.48+j0.79

Определим напряжение на шинах НН трансформатора приведенное к стороне ВН, путем вычитания из напряжения падения напряжения на трансформаторе.

$$U_1' = U - \frac{P_p R_{TP} + Q_p X_{TP}}{U} - j \frac{P_p X_{TP} - Q_p R_{TP}}{U},$$

где P_p и Q_p - расчетные нагрузки подстанций; R_{TP} , X_{TP} - соответственно активные и реактивные сопротивления трансформатора установленного на подстанции; U - напряжение на шинах ВН, кВ.

Далее определяем параметры схемы в режиме наименьших нагрузок. С некоторой погрешностью можно считать, что потери напряжения в элементах сети уменьшаются пропорционально снижению нагрузок подстанций. Тогда потери напряжения в линии можно определить путем умножения соответствующих значений, найденных для режима максимальных нагрузок, на отношение наименьшей нагрузки к наибольшей.

Результаты расчетов сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3. Расчет напряжений для трех режимов работы сети

Обозн. п/ст	а	г	в	д	б
Участки линий	ИП - а	а - г	ИП - в	в - д	ИП - б
Режим наибольших нагрузок					
Напряж. в начале уч-ка, кВ	242	237,66	121	118,3	121
Падение напряж. в линии, кВ	4,34	1,07	2,7	2,69	1,06
Напряж. в конце уч-ка, кВ	237,66	236,59	118,3	115,61	119,94
Падение напряж. на тр-рах, кВ	1,35	8,44	3,65	5,76	4,23
Напряж. на стороне НН приведенное к стороне ВН, кВ	236,31	228,15	114,65	109,85	115,71
Режим наименьших нагрузок					
Напряж. в начале уч-ка, кВ	230	226,5	115	113,47	115
Падение напряж. в линии, кВ	3,5	1,05	1,53	1,8	0,06
Напряж. в конце уч-ка, кВ	226,5	225,45	113,47	111,67	114,94
Падение напряж. на тр-рах, кВ	1,31	6,89	2,08	3,86	2,94
Напряж. на стороне НН приведенное к стороне ВН, кВ	225,19	218,56	111,39	107,81	112
Послеаварийный режим					
Напряж. в начале уч-ка, кВ	242	238,48	121	120,65	121
Падение напряж. в линии, кВ	3,52	7,28	0,35	6,03	2,48
Напряж. в конце уч-ка, кВ	238,48	231,2	120,65	114,62	118,52
Падение напряж. на тр-рах, кВ	1,55	8,42	4,45	6,07	8,02
Напряж. на стороне НН приведенное к стороне ВН, кВ	236,93	222,78	116,2	108,55	110,5

7. Выбор средств регулирования напряжения.

Требуется проверить достаточность стандартных диапазонов РПН трансформаторов. Для сетей 6 кВ необходимые напряжения равны 6,3 кВ в режиме наибольших нагрузок и в послеаварийном режиме и 6 кВ - в режиме наименьших нагрузок. Желаемое напряжение

ответвления трансформатора определяется по формуле $U_{ВН.Ж} = \frac{U'_Н \cdot U_{НН}}{U_{НН.Ж}}, \text{кВ}$,

где $U_{НН}$ - номинальное напряжение обмотки НН трансформатора; $U_{Н.Ж}$ - напряжение, которое необходимо поддерживать на шинах НН при различных режимах работы сети; $U'_Н$ - напряжение на шинах по низкой стороне трансформатора, приведенное к высокой стороне в режиме наибольшей (наименьшей) нагрузки и в послеаварийном режиме.

Действительные значения напряжения на шинах НН подстанции определяют как:

$$U_{НН.д} = \frac{U'_Н \cdot U_{НН}}{U_{ВН.д}}, \quad \text{где} \quad U_{ВН.д} = U_{ВН} \pm n \frac{U_{ВН} \cdot \Delta U_{отв}}{100} - \text{действительное значение}$$

напряжения трансформатора на стороне ВН. Для трансформаторов со стандартным диапазоном регулирования значения регулировочных отпаяк приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1. Стандартные значения регулировочных отпаяк выбранных тр-ров

№ ответвления	Добавка напряжения	Напряжение ответвления, $U_{ВН.д}$, кВ	Напряжение ответвления, $U_{ВН.д}$, кВ
1	16,02	266,8	133,4
2	14,24	263,8	131,4
3	12,46	258,7	129,3
4	10,68	254,6	127,3
5	8,9	250,47	125,2
6	7,12	246,4	123,2
7	5,34	242,3	121,1
8	3,56	238,2	119,1
9	1,78	234,1	117,0
10	0	230,0	115,0
11	-1,78	225,9	113,0
12	-3,56	221,8	110,9
13	-5,34	217,7	108,9
14	-7,12	213,6	106,8
15	-8,9	209,5	104,8
16	-10,68	205,4	102,7
17	-12,46	201,3	100,7
18	-14,24	197,24	98,6
19	-16,02	193,2	96,6

Выбирается стандартное ответвление. Результаты расчетов сведены в таблицу 7.2.

Таблица 7.2. Выбор регулировочных отпаяк

Обозн. п/ст	а	г	в	д	б
Режим наибольших нагрузок					
Напряж. $U_{Н.В.Ж}$, кВ	236,31	228,15	114,65	109,85	115,71
Стандартн. напряжение, кВ	238,2	230	115	110,9	115
Номер регулировочн. отпайки	8	10	10	12	10
Напряж. на шинах НН, кВ	6,25	6,26	6,28	6,24	6,34
Режим наименьших нагрузок					
Напряж. $U_{Н.В.Ж}$, кВ	225,19	218,56	111,39	107,81	112
Стандартн. напряжение, кВ	225,9	217,7	110,9	106,8	113
Номер регулировочн. отпайки	11	13	12	14	11
Напряж. на шинах НН, кВ	6,28	6,32	6,33	6,35	6,24
Послеаварийный режим					
Напряж. $U_{Н.В.Ж}$, кВ	236,93	222,78	116,2	108,55	110,5
Стандартн. напряжение, кВ	236,2	221,8	117	108,9	110,9
Номер регулировочн. отпайки	8	12	9	13	12
Напряж. на шинах НН, кВ	6,32	6,32	6,26	6,28	6,28

6. Перечень программных продуктов, реально используемых в практике деятельности выпускников

В процессе обучения студенты используют как учебные, так и промышленные программные разработки необходимые для последующей их реализации в практической деятельности:

1. Учебные программные комплексы для ПЭВМ, разработанные кафедрой энергетики: «CURSE2», «CURS PM», «Расчет электрической сети», «Мехчасть ВЛ», «KURSNET».
2. Промышленные ПВК: «SDO - 6», «RASTR», «Эксперт-энерго».
3. Пакеты автоматизации математических расчетов «MathCad» и математического моделирования «MATHLAB».

Учебные программные комплексы для ПЭВМ, разработанные кафедрой энергетики: CURSE2», «CURS PM», «Расчет электрической сети», «Мехчасть ВЛ», «KURSNET», а также программные комплексы других ВУЗов, ориентированные на преподавателей, студентов и людей, занимающихся самоподготовкой в области электроснабжения, такие как Elsnab8 "Электроснабжение сельскохозяйственных потребителей" и ACPE – Account of the course project on electro supply. Программа для автоматизации расчетов курсового проекта по электроснабжению сельских населенных пунктов.

Эти программы защищены авторскими правами, сертифицированы и являются бесплатными при использовании в некоммерческих целях.

Промышленные программно-вычислительные комплексы: "SDO-6", "RASTR" и Пакет автоматизации математических расчетов «MathCad».

Основным официально зарегистрированным компьютерным комплексом для самостоятельной работы студентов является «SDO-6» .

ПРОГРАММНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС (ПВК) СДО-6

ПВК предназначен для решения задач анализа и синтеза, возникающих при исследовании установившихся режимов (УР) ЭЭС и может использоваться при эксплуатации и проектировании ЭЭС в рамках АСДУ, САПР и АРМ ЭЭС.

ПВК моделирует действие и работу различных устройств, предназначенных для управления напряжением, потоками активной и реактивной мощности, генерацией и потреблением, а также работу некоторых видов ПАА - от наброса мощности, повышения (понижения) напряжения.

К основным функциям относятся:

- 1) расчет установившегося режима (УР) ЭЭС при детерминированном характере информации с учетом и без учета изменения частоты (модификации метода Ньютона-Рафсона);
- 2) расчет предельного УР при различных способах утяжеления и критериях завершения;
- 3) расчет допустимого установившегося режима;
- 4) расчет оптимального УР (метод обобщенного приведенного градиента);
 - по потерям активной и реактивной мощности в сети ЭЭС;
 - по издержкам на выработку электроэнергии;
- 5) получение требуемых значений для отдельных параметров режима (модулей напряжения, активных и реактивных генераций и т.д.) с выбором состава компонент вектора решения;

- 6) определение "слабых мест" в сети ЭЭС и анализ на этой основе предельных режимов;
- 7) формирование эквивалента расчетной схемы ЭЭС, полученного при исключении заданного числа узлов (метод Уорда);
- 8) получение эквивалента расчетной схемы сети, адаптивного к заданным расчетным условиям и определение функциональных характеристик отбрасываемой сети, включаемых в граничные узлы;
- 9) расчет статической аperiodической устойчивости режима ЭЭС на основе анализа коэффициентов характеристического уравнения;

К вспомогательным функциям относятся:

- 1) анализ и поиск ошибок в исходных данных;
- 2) корректировка состава элементов расчетной схемы сети ЭЭС, параметров режима и расчетных условий;
- 3) формирование и хранение на внешних запоминающих устройствах собственного архива данных о расчетных схемах сети ЭЭС;
- 4) работа с данными в унифицированном формате ЦДУ (экспорт - импорт);
- 5) представление и анализ выходной информации с использованием разнообразных таблиц и графиков;
- 6) отображение результатов расчета на графе расчетной схемы сети.

В текущей версии ПВК СДО-6 возможно подключение следующих задач:

- расчет установившегося режима, который производится без учета ограничений накладываемых на изменения параметров режима;
- расчет допустимого режима, тоже, что и выше, но с учетом ограничений;
- определение требуемого значения параметра. Данное задание позволяет определить допустимый режим, в котором указанный пользователем тип параметра режима принимает минимальные или максимальные значения.

К таким типам могут относиться следующие параметры (их отображение дается в нижней строке экрана):

- U - напряжение;
- PG, QG - активные, реактивные мощности генерации;
- PL, IL - переток активной мощности, ток в ветви;
- PS - переток-сальдо через сечение;
- LP, LQ - потери активной, реактивной мощности.

ПВК имеет встроенный графический редактор.

ГРАФИЧЕСКИЙ РЕДАКТОР РАСЧЕТНЫХ СХЕМ ЭЭС.

Проблемно-ориентированный графический редактор предназначен для ввода, хранения, редактирования и отображения электроэнергетических схем, а также связанных с ними данных. При применении в составе программных комплексов различного назначения позволяет осуществлять отображение и редактирование исходных, промежуточных и расчетных данных непосредственно на изображениях технологических схем.

7. Методические указания по применению современных информационных технологий

1. Компьютерный универсальный учебный лабораторный комплекс (ауд.504).
2. Компьютерные презентации «AFORD – Советчик диспетчера» в среде Microsoft Office PowerPoint.
3. Электронные схемы ОАО ДРСК и ФАО Амурские сети.
4. Схемы, таблицы, рисунки под медиакомплекс.
5. Наумов И.В. Мультимедиа учебник «Электроснабжение сельского хозяйства». Иркутская государственная сельскохозяйственная академия. 2005.
6. Лаборатория электрооборудования электрических сетей.
7. Учебный диспетчерский стенд и пункт электрических сетей.
8. Класс персональных компьютеров.
9. Ю.В. Мясоедов. Электронный УМКД «Специальный курс ЭЭС».
10. Учебные и промышленные программно-вычислительные комплексы " CURSE2», «CURS PM», «Расчет электрической сети», «Мехчасть ВЛ», «KURSNET», промышленные ПВК: «SDO - 6», «RASTR», «Эксперт-энерго», пакеты автоматизации математических расчетов «MathCad» и математического моделирования «MATHLAB».

В качестве наглядного обеспечения дисциплины “Специальный курс ЭЭС” используются:

1. Тренажер ТЭ-2М.
2. Плакаты по дисциплине.
3. Комплект индивидуальных заданий по дисциплине.
4. Физическая модель подстанции РУ-10кВ.
5. ИРМ и БК.

8. Методические указания по организации межсессионного контроля знаний студентов

1. Межсессионная аттестация студентов проводится дважды в семестр на 7 и 13 неделях 7-го семестра.

2. Аттестационная оценка складывается из оценок, полученных аттестационных занятиях по практическим работам и собеседованиям:

Первое аттестационное занятие. Проверка знаний и навыков студентов по исследованию вопросов регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

Второе аттестационное занятие. Проверка знаний и навыков студентов по расчету и анализу потерь электроэнергии и мероприятиям по их снижению.

Первое собеседование. Методы и средства регулирования напряжения, устройства компенсации реактивной мощности;

Второе собеседование. Методы расчета потерь электроэнергии, организационные и технические мероприятия по их снижению.

3. Организация аттестации студентов, проводится в соответствии с положением АмГУ о курсовых экзаменах и зачетах*

* 3.1. Организация аттестации студентов в университете по специальностям и направлениям высшего профессионального образования регламентируется рабочим учебным планом, расписанием учебных занятий и программами учебных дисциплин, утверждаемыми в установленном в университете порядке.

Контроль за качеством освоения образовательных программ осуществляется путем текущей внутрисеместровой аттестации, ректорской контрольной аттестации, промежуточной аттестации студентов в форме курсовых экзаменов и зачетов и итоговой аттестации выпускников.

3.2. Курсовые экзамены и зачеты проводятся по дисциплинам утвержденного учебного плана по соответствующим специальностям и направлениям высшего профессионального образования. Знания, умения и навыки обучающегося определяются оценками "отлично", "хорошо", "удовлетворительно", "неудовлетворительно", "зачтено" и "незачтено".

3.3. Студенты, обучающиеся по основным программам высшего профессионального образования,

сдают в течение учебного года не более 10 экзаменов и 12 зачетов. В это число не входит аттестация по физической культуре и факультативным дисциплинам.

Студенты, обучающиеся в сокращенные сроки (по индивидуальным планам), в течение учебного года сдают не более 20 экзаменов и 24 зачетов.

3.4. Сроки проведения курсовых зачетов и экзаменов (экзаменационная сессия) и начало очередного учебного семестра устанавливаются графиком учебного процесса, утвержденным проректором по учебной работе.

Расписание экзаменов составляется в соответствии с графиком учебного процесса, утверждается проректором по учебно-научной работе и доводится до сведения преподавателей и студентов не позднее, чем за две недели до начала сессии. Расписание составляется таким образом, чтобы на подготовку к экзаменам по каждой дисциплине было отведено не менее 3 дней, исключая день предыдущего экзамена. По согласованию с деканами и заведующими соответствующих кафедр отдельные экзамены (зачеты) могут проводиться в течение семестра по завершении преподавания дисциплины.

В процессе изучения дисциплины предусмотрены следующие виды промежуточного контроля знаний студентов:

пятиминутный блиц-опрос опрос студентов на каждой лекции по пройденному материалу;

выполнение 4 контрольных работ по рассмотренным темам;

проведение 2 коллоквиумов по лекционному материалу;

студенты, не посещающие лекционные и практические занятия, представляют рефераты по пропущенным темам;

выполнение индивидуальных домашних заданий с последующей их защитой;

комплексные задания по разработке подстанции.

Блиц – опрос проводится в начале каждой лекции в течение 5 минут, вопросы, выносимые на опрос, формулируются из материала лекции, при этом на лекциях для студентов указывается по каким разделам лекционного материала будет проводиться опрос и формулируются сами вопросы.

Контрольные работы предусматриваются по следующим темам:

регулирование напряжения;

выбор и расстановка компенсирующих устройств;

особые режимы ЭЭС;

расчет потерь электроэнергии.

Коллоквиумы включают в себя вопросы посвященные структурным разделам курса: «регулирование напряжения и компенсация реактивной мощности». Вопросы на коллоквиумы представлены в разделе 9.

Рефераты по пропущенным темам выполняются студентами по тематике пропущенных лекций.

9. Фонд тестовых и контрольных заданий для оценки качества знаний

Фонд тестовых и контрольных заданий для оценки качества знаний по дисциплине входит составной частью в фонд тестовых и контрольных заданий для оценки качества знаний по специальности 140205 – Электроэнергетические системы и сети, утвержденный УМО по образованию в области энергетики и электротехники.

Контрольные экзаменационные задания (КЭЗ) представлены либо как единая ситуационная задача, требующая построения алгоритма решения в виде последовательно описываемых этапов, каждый из которых характеризует технологическую или (и) конструктивную проблему, либо состоят из отдельных вопросов, составленных таким образом, чтобы выбор охватываемых ими проблем обеспечивал проверку умений по тем базовым и специальным дисциплинам, которые формируют профессиональный уровень выпускника (т.е. несут в себе информацию, непосредственно связанную с обобщенными задачами профессиональной деятельности будущих специалистов).

Ответы на вопросы контрольных заданий обязательно требуют от экзаменуемых использования знаний и умений по дисциплине. Вопросы КЭЗ не имеют рецептурно-справочный характер. Во всех случаях в КЭЗ нет вопросов, не соответствующих хотя бы одному из требований к знаниям и умениям студентов. Все КЭЗ индивидуальны и повторяющихся вопросов нет. При этом вопросы составлены так, чтобы трудоемкость требуемых конкретных ответов всех КЭЗ была приблизительно одинакова. Вопросы имеют как качественный, так и количественный характера (в виде задач).

Задачи для решения четко сформулированы, имеют совершенно определенную физическую и инженерную основу. Они имеют однозначный ответ, получение которого не требует громоздких вычислений. В тексте задач нет сведений справочного характера и подсказок о теоретических принципах решения, поскольку именно они должны быть самостоятельно найдены экзаменуемым.

Результаты ответа на контрольное задание определяются дифференцированно (по 4-х балльной системе): оценками «отлично», «хорошо», «удовлетворительно», «неудовлетворительно», которые объявляются в тот же день. Оценка «отлично» выставляется студенту при условии решения всех заданий с использованием современных методов расчета, нормативных и организационных документов, проявившему инженерный и творческий подход к поставленным задачам и обоснованность принятых решений. Оценка «хорошо» выставляется студенту при условии решения 80% заданий с использованием современных методов расчета, нормативных и организационных документов, использовавшему стандартные и типовые инженерные решения и обосновавшему принятые решения с технико-экономической точки зрения. Оценка «удовлетворительно» выставляется студенту при условии решения не менее 50% заданий с использованием современных методов расчета, нормативных и организационных документов, использовавшему стандартные и типовые инженерные решения. В случае несоблюдения вышеуказанных критериев студенту выставляется оценка «неудовлетворительно».

Критерии оценки должны быть единообразны по всем вопросам контрольных заданий, а их основополагающим принципом при ответе на качественный вопрос должно быть четкое соответствие анализа физической и инженерной картины рассматриваемого процесса или устройства (а, также, при необходимости, их математического описания) требованиям ГОС в рамках регламентированных видов профессиональной деятельности.

При ответе на количественный вопрос (задачу) ответ считается полноценным, если получено не только правильное численное значение искомого параметра, но и приведено решение с обоснованием выбора расчетных зависимостей (форму) и правомочности их применения, а также даны ссылки на необходимые сведения, заимствованные из справочников и других источников.

Ответы на вопросы качественного характера не должны сводиться к простому пересказу той, или иной главы учебника. Конкретный ответ на такой вопрос должен требовать от экзаменуемого некоторого анализа и синтеза известных ему положений, вытекающих из изучения базовых и специальных дисциплин.

В качестве примера подробно приведены вопросы для самопроверки и варианты различных типов тестовых и контрольных заданий для оценки качества знаний по дисциплине «Специальный курс ЭЭС», остальные находятся в фонде специальности 140205 – Электроэнергетические системы и сети, находящемся в учебно-методическом кабинете кафедры энергетики.

Примеры контрольных экзаменационных заданий

Каждое задание содержит комплекс вопросов, позволяющих оценить подготовку студента по данной дисциплине в соответствии с требованиями оценочных и диагностических средств по специальности 140205 – Электроэнергетические системы и сети. При этом задания могут быть теоретического и расчетного плана, а также иметь комплексный характер. Ниже приведены варианты различных типов заданий.

Тестовые задания

Аннотация к контрольным заданиям по дисциплине "Спецкурс ЭЭС"

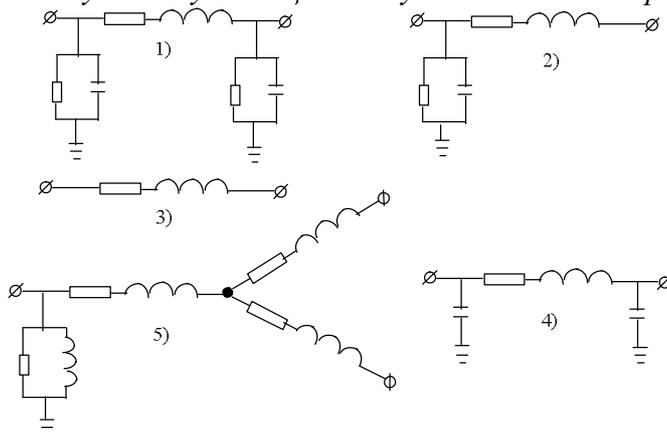
Контрольные задания по дисциплине "Спецкурс ЭЭС" представлены как в виде тестов, так и в виде расчетного комплексного задания.

При разработке тестов использовались следующие формы: а) открытого типа "Дополнить"; б) закрытая с одним правильным ответом; в) на установление правильной последовательности; г) задание с несколькими правильными ответами типа: "Подчеркнуть относящиеся к...".

Время отводимое на выполнение всех заданий, составляет 40 мин астрономического времени тестирования. В качестве примера приведено одно тестовое задание.

Тест №1

2. Выбрать правильную схему замещения двухобмоточного трансформатора:



2. Потеря напряжения - это:

- 1) геометрическая разность между комплексами напряжения начала и конца линии;
- 2) алгебраическая разность между модулями напряжения начала и конца линии;
- 3) поперечная составляющая падения напряжения.

3. Выбрать правильное выражение для определения падения напряжения линии при расчете по данным конца:

$$1) \quad U_{\Delta 12} = \frac{P_{12}^K R_{12} + Q_{12}^R X_{12}}{U_1} + j \frac{P_{12}^K X_{12} - Q_{12}^K R_{12}}{U_1}$$

$$2) \quad U_{\Delta 12} = \frac{P_{12}^K R_{12} + Q_{12}^R X_{12}}{U_2} + j \frac{P_{12}^K X_{12} - Q_{12}^K R_{12}}{U_2}$$

$$3) \quad U_{\Delta 12} = \frac{P_{12}^k X_{12} + Q_{12}^k R_{12}}{U_2} - j \frac{P_{12}^k R_{12} - Q_{12}^k X_{12}}{U_2}$$

4. Выбрать правильную формулу для расчета потерь мощности по данным конца :

$$1) \quad \Delta S_{12} = \frac{(P_{12}^k)^2 + (Q_{12}^k)^2}{U_2^2} (R_{12} + jX_{12})$$

$$2) \quad \Delta S_{12} = \frac{P_{12}^k R_{12} + Q_{12}^k X_{12}}{U_2} (P_{12} + jQ_{12})$$

$$3) \quad \Delta S_{12} = \frac{(P_{12}^k)^2 + (Q_{12}^k)^2}{U_1^2} (R_{12} + jX_{12})$$

5. В двухобмоточном трансформаторе устройство РПН устанавливается на:

- 1) низкой стороне трансформатора, а регулируется напряжение на стороне ВН трансформатора
- 2) высокой стороне трансформатора, а регулируется напряжение на стороне НН трансформатора
- 3) высокой стороне трансформатора, а регулируется напряжение на стороне ВН трансформатора

6. Регулирующий эффект нагрузки численно характеризуется:

$$1) \quad \frac{dP_H}{dU} \quad 2) \quad \frac{d^2 P_H}{dU} \quad 3) \quad \frac{dS_H}{dU} \quad 4) \quad \frac{dP_H}{dt} \quad 5) \quad \frac{d^2 P_H}{dt}$$

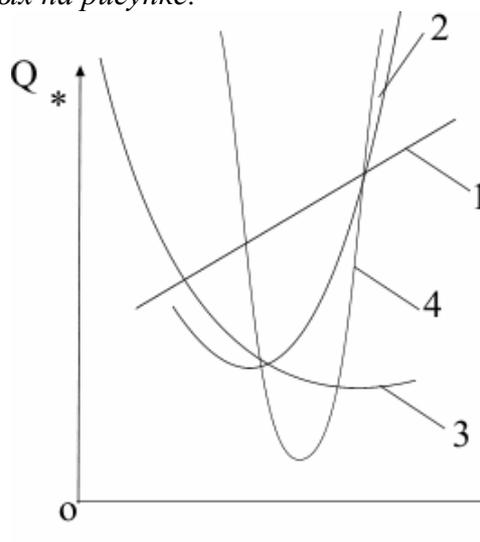
7. КРМ с помощью ШР проводится при:

- 1) избытке реактивной мощности;
- 2) при недостатке реактивной мощности;
- 3) при балансе реактивной мощности.

8. В автотрансформаторах типовая мощность:

- 1) равна номинальной
- 2) меньше номинальной
- 3) больше номинальной

9. Выбрать правильную статическую характеристику типовой обобщенной нагрузки по напряжению из приведенных на рисунке:



10. К активным элементам схем замещения используемых при расчетах установившихся режимов, относятся:

- 1) трансформаторы
- 2) генераторы
- 3) двигатели

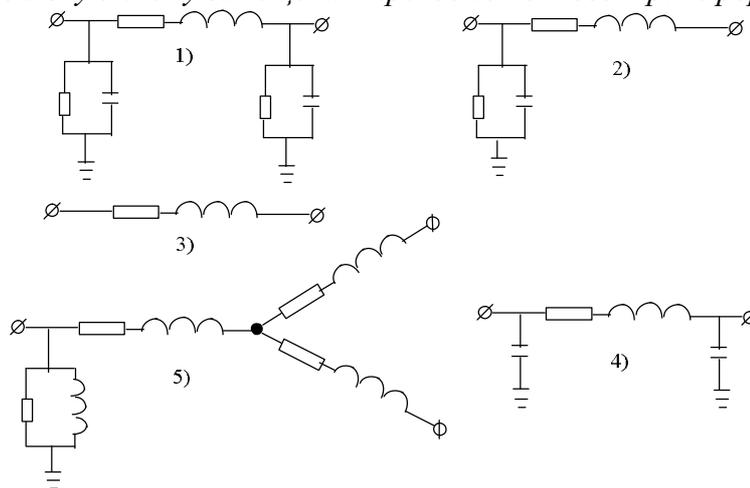
11. Выбрать правильную формулу для определения фактического потока мощности на головном участке к сети с двухсторонним питанием, питаемом от $u_{п1}$, если $U_{п1} > U_{п2}$:

- 1) $\underline{S}_{Г.у}^{\varphi} = \underline{S}_{Г.у} + \underline{S}_{ур}$
- 2) $\underline{S}_{Г.у}^{\varphi} = \underline{S}_{Г.у} - \underline{S}_{ур}$
- 3) $\underline{S}_{Г.у}^{\varphi} = \underline{S}_{Г.у} + \Delta \underline{S}_{Г.у}$

где $S_{Г.у}$ - поток мощности на головном участке при $U_{п1} = U_{п2}$:

Тест №2

1. Выбрать правильную схему замещения трехобмоточного трансформатора:



2. Падение напряжения - это:

- 1) геометрическая разность между комплексами напряжения начала и конца линии
- 2) арифметическая разность между напряжениями начала и конца линии
- 3) геометрическая разность между напряжением в конце и в начале линии

3. Выбрать правильную формулу для расчета потерь мощности на участке сети по данным начала :

- 1) $\Delta S_{12} = \frac{(P_{12}^H)^2 + (Q_{12}^H)^2}{U_2^2} (R_{12} + jX_{12})$
- 2) $\Delta S_{12} = \frac{(P_{12}^H)^2 + (Q_{12}^H)^2}{U_{ном}^2} (P_{12} + jX_{12})$
- 3) $\Delta S_{12} = \frac{(P_{12}^H)^2 + (Q_{12}^H)^2}{U_1}$

4. Приведенная мощность нагрузки подстанции - это:

- 1) мощность нагрузки на низкой стороне трансформатора
- 2) мощность нагрузки с учетом потерь мощности в трансформаторе
- 3) мощность нагрузки с учетом потерь мощности в трансформаторе и зарядной мощности линий

5. Устройство РПН в трехобмоточных трансформаторах устанавливается:

- 1) на высокой стороне
- 2) на средней стороне
- 3) на низкой стороне

6. Выбрать правильное выражение для определения падения напряжения при расчете по данным начала:

$$1) \quad U_{\Delta 12} = \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_2} + j \frac{P_{12}^H R_{12} - Q_{12}^H X_{12}}{U_2}$$

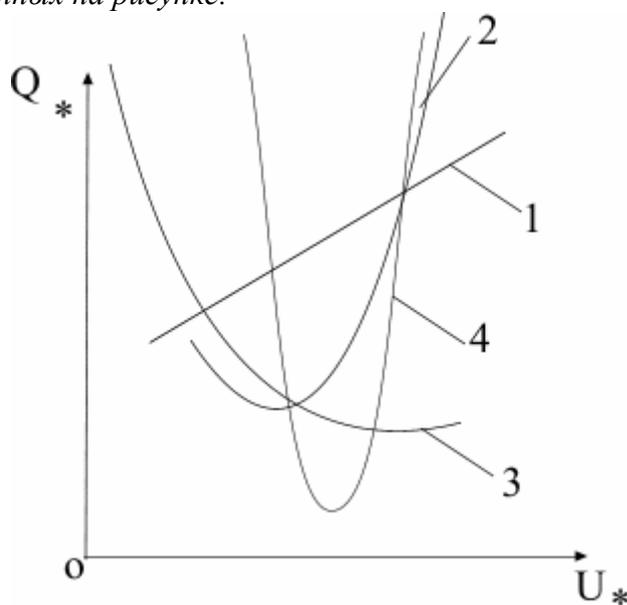
$$2) \quad U_{\Delta 12} = \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1} + j \frac{P_{12}^H X_{12} - Q_{12}^H R_{12}}{U_1}$$

$$3) \quad U_{\Delta 12} = \frac{P_{12}^H X_{12} + Q_{12}^H R_{12}}{U_1} - j \frac{P_{12}^H R_{12} - Q_{12}^H X_{12}}{U_1}$$

7. КРМ с помощью СТК проводится при:

- 1) избытке реактивной мощности;
- 2) при недостатке реактивной мощности;
- 3) при балансе реактивной мощности.
- 4) как при избытке реактивной мощности, так и при ее недостатке.

8. Выбрать правильную статическую характеристику типовой обобщенной нагрузки по напряжению из приведенных на рисунке:



9. Нагрузка задается постоянной проводимостью при расчете:

- 1) установившихся режимов при напряжении равным номинальному
- 2) электромагнитных переходных процессов
- 3) электромеханических переходных процессов
- 4) установившихся режимов при линейной зависимости нагрузки от напряжения

10. В автотрансформаторах путем изменения числа витков обмотки регулируется напряжение на:

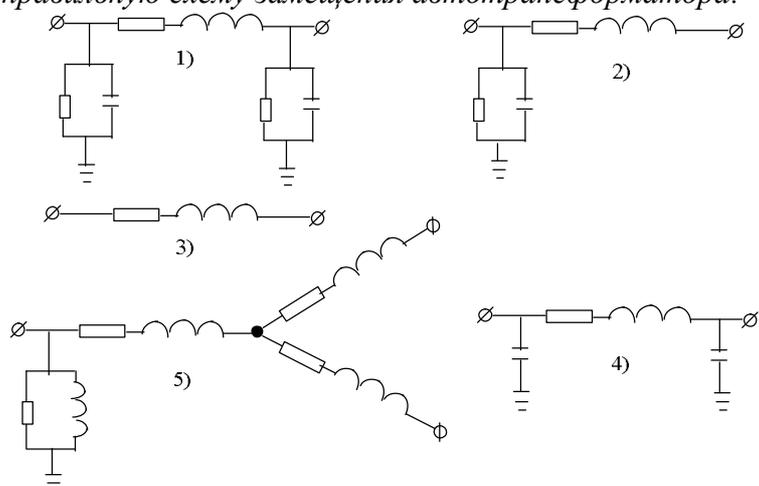
- 1) на стороне высокого напряжения
- 2) на стороне среднего напряжения
- 3) на стороне низкого напряжения

11. Устройство РПН в трансформаторе применяется для регулирования:

- 1) тока
- 2) мощности
- 3) напряжения

Тест №3

1. Выбрать правильную схему замещения автотрансформатора:



2. Выбрать правильное выражение для определения падения напряжения линии при расчете по данным конца:

$$1) \quad U_{\Delta 12} = \frac{P_{12}^K R_{12} + Q_{12}^R X_{12}}{U_1} + j \frac{P_{12}^K X_{12} - Q_{12}^K R_{12}}{U_1}$$

$$2) \quad U_{\Delta 12} = \frac{P_{12}^K R_{12} + Q_{12}^R X_{12}}{U_2} + j \frac{P_{12}^K X_{12} - Q_{12}^K R_{12}}{U_2}$$

$$3) \quad U_{\Delta 12} = \frac{P_{12}^K X_{12} + Q_{12}^R R_{12}}{U_2} - j \frac{P_{12}^K R_{12} - Q_{12}^K X_{12}}{U_2}$$

3. Выбрать правильное выражение для определения падения напряжения в конце линии:

$$1) \quad \underline{U}_2 = \underline{U}_1 + \Delta U_{12}^H + j\delta U_{12}^H$$

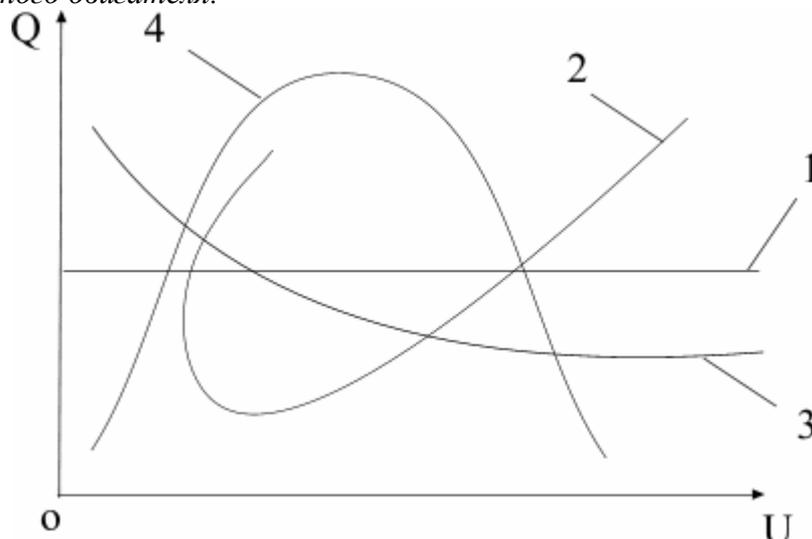
$$2) \quad \underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \Delta U_{12}^H - j\delta U_{12}^H$$

$$3) \quad \underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \Delta U_{12}^K - j\delta U_{12}^K$$

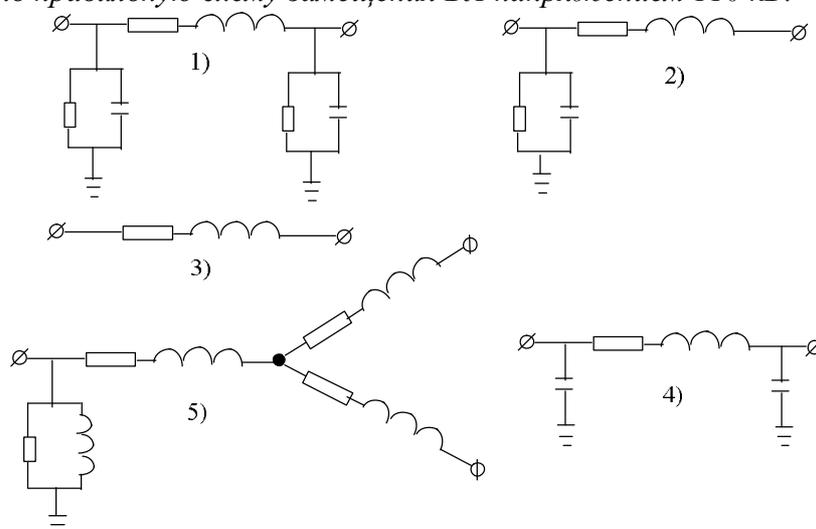
4. Наибольшая потеря напряжения - это:

- 1) потеря напряжения на последнем участке сети
- 2) суммарная потеря напряжения на всех участках сети
- 3) потеря напряжения на головном участке сети

5. Выбрать из приведенных на рисунке статическую характеристику реактивной мощности асинхронного двигателя:



6. Выбрать правильную схему замещения ВЛ напряжением 110 кВ:



7. Статические характеристики нагрузок по напряжению используются при расчетах:

- 1) послеаварийных установившихся режимов при отличии напряжения от номинального
- 2) электромагнитных переходных процессах
- 3) послеаварийных установившихся режимов при дефиците мощности
- 4) аварийных режимах при коротком замыкании

8. К пассивным элементам схемы замещения эл.сети, используемой при расчетах установившихся режимов, относятся:

- 1) генераторы
- 2) трансформаторы и линии
- 3) коммутационные аппараты

10. Выбрать правильную формулу для определения уравнительной мощности при $U_1 > U_2$:

$$1) \Delta S_{ур} = \frac{U_2 - U_1}{Z_{12}^*} U_{ном}$$

$$2) \Delta S_{ур} = \frac{U_1 - U_2}{Z_{12}} U_{ном}$$

$$3) \Delta S_{ур} = \frac{U_1^* - U_2^*}{Z_{12}^*} U_{ном}$$

11. Компенсацией реактивной мощности называется:

- 1) потребление реактивной мощности
- 2) дополнительную выработку активной мощности
- 3) выработку и потребление реактивной мощности

Тест №4

1. Выбрать правильное выражение для определения напряжения в начале линии:

$$1) \underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \Delta \underline{U}_{12}^k + j\delta \underline{U}_{12}^k$$

$$2) \underline{U}_1 = \underline{U}_2 - \Delta \underline{U}_{12}^k - j\delta \underline{U}_{12}^k$$

$$3) \underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \Delta \underline{U}_{12}^H + j\delta \underline{U}_{12}^H$$

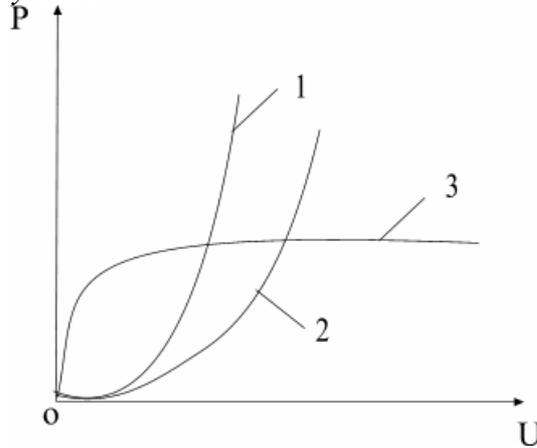
2. Идеальный трансформатор:

- 1) обладает сопротивлением, но не имеет коэффициента трансформации
- 2) не имеет сопротивления, но обладает коэффициентом трансформации
- 3) имеет сопротивления и коэффициент трансформации

3. Устройство ПБВ трансформатора предназначено для регулирования напряжения:

- 1) под нагрузкой без отключения от сети на стороне НН трансформатора
- 2) без нагрузки с отключением от сети
- 3) под нагрузкой без отключения от сети на стороне ВН трансформатора

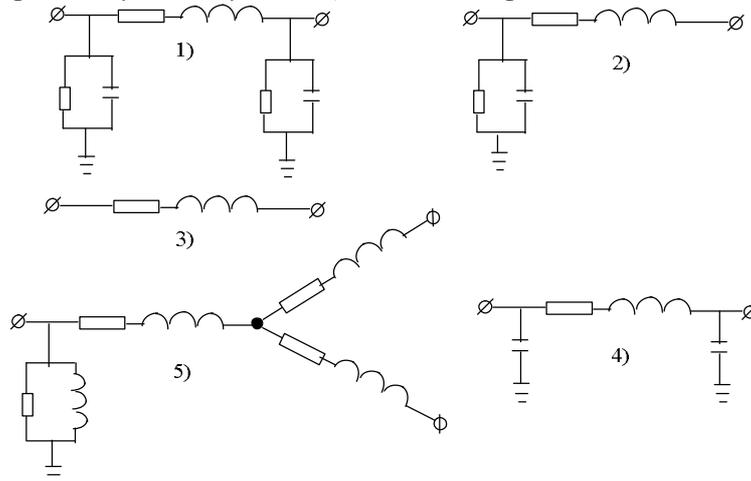
4. Расставить нумерацию кривых статических характеристик осветительной нагрузки в соответствии с рисунком:



- при $r_H = \text{const}$; - при $r_H = f(U)$;

- зависимость сопротивления ламп на накаливание от напряжения

5. Выбрать правильную схему замещения ВЛ напряжением 500 кВ:



6. Вероятной характеристикой нагрузки используемой при точном расчете потерь мощности является:

- 1) средняя мощность
- 2) минимальная мощность
- 3) максимальная мощность
- 4) эффективная мощность

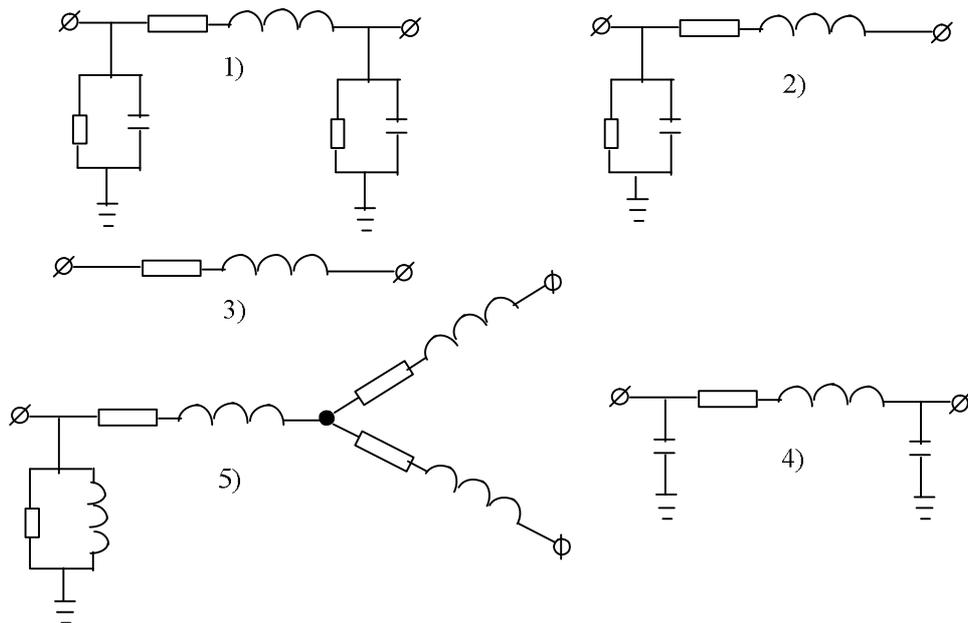
7. Ток в линии при расчете по данным конца определяется так:

$$1) \underline{I}_{12} = \frac{\underline{S}_{12}^K}{\sqrt{3} \underline{U}_2} \quad 2) \underline{I}_{12} = \frac{\underline{S}_{12}^{*K}}{\sqrt{3} \underline{U}_2} \quad 3) \underline{I}_{12} = \frac{\underline{S}_{12}^{*K}}{\sqrt{3} \underline{U}_2^*}$$

8. Статические характеристики нагрузки - это:

1. Зависимости мощности нагрузки от напряжения или частоты при медленных изменениях параметров режима.
2. Зависимости мощности нагрузки от напряжения или частоты при быстрых изменениях параметров режима.
3. Зависимости тока нагрузки от частоты при быстрых изменениях параметров режима.
4. Зависимости тока нагрузки от напряжения при медленных изменениях параметров режима.

9. Выбрать правильную схему замещения кабельной линии напряжением 35 кВ:



10. Вероятностной характеристикой нагрузки по которой осуществляется выбор элементов электрической сети является:

- 1) средняя мощность
- 2) минимальная мощность
- 3) максимальная мощность

11. Ток в линии при расчете по данным начала определяется так:

$$1) I_{12} = \frac{S_{12}^{*H}}{\sqrt{3}U_2^*}$$

$$2) I_{12} = \frac{S_{12}^{*H}}{\sqrt{3}U_1^*}$$

$$3) I_{12} = \frac{S_{12}}{\sqrt{3}U_1}$$

Контрольные задания

В процессе изучения дисциплины (после каждого практического занятия) студенты последовательно разрабатывают предложенные в задании вопросы и защищают их согласно графику, указанному в учебно-методической (технологической) карте дисциплины. На последнем практическом занятии студенты защищают комплексное задание целиком, с его анализом и оценкой принятых инженерных решений. Все задачи, включённые в задания, даны в нескольких вариантах, поэтому каждый студент получает шифр индивидуального задания, выдаваемый руководителем.

Задание №1

Выбрать сечение проводов, определить напряжение в конце двухцепной линии электропередачи, построить векторную диаграмму напряжений и токов линии (в масштабе). Данные приведены в табл. 1.

Задание №2

Выбрать сечение проводов двухцепной ВЛ 220 кВ для получения желаемых уровней напряжения $U_{необх}$. Подобрать ответвления на вывод обмоток СН трансформатора и ответвление регулируемых вольтодобавочных трансформаторов, включаемых на стороне НН. Данные приведены в табл. 1.

Задание №3

Выбрать тип и число синхронных компенсаторов для регулирования напряжения в сети. Схема приведена на рис. Исходные данные приведены в табл. 1.

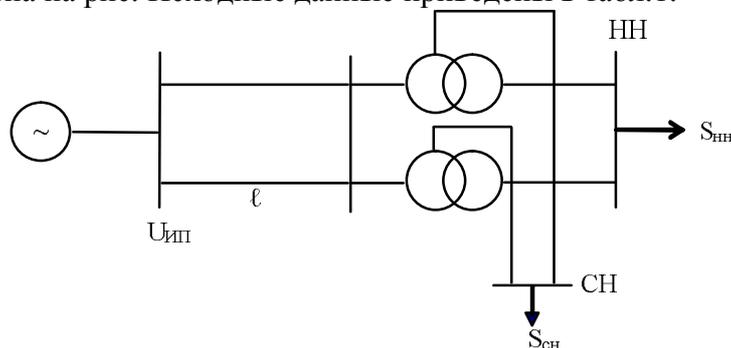


Таблица 1.

№ варианта	$U_{лп}$, (кВ)	l , (км)	$S_{сн}$, МВА	$S_{нн}$, МВА	$U_{жел.}^{сн}$, (кВ)	$U_{жел.}^{нн}$, (кВ)
1	242	84	91+j48	70+j30	120	10,4
2	237	90	77+j 41	33+ j 20	121	10,2
3	240	103	94+ j32	67 + j35	118	10,5
4	241	102	100+j45	100+ j50	120	10
5	230	105	55+ j26	40+ j18	120	10,5
6	235	84	90+ j40	100+ j45	124	10,3
7	242	110	110+ j50	180+ j80	123	10,1
8	240	67	50+ j22	45+ j20	121	10,5
9	238	94	82+ j54	37+ j20	120	10,3
10	229	91	43+ j22	43+ j21	120	10,5
11	236	112	69+ j45	43+ j30	119	10,4
12	228	100	71+ j42	52+ j27	119	10,4
13	240	94	74+ j40	52+ j35	120	10,3
14	238	70	73+ j38	52+ j30	119	10,4
15	240	86	60+ j37	44+ j28	120	10,5
16	239	111	69+ j39	41+ j27	118	10,5
17	227	96	81+ j40	50+ j29	121	10,4
18	234	120	88+ j64	37+ j20	118	10,5
19	236	120	75+ j40	52+ j33	117	10,5
20	230	85	80+ j45	43+ j21	120	10,4

Варианты с 20 по 40 такие же как и с 1 по 20, но с увеличением нагрузки в 1,5 раза.

Задание №4

Определить необходимое число конденсаторов, номинальное напряжение и установленную мощность батареи конденсаторов для следующих условий. Районная понижающая подстанция связана с центром питания ВЛЭП длиной l . Наибольшая расчетная нагрузка подстанции приведена в таблице. По условиям работы потребителей потери напряжения в ВЛЭП при этой нагрузке не должны превышать $\Delta U_{\text{доп}}$, %, приведенную в таблице. Для снижения потерь напряжения в каждую фазу ВЛ необходимо включить однофазные трансформаторные конденсаторы, напряжением 0,66 кВ.

Исходные данные

№ варианта	U источника питания, кВ	Марка провода	Длина ВЛ, км	Количество цепей	Расчетная нагрузка подстанции, МВА	Допустимые потери напряжения, %
1	112	АС-120	100	2	30+j20	5
2	115	АС-185	20	1	45+j25	6
3	220	АС-240	150	1	80+j40	8
4	230	АС-300	180	2	100+j55	7
5	117	АС-150	110	1	40+j25	5
6	225	АС-400	200	2	120+j50	8
7	110	АС-240	105	2	50+j25	6
8	235	АС-240	170	1	110+j50	7
9	120	АС-150	120	2	68+j32	6
10	119	АС-185	135	1	74+j38	5
11	229	АС-400	220	1	160+j38	4
12	116	АС-150	117	2	96+j54	5
13	110	выбрать	90	2	70+j25	5
14	220	выбрать	110	2	85+j51	5,5
15	110	выбрать	105	2	61+j24	5,7
16	10	АС-35	25	1	5+j3	3
17	220	АС-240	110	2	145+j75	5
18	35	АС-120	87	1	40+j25	4,7
19	120	АС-185	87	1	42+j21	5,5
20	232	АС-240	150	1	130+j90	6,5
21	115	АС-120	115	1	15+j10	4,7
22	112	АС-150	93	2	43+j21	4,5
23	117	АС-185	99	1	33+j25	4,6
24	117	АС-150	90	1	51+j20	4,5
25	35	выбрать	42	2	37+j20	5,5
26	117	АС-240	105	1	45+j24	4,3
27	110	выбрать	77	2	49+j28	5,2
28	110	АС-150	120	1	45+j40	7
29	225	АС-240	123	1	77+j50	6,1
30	35	выбрать	42	2	32+j18	5
31	220	выбрать	110	2	110,5+j66,3	5,5
32	220	АС-240	150	1	120+j60	8
33	220	АС-240	110	2	188,5+j97,5	5
34	220	выбрать	110	2	127,5+j76,5	5,5
35	220	АС-240	110	2	217,5+j112,5	5

Задание №5

Проверить возможность неполнофазного режима при отключении одной фазы ВЛ напряжением 220 кВ, питающей трехфазный автотрансформатор АТ. Обмотки автотрансформатора соединены по схеме Y_{-o}/Δ . Мощность трехфазного к.з. на шинах 220 кВ автотрансформатора равна 4000 МВА. Исходные данные приведены в табл.1.

Задание №6

Для понижающего трансформатора определить параметры схемы замещения; по типовым годовым графикам нагрузок определить среднеквадратичный ток, число часов использования максимальной нагрузки T_m , время максимальных потерь t_m , расход электроэнергии за год, годовые потери энергии за год. Коэффициенты мощности обмоток низкого (НН) и среднего (СН) напряжения принять равными соответственно 0,9 и 0,8. Исходные данные приведены в табл.1.

Комплексное задание для контроля знаний студентов

Вариант № 1

В качестве источников питания районной электрической сети могут быть подстанция питающей сети неограниченной мощности напряжением 500/220/110/35 кВ и ГЭС с РУ 500 и 220 кВ. Расположение источников питания и подстанций районной электрической сети показано на рис. 1. Электрическая сеть питает потребители Амурской области. Нагрузки подстанций приведены в таблице 1.

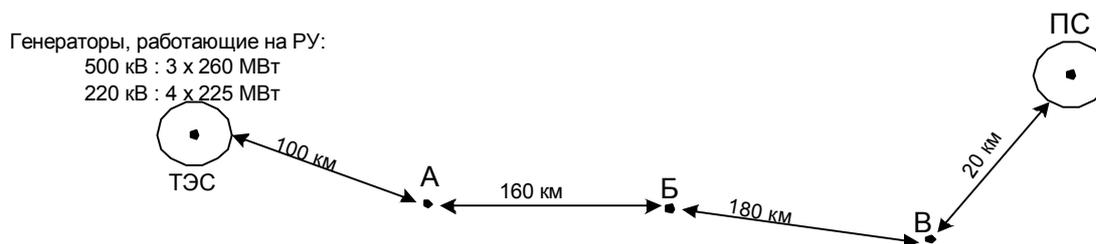


Рис.1. План расположения подстанций и ИП

Таблица 1. Нагрузки подстанций и категорийность ЭП

Наименование подстанций	P _{ср} МВт	Q _{ср} Мвар	P _{мах} МВт	Q _{мах} Мвар	Категорийность ЭП		
					I	II	III
А	52	30	60	38	10	60	30
Б	100	50	130	60	20	50	30
В	80	40	92	52	15	65	20

Разработать районную электрическую сеть, решив при этом следующие вопросы:

- 1) Выбрать схему эл. сети и номинальное напряжение.
- 2) Какие способы регулирования напряжения необходимо применить в данной сети, чтобы поддержать требуемые уровни напряжения на шинах 10 кВ подстанций А, Б, В.
- 3) Разработать схему электрической сети и подстанции с расстановкой необходимых компенсирующих устройств при условии установки на подстанции трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов. Напряжение СН трансформатора принять на ступень ниже напряжения ВН, НН – 10 кВ. Выбрать тип и мощность трансформаторов.
- 4) Определить потери мощности и энергии в электрической сети.

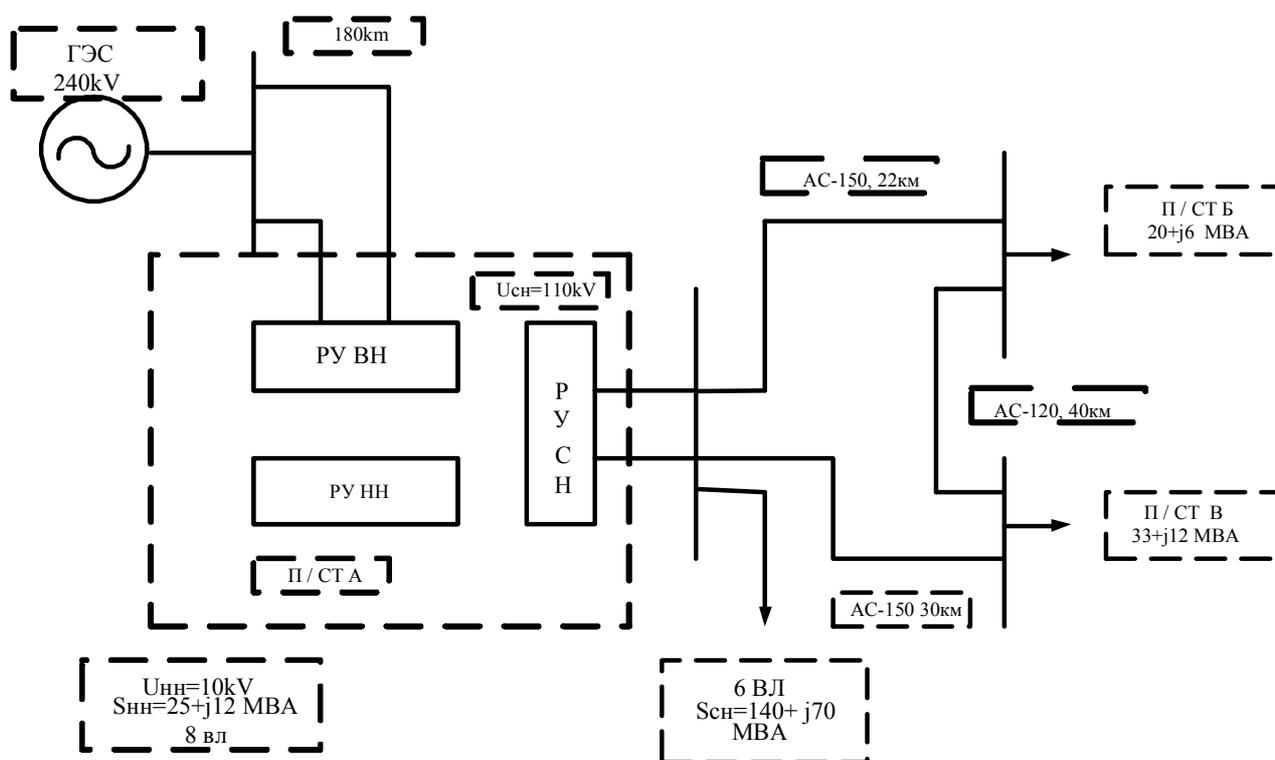
Вариант № 2

УРП с максимальной нагрузкой стороны среднего напряжения трансформаторов, равной $(150 + j 90)$ МВА и стороны низшего напряжения, равной $(35 + j 20)$ МВА, питается от ТЭС с генераторами 5хТВФ-100. Расстояние между ними 100км.

- 1) Выбрать вариант выполнения электропередачи и разработать однолинейную схему УРП, если $U_{ном СН}$ на ступень ниже $U_{ном ВН}$, $U_{ном НН} = 10$ кВ. От шин СН УРП отходит 8 воздушных линий.
- 2) Определить фактические напряжения на сторонах СН и НН трансформатора и показать как поддерживать на средней стороне значение напряжения трансформатора равное $1,05 U_{ном}$, на низшей стороне – 10,3 кВ.
- 3) Как выбрать необходимые средства для компенсации реактивной мощности в рассматриваемой электрической сети.
- 4) Дать алгоритм расчета потерь мощности и энергии в электрической сети. Определить потери мощности и энергии на УРП.

Вариант № 3

Для заданной конфигурации сети:



- 1) Решить вопрос компенсации реактивной мощности в данной схеме, предварительно выбрав недостающие элементы в схеме.
- 2) Охарактеризовать устройство и принцип работы выбранного компенсирующего устройства.
- 3) Решить вопросы регулирования напряжения, на шинах СН подстанции А необходимо поддерживать напряжение, равным 120 кВ.
- 4) Определить потери мощности и энергии в электрической сети.

Вариант № 4

Потребители подстанций А, Б, В в основном относятся к потребителям I и II категории по надежности и получают питание согласно схеме сети, приведенной на рис. 1. К подстанции Б подключен потребитель, в состав нагрузки которого входит выпрямительная нагрузка (31%). Данная сеть расположена в Хабаровском крае. График нагрузки подстанции А приведен на рис.2.

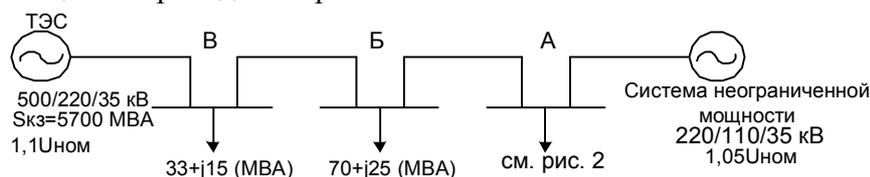


Рис.1 Схема эл. сети

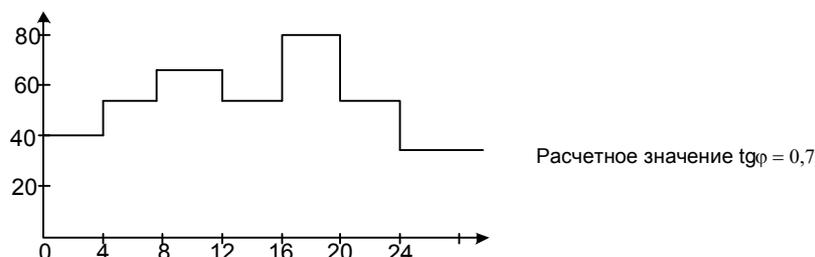


Рис. 2 График нагрузки п\ст А

- 1) Привести алгоритм установившегося режима на примере эл. схемы, приведенной на рис.1, предварительно решив вопрос компенсации реактивной мощности в сети.
- 2) Определить потери мощности и энергии в электрической сети.
- 3) Оценить влияние регулирования возбуждения генераторов ГЭС на систему управления ЭЭС. Обосновать свой ответ на примере рис.1.
- 4) Как осуществлять оптимизацию режима по реактивной мощности?

Вариант № 5

Схема электропередачи приведена на рис.1. Двухступенчатый график нагрузки подстанции – на рис. 2, $\text{tg } \varphi$ нагрузки равен 0,8 и 0,7 на стороне СН.

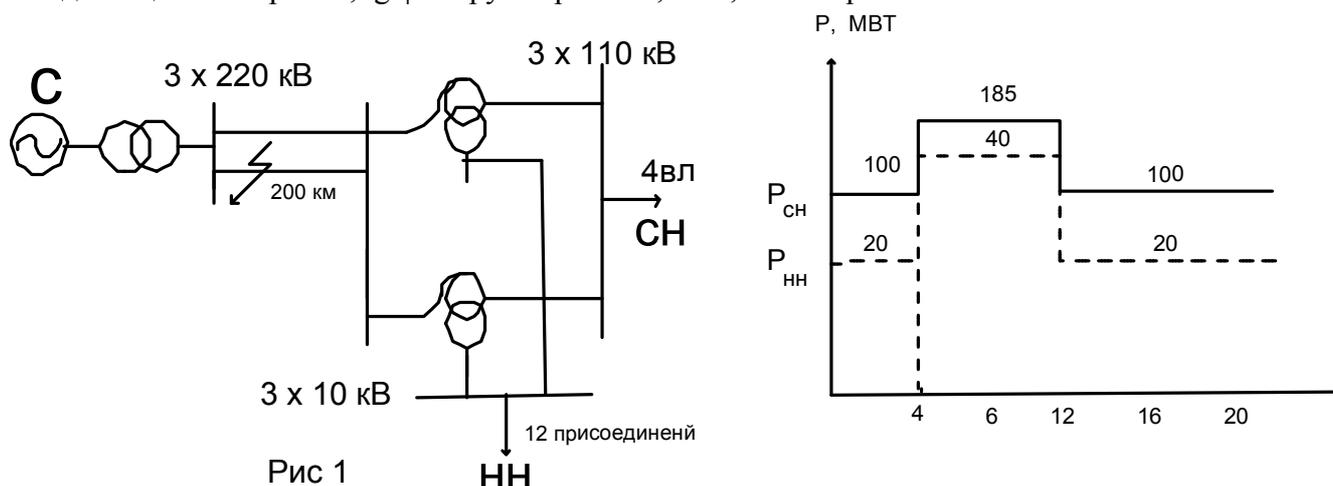


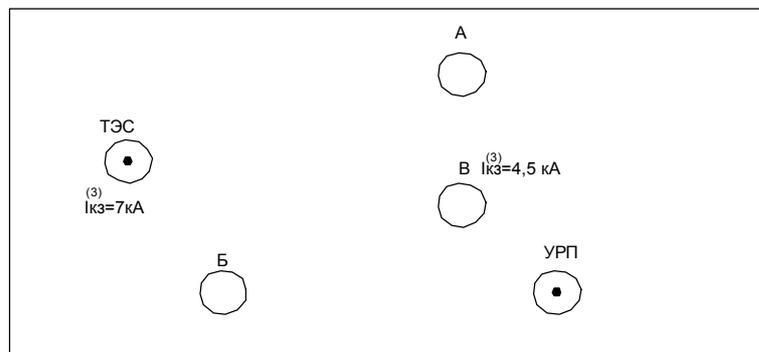
Рис 1

- 1) Выбрать марку и сечение проводов ВЛ. ВЛ проходит по территории Дальнего Востока.
- 2) Выбрать средства компенсации реактивной мощности в данной схеме для поддержания напряжений 115 кВ и 10 кВ.
- 3) Решить вопросы регулирования напряжения по ГОСТ 13109-97.
- 4) Определить потери мощности и энергии в электрической сети.

Вариант № 6

Расположение подстанций потребителей и источников питания показано на рис. Нагрузки подстанций приведены в таблице 1.

План расположения подстанций и ИП



Масштаб : в 1 см=20 км

Таблица 1- Нагрузки подстанций

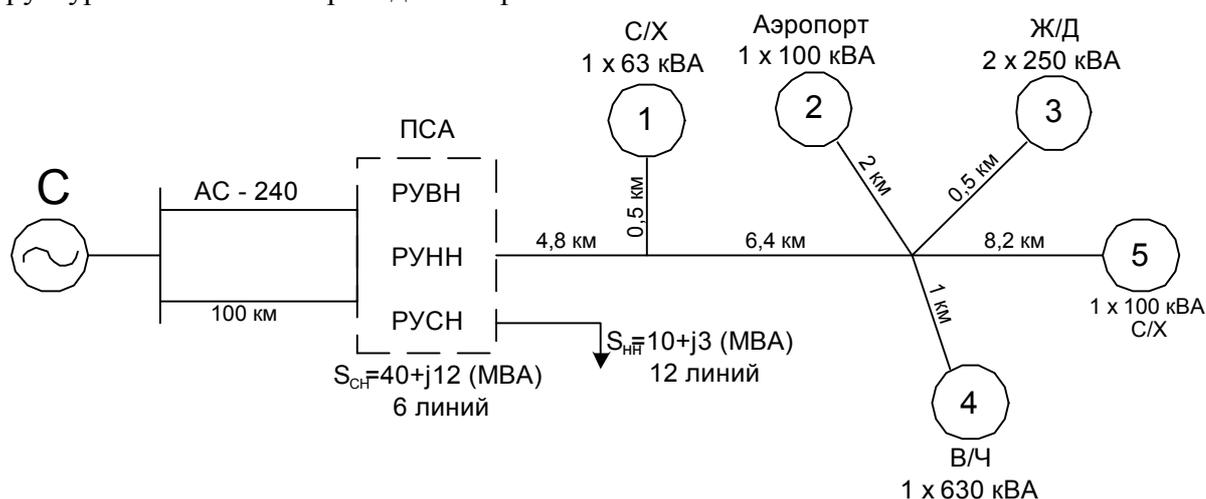
наименование ПС	$P_{ср}$, МВт	$Q_{ср}$, МВт	$K_{фP}$	$K_{фQ}$	K_{MP}	K_{MQ}
А	50	20	1,15	1,1	1,05	1
Б	80	15	1,1	1,05	1,1	1,05
В	30	8	1,2	1,1	1,15	1,1

Разработать распределительную сеть Дальнего Востока, если потребители подстанций А, В относятся в основном ко II категории, решив следующие вопросы:

- 1) Выбрать оптимальный вариант схемы сети по потерям мощности.
- 2) Дать алгоритм выбора номера отпайки РПН.
- 3) Какие виды регулирования напряжения наиболее целесообразны для выбранной схемы?
- 4) Как определить запас статической устойчивости? Влияет ли на него применение устройств компенсации реактивной мощности и как?

Вариант № 7

Структурная схема сети приведена на рис 1.



- 1) Выбрать сечения ВЛ 10 кВ и проверить их по допустимой потере напряжения.
- 2) Критерии оценки устойчивости узла нагрузки. Как будет влиять на устойчивость установка на шинах НН ПС А управляемого компенсирующего устройства.
- 3) Какие виды регулирования напряжения наиболее целесообразны для выбранной схемы?
- 4) Определить потери мощности и энергии в сети.

Вариант № 8

При реконструкции эл. сети 10 кВ к существующей подстанции А предусматривается дополнительное подключение четырех присоединений.

При этом суммарная длина сети 10 кВ будет 50 км.

Схема сети после реконструкции приведена на рис. 1.

Нагрузка дана в МВА.

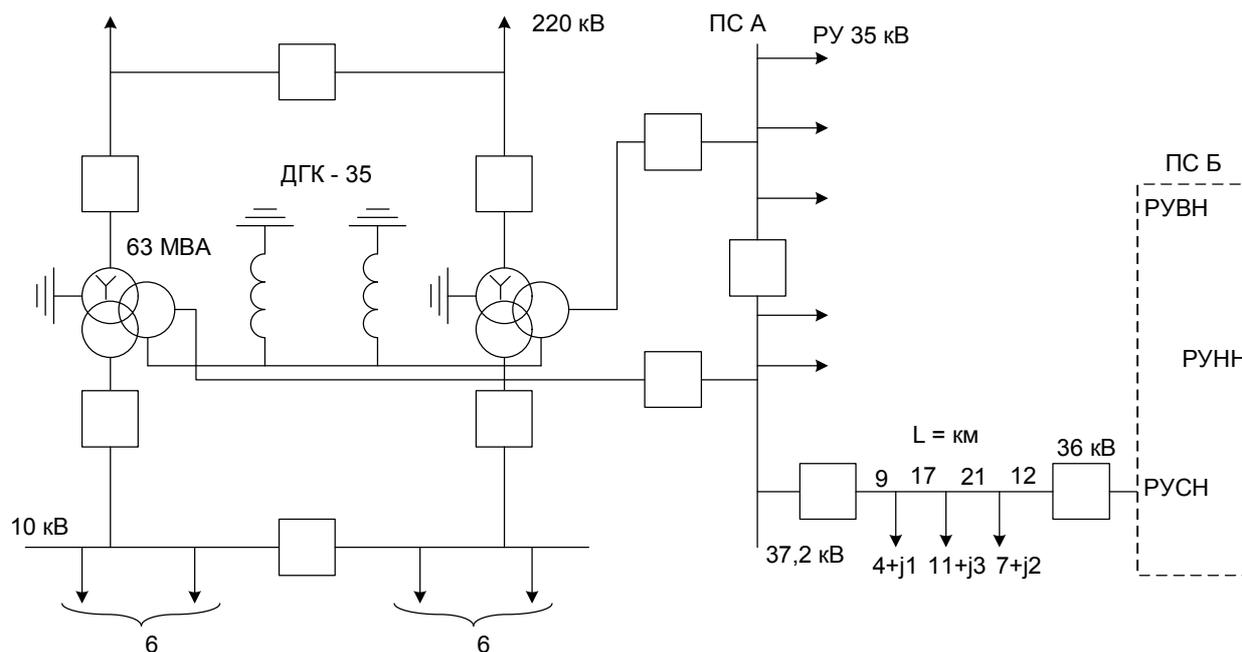


Рисунок 1

1) Произвести расчет режима в сети 35 кВ, обеспечив требуемое качество электроэнергии.

2) Нужна ли компенсация емкостных токов в сети 10 кВ после ее реконструкции? Если да, то выбрать мощность компенсирующих устройств. С какой целью установлены ДГК – 35 кВ на ПС А? Ответ обосновать.

3) Выбрать и расставить в схеме ПС А средства для компенсации реактивной мощности.

4) Определить потери мощности и электроэнергии в рассматриваемой электрической сети.

Вопросы к зачету

1. Способы повышения эффективности функционирования ЭЭС (регулирование напряжения в узлах нагрузки и у источников питания, КРМ, снижение потерь электроэнергии, улучшение качества электроэнергии).
2. Характеристика устройств регулирования напряжения и реактивной мощности в зависимости от вида регулирования и способа управления.
3. Регулирование напряжения и реактивной мощности с помощью синхронных генераторов, синхронных компенсаторов и синхронных двигателей.
4. Регулирование напряжения и реактивной мощности с помощью батарей статических конденсаторов, шунтирующих реакторов, статических тиристорных компенсаторов.
5. Назначение, методы и способы регулирования напряжения.
6. Сущность встречного регулирования напряжения.
7. Регулирование напряжения на электростанциях, районных подстанциях.
8. Регулирование напряжения с помощью силовых трансформаторов, линейных регуляторов и автотрансформаторов.
9. Принцип работы устройств РПН и ПБВ.
10. Расчет и выбор напряжения ответвления и номера отпайки устройства РПН.
11. Регулирование напряжения изменением сопротивления сети и изменением потоков мощности.
12. Типовая система регулирования напряжения в сети. Связь между режимом напряжения, распределением реактивной мощности и экономичностью работы сети.
13. Регулирование напряжения и реактивной мощности как задача оптимизации режима.
14. Методы и способы регулирования напряжения на иерархических уровнях АСДУ.
15. Сравнение способов регулирования напряжения.
16. Особенности реактивной мощности. Причины, приводящие к необходимости КРМ. Назначение КРМ. КРМ в эл. системах и сетях потребителей.
17. Выбор и расстановка компенсирующих устройств из условия баланса реактивной мощности в энергосистеме.
18. Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением. Регулирующий эффект нагрузки.
19. Выбор и расстановка компенсирующих устройств из условия равенства коэффициентов мощности на отдельных подстанциях.
20. Выбор и расстановка компенсирующих устройств из условия снижения потерь мощности и электроэнергии, а также регулирования напряжения.
21. Системный подход к задаче компенсации реактивной мощности.
22. Общая характеристика методов расчета потерь электроэнергии. Детерминированные и вероятностно-статистические методы.
23. Сущность методов графического интегрирования и времени наибольших потерь.
24. Методы расчета потерь: по τ_p и τ_q ; по методу двух τ ; по средним нагрузкам.
25. Классификация мероприятий по снижению потерь электроэнергии.
26. Оптимизация режима питающей сети по реактивной мощности, напряжению и коэффициентам трансформации.
27. Регулирование уровня напряжения в питающей сети.
28. Снижение влияния неоднородности замкнутых сетей. Размыкание контуров сети.
29. Расчет снижения потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях от внедрения организационных и технических мероприятий.
30. Мероприятия по изменению схемы сети с целью снижения потерь электроэнергии.
31. Оценка допустимости режимов работы электрооборудования. Нормирование качества электроэнергии.
32. Определение допустимой потери напряжения в распределительных сетях.
33. Практические методы расчета показателей качества электроэнергии.
34. Способы и технические средства повышения качества электроэнергии.

Вопросы на коллоквиум №1

1. Основные способы повышения эффективности функционирования электрических систем (регулирование напряжения в узлах нагрузки и у источников питания, компенсация реактивной мощности (КРМ), снижение потерь электроэнергии, улучшение качества электроэнергии).
2. Характеристика устройств регулирования напряжения и реактивной мощности в зависимости от вида регулирования и способа управления.
3. Регулирование напряжения и реактивной мощности с помощью синхронных генераторов, синхронных компенсаторов и синхронных двигателей.
4. Регулирование напряжения и реактивной мощности с помощью батарей статических конденсаторов, шунтирующих реакторов, статических тиристорных компенсаторов.
5. Назначение, методы и способы регулирования напряжения.
6. Сущность встречного регулирования напряжения.
7. Регулирование напряжения на электростанциях, районных подстанциях.
8. Регулирование напряжения с помощью силовых трансформаторов, линейных регуляторов и автотрансформаторов.
9. Принцип работы устройств РПН и ПБВ.
10. Расчет и выбор напряжения ответвления и номера отпайки устройства РПН.
11. Регулирование напряжения изменением сопротивления сети и изменением потоков мощности.
12. Типовая система регулирования напряжения в сети. Связь между режимом напряжения, распределением реактивной мощности и экономичностью работы сети.
13. Регулирование напряжения и реактивной мощности как задача оптимизации режима.
14. Методы и способы регулирования напряжения на иерархических уровнях АСДУ.
15. Сравнение способов регулирования напряжения.

Вопросы на коллоквиум №2

1. Особенности реактивной мощности. Причины, приводящие к необходимости КРМ. Назначение КРМ.
2. Выбор и расстановка компенсирующих устройств из условия баланса реактивной мощности в энергосистеме.
3. Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением. Регулирующий эффект нагрузки.
4. Выбор и расстановка компенсирующих устройств из условия равенства коэффициентов мощности на отдельных подстанциях.
5. Выбор и расстановка компенсирующих устройств из условия снижения потерь мощности и электроэнергии, а также регулирования напряжения.
6. Системный подход к задаче компенсации реактивной мощности.
7. Общая характеристика методов расчета потерь электроэнергии. Детерминированные и вероятностно-статистические методы.
8. Сущность методов графического интегрирования и времени наибольших потерь.
9. Методы расчета потерь: по " τ_p и τ_q "; по методу двух " τ "; по средним нагрузкам.
10. Классификация мероприятий по снижению потерь электроэнергии.
11. Оптимизация режима питающей сети по реактивной мощности, напряжению и коэффициентам трансформации.
12. Регулирование уровня напряжения в питающей сети.
13. Снижение влияния неоднородности замкнутых сетей. Размыкание контуров сети.
14. Расчет снижения потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях от внедрения организационных и технических мероприятий.
15. Мероприятия по изменению схемы сети с целью снижения потерь электроэнергии.

Список использованной литературы

5. Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. Электрическая часть станций и подстанций. Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.
6. Правила устройства электроустановок. - 7-е изд. перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2003.
7. Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ: В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов) - М.: Изд-во МЭИ, 2002, 964 с.
8. Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. Проектирование электрической части электростанций и подстанций. Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2002.
9. Ю.В. Мясоедов, Н.В.Савина, А.Н.Козлов Автоматизация в курсовом и дипломном проектировании. Благовещенск, 2000.
10. Ю.В. Мясоедов, Н.В.Савина, А.Н.Козлов Автоматизация в курсовом и дипломном проектировании. Благовещенск, 2000.
11. Савина Н.В., Мясоедов Ю.В., Дудченко Л.Н. Электрические сети в примерах и расчетах: Учебное пособие, изд. АмГУ 1999, 238 с.
12. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях. / В.В. Ежков, Г.К. Зарудский, Э.Н. Зуев и др. : Под ред. В.А. Строева. М.: Высшая школа 1999.
13. Электрические системы. Электрические сети. / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др. : Под ред. В.А. Веникова и В.А. Строева. М.: Высшая школа, 1998.
14. Переходные процессы электрических систем в примерах и иллюстрациях. Под ред. В.А. Строева. – М.: Знак, 1996. – 224 с., ил.
15. Мохов В.Б., Бирило И.А. Методические указания к курсовому проектированию. «Районная электрическая сеть» - Благовещенск, 1993г.
16. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
17. Справочник по проектированию электроснабжения. / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
18. Блок В.М. Пособие по курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей, М.: Высшая школа, 1989.
19. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 592 с.: ил.
20. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов эл.сетей и систем, М.: Энергоатомиздат, 1988.
21. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию / Под ред. А.А.Фёдорова. М.: Энергоатомиздат, 1986.
22. Блок В.М. Электрические сети и системы, М.: Высшая школа, 1986.- 430 с.
23. Веников В.А. и др. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / В.А. Веников, В.И. Идельчик, М.С. Лисеев. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 216 с.
24. Справочник по проектированию электрических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро, М.: Энергия, 1985.- 352 с.
25. Совалов С.А. Режимы единой энергосистемы, М.: Энергоатомиздат, 1983.- 384 с.
26. Мельников Н.А. Электрические сети и системы, М.: Энергия, 1975.- 464 с.
27. Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей / Под ред. В.А.Веникова, М.: Высшая школа, 1975.- 344 с.
28. Электрические системы. Т.2 Электрические сети / Под ред. В.А. Веникова, М.: Высшая школа, 1971.- 440 с.
29. УМКД по дисциплине «Спецкурс ЭЭС».

Нормативные, правовые, организационно-распорядительные, методические и информационные документы по вопросам реактивной мощности и напряжения, снижения потерь электроэнергии

24. «Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям», утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861.
25. «Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг», утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861 (в редакции Постановления Правительства РФ от 31 августа 2006 года № 530).
26. Постановление Правительства РФ от 31 августа 2006 года № 530 «Об утверждении правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики».
27. «Методические указания по проектированию развития энергосистем», утвержденные приказом Минпромэнерго России от 30 июня 2003 года № 281.
28. «Инструкция по проектированию городских электрических сетей». РД 34.20.185-94 (СО 153-34.20.185-94, приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 14.08.2003 №4 22).
29. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. Указания по выбору средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности при проектировании сельскохозяйственных объектов и электрических сетей сельскохозяйственного назначения. (СО 153-34.20.112 (РД 34.20.112), приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 14.08.2003 №4 22).
30. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 № 229, зарегистрированные в Минюсте (регистрационный № 4799 от 20 июня 2003 года).
31. ГОСТ 13109-97 (Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах энергоснабжения общего назначения).
32. ГОСТ 721-77 (Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальное напряжение свыше 1000 вольт).
33. ГОСТ 21128-83 (Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальное напряжение до 1000 вольт).
34. Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 25.10.2005 № 703 «О лицензировании деятельности по продаже электрической энергии и обязательной сертификации электрической энергии в сетях общего назначения» (и дополнение к нему от 31.07.2006 № 527).
35. Информационное письмо ОАО РАО «ЕЭС России» от 7.07.2006 № ВП-170 «О рекомендациях к разработке программ «Реактивная мощность» и «Повышение надежности распределительных электрических сетей».
36. Воротницкий В.Э., Калинкина М.А. Расчет, нормирование и снижение потерь в электрических сетях. – М.: ИПК госслужбы, 2000.
37. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
38. Железко Ю.С. Систематические и случайные погрешности методов расчета нагрузочных потерь электроэнергии // Электрические станции. – 2001. – № 12.
39. Железко Ю.С. Принципы нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях и программы обеспечения расчетов // Электрические станции. – 2001. – № 9.
40. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов. – М.: ЭНАС, 2003.

41. Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. – 2001. – № 10.
42. Железко Ю.С. Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения // Электрические станции. – 2001. – № 8.
43. И.34-7-030-87. Инструкция по расчету и анализу технического расхода электроэнергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергосбережений. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
44. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
45. «Порядок расчета и обоснования нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям», утв. Приказом Минпромэнерго РФ от 04.10.05 № 267.
46. Сборник нормативных и методических документов по измерениям, коммерческому и техническому учету электрической энергии и мощности. – М.: НЦ ЭНАС, 1998.

ПРИЛОЖЕНИЕ

РУКОВОДЯЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ МОСКВА, 2003 г.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Руководящие указания устанавливают требования, которым должны удовлетворять энергосистемы и их объединения в отношении устойчивости.

1.2. Руководящие указания являются обязательными для проектных и эксплуатационных организаций. Действующие отраслевые директивные материалы до их пересмотра сохраняют силу в частях, не противоречащих настоящим Руководящим указаниям.

1.3. Требования к устойчивости энергосистем могут быть изменены по сравнению с указанными в настоящем документе с учетом конкретных условий при наличии технико-экономического обоснования.

2. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

2.1. В Руководящих указаниях понятие "*энергосистема*" понимается как технический объект и применяется для обозначения любой совокупности электростанций, приемников электрической энергии и электрических сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима.

2.2. Связи и сечения

2.2.1. *Связью* называется последовательность сетевых элементов, соединяющих две части энергосистемы. В понятие "связь" могут быть включены промежуточные электростанции и узлы нагрузки. Термин «сетевой элемент» понимается расширительно: кроме линий электропередачи и трансформаторов, сюда относятся системы (секции) сборных шин, выключатели и пр.

2.2.2. *Сечение* схемы определяет совокупность таких сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых приводит к полному разделению энергосистемы на две изолированные части.

Различают также понятие «частичное сечение», как совокупность сетевых элементов (часть сечения), отключение которых к делению энергосистемы на две изолированные части не приводит.

2.3. Схема и режим энергосистемы

2.3.1. Исходя из требований к устойчивости, *схемы энергосистемы* подразделяются на **нормальные и ремонтные**.

Ремонтная схема отличается от нормальной тем, что из-за отключенного состояния одного или нескольких элементов электрической сети (а при эксплуатации – также из-за отключенного состояния устройств противоаварийной автоматики) уменьшен максимально допустимый переток в каком-либо сечении (см. также п. 2.3.3).

2.3.2. Различают установившиеся и переходные режимы энергосистем. К установившимся относятся режимы, которые характеризуются неизменными параметрами. Медленные изменения режима, связанные с внутрисуточными изменениями электропотребления и генерации, нерегулярными колебаниями мощностей, передаваемых по связям, работой устройств регулирования частоты и активной мощности и т. п., рассматриваются как последовательность установившихся режимов.

К переходным относятся режимы от начального возмущения до окончания вызванных им электромеханических процессов (с учетом первичного регулирования частоты энергосистемы).

2.3.3. При эксплуатации, исходя из требований к устойчивости энергосистем, перетоки мощности в сечениях в установившихся режимах подразделяются следующим образом:

- **нормальные** (наибольший допустимый переток называется *максимально допустимым*);

- **вынужденные** (наибольший допустимый переток называется *аварийно допустимым*).

Вынужденные перетоки допускаются для предотвращения или уменьшения ограничений потребителей, потери гидроресурсов, при необходимости строгой экономии отдельных видов энергоресурсов, неблагоприятном наложении плановых и аварийных ремонтов основного оборудования электростанций и сети, а также в режимах минимума нагрузки при невозможности уменьшения перетока из-за недостаточной маневренности АЭС (кроме сечений, примыкающих к АЭС; см. также п.п. 3.7–3.8).

2.3.4. При проектировании перетоки мощности в сечениях при установившихся режимах подразделяются следующим образом:

- **нормальные** (наибольший допустимый переток называется *максимально допустимым*),

- **утяжеленные**.

Утяжеленным считается переток, характеризующийся неблагоприятным сочетанием ремонтов основного оборудования электростанций в режимах максимальных и минимальных нагрузок, если общая продолжительность существования таких режимов в течение года не превышает 10%.

2.4. Наиболее тяжелые возмущения, которые учитываются в требованиях к устойчивости энергосистем, называемые *нормативными возмущениями*, подразделены на три группы: I, II и III. В состав групп входят следующие возмущения:

а) **Короткое замыкание (КЗ) с отключением элемента(ов) сети**. Распределение по группам возмущений указано в табл. 1.

Таблица 1

Возмущения	Группы нормативных возмущений в сетях с ном. напряжением, кВ:			
	110–220	330–500	750	1150
<i>КЗ на сетевом элементе, кроме системы (секции) шин:</i>				
Отключение сетевого элемента основными ¹ защитами при однофазном КЗ с успешным АПВ (для сетей 330 кВ и выше – ОАПВ, 110–220 кВ – ТАПВ)	I	I	I	I
То же, но с неуспешным АПВ ²	I	I	I ³ , II	II
Отключение сетевого элемента основными защитами при трехфазном КЗ с успешным и неуспешным АПВ ²	II	–	–	–
Отключение сетевого элемента резервными защитами при однофазном КЗ с успешным и неуспешным АПВ ²	II	–	–	–
Отключение сетевого элемента основными защитами при двухфазном КЗ на землю с неуспешным АПВ ²	–	II	III	III
Отключение сетевого элемента основными ¹ защитами при однофазном КЗ с отказом одного выключателя ⁴ и действием УРОВ	II	III	III	III
То же, но при двухфазном КЗ на землю	–	III	III	–
То же, но при трехфазном КЗ	III	–	–	–
<i>КЗ на системе (секции) шин:</i>				
Отключение СШ с однофазным КЗ, не связанное с разрывом связей между узлами сети	I	I	II	II
То же, но с разрывом связей	III	III	–	–

¹ Или резервными защитами с не меньшим быстродействием.

² При обеспечении автоматического запрета АПВ в случае непогасания дуги неуспешное АПВ может не рассматриваться.

³ На связи АЭС с энергосистемой.

⁴ При этом учитываются отключения всех сетевых элементов (включая СШ), связанных с отключением смежных выключателей.

Примечание. Расчетная длительность КЗ принимается по верхней границе фактических значений. При проектировании должны приниматься меры, обеспечивающие при работе основной защиты длительности КЗ, не превышающие следующих значений:

Номинальное напряжение, кВ: 110 220 330 500 750 1150

Время отключения КЗ, сек: 0,18 0,16 0,14 0,12 0,10 0,08

б) скачкообразный аварийный небаланс активной мощности по любым причинам: отключение генератора или блока генераторов с общим выключателем, крупной подстанции или крупного потребителя, ППТ или ее элемента и др. Распределение небалансов по группам возмущений указано в табл. 2.

Таблица 2.

Значение аварийного небаланса мощности	Группа нормативных возмущений
1) Мощность генератора или блока генераторов, подключенных к сети общими выключателями 2) мощность двух генераторов АЭС, подключенных к одному реакторному блоку	II
Мощность, подключенная к одной секции (системе) шин или расщепления одного напряжения электростанции	III*

* Аварийные небалансы группы III относятся к случаю, когда рассматривается устойчивость параллельной работы по связям между ОЭС, и учитываются, если их возникновение возможно при возмущениях табл. 1.

Кроме того, в группу III включаются следующие возмущения:

в) **одновременное отключение двух цепей**, расположенных в общем коридоре более, чем на половине длины более короткой линии, в результате возмущения группы I в соответствии с табл. 1;

г) **возмущения групп I и II с отключением элемента сети или генератора**, которые, вследствие ремонта одного из выключателей, приводят к отключению другого элемента сети или генератора, подключенных к тому же расщеплению.

Примечание. Если процессы самозапуска двигателей крупного потребителя могут вызвать значительные снижения напряжения на ПС энергосистемы (более, чем на 15 %), то возмущение, приводящее к такому процессу, должно быть отнесено к возмущению группы I.

2.5. Коэффициент запаса устойчивости по активной мощности

2.5.1. Коэффициент запаса статической (апериодической) устойчивости по активной мощности в сечении (K_P) вычисляется по формуле:

$$K_P = \frac{P_{пр} - (P + \Delta P_{нк})}{P_{пр}}, \quad (1)$$

где $P_{пр}$ – предельный по апериодической статической устойчивости переток активной мощности в рассматриваемом сечении;

P – переток в сечении в рассматриваемом режиме, $P > 0$;

$\Delta P_{нк}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении (принимается, что под действием нерегулярных колебаний переток изменяется в диапазоне $P \pm \Delta P_{нк}$).

Запас устойчивости по активной мощности может быть задан также в именованных единицах, $\Delta P_{зап} = P_{пр} - (P + \Delta P_{нк})$.

Значение амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности (P) устанавливается для каждого сечения энергосистемы (в том числе, частичного) по данным

измерений. При отсутствии таких данных расчетная амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности сечения может быть определена по выражению:

$$\Delta P_{\text{нк}} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{н1}} \cdot P_{\text{н2}}}{P_{\text{н1}} + P_{\text{н2}}}}, \quad (2)$$

где $P_{\text{н1}}$, $P_{\text{н2}}$, МВт, – суммарные мощности нагрузки с каждой из сторон рассматриваемого сечения. Коэффициент K , $\sqrt{\text{МВт}}$, принимается равным 1,5 при ручном регулировании и 0,75 при автоматическом регулировании (ограничении) перетока мощности в сечении.

Амплитуда нерегулярных колебаний, найденная для сечения, может быть распределена по частичным сечениям в соответствии с коэффициентами распределения мощности в этом сечении.

Примечания: 1. В случае оперативного (неавтоматического) изменения уставок ограничителей (регуляторов) перетоков при аварийном изменении схемы сечения их действие в послеаварийном режиме не учитывается.

2. Для всех режимов допускается принимать величину $\Delta P_{\text{нк}}$ для режима максимальных нагрузок.

2.5.2. Вычисление предельного по статической устойчивости перетока в сечении осуществляется утяжелением режима (увеличением перетока). При этом рассматриваются траектории утяжеления режима, представляющие собой последовательности установившихся режимов, которые при изменении некоторой группы параметров позволяют достичь границы области статической устойчивости.

Следует рассматривать увеличение перетока в сечении для ряда траекторий утяжеления, которые характерны для данной энергосистемы и различаются перераспределением мощности между узлами, находящимися по разные стороны рассматриваемого сечения. Значение $P_{\text{пр}}$ определяется по траектории, которой соответствует наименьшая предельная мощность.

Рассматриваются как правило сбалансированные по мощности способы утяжеления режима, т. е. такие, при которых частота остается практически неизменной.

2.5.3. Перетоки, предельные по статической устойчивости, и перетоки, допустимые в послеаварийных режимах, определяются с учетом перегрузки оборудования (в частности по току ротора генераторов), допустимой в течение 20 мин.

Большую перегрузку, допустимую в течение меньшего времени, можно учитывать, если она обеспечивается соответствующим оборудованием и если эта перегрузка оперативно или автоматически ликвидируется за допустимое время, благодаря снижению перетока в сечении (автоматический пуск гидрогенераторов, перевод их из компенсаторного режима в активный и т. п.).

2.5.4. В эксплуатации для контроля соблюдения нормативных запасов устойчивости следует, как правило, использовать значения перетоков активной мощности.

При необходимости максимально допустимые и аварийно допустимые перетоки задаются как функции от режимных параметров (загрузки отдельных электростанций и/или числа работающих генераторов, перетоков в других сечениях, напряжений в узловых точках и др.). Такие параметры включаются в число контролируемых.

В зависимости от конкретных условий в качестве контролируемых могут использоваться и другие параметры режима энергосистемы, в частности, значения углов между векторами напряжений по концам электропередачи. Допустимые значения контролируемых параметров устанавливаются на основе расчетов.

2.6. Коэффициент запаса по напряжению

2.6.1. Значения коэффициента запаса по напряжению (K_U) относятся к узлам нагрузки и вычисляются по формуле:

$$K_U = \frac{U - U_{кр}}{U}, \quad (3)$$

где U – напряжение в узле в рассматриваемом режиме;

$U_{кр}$ – критическое напряжение в том же узле, соответствующее границе статической устойчивости электродвигателей.

Критическое напряжение в узлах нагрузки 110 кВ и выше при отсутствии более точных данных следует принимать равным большей из двух величин: $0,7 \cdot U_{ном}$ и $0,75 \cdot U_{норм}$, где $U_{норм}$ – напряжение в рассматриваемом узле нагрузки при нормальном режиме энергосистемы.

2.6.2. Для контроля за соблюдением нормативных запасов по напряжению в узле нагрузки в эксплуатационной практике могут использоваться напряжения в любых узлах сети энергосистемы. Допустимые значения напряжений в контролируемых узлах устанавливаются расчетами режимов энергосистемы.

3. ТРЕБОВАНИЯ К УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

3.1. По условиям устойчивости энергосистем нормируются минимальные коэффициенты запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в сечениях и по напряжению в узлах нагрузки. Кроме того, устанавливаются группы возмущений (см. п. 2.4), при которых должны обеспечиваться как динамическая устойчивость, так и нормируемые коэффициенты запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах.

В области допустимых режимов должно быть обеспечено отсутствие самораскачивания. Если самораскачивание проявляется, то должны приниматься меры по устранению его причин, а оперативно должно быть дополнительно разгружено сечение, в котором наблюдаются колебания, до исключения этих колебаний.

Допустимые перетоки определяются также допустимыми токовыми нагрузками (перегрузками с учетом их длительности) оборудования в заданном и в нормативных послеаварийных режимах и другими имеющимися ограничениями. 3.2. Показатели устойчивости должны быть не ниже указанных в табл. 3 (см. также п.п. 3.3 – 3.6).

Таблица 3

Режим, переток сечения	Минимальные коэффициенты запаса активной мощности	Минимальные коэффициенты запаса напряжению	Группы возмущений, при которых должна обеспечиваться устойчивость энергосистемы:	
			в нормальной схеме	в ремонтной схеме
Нормальный	0,20	0,15	I, II, III	I, II
Утяжеленный	0,20	0,15	I, II	I
Вынужденный	0,08	0,10	-	-

3.3. При отключении элемента сети 750 кВ и выше, в том числе в результате неуспешного ОАПВ после однофазного КЗ, устойчивость может обеспечиваться с применением ПА, но без воздействия на разгрузку АЭС и при объеме нагрузки, отключаемой САОН, не более 30% от передаваемой по сечению мощности и не более 5–7% от нагрузки приемной энергосистемы (большее число относится к энергосистеме, меньшее – к энергообъединению).

При проектировании энергосистем в нормальной схеме и при нормальном перетоке устойчивость при возмущении группы I в сети 500 кВ и ниже должна обеспечиваться без применения ПА.

При эксплуатации энергосистем в нормальной схеме и при нормальном перетоке в случае возмущения группы I устойчивость должна обеспечиваться без применения ПА, за исключением тех случаев, когда:

- выполнение требования приводит к необходимости ограничения потребителей, потери гидроресурсов или к ограничению загрузки (запиранию мощности) отдельных электростанций, в том числе АЭС;
- в результате возмущения предел статической устойчивости в сечении уменьшается более, чем на 25%.

В указанных случаях, а также при отключении элемента сети 750 кВ и выше, в том числе в результате неуспешного ОАПВ после однофазного КЗ, устойчивость должна обеспечиваться без воздействия ПА на разгрузку АЭС, если возможны другие управляющие воздействия.

Для пусковых схем объектов допускается применять ПА для предотвращения нарушения устойчивости при возмущениях группы I, а также при отключении элемента сети 750 кВ и выше, в том числе в результате неуспешного ОАПВ после однофазного КЗ, но без воздействия на разгрузку АЭС.

3.4. Послеаварийный режим после нормативных возмущений должен удовлетворять следующим требованиям:

- коэффициенты запаса по активной мощности - не менее 0,08,
- коэффициенты запаса по напряжению – не менее 0,1,
- токовые перегрузки сетевых элементов и генераторов не превышают значений, допустимых в течение послеаварийного режима.

Длительность послеаварийного режима определяется временем, необходимым диспетчеру для восстановления условий нормального режима, не большим 20 мин. (см. также п. 3.7).

В течение этого времени возникновение дополнительных возмущений (т.е. наложение аварии на аварию) не учитывается.

3.5. Динамическая устойчивость должна быть обеспечена для максимально допустимых перетоков в сечении, увеличенных на $\Delta P_{нк}$.

3.6. Устойчивость может не сохраняться в следующих случаях:

- при возмущениях, более тяжелых, чем нормативные в данных схемно-режимных условиях;
- если при возмущении, приводящем к ослаблению сечения, предел статической аperiodической устойчивости в рассматриваемом сечении не превышает утроенной амплитуды нерегулярных колебаний мощности или уменьшается более, чем на 70%;
- если аварийный небаланс мощности приводит к приращению мощности в сечении, превышающем 50% от предела статической аperiodической устойчивости в рассматриваемом сечении.

При несохранении устойчивости деление по сечению должно не приводить к каскадному развитию аварии при правильной работе ПА или к погашению дефицитной по мощности подсистемы из-за недостаточности объема АЧР.

3.7. В эксплуатации любое отступление от требований, относящихся к нормальному перетоку (первая строка табл. 3) или к длительности послеаварийного режима (20 мин, согласно п. 3.4), означает переход к вынужденному перетоку и должно быть разрешено высшей оперативной инстанцией, в ведении или управлении которой находятся связи этого сечения.

Такое решение, как правило, принимается при планировании режимов, исходя из располагаемых оперативных резервов активной мощности.

Переход к вынужденному перетоку в сечении на время прохождения максимума нагрузки, но не более 40 мин. (дополнительно к 20 мин, разрешенных для послеаварийного режима), или на время, необходимое для ввода ограничений потребителей и/или

мобилизации резерва, может быть выполнен оперативно по разрешению дежурного диспетчера указанной высшей оперативной инстанции.

3.8. Работа с вынужденным перетоком в сечениях, примыкающих к АЭС, не допускается.

3.9. Должно предусматриваться автоматическое прекращение асинхронных режимов в энергосистемах, как правило, путем их деления. Ресинхронизация, как с применением автоматических устройств, так и самопроизвольная, должна резервироваться делением.

Допустимая длительность асинхронного режима и способ его прекращения устанавливаются для каждого сечения с учетом необходимости предотвращения повреждений оборудования энергосистемы, дополнительных нарушений синхронизма и нарушений электроснабжения потребителей. При этом особое внимание следует уделять устойчивости электростанций и крупных узлов нагрузки, вблизи которых может оказаться центр качаний.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПУСТИМЫХ РЕЖИМОВ, УДОВЛЕТВОРЯЮЩИХ НОРМАТИВНЫМ ТРЕБОВАНИЯМ РАЗДЕЛА 3

4.1. Расчеты устойчивости энергосистем и расчетная проверка мероприятий по ее обеспечению являются необходимой частью работ по проектированию и эксплуатации энергосистем.

Расчеты устойчивости выполняются для:

- выбора основной схемы энергосистемы и уточнения размещения основного оборудования;
- определения допустимых режимов энергосистемы;
- выбора мероприятий по повышению устойчивости энергосистемы, включая средства ПА и параметры их настройки;
- определения параметров настройки систем регулирования и управления, релейной защиты, АПВ и т. д.

Кроме того, расчеты устойчивости проводятся при разработке и уточнении требований к основному оборудованию энергосистемы, релейной защите, автоматике и системам регулирования по условиям устойчивости энергосистем.

4.2. Так как принимается, что переток в сечении под действием нерегулярных колебаний мощности меняется в диапазоне $P \pm \Delta P_{нк}$ (п.п. 2.5.1 и 3.5), то требованиям к устойчивости должен соответствовать переток $P_M + \Delta P_{нк}$, где P_M – максимально допустимый переток.

Максимально допустимым перетоком является максимальный переток P_M , удовлетворяющий всем нижеперечисленным условиям. При этом принимается, что имеется достаточный оперативный резерв активной мощности для перехода к нормальному режиму от послеаварийного, согласно требованиям п. 3.4.

а) Переток P_M должен соответствовать коэффициенту запаса по активной мощности K_p , не меньшему 20% (табл. 3):

$$P_M \leq 0,8 \cdot P_{пр} - \Delta P_{нк}.$$

б) Переток P_M должен соответствовать коэффициенту запаса по напряжению, не меньшему 15% во всех узлах нагрузки:

$$P_M \leq P(U) - \Delta P_{нк}, \text{ при } U = U_{кр}/0,85.$$

Зависимость перетока от наименьшего напряжения строится на основе численного моделирования при различных перетоках мощности в рассматриваемом сечении. Это требование означает, что при исчерпании других возможностей регулирования напряжения, необходимый запас по напряжению обеспечивается за счет снижения перетока мощности в сечении.

в) Переток P_M должен быть таким, чтобы во всех послеаварийных схемно-режимных условиях, которые могут возникнуть в результате нормативных возмущений (ослабление сечения и/или аварийный небаланс мощности) с учетом действия ПА и/или первичного регулирования частоты, выполнялось первое требование п. 3.4:

$$P_M \leq P^{\delta/a6} (P^{n/a6}) - \Delta P_{нк} + \Delta P_{ПА}, \text{ при } P^{п/ав} = 0,92 P_{пр}^{п/ав}; \text{ где:}$$

$P^{д/ав}$ – переток активной мощности в рассматриваемом сечении в доаварийном режиме;

$P^{п/ав}$ – переток активной мощности в сечении в послеаварийном установившемся режиме, в том числе после аварийного небаланса мощности, приводящего к увеличению перетока в сечении;

$P_{пр}^{п/ав}$ – предельная мощность в сечении по аperiodической статической устойчивости в послеаварийной схеме, которая, в частности, в случае аварийного небаланса мощности может совпадать с исходной (рассматриваемой) схемой или измениться в случае ослабления сечения при аварийном отключении сетевых элементов или его усиления за счет отключения шунтирующих реакторов и т. п.;

$\Delta P_{ПА}$ – приращение допустимого перетока мощности в сечении за счет управляющих воздействий ПА длительного действия на изменение мощности.

Здесь переток в доаварийном режиме представлен в виде функции от перетока в послеаварийном режиме для возможности учета влияющих факторов, например, изменения потерь мощности или шунтирующих связей, не включенных в рассматриваемое частичное сечение.

Приращение активной мощности в сечении, обусловленное аварийным небалансом мощности или управлением мощностью ПА, зависит от динамических характеристик всех параллельно работающих энергосистем. Так как расчет указанного приращения по полной модели может оказаться затруднительным, допускается его расчет по упрощенной формуле с использованием обобщенной информации о подсистемах:

$$\Delta P_{сеч} = \frac{P_{нб}^N \cdot \sum_{m=1}^M K_{fm} P_{nm} + P_{нб}^M \cdot \sum_{n=1}^N K_{fn} P_{np}}{\sum_{n=1}^N K_{fn} P_{np} + \sum_{m=1}^M K_{fm} P_{nm}},$$

где $\Delta P_{сеч}$ – приращение мощности в сечении за счет аварийного небаланса или применения ПА;

$n = 1, 2, \dots, N$ – подсистемы передающей части энергосистемы;

$m = 1, 2, \dots, M$ – подсистемы приемной части энергосистемы;

$P_{нб}^N$ – аварийный избыток мощности (отключаемая генерация – с минусом) в передающей части;

$P_{нб}^M$ – аварийный дефицит мощности (отключаемая нагрузка – с минусом) в приемной части;

K_{fn}, K_{fm} – соответственно, коэффициент частотной статической характеристики подсистем: n – передающей и m – приемной частей энергосистемы;

P_{np}, P_{nm} – соответственно, суммарная нагрузка подсистем n и m .

2) В каждом из нормативных послеаварийных режимов во всех узлах нагрузки коэффициент запаса по напряжению должен быть не менее 10%:

$$P_M \leq P^{\delta/a6} (U^{n/a6}) - \Delta P_{нк} + \Delta P_{ПА}, \text{ при } U^{n/a6} = U_{кр} / 0,9.$$

Зависимость перетока в исходном (доаварийном) режиме от наименьшего напряжения в установившемся послеаварийном режиме строится на основе численного моделирования нормативных возмущений и действия ПА при различных исходных перетоках мощности в рассматриваемом сечении.

д) Максимально допустимый переток мощности в любом сечении в рассматриваемом режиме не должен превышать предельного по динамической устойчивости перетока в том же сечении при всех нормативных возмущениях с учетом действия ПА:

$$P_M \leq P_{\text{пр}}^{\text{дин}} - \Delta P_{\text{нк}}$$

е) Переток P_M в послеаварийных режимах должен не приводить к перегрузкам, превышающим допустимые значения:

$$P_M \leq P^{\text{д/ав}}(I^{n/\text{ав}}) - \Delta P_{\text{нк}}, \text{ при } I^{n/\text{ав}} = I_{\text{дон}}^{n/\text{ав}}; \text{ где:}$$

$I^{n/\text{ав}}$ - ток в наиболее загруженном сетевом элементе в послеаварийном установившемся режиме;

$I_{\text{дон}}^{n/\text{ав}}$ - допустимый ток с перегрузкой, разрешенной в течение 20 минут при заданной температуре окружающей среды в том же элементе. Здесь учтено требование п. 3.4 о допустимой длительности нормативного послеаварийного режима.

Зависимость перетока в исходном (доаварийном) режиме от наибольшего тока в установившемся послеаварийном режиме строится на основе численного моделирования нормативных возмущений и действия ПА при различных исходных перетоках мощности в рассматриваемом сечении.

Примечание. При определении допустимости перегрузок в послеаварийных режимах могут быть учтены изменения токов в течение 20 мин. существования послеаварийного режима в соответствии с п. 2.5.3.

4.3. Предельный переток в общем случае может быть представлен в виде функции влияющих режимных параметров, как в исходной, так и в послеаварийных схемах, $P_{\text{пр}} = \varphi(P_1, P_2, \dots)$. При этом рассчитывается предел при различных фиксированных значениях указанных параметров, после чего определяется аналитическое выражение функции влияния.

4.4. Если несохранение устойчивости согласно п. 3.6 допускается, то вместо соблюдения условий п. 4.2, в-е, максимально допустимый переток определяют как максимальный переток, при котором деление энергосистемы не приводит к каскадному развитию аварии после соответствующих нормативных возмущений.

4.5. Допустимый переток в вынужденном режиме (аварийно допустимый переток) определяется неравенствами п. 4.2, а, б, при $K_p=0,08$ и $K_U=0,1$, и условием недопущения каскадного развития аварий при нормативных возмущениях.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭКОНОМИЧЕСКОГО УЩЕРБА ОТ НАРУШЕНИЙ В РАБОТЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ. МТ-34-70-001-95

Срок действия установлен с 01.01.96 г.

Методика устанавливает цели, принципы и порядок определения технико-экономических последствий (далее - экономического ущерба) от технологических нарушений на энергопредприятиях.

Действие Методики распространяется на энергопредприятия электроэнергетической отрасли (электростанции, энергосистемы, электрические и тепловые сети) независимо от организационно-правовой формы и форм собственности.

С выходом настоящей Методики утрачивает силу "Методика определения экономического ущерба от отказов электроэнергетического оборудования энергосистем" МТ-34-70-001-83 (М.,1984).

1. 2. Общие положения

1.1. В условиях рыночных отношений важное значение приобретает качество учета и анализа экономического ущерба от технологических нарушений на энергопредприятиях, так как величина ущерба может существенно повлиять на экономические показатели (себестоимость продукции, прибыль и рентабельность) деятельности этих предприятий.

1.2. Согласно "Инструкции по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем" (РД-34.20.801-93) технологические нарушения в зависимости от характера и тяжести последствий подразделяются на аварии, технологические и функциональные отказы. При составлении акта расследования технологического нарушения необходимо указывать величину экономического ущерба, нанесенного этим нарушением. Настоящая Методика предназначена для получения оперативной оценки экономического ущерба от технологических нарушений за время работы комиссии по расследованию аварий и отказов.

1.3. В основу Методики положены следующие основные принципы:

1.3.1. Последствия, возникающие при технологических нарушениях, могут существенно отличаться в зависимости от типа энергопредприятия, выполняемых им функций, времени нарушения, наличия и величины резервов, вида поставляемой продукции (работ, услуг) и других факторов. Отсюда следует, что для определения величины экономического ущерба от технологического нарушения, необходимо выявить и проанализировать последствия нарушения для энергопредприятия, энергосистемы, потребителей и окружающей энергопредприятие среды.

1.3.2. Последствия от технологических нарушений могут носить социальный (последствия для людей), экологический (последствия для природной среды) и технико-экономический характер. В настоящей Методике указанные выше последствия выражаются в денежной форме. В этой связи социальные и экологические последствия от технологических нарушений учитываются отдельными составляющими экономического ущерба в виде соответствующих выплат и платежей на возмещение социального и экологического ущербов.

1.3.3. Ущерб, наносимый потребителям энергии в случае технологического нарушения, приводящего к прекращению или ограничению энергоснабжения, учитывается отдельной составляющей экономического ущерба в виде платежей на возмещение убытков потребителям согласно условиям в коммерческих договорах, заключенных между энергоснабжающими организациями и потребителями энергии.

1.3.4. Для оперативного определения экономического ущерба от технологического нарушения в настоящей Методике в качестве исходных данных используются периодически

контролируемые (ежемесячные) показатели работы электростанций, энергосистем, электрических и тепловых сетей.

1.4. Определение экономического ущерба от технологических нарушений в эксплуатации осуществляется с целью определения экономических потерь энергопредприятиями, решения вопросов имущественного и других видов страхования от последствий технологических нарушений, а также для решения других эксплуатационных технико-экономических задач, использующих в качестве исходной информации характеристики экономического ущерба.

1.5. Учет и результаты последующего статистического анализа экономического ущерба от технологических нарушений за ряд лет эксплуатации могут быть использованы в качестве одного из факторов для принятия решений по:

технико-экономическому обоснованию нормативов аварийных запасов ресурсов (материалов, запасных частей и оборудования), а также схем размещения аварийных запасов; технико-экономическому обоснованию периодичности, схем и методов выполнения ремонтного обслуживания, а также затрат на ремонты и техническое обслуживание;

технико-экономическому обоснованию проектов и планов модернизации и реконструкции энергопредприятий;

технико-экономическому обоснованию мероприятий по экологической и социальной безопасности энергопредприятий при технологических нарушениях.

2. Порядок расчета экономического ущерба

Экономический ущерб (Y) от технологического нарушения в общем случае представляется в виде суммы составляющих:

$$Y = \sum U_i - S_{\text{воз}} [\text{руб}], \quad (1)$$

где U_1 - безвозвратные потери средств производства;

U_2 - затраты на ремонтно-восстановительные работы;

U_3 - потери из-за снижения производственных возможностей по выпуску продукции (упущенная выгода);

U_4 - потери от ухудшения технологических параметров;

U_5 - возмещение убытков потребителям;

U_6 - возмещение экологического ущерба;

U_7 - возмещение социального ущерба;

$S_{\text{воз}}$ - возвратные суммы от сторонних виновных организаций (строительно-монтажных, ремонтных, проектных организаций, а также заводов-изготовителей оборудования) по рекламациям, от реализации материалов и частей поврежденных сооружений и оборудования и др.

В зависимости от типа энергопредприятия и вида технологического нарушения часть составляющих в (1) может отсутствовать или ими можно пренебречь из-за их незначительности.

Ниже даются рекомендации по определению каждой составляющей экономического ущерба на энергопредприятиях, осуществляющих выработку, передачу и распределение электрической и тепловой энергии, причем особенности определения ущерба на энергопредприятиях, обеспечивающих потребителей тепловой энергией, рассматриваются в разделе 3 настоящей Методики.

2.1. Безвозвратные потери средств производства

Устанавливаются при расследовании технологического нарушения путем оценки стоимости безвозвратных потерь оборудования и сооружений (ликвидная стоимость поврежденного оборудования и сооружений), материалов, топлива и др.:

$$U_1 = \sum S_{oi} + \sum S_{mj} + \sum S_{tk} + \sum S_{пр} [\text{руб.}], \quad (2)$$

где S_{oi} - остаточная балансовая стоимость i -го не подлежащего восстановлению оборудования или сооружения;

S_{mj} - стоимость потерь j -го вида материалов;
 S_{tk} - стоимость потерь k -го вида топлива;
 $S_{пр}$ - прочие потери, включая затраты на локализацию технологического нарушения, тушение пожара, проведение спасательных работ и др.

2.2. Затраты на ремонтно-восстановительные работы

Устанавливаются на основе двух смет:

$$U_2 = S_{рем} + S_{нал} \text{ [руб]}, \quad (3)$$

где $S_{рем}$ - сметная стоимость ремонтных работ,

$S_{нал}$ - сметная стоимость наладочных работ.

В сметной стоимости ремонтных работ учитываются следующие затраты:

$$S_{рем} = S_{дем} + S_m + S_p + S_{тр} + S_{п} \text{ [руб]},$$

где $S_{дем}$ - стоимость демонтажа поврежденного оборудования и сооружений;

S_m - стоимость запасных частей и материалов для производства ремонтно-восстановительных работ;

S_p - стоимость ремонтных, строительных и монтажных работ, выполняемых специализированными организациями и хозяйственным способом;

$S_{тр}$ - транспортные расходы;

$S_{п}$ - прочие затраты.

В сметной стоимости наладочных работ учитываются затраты на выполнение работ, включающих в себя испытания и наладку оборудования, доведение технологического процесса до номинального режима, а также расходы топлива и материалов на пуски и остановки энергетического оборудования;

2.3. Потери из-за снижения производственных возможностей по выпуску продукции (упущенная выгода)

Рассматриваемая составляющая экономического ущерба учитывает потери прибыли из-за снижения объема производимой энергии вследствие технологического нарушения. Порядок расчета упущенной выгоды зависит от типа энергопредприятия.

2.3.1. Электростанция

Упущенная выгода рассчитывается в том случае, если электростанция является коммерческой организацией. Недовыработка электроэнергии определяется по снижению рабочей мощности электростанции по сравнению с договорной рабочей мощностью за время вынужденного простоя (T_v) генерирующего оборудования:

$$W_{нв} = (P_{пл\ i} - P_{раб\ i}) * dt_i \text{ [кВт.ч]}, \quad (4)$$

где $T_v = dt_i$ - время вынужденного простоя генерирующего оборудования;

dt_i - i -ый временной интервал;

$P_{пл\ i}$ - договорная рабочая мощность электростанции на i -м временном интервале;

$P_{раб\ i}$ - рабочая мощность электростанции на i -м временном интервале.

Упущенная выгода для электростанции вычисляется по формуле:

$$U_3 = W_{нв} * (Ц_{отп} - st) \text{ [руб]}, \quad (5)$$

где $Ц_{отп}$ - средний отпускной тариф 1 кВт.ч с шин электростанции на период (месяц года), в котором произошло технологическое нарушение;

st - топливная составляющая расчетной себестоимости 1 кВт.ч на электростанции, определенная на период (месяц года), в котором произошло технологическое нарушение.

При расчете упущенной выгоды для гидроэлектростанции по формуле (5) следует иметь в виду, что в эксплуатационной смете и калькуляции себестоимости электроэнергии ГЭС затраты на сырье выражаются в форме затрат на амортизацию гидротехнических сооружений (плотина, деривация и пр.), создающих энергетические ресурсы ГЭС.

2.3.2. Энергосистема

Определение упущенной выгоды производится в том случае, если в результате технологического нарушения существенно изменились сальдо-перетоки электроэнергии и произошло отключение или ограничение электроснабжения потребителей.

Согласно "Правилам пользования электрической энергией" недоотпущенная потребителю электрическая энергия определяется как разность между среднесуточным потреблением электроэнергии за ближайший подобный период с нормальным электроснабжением (рабочий, выходной день), предшествующий ограничению или отключению, и фактическим потреблением за период, в котором имел место недоотпуск электроэнергии потребителю, т.е.

$$W_{noi}(Ti) = [W_{срi} - W_{фi}(k)] + [W_{срi} - W_{фi}(l)] \text{ [кВт.ч]}, \quad (6)$$

где $W_{noi}(Ti)$ - недоотпуск электроэнергии i -му потребителю за период ограничения или отключения электроснабжения (Ti), включающий в себя n рабочих дней и m выходных дней;

$W_{срi}$ - среднесуточное потребление электроэнергии i -м потребителем в рабочие дни с нормальным электроснабжением;

$W_{срi}$ - то же, но в выходные дни;

$W_{фi}(k)$ - фактическое потребление электроэнергии i -м потребителем в k -ый рабочий день, приходящийся на период ограничения или отключения электроснабжения;

$W_{фi}(l)$ - то же, но в l -ый выходной день.

Упущенная выгода приближенно определяется по формуле:

$$УЗ = W_{noi}(Ti) * (Цi - стср) \text{ [руб]}, \quad (7)$$

где $Цi$ - средняя цена 1 кВт.ч электроэнергии для i -го потребителя;

$стср$ - расчетная топливная составляющая средней себестоимости 1 кВт.ч отпускаемой потребителям электроэнергии в энергосистеме, определенная на период (месяц года), в котором произошло технологическое нарушение.

2.4. Ущерб от ухудшения технологических параметров

Рассматриваемая составляющая экономического ущерба определяется при технологических нарушениях в энергосистеме, если они приводят к необходимости ввода резерва генерирующей мощности взамен выбывшей мощности и(или) к существенным изменениям режима работы электрической сети. В практике эксплуатации это может случиться при выходе из работы основных элементов энергосистемы (системообразующих линий электропередачи, межсистемных связей, крупных блоков электростанций, мощных трансформаторов и автотрансформаторов) с каскадным развитием аварии. Ущерб происходит в случае увеличения удельных расходов и цены условного топлива на замещающем оборудовании, увеличения потерь электроэнергии в электрической сети, отклонения параметров послеаварийного режима от параметров, рассчитанных для нормального режима. Строгий учет всех изменений параметров послеаварийного режима связан с проведением большого объема расчетов. Ниже даются рекомендации для получения приближенной оценки составляющей ущерба от ухудшения технологических параметров с приемлемой для практики точностью.

Наиболее часто встречается технологическое нарушение, когда аварийно выходит из работы часть рабочей мощности на какой-либо электростанции энергосистемы и приходится срочно вводить из резерва генерирующую мощность на другой электростанции, причем экономические характеристики (себестоимость 1 кВт.ч, удельный расход условного топлива и цена на используемое топливо) замещающего оборудования хуже по сравнению с выбывшим из работы оборудованием.

При допущении о том, что ввод замещающей мощности не приводит к существенному изменению режима работы электрической сети и можно пренебречь увеличением потерь электроэнергии в электрической сети и изменением других параметров режима, составляющая экономического ущерба от ухудшения технологических параметров

в основном определяется разностью топливных составляющих себестоимости производства электроэнергии на аварийно выбывшем и замещающем оборудовании, т.е.

$$Y^4 = (b_2 * Ц_2 - b_1 * Ц_1) * W_2 + \text{Спуск} \text{ [руб]}, \quad (8)$$

где b_1 - удельный расход условного топлива на отпущенный кВт.ч на аварийно выбывшем оборудовании при соответствующей нагрузке;

b_2 - то же, но на замещающем оборудовании;

$Ц_1$ - цена условного топлива на электростанции с аварийно выбывшем оборудованием в рассматриваемом периоде;

$Ц_2$ - то же, но на электростанции с замещающим оборудованием;

W_2 - количество электроэнергии, отпущенное замещающим оборудованием.

Спуск - затраты на пуск резервного оборудования (если затраты на пуск учтены в стоимости топлива, сжигаемого на замещающем оборудовании, исходя из фактических удельных расходов, то Спуск = 0).

При выходе из работы основного оборудования на длительное время и существенном изменении режима работы электрической сети требуется учитывать увеличение потерь электроэнергии в электрической сети в составляющей экономического ущерба от ухудшения технологических параметров. Приближенная оценка ущерба от увеличения потерь электроэнергии в электрической сети может быть вычислена по формуле:

$$Y^{*4} = (dW_{\text{фак}} - dW_{\text{рас}} * W_{\text{фак}} / W_{\text{рас}}) * G_{\text{зам}} \text{ [руб]}, \quad (9)$$

где $dW_{\text{фак}}$, $W_{\text{фак}}$ - соответственно фактические потери электроэнергии в электрической сети и фактическое количество электроэнергии, отпущенной с шин собственных электростанций системы, совместно с количеством покупной электроэнергии за период (месяц года), в котором произошло технологическое нарушение;

$dW_{\text{рас}}$, $W_{\text{рас}}$ - соответственно расчетные потери электроэнергии в электрической сети и расчетное количество электроэнергии, отпущенной с шин собственных электростанций системы, совместно с количеством покупной электроэнергии за тот же период;

$G_{\text{зам}}$ - топливная составляющая себестоимости 1 кВт.ч на наименее экономичной электростанции в энергосистеме в рассматриваемом периоде.

Предполагается, что в энергосистеме ежемесячно ведется учет потерь электроэнергии в электрических сетях. Отсюда следует, что величину фактических потерь электроэнергии в электрических сетях можно установить лишь по окончании месяца.

Очевидно, что в более общем случае может потребоваться учет обеих составляющих ущерба, определяемых формулами (8) и (9), т.е.

$$Y_4 = Y^4 + Y^{*4}. \quad (10)$$

2.5. Возмещение убытков потребителям

Возмещение убытков потребителям вследствие отключения или ограничения электроснабжения определяется в соответствии с условиями коммерческих договоров между энергоснабжающими организациями и потребителями электрической энергии:

$$Y_5 = S_{\Sigma i} \text{ [руб]}, \quad (11)$$

где $S_{\Sigma i}$ - сумма платежа, подлежащая выплате i -му потребителю электроэнергии.

2.6. Возмещение экологического ущерба

Возмещение экологического ущерба включает в себя платежи и (или) проведение работ по устранению экологических последствий от технологических нарушений. Величина Y_6 принимается по факту предъявленных со стороны местных или федеральных природоохранных органов претензий, которые подлежат удовлетворению в соответствии с действующим законодательством:

$$Y_6 = S_{\text{шт}} + S_{\text{раб}} \text{ [руб]}, \quad (12)$$

где $S_{\text{шт}}$ - сумма платежей за экологические последствия от технологического нарушения;

Сраб - стоимость работ, выполняемых энергопредприятием, для устранения экологических последствий от технологического нарушения.

2.7. Возмещение социального ущерба

Социальные последствия от технологического нарушения характеризуются числом жертв и числом человек, получивших травмы и заболевания. Возмещение социального ущерба предполагает возможные выплаты в соответствии с законодательством о социальной защите людей.

3. Особенности определения экономического ущерба на энергопредприятиях, обеспечивающих потребителей тепловой энергией. К ранее изложенному порядку расчета ущерба вносятся изменения по следующим составляющим:

У3 - потери из-за снижения производственных возможностей по выпуску продукции,

У4 - ущерб от ухудшения технологических параметров,

У5 - возмещение убытков потребителям.

3.1. Потери из-за снижения производственных возможностей по выпуску продукции (упущенная выгода).

Согласно "Правилам пользования тепловой энергией" недоотпуск тепловой энергии потребителю в рабочий день определяется как разность между среднесуточным потреблением тепловой энергии за последние 3-е суток (не включается выходной день), предшествующих дню ограничения, и фактическим потреблением за те сутки, когда имел место недоотпуск, а при лимитировании теплоснабжения - как разность между плановым. В случае, если недоотпуск тепловой энергии имел место в выходной день, он определяется как разность между среднесуточным потреблением за 3 предыдущих выходных дня и фактическим потреблением за выходной день, в течение которого было допущено ограничение.

Таким образом, недоотпуск потребителю тепловой энергии рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{нои}}(T_i) = [Q_{\text{срi}} - Q_{\text{фi}}(k)] + [Q_{\text{срi}} - Q_{\text{фi}}(l)] \text{ [Гкал]}, (13)$$

где $Q_{\text{нои}}(T_i)$ - недоотпуск тепловой энергии i -му потребителю за период ограничения или прекращения теплоснабжения (T_i), включающий в себя n рабочих дней и m выходных дней;

$Q_{\text{срi}}$ - среднесуточное потребление тепловой энергии i -м потребителем в рабочие дни с нормальным теплоснабжением или плановое потребление тепловой энергии при лимитировании теплоснабжения;

$Q_{\text{срi}}$ - то же, но в выходные дни;

$Q_{\text{фi}}(k)$ - фактическое потребление тепловой энергии i -м потребителем в k -ый рабочий день, приходящийся на период ограничения или прекращения теплоснабжения;

$Q_{\text{фi}}(l)$ - то же, но в l -ый выходной день.

Кроме того, энергосистемы продают потребителям не только тепловую энергию, но и теплоносители (сетевую воду в открытых системах и конденсат в паровых системах), измеряемые в кубических метрах или тоннах.

Исходя из вышеизложенного упущенная выгода может быть представлена в виде двух составляющих:

$$У3' = У3q + У3g, \quad (14)$$

где $У3q$ - ущерб из-за снижения производственных возможностей по выпуску тепловой энергии,

$У3g$ - то же, но по выпуску теплоносителей.

Первая составляющая в (14) вычисляется по формуле:

$$У3q = Q_{\text{нои}}(T_i) * (Цqi - st) \text{ [руб]}, \quad (14a)$$

где $Цqi$ - цена 1 Гкал, отпущенной i -му потребителю тепловой энергии;

ст - топливная составляющая расчетной себестоимости 1 Гкал у теплоисточника, определенная на период, в котором произошло технологическое нарушение.

Вторая составляющая в (14) вычисляется по формуле:

$$У3g = G_{noi}(T_i) * Ц_{gi} \text{ [руб]}, \quad (14б)$$

где G_{noi} - количество недоотпущенного i -му потребителю теплоносителя из-за технологического нарушения за период T_i ,

$Ц_{gi}$ - цена кубического метра или тонны сетевой воды или конденсата.

3.3. Возмещение убытков потребителям тепловой энергии.

Возмещение убытков потребителям за недоотпуск тепловой энергии или снижение параметров теплоносителя определяется в соответствии с условиями коммерческих договоров между энергоснабжающей организацией и потребителями тепловой энергии:

$$У5' = S^{ti} + S^{tj} \text{ [руб]}, \quad (16)$$

где S^{ti} - сумма платежа, подлежащая выплате i -му потребителю за прекращение или ограничение теплоснабжения;

S^{tj} - сумма платежа, подлежащая выплате j -му потребителю за снижение параметров теплоносителя.

СПРАВОЧНАЯ И НОРМАТИВНАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М., Энергоатомиздат, 1989.

2. Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем (РД 34.20. 801-93), М., ОРГРЭС, 1993.

3. Инструкция по планированию, учету и калькулированию себестоимости электрической и тепловой энергии в энергосистемах и на электростанциях, затрат на передачу и распределение энергии в электрических и тепловых сетях, М., 1970.

4. Правила пользования электрической и тепловой энергией. М., Энергоиздат, 1982.

5. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. М., Энергоатомиздат, 1985.

6. Положение о составе затрат по производству и реализации продукции (работ, услуг), включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг), и о порядке формирования финансовых результатов, учитываемых при налогообложении прибыли (Утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 5 августа 1992 г. N 55). "Экономика и жизнь", N 33 август 1992.

7. Изменения и дополнения, вносимые в Положение о составе затрат по производству и реализации продукции (работ, услуг), включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг), и о порядке формирования финансовых результатов, учитываемых при налогообложении прибыли (Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 1 июля 1995 г. N 661). "Экономическая газета", N 28 июль 1995.

МЕТОДИКА

расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях

УТВЕРЖДЕНА приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005 г. № 21

I. Общие положения

1. Методика предназначена для расчета нормативов технологических потерь электрической энергии в электрических сетях организаций, осуществляющих передачу электрической энергии по электрическим сетям.

2. Нормативы технологических потерь электроэнергии, рассчитанные по данной методике, применяются при расчете платы за услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям.

3. Нормативы технологических потерь электроэнергии в планируемом периоде могут рассчитываться:

– на основе данных о схемах, нагрузках сетей и составе работающего оборудования в планируемом периоде методами расчета потерь, установленными настоящей методикой;

– на основе нормативных характеристик технологических потерь, рассчитанных в соответствии с настоящей методикой на основе расчетов потерь в отчетном (базовом) периоде.

При отсутствии нормативной характеристики допускается определять нормативы потерь в планируемом периоде на основе расчетов потерь в отчетном (базовом) периоде, изменяя нагрузочные потери пропорционально квадрату отношения отпусков электроэнергии в сеть в планируемом и базовом периодах, а потери холостого хода – пропорционально мощности (количеству) работающего оборудования в планируемом и базовом периодах.

4. Термины и определения

а) Фактические (отчетные) потери электроэнергии – разность между электроэнергией, поступившей в сеть, и электроэнергией, отпущенной из сети, определяемая по данным системы учета электроэнергии.

б) Система учета электроэнергии – совокупность измерительных комплексов, обеспечивающих измерение поступления и отпуска электроэнергии из сети и включающих в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), напряжения (ТН), электрические счетчики, соединительные провода и кабели. Измерительные комплексы могут быть объединены в автоматизированную систему учета электроэнергии.

в) Технологические потери электроэнергии – сумма технологических потерь при транспортировке электроэнергии и потерь при реализации электроэнергии.

г) Технологические потери при транспортировке электроэнергии – сумма двух составляющих потерь:

– потерь в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования (**технические потери**);

– расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

д) Потери при реализации электроэнергии – сумма потерь, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии, и потерь, обусловленных хищениями электроэнергии, виновники которых не установлены.

Примечание. Потери, обусловленные хищениями электроэнергии, не являются технической характеристикой электрической сети и системы учета электроэнергии и их нормативы в данной методике не рассматриваются.

е) Технические потери – сумма трех составляющих потерь в линиях и оборудовании электрических сетей:

– потерь, зависящих от нагрузки электрической сети (**нагрузочные потери**);

– потерь, зависящих от состава включенного оборудования (*условно-постоянные потери*);

– потерь, зависящих от погодных условий.

ж) Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций – расход электроэнергии, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала.

з) Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии – суммарный небаланс электроэнергии, обусловленный техническими характеристиками и режимами работы всех измерительных комплексов поступления и отпуска электроэнергии.

и) Норматив технологических потерь электроэнергии – технологические потери электроэнергии (в абсолютных единицах или в процентах установленного показателя), рассчитанные в соответствии с данной методикой при режимах работы, технических параметрах линий, оборудования сетей и системы учета электроэнергии в рассматриваемом периоде.

к) Нормативный метод расчета нагрузочных потерь электроэнергии – метод, использующий при расчете потерь весь объем имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей данного напряжения. При увеличении оснащенности сетей средствами измерения и оперативного контроля режимов рекомендуется применение более точных методов из их перечня, установленного методикой.

л) Нормативная характеристика технологических потерь электроэнергии – зависимость норматива технологических потерь электроэнергии от структурных составляющих поступления и отпуска электроэнергии.

II. Методы расчета нормативных (технологических) потерь при транспортировке электроэнергии

5. Методы расчета нагрузочных потерь

5.1. Нагрузочные потери электроэнергии за период T часов (D дней) могут быть рассчитаны одним из пяти методов в зависимости от объема имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей (методы расположены в порядке снижения точности расчета):

- 1) оперативных расчетов;
- 2) расчетных суток;
- 3) средних нагрузок;
- 4) числа часов наибольших потерь мощности;
- 5) оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Потери мощности в сети при использовании для расчета потерь электроэнергии методов 1– 4 рассчитывают на основе заданной схемы сети и нагрузок ее элементов, определенных с помощью измерений или с помощью расчета нагрузок элементов электрической сети в соответствии с законами электротехники.

Потери электроэнергии по методам 2–5 должны рассчитываться за каждый месяц расчетного периода с учетом схемы сети, соответствующей данному месяцу. Допускается рассчитывать потери за расчетные интервалы, включающие в себя несколько месяцев, схемы сетей в которых могут рассматриваться как неизменные. Потери электроэнергии за расчетный период определяют как сумму потерь, рассчитанных для входящих в расчетный период месяцев (расчетных интервалов).

5.1.1. **Метод оперативных расчетов** состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W = 3 \cdot \sum_{i=1}^n R_i \cdot \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \cdot \Delta t_{ij}, \quad (1)$$

где n – число элементов сети; Δt_{ij} – интервал времени, в течение которого токовую нагрузку I_{ij} i -го элемента сети с сопротивлением R_i принимают неизменной; m – число интервалов времени.

Токовые нагрузки элементов сети определяют на основе данных диспетчерских ведомостей, оперативных измерительных комплексов (ОИК) и автоматизированных систем учета и контроля электроэнергии (АСКУЭ).

5.1.2. **Метод расчетных суток** состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{nj} = k_{\lambda} k_{\phi.m}^2 \Delta W_{сут} D_{эквj}, \quad (2)$$

где $\Delta W_{сут}$ – потери электроэнергии за сутки расчетного месяца со среднесуточным отпуском электроэнергии в сеть $W_{cp.сут}$ и конфигурацией графиков нагрузки в узлах, соответствующей контрольным замерам; k_{λ} – коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре воздушных линий и принимаемый равным 1,02 для линий напряжением 110 кВ и выше и равным 1,0 для линий более низких напряжений; $k_{\phi.m}^2$ – коэффициент формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу дней в месяце контрольных замеров); $D_{эквj}$ – эквивалентное число дней в j -м расчетном интервале, определяемое по формуле:

$$D_{эквj} = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 D_{mi} / W_{m.p}^2, \quad (3)$$

где W_{mi} – отпуск электроэнергии в сеть в i -м месяце с числом дней D_{mi} ; $W_{m.p}$ – то же, в расчетном месяце; N_j – число месяцев в j -м расчетном интервале.

При расчете потерь электроэнергии за месяц $D_{эквj} = D_{mi}$.

Потери электроэнергии за расчетные сутки $\Delta W_{сут}$ определяют как сумму потерь мощности, рассчитанных для каждого часового интервала расчетных суток.

Потери электроэнергии в расчетном периоде определяют как сумму потерь во всех расчетных интервалах года. Допускается определять годовые потери электроэнергии на основе расчета $\Delta W_{сут}$ для зимнего дня контрольных замеров, принимая в (3) $N_j = 12$.

Коэффициент $k_{\phi.m}^2$ определяют по формуле:

$$k_{\phi.m}^2 = \sum_{i=1}^{D_m} W_i^2 / (W_{cp.сут}^2 D_m), \quad (4)$$

где W_i – отпуск электроэнергии в сеть за i -й день месяца; D_m – число дней в месяце.

При отсутствии данных об отпуске электроэнергии в сеть за каждые сутки месяца коэффициент $k_{\phi.m}^2$ определяют по формуле:

$$k_{\phi.m}^2 = \frac{(D_p + k_w^2 D_{н.р}) D_m}{(D_p + k_w D_{н.р})^2}, \quad (5)$$

где D_p и $D_{н.р}$ – число рабочих и нерабочих дней в месяце ($D_m = D_p + D_{н.р}$); k_w – отношение значений энергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий дни $k_w = W_{н.р} / W_p$.

5.1.3. **Метод средних нагрузок** состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{nj} = k_{\lambda} k_{\kappa} \Delta P_{cp} T_j k_{\phi}^2, \quad (6)$$

где ΔP_{cp} – потери мощности в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов; k_{ϕ}^2 – коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал; k_{κ} – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети; T_j – продолжительность j -го расчетного интервала, ч.

Коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал определяют по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{cp}^2 T), \quad (7)$$

где P_i – значение нагрузки на i -й ступени графика продолжительностью Δt_i , час; m – число ступеней графика на расчетном интервале; P_{cp} – средняя нагрузка за расчетный интервал.

Коэффициент k_{κ} в формуле (6) принимают равным 0,99. Для сетей 6–20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и P_{cp} в формуле (7) могут использоваться значения тока головного участка I_i и I_{cp} . В этом случае коэффициент k_{κ} равен 1,02.

Допускается определять коэффициент формы графика за расчетный интервал по формуле:

$$k_{\phi}^2 = k_{\phi,c}^2 \cdot k_{\phi,m}^2 \cdot k_{\phi,N}^2, \quad (8)$$

где $k_{\phi,c}^2$ – коэффициент формы суточного графика дня контрольных замеров, рассчитанный по формуле (7); $k_{\phi,N}^2$ – коэффициент формы графика месячных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу месяцев в расчетном интервале), рассчитываемый по формуле:

$$k_{\phi N}^2 = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j \cdot W_{cp,мес}^2), \quad (9)$$

где W_{mi} – отпуск электроэнергии в сеть за i -й месяц расчетного интервала; $W_{cp,мес}$ – среднемесячный отпуск электроэнергии в сеть за месяцы расчетного интервала.

При расчете потерь за месяц $k_{\phi,N}^2 = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение k_{ϕ}^2 определяют по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}. \quad (10)$$

Коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети k_3 определяют по:

$$k_3 = \frac{W_o}{P_{max} T} = \frac{T_{max}}{T} = \frac{P_{cp}}{P_{max}}, \quad (11)$$

где W_o – отпуск электроэнергии в сеть за время T ; T_{max} – число часов использования наибольшей нагрузки сети.

Среднюю нагрузку i -го в узла определяют по формуле:

$$P_{cpi} = \frac{W_i}{T}, \quad (12)$$

где W_i – энергия, потребленная (генерированная) в i -м узле за время T .

5.1.4. **Метод числа часов наибольших потерь мощности** состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{nj} = k_d k_k \Delta P_{max} T_j \tau_o, \quad (13)$$

где ΔP_{max} – потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети; τ_o – относительное число часов наибольших потерь мощности, определенное по графику суммарной нагрузки сети за расчетный интервал.

Относительное число часов наибольших потерь мощности определяют по формуле:

$$\tau_o = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{max}^2 T_j), \quad (14)$$

где P_{max} – наибольшее значение из m значений P_i в расчетном интервале.

Коэффициент k_k в формуле (13) принимают равным 1,03. Для сетей 6–20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и P_{max} в формуле (14) могут использоваться значения тока головного участка I_i и I_{max} . В этом случае коэффициент k_k равен 1,0.

Допускается определять относительное число часов наибольших потерь мощности за расчетный интервал по формуле:

$$\tau_o = \tau_c \cdot \tau_m \cdot \tau_N, \quad (15)$$

где τ_c – относительное число часов наибольших потерь мощности, рассчитанное по формуле (14) для суточного графика дня контрольных замеров.

Значения τ_m и τ_N рассчитывают по формулам:

$$\tau_m = \frac{D_p + k_w^2 D_{н.р}}{D_m}; \quad (16)$$

$$\tau_N = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j W_{м.р}^2), \quad (17)$$

где $W_{м,р}$ – отпуск электроэнергии в сеть в расчетном месяце.

При расчете потерь за месяц $\tau_N = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение τ_o определяют по формуле:

$$\tau_o = \frac{k_3 + 2k_3^2}{3} \quad (18)$$

5.1.5. **Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети** состоит в расчете потерь электроэнергии на основе зависимостей потерь от суммарной длины и количества линий, суммарной мощности и количества оборудования, полученных на основе технических параметров линий и оборудования или статистических данных.

5.2. Потери электроэнергии должны рассчитываться для характерных рабочих и ремонтных схем. В расчетную схему должны быть включены все элементы сети, потери в которых зависят от ее режима (линии, трансформаторы, высокочастотные заградители ВЧ-связи, токоограничивающие реакторы и т.п.).

5.3. Расчетные значения активных сопротивлений проводов воздушных линий (ВЛ) $R_{л}$ определяют с учетом температуры провода $t_{л}$, °С, зависящей от средней за расчетный период температуры окружающего воздуха $t_{в}$ и плотности тока в проводе j , А/мм²:

$$R_{л} = R_{20} [1 + 0,004 (t_{в} - 20 + 8,3 j^2 \sqrt{F/300})], \quad (19)$$

где R_{20} – стандартное справочное сопротивление провода сечением F , мм², при $t_{л} = 20^{\circ}$ С.

Примечание. При отсутствии данных о средней плотности тока за расчетный период в каждом элементе электрической сети принимают расчетное значение $j = 0,5$ А/мм².

5.4. Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СПС) определяют по формуле:

$$\Delta W_{nc} = 2,3 F j^2 L \tau_o D, \quad (20)$$

где F – среднее сечение проводов (шин); L – суммарная протяженность проводов (шин) на подстанции; j – плотность тока.

При отсутствии данных о параметрах, используемых в формуле (20), расчетные потери в СПС принимают в соответствии с табл. П.1 приложения 1 и относят их к условно-постоянным потерям.

5.5. Потери электроэнергии в измерительных трансформаторах тока (ТТ) определяют по формуле:

$$\Delta W_{ТТ} = \Delta P_{ТТ ном} T \beta_{ТТ ср}^2 k_{ф}^2, \quad (21)$$

где $\Delta P_{ТТ ном}$ – потери в ТТ при номинальной нагрузке; $\beta_{ТТ ср}$ – среднее значение коэффициента токовой загрузки ТТ за расчетный период.

При отсутствии данных о параметрах, используемых в формуле (21), расчетные потери в ТТ принимают в соответствии с табл. П.3 приложения 1 и относят их к условно-постоянным потерям.

6. Нормативные методы расчета нагрузочных потерь

6.1. *Нормативным методом расчета* нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 330 – 750 кВ является метод оперативных расчетов.

6.2. *Нормативными методами расчета* нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 35–220 кВ являются:

– при отсутствии реверсивных потоков энергии по межсетевым связям 35–220 кВ – метод расчетных суток;

– при наличии реверсивных потоков энергии – метод средних нагрузок. При этом все часовые режимы в расчетном периоде разделяют на группы с одинаковыми направлениями потоков энергии. Расчет потерь проводят методом средних нагрузок для каждой группы режимов.

При отсутствии данных о потреблении энергии на подстанциях 35 кВ временно допускается применение для расчетов потерь в этих сетях метода наибольших потерь мощности.

6.3. *Нормативным методом расчета* нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 6-20 кВ является метод средних нагрузок.

При отсутствии информации о потреблении энергии на ТП 6-20/0,4 кВ допускается определять их нагрузки, распределяя энергию головного участка (за вычетом энергии по ТП, где она известна, и потерь в сети 6-20 кВ) пропорционально номинальным мощностям или коэффициентам максимальной загрузки трансформаторов ТП.

При отсутствии электрических счетчиков на головных участках фидеров 6-20 кВ временно допускается применение для расчетов потерь в этих сетях метода наибольших потерь мощности.

6.4. *Нормативным методом расчета* нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 0,38 кВ является метод оценки потерь на основе зависимостей потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети, изложенный ниже.

Потери электроэнергии в линии 0,38 кВ с сечением головного участка F_2 , мм², отпуском электрической энергии в линию $W_{0,38}$, за период D , дней, рассчитывают по формуле:

$$\Delta W_{н0,38} = k_{0,38} \cdot \frac{W_{0,38}^2 (1 + tg^2 \varphi) L_{экв}}{F_2 \cdot D} \cdot \frac{1 + 2k_3}{3k_3} \quad (22)$$

где $L_{экв}$ – эквивалентная длина линии; $tg \varphi$ – коэффициент реактивной мощности; $k_{0,38}$ – коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз.

Эквивалентную длину линии определяют по формуле:

$$L_{экв} = L_M + 0,44 L_{2-3} + 0,22 L_1, \quad (23)$$

где L_M – длина магистрали; L_{2-3} – длина двухфазных и трехфазных ответвлений; L_1 – длина однофазных ответвлений.

Примечание. Под магистралью понимается наибольшее расстояние от шин 0,4 кВ распределительного трансформатора 6–20/0,4 кВ до наиболее удаленного потребителя, присоединенного к трехфазной или двухфазной линии.

Внутридомовые сети многоэтажных зданий (до счетчиков электрической энергии) включают в длину ответвлений соответствующей фазности.

При наличии стальных или медных проводов в магистрали или ответвлениях в формулу (23) подставляют длины линий, определяемые по формуле:

$$L = L_a + 4 L_c + 0,6 L_M, \quad (24)$$

где L_a , L_c и L_M – длины алюминиевых, стальных и медных проводов, соответственно.

Коэффициент $k_{0,38}$ определяют по формуле:

$$k_{0,38} = k_u (9,67 - 3,32d_p - 1,84d_p^2), \quad (25)$$

где d_p – доля энергии, отпускаемой населению; k_u – коэффициент, принимаемый равным 1 для линии 380/220 В и равным 3 для линии 220/127 В.

При использовании формулы (22) для расчета потерь в N линиях с суммарными длинами магистралей $L_{M\Sigma}$, двухфазных и трехфазных ответвлений $L_{2-3\Sigma}$ и однофазных ответвлений $L_{1\Sigma}$ в формулу подставляют средний отпуск электроэнергии в одну линию $W_{0,38} = W_{0,38\Sigma} / N$, где $W_{0,38\Sigma}$ – суммарный отпуск энергии в N линий, и среднее сечение головных участков, а коэффициент $k_{0,38}$, определенный по формуле (25), умножают на коэффициент k_N , учитывающий неодинаковость длин линий и плотностей тока на головных участках линий, определяемый по формуле

$$k_N = 1,25 + 0,14 d_p. \quad (26)$$

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика и (или) коэффициенте реактивной мощности принимают $k_3 = 0,3$; $tg \varphi = 0,6$.

При отсутствии учета электроэнергии, отпускаемой в линии 0,38 кВ, ее значение определяют, вычитая из энергии, отпущенной в сеть 6-20 кВ, потери в линиях и трансформаторах 6-20 кВ и энергию, отпущенную в ТП 6-20/0,4 кВ и линии 0,38 кВ, находящиеся на балансе потребителей.

7. Методы расчета условно-постоянных потерь

7.1. К условно-постоянным потерям электроэнергии относятся:

- потери холостого хода в силовых трансформаторах (автотрансформаторах) и трансформаторах дугогасящих реакторов;
- потери в оборудовании, нагрузка которого не имеет прямой связи с суммарной нагрузкой сети (регулируемые компенсирующие устройства);
- потери в оборудовании, имеющем одинаковые параметры при любой нагрузке сети (нерегулируемые компенсирующие устройства, вентильные разрядники (РВ), ограничители перенапряжений (ОПН), устройства присоединения ВЧ-связи (УПВЧ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), включая их вторичные цепи, электрические счетчики 0,22–0,66 кВ и изоляция силовых кабелей).

7.2. Потери электроэнергии холостого хода в силовом трансформаторе (автотрансформаторе) определяют на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности холостого хода ΔP_x , по формуле:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^m T_{pi} \left(\frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2, \quad (27)$$

где T_{pi} – число часов работы оборудования в i -м режиме; U_i – напряжение на оборудовании в i -м режиме; $U_{ном}$ – номинальное напряжение оборудования.

Напряжение на оборудовании определяют с помощью измерений или с помощью расчета установившегося режима сети в соответствии с законами электротехники.

7.3. Потери электроэнергии в шунтирующем реакторе (ШР) определяют по формуле (27) на основе приведенных в паспортных данных потерь мощности ΔP_p . Допускается определять потери в ШР на основе данных табл. П.1 приложения 1.

7.4. Потери электроэнергии в синхронном компенсаторе (СК) или генераторе, переведенном в режим СК, определяют по формуле:

$$\Delta W_{ск} = (0,4 + 0,1\beta_Q^2) \Delta P_{ном} \cdot T_p, \quad (28)$$

где β_Q – коэффициент максимальной нагрузки СК в расчетном периоде; $\Delta P_{ном}$ – потери мощности в режиме номинальной загрузки СК в соответствии с паспортными данными.

Допускается определять потери в СК на основе данных табл. П.2 приложения 1.

7.5. Потери электроэнергии в статических компенсирующих устройствах (КУ) – батареях конденсаторов (БК) и статических тиристорных компенсаторах (СТК) – определяют по формуле:

$$\Delta W_{КУ} = \Delta p_{КУ} S_{КУ} T_p, \quad (29)$$

где $\Delta p_{КУ}$ – удельные потери мощности в соответствии с паспортными данными КУ; $S_{КУ}$ – мощность КУ (для СТК принимается по емкостной составляющей).

При отсутствии паспортных данных значение $\Delta p_{КУ}$ принимают равным для БК 0,003 кВт/квар, для СТК 0,006 кВт/квар.

7.6. Потери электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, устройствах присоединения ВЧ-связи, измерительных трансформаторах напряжения, электрических счетчиках 0,22–0,66 кВ и изоляции силовых кабелей принимают в соответствии с данными заводов-изготовителей оборудования. При отсутствии данных завода-изготовителя расчетные потери принимают в соответствии с приложением 1 к настоящей Методике.

8. Методы расчета потерь, зависящих от погодных условий

8.1. Потери, зависящие от погодных условий, включают в себя три вида потерь:

- на корону;
- от токов утечки по изоляторам воздушных линий;
- расход электроэнергии на плавку гололеда.

8.2. Потери электроэнергии на корону определяют на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в табл. 1, и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода. При этом к периодам хорошей погоды (для целей расчета потерь на корону) относят погоду с влажностью менее 100 % и гололед; к периодам влажной погоды – дождь, мокрый снег, туман.

Таблица 1. Удельные потери мощности на корону.

Напряжение ВЛ, тип опоры, число и сечение проводов в фазе	Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	Потери мощности на корону, кВт/км, при погоде,:			
		хорошая	сухой снег	влажная	изморозь
750-5x240	1200	3,9	15,5	55,0	115,0
750-4x600	2400	4,6	17,5	65,0	130,0
500-3x400	1200	2,4	9,1	30,2	79,2
500-8x300	2400	0,1	0,5	1,5	4,5
330-2x400	800	0,8	3,3	11,0	33,5
220ст-1x300	300	0,3	1,5	5,4	16,5
220ст/2-1x300	300	0,6	2,8	10,0	30,7
220жб-1x300	300	0,4	2,0	8,1	24,5
220жб/2-1x300	300	0,8	3,7	13,3	40,9
220-3x500	1500	0,02	0,05	0,27	0,98
154-1x185	185	0,12	0,35	1,20	4,20
154/2-1x185	185	0,17	0,51	1,74	6,12
110ст-1x120	120	0,013	0,04	0,17	0,69
110ст/2-1x120	120	0,015	0,05	0,25	0,93
110жб-1x120	120	0,018	0,06	0,30	1,10
110жб/2-1x120	120	0,020	0,07	0,35	1,21

Примечания: 1. Вариант 500-8x300 соответствует линии 500 кВ, построенной в габаритах 1150 кВ, вариант 220-3x500– линии 220 кВ, построенной в габаритах 500 кВ.

2. Варианты 220/2-1x300, 154/2-1x185 и 110/2-1x120 соответствуют двухцепным линиям. Потери во всех случаях приведены в расчете на одну цепь.

3. Индексы «ст» и «жб» обозначают стальные и железобетонные опоры.

8.3. При отсутствии данных о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода потери электроэнергии на корону определяют по табл. 2 в зависимости от региона расположения линии. Распределение территориальных образований Российской Федерации по регионам для целей расчета потерь, зависящих от погодных условий, приведено в приложении 2 к настоящей Методике.

Таблица 2. Удельные годовые потери электроэнергии на корону

Напряжение ВЛ, кВ, число и сечение проводов в фазе	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс. кВтч/км в год, в регионе						
	1	2	3	4	5	6	7
750-5x240	193,3	176,6	163,8	144,6	130,6	115,1	153,6
750-4x600	222,5	203,9	189,8	167,2	151,0	133,2	177,3
500-3x400	130,3	116,8	106,0	93,2	84,2	74,2	103,4
500-8x300	6,6	5,8	5,2	4,6	4,1	3,5	5,1
330-2x400	50,1	44,3	39,9	35,2	32,1	27,5	39,8
220ст-1x300	19,4	16,8	14,8	13,3	12,2	10,4	15,3
220ст/2-1x300	36,1	31,2	27,5	24,7	22,7	19,3	28,5
220жб-1x300	28,1	24,4	21,5	19,3	17,7	15,1	22,2
220жб/2-1x300	48,0	41,5	36,6	32,9	30,2	25,7	37,9
220-3x500	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0
154-1x185	7,2	6,3	5,5	4,9	4,6	3,9	5,7
154/2-1x185	10,4	9,1	8,0	7,1	6,8	5,7	8,3
110ст-1x120	1,07	0,92	0,80	0,72	0,66	0,55	0,85
110ст/2-1x120	1,42	1,22	1,07	0,96	0,88	0,73	1,13
110жб-1x120	1,71	1,46	1,28	1,15	1,06	0,88	1,36
110жб/2-1x120	1,85	1,59	1,39	1,25	1,14	0,95	1,47

Примечание. Значения потерь, приведенные в табл. 2 и 4, соответствуют году с числом дней 365. При расчете нормативных потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.

8.4. При расчете потерь на линиях с сечениями, отличающимися от приведенных в табл.1, расчетные значения, приведенные в таблицах 1 и 2, умножают на отношение F_T/F_ϕ , где F_T – суммарное сечение проводов фазы, приведенное в табл. 1; F_ϕ – фактическое сечение проводов линии.

8.5. Влияние рабочего напряжения линии на потери на корону учитывают, умножая данные, приведенные в таблицах 1 и 2, на коэффициент, определяемый по формуле:

$$K_{U_{кор}} = 6,88 U_{отн}^2 - 5,88 U_{отн}, \quad (30)$$

где $U_{отн}$ – отношение рабочего напряжения линии к его номинальному значению.

8.6. Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий определяют на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в табл. 3, и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода.

По влиянию на токи утечки виды погоды должны объединяться в 3 группы: 1 группа – хорошая погода с влажностью менее 90 %, сухой снег, изморозь, гололед; 2 группа – дождь, мокрый снег, роса, хорошая погода с влажностью 90 % и более; 3 группа – туман.

Таблица 3. Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам ВЛ

Группа погоды	Потери мощности от токов утечки по изоляторам, кВт/км, на ВЛ напряжением, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
1	0,01 1	0,01 7	0,02 5	0,03 3	0,03 5	0,04 4	0,05 5	0,06 3	0,06 9	0,103	0,156	0,23 5
2	0,09 4	0,15 3	0,22 7	0,30 2	0,32 4	0,40 8	0,51 0	0,58 7	0,63 7	0,953	1,440	2,16 0
3	0,15 4	0,25 5	0,37 6	0,50 7	0,54 3	0,68 0	0,85 0	0,97 8	1,06 1	1,587	2,400	3,60 0

8.7. При отсутствии данных о продолжительностях различных погодных условий годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий принимают по данным табл. 4.

Таблица 4. Удельные годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ

Номер региона	Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ, тыс. кВтч/км в год, при напряжении, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
1	0,21	0,33	0,48	0,64	0,69	0,86	1,08	1,24	1,35	2,01	3,05	4,58
2	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	0,92	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
3	0,28	0,45	0,67	0,88	0,95	1,19	1,49	1,71	1,86	2,78	4,20	6,31
4	0,31	0,51	0,75	1,00	1,07	1,34	1,68	1,93	2,10	3,14	4,75	7,13
5	0,27	0,44	0,65	0,87	0,92	1,17	1,46	1,68	1,82	2,72	4,11	6,18
6	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	0,92	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
7	0,16	0,26	0,39	0,51	0,55	0,69	0,86	0,99	1,08	1,61	2,43	3,66

8.8. Нормативный расход электроэнергии на плавку гололеда определяют по табл. 5 в зависимости от района расположения ВЛ по гололеду (гл. 2.5 ПУЭ).

Таблица 5. Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда

Число проводов в фазе и сечение, мм ²	Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	Расчетный расход электроэнергии на плавку гололеда, тыс. кВт·ч/км в год, в районе по гололеду:			
		1	2	3	4
4x600	2400	0,171	0,236	0,300	0,360
8x300	2400	0,280	0,381	0,479	0,571
3x500	1500	0,122	0,167	0,212	0,253
5x240	1200	0,164	0,223	0,280	0,336
3x400	1200	0,114	0,156	0,197	0,237
2x400	800	0,076	0,104	0,131	0,158
2x300	600	0,070	0,095	0,120	0,143
1x330	330	0,036	0,050	0,062	0,074
1x300	300	0,035	0,047	0,060	0,071
1x240	240	0,033	0,046	0,056	0,067
1x185	185	0,030	0,041	0,051	0,061
1x150	150	0,028	0,039	0,053	0,064
1x120	120	0,027	0,037	0,046	0,054
1x95	95	0,024	0,031	0,038	0,044

9. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций определяют на основе приборов учета, установленных на трансформаторах собственных нужд (ТСН). При установке прибора учета на шинах 0,4 кВ ТСН потери в ТСН, рассчитанные в соответствии с данной методикой, должны быть добавлены к показанию счетчика.

III. Методы расчета потерь, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии

10. Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, рассчитывают как сумму значений, определенных для каждой точки учета поступления электроэнергии в сеть и отпуска электроэнергии из сети по формуле:

$$\Delta W_{уч} = - (\Delta_{ТТ\beta} + \Delta_{ТН} + \Delta_{\theta\beta} - \Delta U_{ТН} + \Delta_{сч}) W / 100, \quad (31)$$

где $\Delta_{ТТ\beta}$ – токовая погрешность ТТ, %, при коэффициенте токовой загрузки $\beta_{ТТ}$; $\Delta_{ТН}$ – погрешность ТН по модулю напряжения, %; $\Delta_{\theta\beta}$ – погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика, %, при коэффициенте токовой загрузки $\beta_{ТТ}$; $\Delta_{сч}$ – погрешность счетчика, %; $\Delta U_{ТН}$ – потеря напряжения во вторичной цепи ТН, %; W – энергия, зафиксированная счетчиком за расчетный период.

10.1. Погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика определяют по формуле:

$$\Delta_{\theta\beta} = 0,0291 (\theta_{I\beta} - \theta_U) \operatorname{tg} \varphi, \quad (32)$$

где $\theta_{I\beta}$ – угловая погрешность ТТ, мин, при коэффициенте токовой загрузки $\beta_{ТТ}$; θ_U – угловая погрешность ТН, мин; $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности контролируемого присоединения.

10.2. Коэффициент токовой загрузки ТТ за расчетный период определяют по формуле:

$$\beta_{ТТ} = \frac{W \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}}{T \sqrt{3} U_{ном} I_{ном}} \frac{1 + 2k_3}{3k_3}, \quad (33)$$

где $U_{ном}$ и $I_{ном}$ – номинальные напряжение и ток первичной обмотки ТТ.

10.3. Значения погрешностей в формулах (31) и (32) определяют на основе данных метрологической поверки. При отсутствии данных о фактических погрешностях

измерительных комплексов допускается проводить расчет потерь электроэнергии, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии, в соответствии с Приложением 3 к настоящей Методике.

IV. Методы расчета нормативных характеристик технологических потерь электроэнергии

11. Нормативную характеристику технологических потерь электроэнергии определяют на основе расчета потерь в базовом периоде методами, изложенными в разделах II и III настоящей методики, и используют для определения норматива потерь на плановый период.

11.1. Нормативная характеристика технологических потерь электроэнергии имеет вид:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \sum_{j=i}^n A_{ij} \frac{W_i W_j}{D} + \sum_{i=1}^n B_i W_i + (C_{\text{пост}} + C_{\text{пог}} + C_{\text{с.н}}) \cdot D + B_{\text{уч}} W_o, \quad (34)$$

где $W_{i(j)}$ - значения показателей (поступления и отпуска электроэнергии), отражаемых в отчетности; n - число показателей; W_o - отпуск электроэнергии в сеть; D - число дней расчетного периода, которому соответствуют задаваемые значения энергии; A , B и C - коэффициенты, отражающие составляющие потерь: A_{ij} и B_i - нагрузочные потери, $C_{\text{пост}}$ - условно-постоянные потери, $C_{\text{пог}}$ - потери, зависящие от погодных условий, $C_{\text{с.н}}$ - расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, $B_{\text{уч}}$ - потери, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии.

11.2. Нормативную характеристику нагрузочных потерь электроэнергии в замкнутых сетях определяют на основе предварительно рассчитанной характеристики нагрузочных потерь мощности, имеющей вид:

$$\Delta P_{\text{нагр}} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=i}^n a_{ij} P_i P_j + \sum_{i=1}^n b_i P_i, \quad (35)$$

где $P_{i(j)}$ - значения мощностей, соответствующих показателям, отраженным формуле (34);

a_{ij} и b_i - коэффициенты нормативной характеристики потерь мощности.

11.3. Преобразование коэффициентов характеристики потерь мощности в коэффициенты характеристики потерь электроэнергии производят по формулам:

$$A_{ij} = \frac{a_{ij}}{24} k_{\phi}^2 10^3; \quad (36)$$

$$B_i = b_i. \quad (37)$$

11.4. Для составляющих нормативной характеристики, содержащих произведения значений энергии, значение $k_{\phi ij}^2$ вычисляют по формуле:

$$k_{\phi ij}^2 = 1 + r_{ij} \sqrt{(k_{\phi i}^2 - 1)(k_{\phi j}^2 - 1)}, \quad (38)$$

где $k_{\phi i}$ и $k_{\phi j}$ коэффициенты формы i -го и j -го графиков активной мощности; r_{ij} - коэффициент корреляции i -го и j -го графиков, рассчитываемый по данным ОИК. При отсутствии расчетов r_{ij} принимают $k_{\phi ij}^2 = 1$.

11.5. Коэффициент $C_{\text{пост}}$ определяют по формуле

$$C_{\text{пост}} = \Delta W_{\text{пост}} / D, \quad (39)$$

где $\Delta W_{\text{пост}}$ - условно-постоянные потери электроэнергии в базовом периоде.

11.6. Коэффициент $C_{\text{пог}}$ определяют по формуле

$$C_{\text{пог}} = \Delta W_{\text{пог}} / D, \quad (40)$$

где $\Delta W_{\text{пост}}$ - потери электроэнергии, зависящие от погодных условий, в базовом периоде.

11.7. Коэффициент $C_{\text{с.н}}$ определяют по формуле

$$C_{\text{с.н}} = W_{\text{с.н}} / D, \quad (41)$$

где $\Delta W_{c.n}$ – расход электроэнергии на собственные нужды подстанций в базовом периоде.

11.8. Коэффициент $B_{yч}$ определяют по формуле

$$B_{yч} = \Delta W_{yч} / W_o, \quad (42)$$

где $\Delta W_{yч}$ – потери, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, в базовом периоде.

11.9. Нормативная характеристика нагрузочных потерь электроэнергии в радиальных сетях имеет вид:

$$\Delta W_{нагр} = A_U \frac{W_U^2}{D}, \quad (43)$$

где W_U – отпуск электроэнергии в сеть напряжением U за D дней; A_U – коэффициент нормативной характеристики.

11.10. Коэффициент A_U нормативной характеристики (43) определяют по формуле:

$$A_U = \frac{\Delta W_{нU}}{W_U^2} D, \quad (44)$$

где $\Delta W_{нU}$ – нагрузочные потери электроэнергии в сети напряжением U в базовом периоде.

11.11. Коэффициенты A и C ($C_{носм}$, $C_{ног}$ и $C_{с.н}$) для радиальных сетей 6-35 кВ в целом по их значениям, рассчитанным для входящих в сеть линий (A_i и C_i), определяют по формулам:

$$A = \sum_{i=1}^n A_i \left(\frac{W_i}{W_\Sigma} \right)^2; \quad (45)$$

$$C = \sum_{i=1}^n C_i, \quad (46)$$

где W_i – отпуск электроэнергии в i -ю линию; W_Σ – то же, в сеть в целом; n – количество линий.

Коэффициенты A_i и C_i должны быть рассчитаны для всех линий сети. Их определение на основе расчета ограниченной выборки линий не допускается.

11.12. Коэффициент A для сетей 0,38 кВ рассчитывают по формуле (43), в которую в качестве $\Delta W_{нU}$ подставляют значение суммарных нагрузочных потерь во всех линиях 0,38 кВ $\Delta W_{н0,38}$, рассчитанных по формуле (22) с учетом формулы (26).

Приложение 1
к Методике расчета нормативных
(технологических) потерь
электроэнергии в электрических сетях

Расчетные потери электроэнергии в оборудовании

1. Таблица П.1. Потери электроэнергии в шунтирующих реакторах (ШР) и соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС)

Вид оборудования	Удельные потери энергии при напряжении, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
ШР, тыс.кВт·ч/МВА в год	84	84	74	65	36	35	32	31	29	26	20	19
СППС, тыс.кВт·ч/подстанцию в год	1,3	1,3	1,3	1,3	3	6	11	18	31	99	415	737

Примечание. Значения потерь, приведенные в приложении 1, соответствуют году с числом дней 365. При расчете нормативных потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.

2. Таблица П.2. Потери электроэнергии в синхронных компенсаторах

Вид оборудования	Потери энергии, тыс. кВт·ч в год, при номинальной мощности СК, МВА									
	5	7,5	10	15	30	50	100	160	320	
СК	400	540	675	970	1570	2160	3645	4725	10260	

Примечание. При мощности СК, отличной от приведенной в табл. П.2, потери определяют с помощью линейной интерполяции.

3. Таблица П.3. Потери электроэнергии в вентильных разрядниках (РВ), ограничителях перенапряжений (ОПН), измерительных трансформаторах тока (ТТ) и напряжения (ТН) и устройствах присоединения ВЧ-связи (УПВЧ)

Вид оборудования	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч/год, при напряжении оборудования, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
РВ	0,009	0,021	0,033	0,047	0,091	0,27	0,60	1,05	1,59	3,32	4,93	4,31
ОПН	0,001	0,001	0,002	0,004	0,013	0,10	0,22	0,40	0,74	1,80	3,94	8,54
ТТ	0,06	0,1	0,15	0,2	0,4	0,6	1,1	1,5	2,2	3,3	5,0	7,5
ТН	1,54	1,9	2,35	2,7	3,6	6,2	11,0	11,8	13,1	18,4	28,9	58,8
УПВЧ	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,12	0,22	0,30	0,43	2,12	3,24	4,93

Примечание 1. Потери электроэнергии в УПВЧ даны на одну фазу, для остального оборудования – на три фазы.

Примечание 2. Потери электроэнергии в ТТ напряжением 0,4 кВ принимают равными 0,05 тыс. кВт·ч/год.

4. Потери электроэнергии в электрических счетчиках 0,22–0,66 кВ, принимают в соответствии со следующими данными, кВт·ч в год на один счетчик:

однофазный, индукционный – 18,4;
 трехфазный, индукционный – 92,0;
 однофазный, электронный – 21,9;
 трехфазный, электронный – 73,6.

5. Таблица П.4. Потери электроэнергии в изоляции кабелей

Сечение, мм ²	Потери электроэнергии в изоляции кабеля, тыс. кВтч/км в год, при номинальном напряжении, кВ					
	6	10	20	35	110	220
10	0,14	0,33	–	–	–	–
16	0,17	0,37	–	–	–	–
25	0,26	0,55	1,18	–	–	–
35	0,29	0,68	1,32	–	–	–
50	0,33	0,75	1,52	–	–	–
70	0,42	0,86	1,72	4,04	–	–
95	0,55	0,99	1,92	4,45	–	–
120	0,60	1,08	2,05	4,66	26,6	–
150	0,67	1,17	2,25	5,26	27,0	–
185	0,74	1,28	2,44	5,46	29,1	–
240	0,83	1,67	2,80	7,12	32,4	–
300	–	–	–	–	35,2	80,0
400	–	–	–	–	37,4	90,0
500	–	–	–	–	44,4	100,0
625	–	–	–	–	49,3	108,0
800	–	–	–	–	58,2	120,0

Приложение 2
к Методике расчета нормативных
(технологических) потерь
электроэнергии в электрических сетях

Распределение территориальных образований Российской Федерации по регионам для целей расчета потерь, зависящих от погодных условий

Номер региона	Территориальные образования, входящие в регион
1	Республика Саха–Якутия, Хабаровский край Области: Камчатская, Магаданская, Сахалинская.
2	Республики: Карелия, Коми Области: Архангельская, Калининградская, Мурманская
3	Области: Вологодская, Ленинградская, Новгородская, Псковская
4	Республики: Мари-Эл, Мордовия, Татария, Удмуртия, Чувашская Области: Белгородская, Брянская, Владимирская, Воронежская, Ивановская, Калужская, Кировская, Костромская, Курская, Липецкая, Московская, Нижегородская, Орловская, Пензенская, Пермская, Рязанская, Самарская, Саратовская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Ульяновская, Ярославская
5	Республики: Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Карачаево-Черкесская, Калмыкия, Северная Осетия, Чечня Края: Краснодарский, Ставропольский Области: Астраханская, Волгоградская, Ростовская
6	Республика Башкирия Области: Курганская, Оренбургская, Челябинская
7	Республики: Бурятия, Хакасия Края: Алтайский, Красноярский, Приморский Области: Амурская, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Омская, Свердловская, Томская, Тюменская, Читинская

Приложение 3
к Методике расчета нормативных
(технологических) потерь
электроэнергии в электрических сетях

Расчет потерь, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии

П.3.1. Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, определяют на основе данных о классах точности ТТ – $K_{ТТ}$, ТН – $K_{ТН}$, счетчиков – $K_{сч}$, коэффициентах токовой загрузки ТТ – $\beta_{ТТ}$ и сроках службы счетчиков после последней поверки – $T_{пов}$, лет. Приведенные ниже зависимости средних погрешностей ТТ, ТН и счетчиков применяют только для расчета суммарного недоучета по электрической сети в целом. Эти зависимости не допускается применять для корректировки показаний счетчика в конкретной точке учета.

П.3.2. Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, рассчитывают как сумму значений, определенных для каждой точки учета поступления электроэнергии в сеть и отпуска электроэнергии из сети по формуле:

$$\Delta W_{уч i} = - (\Delta_{ТТ i} + \Delta_{ТН i} + \Delta_{сч i}) W_i / 100, \quad (П.1)$$

где $\Delta_{ТТ i}$, $\Delta_{ТН i}$ и $\Delta_{сч i}$ – средние погрешности ТТ, ТН и счетчика, %, в i -й точке учета; W_i – энергия, зафиксированная счетчиком в i -й точке учета за расчетный период.

П.3.3. Среднюю погрешность ТТ определяют по формулам:

для ТТ с номинальным током $I_{ном} \leq 1000$ А:

$$\text{при } \beta_{ТТ} \leq 0,05 \quad \Delta_{ТТ} = 30 (\beta_{ТТ} - 0,0833) K_{ТТ}; \quad (П.2)$$

$$\text{при } 0,05 < \beta_{ТТ} \leq 0,2 \quad \Delta_{ТТ} = 3,3333 (\beta_{ТТ} - 0,35) K_{ТТ}; \quad (П.3)$$

$$\text{при } \beta_{ТТ} > 0,2 \quad \Delta_{ТТ} = 0,625 (\beta_{ТТ} - 1) K_{ТТ}; \quad (П.4)$$

для ТТ с номинальным током $I_{ном}$ более 1000 А:

$$\Delta_{ТТ} = \frac{625}{I_{ном}} (\beta_{ТТ} - 1) K_{ТТ} . \quad (П.5)$$

П.3.4. Среднюю погрешность ТН (с учетом потерь в соединительных проводах) определяют по формуле:

$$\Delta_{ТН} = -0,5 K_{ТН}. \quad (П.6)$$

П.3.5. Среднюю погрешность индукционного счетчика определяют по формуле:

$$\Delta_{сч} = -k T_{пов} K_{сч} . \quad (П.7)$$

Коэффициент k принимают равным 0,2 для индукционных счетчиков, изготовленных до 2000 г, и 0,1 – для индукционных счетчиков, изготовленных позже этого срока.

При определении нормативного недоучета значение $T_{пов}$ не должно превышать нормативного межповерочного интервала.

Для электронного счетчика принимают $\Delta_{сч} = 0$.

**«Порядок расчета и обоснования нормативов технологических потерь
электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям»,**

утвержденного Приказом Минпромэнерго РФ от 04.10.2005 N 267 "Об организации в Министерстве Промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям".

**ПОРЯДОК
расчёта и обоснования нормативов технологических потерь
электроэнергии при её передаче по электрическим сетям**

I. Общие положения

1. Настоящий документ определяет порядок разработки нормативов технологических потерь электроэнергии на её передачу по электрическим сетям и нормативов снижения потерь электроэнергии на регулируемый период.

2. Настоящий Порядок разработан с целью снижения потерь электроэнергии в электрических сетях и обоснования тарифов за услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям.

3. Нормативы технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям на регулируемый период для электросетевой организации (далее – ЭСО) учитываются при формировании тарифов, как в целом по ЭСО, так и с разбивкой по диапазонам напряжения:

- на высоком напряжении – 110 кВ и выше (ВН);
- на среднем первом напряжении – 35-60 кВ (СНІ);
- на среднем втором напряжении – 1-20 кВ (СНІІ);
- на низком напряжении – 0,4 кВ и ниже (НН).

4. Для целей настоящего документа используются следующие понятия:

Фактические (отчётные) потери электроэнергии – разность между поступлением (поставкой) электрической энергии в электрическую сеть и отпуском электрической энергии из сети, а также объемом электрической энергии, потребленной энергопринимающими устройствами и субъектами.

Технологические потери (расход) электроэнергии при её передаче по электрическим сетям (далее - ТПЭ) – потери в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования с учётом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и потерь, вызванных погрешностью системы учёта электроэнергии. Определяются расчётным путём.

Нормативы технологических потерь (расхода) электроэнергии при её передаче по электрическим сетям (далее - НТПЭ) – расчётные значения технологических потерь, определяемые в соответствии с настоящим Порядком в процентах от величины отпуска электроэнергии в сеть ЭСО. Для федеральной сетевой компании и межрегиональных магистральных сетевых компаний НТПЭ определяются в процентах от отпуска электроэнергии из сети своей компании.

Нормативы потерь (далее - НПЭ) – расчётные значения потерь, определяемые в соответствии с настоящим Порядком, как сумма нормативных технологических потерь электроэнергии и нормативов снижения потерь электроэнергии на регулируемый период. Определяются в процентах к отпуску электроэнергии в сеть ЭСО. Для федеральной сетевой компании и межрегиональных магистральных сетевых компаний НПЭ определяются в процентах от отпуска электроэнергии из сети своей компании.

5. Распределение НПЭ на регулируемый период по классам напряжения производится в абсолютных единицах в пределах полученного суммарного абсолютного значения НПЭ, в соответствии с Методикой расчета нормативных технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям в базовом периоде, являющейся приложением 1 к настоящему Порядку.

II. Структура технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям

6. Технологические потери электроэнергии включают технические потери с учётом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и потери, обусловленные погрешностью системы учёта электроэнергии.
7. Технические потери электроэнергии состоят из условно-постоянных и нагрузочных потерь и определяются, в соответствии с Методикой расчёта нормативных технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям в базовом периоде, являющейся приложением 1 к настоящему Порядку.
8. Условно-постоянные потери – часть технических потерь в электрических сетях, не зависящая от передаваемой мощности.
9. Нагрузочные (переменные) потери – потери в линиях, силовых трансформаторах и токоограничивающих реакторах, зависящие от передаваемой нагрузки.
10. Потери, обусловленные погрешностью системы учёта, определяются в зависимости от погрешностей трансформаторов тока (далее – ТТ), трансформаторов напряжения (далее – ТН), счётчиков и соединительных проводов.

III. Общие принципы нормирования технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям

11. Нормативы технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям должны рассчитываться за базовый (отчетный год, предшествующий году расчёта) и на регулируемый периоды соответственно по фактическим и прогнозным показателям баланса электроэнергии ЭСО.
12. Нормативы технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям на регулируемый период определяются в зависимости от фактического значения НТПЭ за базовый период и суммарных показателей баланса электроэнергии за базовый и на регулируемый периоды в соответствии с приложением 2 настоящего Порядка.
13. Нормативы технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям рассчитываются отдельно по составляющим: условно-постоянным, нагрузочным и потерям, обусловленным погрешностью системы учёта.
14. Нормативы условно-постоянных потерь электроэнергии ($\Delta W_{у-п}$) принимаются по результатам их расчётов за базовый период и корректируются в соответствии с изменением состава оборудования и протяженности линий на регулируемый период (Методика их расчёта приведена в приложении 1 к настоящему Порядку).
15. Нагрузочные потери электроэнергии на регулируемый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{н.р} = \Delta W_{н.б} \cdot \left(\frac{W_{ос.р}}{W_{ос.б}} \right)^2, \quad (1)$$

где:

$\Delta W_{н.б}$, $\Delta W_{н.р}$ – нагрузочные потери электроэнергии за базовый и на регулируемый периоды;

$W_{ос.б}$, $W_{ос.р}$ – отпуск электроэнергии в сеть в базовом и регулируемом периодах (для федеральной сетевой компании и межрегиональных магистральных сетевых компаний – отпуск электроэнергии из сети своей компании).

16. Потери электроэнергии, обусловленные допустимой погрешностью системы учета электроэнергии ($\Delta W_{погр.б}$), принимаются по результату их расчёта за базовый период (Методика их расчета приведена в приложении 1 к настоящему Порядку). Нормативы технологических потерь по абсолютной величине ($\Delta W_{НТПЭ.Р}$) на регулируемый период определяются:

$$\Delta W_{НТПЭ.Р} = \Delta W_{у-п.р} + \Delta W_{н.р} + \Delta W_{погр.б}, \quad (2)$$

где:

$\Delta W_{у-п.р}$ – условно-постоянные потери электроэнергии на регулируемый период.

17. Нормативные технологические потери электроэнергии в целом по ЭСО на регулируемый период определяются в процентах по отношению к величине прогнозируемого отпуска электроэнергии в сеть (для федеральной сетевой компании и межрегиональных магистральных сетевых компаний – к отпуску электроэнергии из сети своей компании):

$$\Delta W_{\text{НТПЭ.Р}} \% = \frac{\Delta W_{\text{НТПЭ.Р}}}{W_{\text{ОС.Р}}} \cdot 100\% \quad (3)$$

18. Распределение нормативных технологических потерь электроэнергии на регулируемый период по классам напряжения производится в пределах полученного суммарного их значения при следующих допущениях:

- относительные приросты поступлений электроэнергии в сеть на каждом классе напряжения на регулируемый период принимаются одинаковыми с приростом отпуска электроэнергии в сеть в целом по ЭСО;
- доли поступления электроэнергии в сеть каждого класса напряжения в процентах от общего ее поступления в базовом и регулируемом периодах принимаются одинаковыми.

19. Распределение нормативных технологических потерь электроэнергии в сетях по классам напряжения осуществляется в следующем порядке:

В базовом периоде:

- определяется на каждом классе напряжения сети общее поступление электроэнергии с учётом её трансформации из сетей высших классов напряжения;
- определяется суммарное поступление электроэнергии в целом по ЭСО (с учетом трансформации);
- определяется величина поступления электроэнергии в сеть каждого класса напряжения в процентах по отношению к общей величине поступления в базовом периоде.

В регулируемом периоде:

- определяется суммарная величина поступления электроэнергии в сеть (с учётом трансформации) на регулируемый период в соответствии с заданным приростом отпуска электроэнергии в сеть (сальдированного);
- определяется величина поступления электроэнергии в сеть на регулируемый период по классам напряжения в соответствии с их долей в базовом периоде;
- определяется величина отпуска электроэнергии в сеть на регулируемый период по классам напряжения;
- определяется величина нагрузочных потерь электроэнергии на каждом классе напряжения в соответствии с формулой 1;
- определяются суммарные технологические потери электроэнергии на каждом классе напряжения в абсолютной величине по формуле 2;
- определяются нормативные потери электроэнергии на каждом классе напряжения в процентах по отношению к отпуску электроэнергии в сеть данного класса напряжения по формуле:

$$\Delta W_{\text{НТПЭ.Р}} \% = \frac{\Delta W_{\text{НТПЭ.Р}}}{W_{\text{ОС.Р}}} \cdot 100\% \quad (4)$$

где:

$\Delta W_{\text{НТПЭ.Р}}$ – величина технологических потерь электроэнергии на данном классе напряжения;

$W_{\text{ОС.Р}}$ – отпуск электроэнергии в сеть данного класса напряжения (для федеральной сетевой компании и межрегиональных магистральных сетевых компаний – к отпуску электроэнергии из сети своей компании).

20. Значения утверждаемых нормативов потерь электроэнергии ЭСО на регулируемый период определяются с учетом мероприятий по снижению потерь на основе соотношения фактических и нормативных технологических потерь электроэнергии в базовом периоде в

соответствии с Методом расчёта нормативных потерь электроэнергии на регулируемый период приведенным в приложении 3 к настоящему Порядку.

21. В исключительных случаях возможна корректировка нормативов потерь электроэнергии при значительном изменении составляющих баланса электроэнергии. Процедура изменения нормативов потерь аналогична процедуре первоначального их утверждения согласно настоящему Порядку.

IV. Требования к оформлению и составу обосновывающей документации

22. Представляемые ЭСО материалы брошюруются в отдельную книгу и включают: пояснительную записку с обоснованием значений нормативов потерь электроэнергии на период регулирования, результатами расчёта НТПЭ и нормативов снижения потерь электроэнергии на регулируемый период.

23. В состав обосновывающих материалов входят данные о фактических балансах и потерях электроэнергии, а также других показателях электрических сетей подготавливаемых по формам представления исходной информации (приложение 2 к настоящему Порядку):

На базовый период:

- показатели баланса электроэнергии ([таблица 1](#));
- структура баланса электроэнергии по классам напряжения ([таблица 2](#));
- структура технических потерь электроэнергии ([таблица 3](#));
- структура перетоков электроэнергии ([таблица 4](#));
- мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях ([таблица 5](#));
- количество и установленная мощность силовых трансформаторов ([таблица 6](#));
- количество и мощность устройств компенсации реактивной мощности ([таблица 7](#));
- протяжённость (по цепям) воздушных и кабельных линий электропередачи ([таблица 8](#));
- структура технологических потерь электроэнергии ([таблица 9](#)).

На регулируемый период:

- показатели баланса электроэнергии ([таблица 1](#));
- мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях ([таблица 5](#));
- количество и установленная мощность силовых трансформаторов ([таблица 6](#));
- количество и мощность устройств компенсации реактивной мощности ([таблица 7](#));
- протяжённость (по цепям) воздушных и кабельных линий электропередачи ([таблица 8](#));
- расчёт нормативов технологических потерь электроэнергии ([таблица 9](#));
- баланс электрической энергии в сетях ВН, СНІ, СНІІ и НН (региональные электрические сети) ([таблица 10](#));
- программа снижения потерь электроэнергии в электрических сетях ЭСО до уровня нормативных технологических потерь НТПЭ (Δ WНТПЭ) определяется в соответствии с приложением 2 к настоящему Порядку.

24. Номенклатура элементов расхода электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды электрических сетей приведена в приложение 4 к настоящему Порядку.

25. Все результаты расчётов НТПЭ за базовый и на регулируемый периоды должны быть представлены на бумажном носителе и в электронном виде: пояснительная записка – в формате текстового процессора Word, расчёты и база данных – в формате табличного процессора Excel.

26. Расчёты нормативов потерь электроэнергии должны выполняться по программам, на которые имеются утверждённые в установленном порядке экспертные заключения и др.

Программные комплексы по расчёту и нормированию потерь должны основываться на методах расчёта потерь, установленных настоящим Порядком.

27. В пояснительной записке должны быть указаны сведения об используемых программах расчета нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях ЭСО (наименование программы, наименование разработчика, год разработки используемой версии, копии экспертных заключений и др.).

МЕТОДИКА РАСЧЁТА
нормативных технологических потерь электроэнергии
при её передаче по электрическим сетям в базовом периоде

I. Методы расчёта условно-постоянных потерь (не зависящих от нагрузки)

1. Условно-постоянные потери включают в себя:

- потери на холостой ход силовых трансформаторов (автотрансформаторов);
- потери на корону в воздушных линиях (далее – ВЛ) 110 кВ и выше;
- потери в компенсирующих устройствах (далее – КУ) (синхронных компенсаторах, батареях статических конденсаторов, статических тиристорных компенсаторов), шунтирующих реакторах (далее – ШР), соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (далее – СППС);
- потери в системе учёта электроэнергии (ТТ, ТН, счётчиках и соединительных проводах);
- потери в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжения
- и в устройствах присоединений высокочастотной связи (далее - ВЧ связи);
- потери в изоляции кабелей;
- потери от токов утечки по изоляторам ВЛ;
- расход электроэнергии на собственные нужды (далее – СН) подстанций (далее - ПС) и на плавку гололеда.

2. Потери электроэнергии холостого хода (далее – ХХ) в силовом трансформаторе (автотрансформаторе) определяются на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности холостого хода ΔP_x , по формуле:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^m T_{pi} \left(\frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2, \quad (1)$$

где:

T_{pi} – число часов работы оборудования в i -м режиме;

U_i – напряжение на оборудовании в i -м режиме;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение оборудования.

Напряжение на оборудовании определяется с помощью измерений или с помощью расчёта установившегося режима сети в соответствии с законами электротехники.

3. Потери электроэнергии в ШР определяются по формуле (1) на основе приведенных в паспортных данных потерь мощности ΔP_p . Допускается определять потери в ШР на основе данных таблицы 1.

Таблица 1

Потери электроэнергии в шунтирующих реакторах (ШР) и соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС)

Вид оборудования	Удельные потери электроэнергии при напряжении, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
ШР, тыс. кВт·ч/МВ·А в год	84	84	74	65	36	35	32	31	29	26	20	19
СППС, тыс. кВт·ч на ПС в год	1,3	1,3	1,3	1,3	3	6	11	18	31	99	415	737

Примечание: Значения потерь, приведённые в таблице, соответствуют году с числом дней 365. При расчёте нормативных потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.

4. Потери электроэнергии в синхронном компенсаторе (далее – СК) или генераторе, переведённом в режим СК, определяются по формуле:

$$\Delta W_{ск} = (0,4 + 0,1 \beta Q) \Delta P_{ном} \cdot T_p, \quad (2)$$

где:

βQ – коэффициент максимальной нагрузки СК в расчётном периоде;

$\Delta P_{ном}$ – потери мощности в режиме номинальной загрузки СК в соответствии с паспортными данными.

Допускается определять потери в СК на основе данных таблицы 2.

Таблица 2

Потери электроэнергии в синхронных компенсаторах

Вид оборудования	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч в год, при номинальной мощности СК, МВ·А								
	5	7,5	10	15	30	50	100	160	320
СК	400	540	675	970	1570	2160	3645	4725	10260

Примечание: При мощности СК, отличной от приведённой в таблице, потери электроэнергии определяются с помощью линейной интерполяции.

5. Потери электроэнергии в статических компенсирующих устройствах – батареях статических конденсаторов (далее - БК) и статических тиристорных компенсаторах (далее - СТК) – определяются по формуле:

$$\Delta W_{КУ} = \Delta P_{КУ} S_{КУ} T_p, \quad (3)$$

где:

$\Delta P_{КУ}$ – удельные потери мощности в соответствии с паспортными данными КУ;

$S_{КУ}$ – мощность КУ (для СТК принимается по ёмкостной составляющей).

При отсутствии паспортных данных значение $\Delta P_{КУ}$ принимаются равным: для БК – 0,003 кВт/квар, для СТК – 0,006 кВт/квар.

6. Потери электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, устройствах присоединения ВЧ связи, измерительных трансформаторах напряжения, электрических счётчиках 0,22-0,66 кВ принимаются в соответствии с данными заводо-изготовителей оборудования. При отсутствии данных завода-изготовителя расчётные потери принимаются в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3

Потери электроэнергии в вентильных разрядниках (РВ), ограничителях перенапряжений (ОПН), измерительных трансформаторах тока (ТТ) и напряжения (ТН) и устройствах присоединения ВЧ связи (УПВЧ)

Класс напряжения, кВ	Потери электроэнергии, тыс.кВт·ч в год по видам оборудования				
	РВ	ОПН	ТТ	ТН	УПВЧ
6	0,009	0,001	0,06	1,54	0,01
10	0,021	0,001	0,1	1,9	0,01
15	0,033	0,002	0,15	2,35	0,01
20	0,047	0,004	0,2	2,7	0,02
35	0,091	0,013	0,4	3,6	0,02
110	0,60	0,22	1,1	11,0	0,22
154	1,05	0,40	1,5	11,8	0,30
220	1,59	0,74	2,2	13,1	0,43
330	3,32	1,80	3,3	18,4	2,12
500	4,93	3,94	5,0	28,9	3,24
750	4,31	8,54	7,5	58,8	4,93

Примечания:

1. Потери электроэнергии в УПВЧ даны на одну фазу, для остального оборудования – на три фазы.

2. Потери электроэнергии в ТТ напряжением 0,4 кВ принимаются равными 0,05 тыс. кВт·ч/год.

Потери электроэнергии в электрических счетчиках 0,22-0,66 кВ принимаются в соответствии со следующими данными, кВт·ч в год на один счётчик:

- однофазный, индукционный – 18,4;
- трёхфазный, индукционный – 92,0;
- однофазный, электронный – 21,9;
- трёхфазный, электронный – 73,6.

7. Потери электроэнергии на корону определяются на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в таблице 4, и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода. При этом к периодам хорошей погоды (для целей расчёта потерь на корону) относят погоду с влажностью менее 100 % и гололед; к периодам влажной погоды – дождь, мокрый снег, туман.

Таблица 4

Удельные потери мощности на корону

Напряжение ВЛ, тип опоры, число и сечение проводов в фазе	Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	Потери мощности на корону, кВт/км, при погоде			
		хорошая	сухой снег	влажная	изморозь
750-5×240	1200	3,9	15,5	55,0	115,0
750-4×600	2400	4,6	17,5	65,0	130,0
500-3×400	1200	2,4	9,1	30,2	79,2
500-8×300	2400	0,1	0,5	1,5	4,5
330-2×400	800	0,8	3,3	11,0	33,5
220ст-1×300	300	0,3	1,5	5,4	16,5
220ст/2-1×300	300	0,6	2,8	10,0	30,7
220жб-1×300	300	0,4	2,0	8,1	24,5
220жб/2-1×300	300	0,8	3,7	13,3	40,9
220-3×500	1500	0,02	0,05	0,27	0,98
154-1×185	185	0,12	0,35	1,20	4,20
154/2-1×185	185	0,17	0,51	1,74	6,12
110ст-1×120	120	0,013	0,04	0,17	0,69
110ст/2-1×120	120	0,015	0,05	0,25	0,93
110жб-1×120	120	0,018	0,06	0,30	1,10
110жб/2-1×120	120	0,020	0,07	0,35	1,21

Примечания:

1. Вариант 500-8×300 соответствует ВЛ 500 кВ, построенной в габаритах 1150 кВ, вариант 220-3×500 – ВЛ 220 кВ, построенной в габаритах 500 кВ.

2. Варианты 220/2-1×300, 154/2-1×185 и 110/2-1×120 соответствуют двухцепным ВЛ. Потери во всех случаях приведены в расчёте на одну цепь.

3. Индексы "ст" и "жб" обозначают стальные и железобетонные опоры.

При отсутствии данных о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода потери электроэнергии на корону определяются по таблице 5 в зависимости от региона расположения линии. Распределение территориальных образований Российской Федерации по регионам для целей расчёта потерь, зависящих от погодных условий, приведено в таблице 6.

Удельные годовые потери электроэнергии на корону

Напряжение ВЛ, кВ, число и сечение проводов в фазе	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс. кВт·ч/км в год, в регионе						
	1	2	3	4	5	6	7
750-5×240	193,3	176,6	163,8	144,6	130,6	115,1	153,6
750-4×600	222,5	203,9	189,8	167,2	151,0	133,2	177,3
500-3×400	130,3	116,8	106,0	93,2	84,2	74,2	103,4
500-8×300	6,6	5,8	5,2	4,6	4,1	3,5	5,1
330-2×400	50,1	44,3	39,9	35,2	32,1	27,5	39,8
220ст-1×300	19,4	16,8	14,8	13,3	12,2	10,4	15,3
220ст/2-1×300	36,1	31,2	27,5	24,7	22,7	19,3	28,5
220жб-1×300	28,1	24,4	21,5	19,3	17,7	15,1	22,2
220жб/2-1×300	48,0	41,5	36,6	32,9	30,2	25,7	37,9
220-3×500	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0
154-1×185	7,2	6,3	5,5	4,9	4,6	3,9	5,7
154/2-1×185	10,4	9,1	8,0	7,1	6,8	5,7	8,3
110ст-1×120	1,07	0,92	0,80	0,72	0,66	0,55	0,85
110ст/2-1×120	1,42	1,22	1,07	0,96	0,88	0,73	1,13
110жб-1×120	1,71	1,46	1,28	1,15	1,06	0,88	1,36
110жб/2-1×120	1,85	1,59	1,39	1,25	1,14	0,95	1,47

Примечание: Значения потерь, приведённые в таблицах 2 и 4, соответствуют году с числом дней 365. При расчёте нормативных потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.

Таблица 6

Распределение территориальных образований Российской Федерации по регионам для целей расчёта потерь, зависящих от погодных условий

№ региона	Территориальные образования, входящие в регион
1	Республика Саха (Якутия), Хабаровский край Области: Камчатская, Магаданская, Сахалинская
2	Республики: Карелия, Коми Области: Архангельская, Калининградская, Мурманская
3	Области: Вологодская, Ленинградская, Новгородская, Псковская
4	Республики: Марий Эл, Мордовия, Татарстан, Удмуртская, Чувашская Области: Белгородская, Брянская, Владимирская, Воронежская, Ивановская, Калужская, Кировская, Костромская, Курская, Липецкая, Московская, Нижегородская, Орловская, Пензенская, Пермская, Рязанская, Самарская, Саратовская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Ульяновская, Ярославская
5	Республики: Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Карачаево-Черкесская, Калмыкия, Северная Осетия-Алания, Чеченская Края: Краснодарский, Ставропольский Области: Астраханская, Волгоградская, Ростовская
6	Республика Башкортостан Области: Курганская, Оренбургская, Челябинская
7	Республики: Бурятия, Хакасия, Алтай Края: Алтайский, Красноярский, Приморский Области: Амурская, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Омская, Свердловская, Томская, Тюменская, Читинская

Влияние рабочего напряжения линии на потери на корону учитывается, умножая данные, приведенные в таблицах 4 и 5, на коэффициент, определяемый по формуле:

$$K_{U_{кор}} = 6,88 U_{отн}^2 - 5,88 U_{отн}, \quad (4)$$

где:

U_{отн} – отношение рабочего напряжения линии к его номинальному значению.

8. Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий определяются на основе данных об удельных потерях мощности, приведённых в таблице 7, и о продолжительностях видов погоды в течение расчётного периода.

По влиянию на токи утечки виды погоды должны объединяться в 3 группы:
1 группа – хорошая погода с влажностью менее 90%, сухой снег, изморозь, гололед;
2 группа – дождь, мокрый снег, роса, хорошая погода с влажностью 90 % и более;
3 группа – туман.

Таблица 7

Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам ВЛ

Группа погоды	Потери мощности от токов утечки по изоляторам, кВт/км, на ВЛ напряжением, кВ										
	6	10	15	20	35	110	154	220	330	500	750
1	0,011	0,017	0,025	0,033	0,035	0,055	0,063	0,069	0,103	0,156	0,235
2	0,094	0,153	0,227	0,302	0,324	0,510	0,587	0,637	0,953	1,440	2,160
3	0,154	0,255	0,376	0,507	0,543	0,850	0,978	1,061	1,587	2,400	3,600

При отсутствии данных о продолжительностях различных погодных условий годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ принимаются по данным таблицы 8.

Таблица 8

Удельные годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ

Номер региона	Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ, тыс. кВт·ч/км в год, при напряжении, кВ										
	6	10	15	20	35	110	154	220	330	500	750
1	0,21	0,33	0,48	0,64	0,69	1,08	1,24	1,35	2,01	3,05	4,58
2	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
3	0,28	0,45	0,67	0,88	0,95	1,49	1,71	1,86	2,78	4,20	6,31
4	0,31	0,51	0,75	1,00	1,07	1,68	1,93	2,10	3,14	4,75	7,13
5	0,27	0,44	0,65	0,87	0,92	1,46	1,68	1,82	2,72	4,11	6,18
6	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
7	0,16	0,26	0,39	0,51	0,55	0,86	0,99	1,08	1,61	2,43	3,66

9. Расход электроэнергии на плавку гололеда определяется на основе приборов учёта, установленных на устройствах плавки гололеда. При отсутствии приборов учёта допускается использование данных таблицы 9 в зависимости от района расположения ВЛ по гололеду.

Таблица 9

Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда

Число проводов в фазе и сечение, мм ²	Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	Расчётный расход электроэнергии на плавку гололеда, тыс. кВт·ч/км в год, в районе по гололеду			
		1	2	3	4
4×600	2400	0,171	0,236	0,300	0,360
8×300	2400	0,280	0,381	0,479	0,571
3×500	1500	0,122	0,167	0,212	0,253
5×240	1200	0,164	0,223	0,280	0,336
3×400	1200	0,114	0,156	0,197	0,237
2×400	800	0,076	0,104	0,131	0,158
2×300	600	0,070	0,095	0,120	0,143
1×330	330	0,036	0,050	0,062	0,074
1×300	300	0,035	0,047	0,060	0,071
1×240	240	0,033	0,046	0,056	0,067
1×185	185	0,030	0,041	0,051	0,061
1×150	150	0,028	0,039	0,053	0,064
1×120	120	0,027	0,037	0,046	0,054
1×95	95	0,024	0,031	0,038	0,044

10. Потери электроэнергии в изоляции силовых кабелей принимаются в соответствии с данными заводов-изготовителей оборудования. При отсутствии данных завода-изготовителя расчетные потери принимаются в соответствии с таблицей 10.

Таблица 10

Потери электроэнергии в изоляции кабелей

Сечение, мм ²	Потери электроэнергии в изоляции кабеля, тыс. кВт·ч/км в год, при номинальном напряжении, кВ					
	6	10	20	35	110	220
10	0,14	0,33	–	–	–	–
16	0,17	0,37	–	–	–	–
25	0,26	0,55	1,18	–	–	–
35	0,29	0,68	1,32	–	–	–
50	0,33	0,75	1,52	–	–	–
70	0,42	0,86	1,72	4,04	–	–
95	0,55	0,99	1,92	4,45	–	–
120	0,60	1,08	2,05	4,66	26,6	–
150	0,67	1,17	2,25	5,26	27,0	–
185	0,74	1,28	2,44	5,46	29,1	–
240	0,83	1,67	2,80	7,12	32,4	–
300	–	–	–	–	35,2	80,0
400	–	–	–	–	37,4	90,0
500	–	–	–	–	44,4	100,0
625	–	–	–	–	49,3	108,0
800	–	–	–	–	58,2	120,0

11. Расход электроэнергии на собственные нужды (далее – СН) подстанций определяется на основе приборов учёта, установленных на трансформаторах собственных нужд (далее – ТСН). При установке прибора учёта на шинах 0,4 кВ СН потери электроэнергии в ТСН, рассчитанные в соответствии с данной методикой, должны быть добавлены к показанию счётчика.

В случае отсутствия приборов учёта электроэнергии на СН ПС 10(6)/0,4 кВ удельный расход электроэнергии (кВт·ч/кВ·А) определяется по результатам энергетического обследования.

МЕТОДИКА РАСЧЁТА

нормативных технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям в базовом периоде
II. Методы расчёта нагрузочных потерь электроэнергии

12. Нагрузочные потери электроэнергии за период T часов (D дней) могут быть рассчитаны одним из пяти следующих методов в зависимости от объёма имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей (методы расположены в порядке снижения точности расчёта):

- 1) оперативных расчётов;
- 2) расчётных суток;
- 3) средних нагрузок;
- 4) числа часов наибольших потерь мощности;
- 5) оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Потери мощности в сети при использовании для расчёта потерь электроэнергии методов 1–4 рассчитываются на основе заданной схемы сети и нагрузок её элементов, определённых с помощью измерений или с помощью расчёта нагрузок элементов электрической сети в соответствии с законами электротехники.

Потери электроэнергии по методам 2–4 могут рассчитываться за каждый месяц расчётного периода с учётом схемы сети, соответствующей данному месяцу. Допускается рассчитывать потери за расчётные интервалы, включающие в себя несколько месяцев, схемы сетей в

которых могут рассматриваться как неизменные. Потери электроэнергии за расчётный период определяют как сумму потерь, рассчитанных для входящих в расчётный период месяцев (расчётных интервалов).

13. **Метод оперативных расчетов** состоит в расчёте потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W = 3 \cdot \sum_{i=1}^n R_i \cdot \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \cdot \Delta t_{ij} \quad (5)$$

где:

n – число элементов сети;

Δt_{ij} – интервал времени, в течение которого токовую нагрузку I_{ij} i -го элемента сети с сопротивлением R_i принимают неизменной;

m – число интервалов времени.

Токовые нагрузки элементов сети определяются на основе данных диспетчерских ведомостей, оперативных измерительных комплексов (далее - ОИК) и автоматизированных систем учёта и контроля электроэнергии (далее - АСКУЭ).

14. **Метод расчётных суток** состоит в расчёте потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{nj} = k_{cl} \cdot k_{\phi.m}^2 \cdot \Delta W_{сут} \cdot D_{экв.j} \quad (6)$$

где:

$\Delta W_{сут}$ – потери электроэнергии за сутки расчётного месяца со среднесуточным отпуском электроэнергии в сеть $W_{ср.сут}$ и конфигурацией графиков нагрузки в узлах, соответствующей контрольным замерам;

k_{cl} – коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре ВЛ и принимаемый равным 1,02 для линий напряжением 110 кВ и выше и равным 1,0 для линий более низких напряжений;

$k_{\phi.m}^2$ – коэффициент формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу дней в месяце контрольных замеров);

$D_{экв.j}$ – эквивалентное число дней в j -м расчётном интервале, определяемое по формуле:

$$D_{экв.j} = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 \cdot D_{mi} / W_{м.р}^2 \quad (7)$$

где:

W_{mi} – отпуск электроэнергии в сеть в i -м месяце с числом дней D_{mi} ;

$W_{м.р}$ – то же, в расчётном месяце;

N_j – число месяцев в j -м расчётном интервале.

При расчёте потерь электроэнергии за месяц $D_{экв.j} = D_{mi}$.

Потери электроэнергии за расчётные сутки $\Delta W_{сут}$ определяются как сумма потерь мощности, рассчитанная для каждого часового интервала расчётных суток.

Потери электроэнергии в расчётном периоде определяются как сумма потерь во всех расчётных интервалах года. Допускается определять годовые потери электроэнергии на основе расчёта $\Delta W_{сут}$ для зимнего дня контрольных замеров, принимая в формуле (7) $N_j = 12$.

Коэффициент $k_{\phi.m}^2$ определяется по формуле:

$$k_{\phi.m}^2 = \sum_{i=1}^{D_m} W_i^2 / (W_{ср.сут}^2 \cdot D_m) \quad (8)$$

где:

W_i – отпуск электроэнергии в сеть за i -й день месяца;

D_m – число дней в месяце.

При отсутствии данных об отпуске электроэнергии в сеть за каждые сутки месяца коэффициент $k_{\phi.m}^2$ определяется по формуле:

$$k_{\phi.m}^2 = \frac{(D_p + k_w^2 \cdot D_{н.р}) \cdot D_m}{(D_p + k_w \cdot D_{н.р})^2} \quad (9)$$

где:

$D_p, D_{н.р}$ – число рабочих и нерабочих дней в месяце $D_m = D_p + D_{н.р}$;

k_w – отношение значений энергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий дни $k_w = W_{н.р}/W_p$.

15. **Метод средних нагрузок** состоит в расчёте потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{н.р} = k_A k_N \Delta P_{ср} T_j k_{\Phi}^2, \quad (10)$$

где:

$\Delta P_{ср}$ – потери мощности в сети при средних за расчётный интервал нагрузках узлов;

k_{Φ}^2 – коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчётный интервал;

k_A – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети;

T_j – продолжительность j -го расчётного интервала, ч.

Коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчётный интервал определяется по формуле:

$$k_{\Phi}^2 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i}{(P_{ср}^2 T)}, \quad (11)$$

где:

P_i – значение нагрузки на i -й ступени графика продолжительностью Δt_i , час;

m – число ступеней графика на расчётном интервале;

$P_{ср}$ – средняя нагрузка сети за расчётный интервал.

Коэффициент kk в формуле (10) принимается равным 0,99. Для сетей 6–20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и $P_{ср}$ в формуле (11) могут использоваться значения тока головного участка I и $I_{ср}$. В этом случае коэффициент kk принимают равным 1,02.

Допускается определять коэффициент формы графика за расчётный интервал по формуле:

$$k_{\Phi}^2 = k_{\Phi,с}^2 \cdot k_{\Phi,м}^2 \cdot k_{\Phi,н}^2, \quad (12)$$

где:

$k_{\Phi,с}^2$ – коэффициент формы суточного графика дня контрольных замеров, рассчитанный по формуле (11);

$k_{\Phi,н}^2$ – коэффициент формы графика месячных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу месяцев в расчётном интервале), рассчитываемый по формуле:

$$k_{\Phi,н}^2 = \frac{\sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2}{(N_j \cdot W_{ср,мес}^2)}, \quad (13)$$

где:

W_{mi} – отпуск электроэнергии в сеть за i -й месяц расчётного интервала;

$W_{ср,мес}$ – среднемесячный отпуск электроэнергии в сеть за месяцы расчётного интервала.

При расчёте потерь за месяц $k_{\Phi,н}^2 = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение k_{Φ}^2 определяется по формуле:

$$k_{\Phi}^2 = \frac{1 + 2k_z}{3k_z}, \quad (14)$$

Коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети k_z определяется по формуле:

$$k_z = \frac{W_o}{P_{\max} T} = \frac{T_{\max}}{T} = \frac{P_{ср}}{P_{\max}}, \quad (15)$$

где:

W_o – отпуск электроэнергии в сеть за время T ;

T_{\max} – число часов использования наибольшей нагрузки сети.

Средняя нагрузка i -го в узла определяется по формуле:

$$P_{срi} = \frac{W_i}{T}, \quad (16)$$

где:

W_i – энергия, потребленная (генерированная) в i -м узле за время T .

16. **Метод числа часов наибольших потерь мощности** состоит в расчёте потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{нi} = k_A k_B \Delta P_{max} T_j \tau_o, \quad (17)$$

где:

ΔP_{max} – потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети;

τ_o – относительное число часов наибольших потерь мощности, определённое по графику суммарной нагрузки сети за расчётный интервал.

Относительное число часов наибольших потерь мощности определяется по формуле:

$$\tau_o = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{max}^2 T_j), \quad (18)$$

где:

P_{max} – наибольшее значение из m значений P_i в расчётном интервале.

Коэффициент kk в формуле (17) принимается равным 1,03. Для сетей 6-20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и P_{max} в формуле (18) могут использоваться значения тока головного участка I_i и I_{max} . В этом случае коэффициент kk принимается равным 1,0.

Допускается определять относительное число часов наибольших потерь мощности за расчётный интервал по формуле:

$$\tau_o = \tau_e \cdot \tau_m \cdot \tau_N, \quad (19)$$

где:

τ_e – относительное число часов наибольших потерь мощности, рассчитанное по формуле (18) для суточного графика дня контрольных замеров.

Значения τ_m и τ_N рассчитывается по формулам:

$$\tau_m = \frac{D_p + k_w^2 D_{н,p}}{D_m}, \quad (20)$$

$$\tau_N = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j W_{m,p}^2), \quad (21)$$

где:

$W_{m,p}$ – отпуск электроэнергии в сеть в расчётном месяце.

При расчёте потерь за месяц $\tau_N = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение τ_o определяется по формуле:

$$\tau_o = \frac{k_3 + 2k_1^2}{3} \quad (22).$$

17. **Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети** применяется для расчёта потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением 0,4 кВ.

Нагрузочные потери электроэнергии в сети 0,4 кВ рассчитываются следующими методами:

- оценка потерь электроэнергии на основе зависимостей потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети;
- расчёт потерь электроэнергии в линиях 0,38 кВ в зависимости от величины падения напряжения;
- поэлементного расчёта потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и её режимных параметров.

Потери электроэнергии в линии 0,38 кВ с сечением головного участка F_g , мм², отпуском электрической энергии в линию $W_{0,38}$, за период D , дней, рассчитываются в соответствии с

методом оценки потерь электроэнергии на основе зависимостей потерь от обобщённой информации о схемах и нагрузках сети по формуле:

$$\Delta W_{\text{н}0,38} = k_{0,38} \cdot \frac{W_{0,38}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi) L_{\text{экв}}}{F_{\Sigma} \cdot D} \cdot \frac{1 + 2k_z}{3k_z}, \quad (23)$$

где:

$L_{\text{экв}}$ – эквивалентная длина линии;

$\text{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности;

$k_{0,38}$ – коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз.

Эквивалентная длина линии определяется по формуле:

$$L_{\text{экв}} = L_{\text{м}} + 0,44 L_{2-3} + 0,22 L_1, \quad (24)$$

где:

$L_{\text{м}}$ – длина магистрали;

L_{2-3} – длина двухфазных и трёхфазных ответвлений;

L_1 – длина однофазных ответвлений.

Примечание. Под магистралью понимается наибольшее расстояние от шин 0,4 кВ распределительного трансформатора 6–20/0,4 кВ до наиболее удалённого потребителя, присоединённого к трёхфазной или двухфазной линии.

Внутридомовые сети многоквартирных зданий, если они являются собственностью ЭСО (до счётчиков электрической энергии), включают в длину ответвления соответствующей фазности.

При наличии стальных или медных проводов в магистрали или ответвлениях в формулу (24) подставляют длины линий, определяемые по формуле:

$$L = L_{\text{а}} + 4 L_{\text{с}} + 0,6 L_{\text{м}}, \quad (25)$$

где:

$L_{\text{а}}$, $L_{\text{с}}$, $L_{\text{м}}$ – длины алюминиевых, стальных и медных проводов, соответственно.

Коэффициент $k_{0,38}$ определяют по формуле:

$$k_{0,38} = k_{\text{у}} (9,67 - 3,32 \text{др} - 1,84 \text{дп}^2), \quad (26)$$

где:

др – доля энергии, отпускаемой населению;

$k_{\text{у}}$ – коэффициент, принимаемый равным 1 для линии 380/220 В и равным 3 для линии 220/127 В.

При использовании формулы (23) для расчёта потерь в N линиях с суммарными длинами магистралей $\Sigma L_{\text{м}}$, двухфазных и трёхфазных ответвлений ΣL_{2-3} и однофазных ответвлений ΣL_1 в формулу подставляется средний отпуск электроэнергии в одну линию:

$$W_{0,38} = \Sigma W_{0,38}/N, \quad (27)$$

где:

$\Sigma W_{0,38}$ – суммарный отпуск энергии в N линий, и среднее сечение головных участков, а коэффициент $k_{0,38}$, определённый по формуле (26), умножается на коэффициент $k_{\text{н}}$, учитывающий неодинаковость длин линий и плотностей тока на головных участках линий, определяемый по формуле:

$$k_{\text{н}} = 1,25 + 0,14 \text{др} \quad (28).$$

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика и (или) коэффициенте реактивной мощности принимается $k_z = 0,3$; $\text{tg} \varphi = 0,6$.

При отсутствии учёта электроэнергии, отпускаемой в линии 0,38 кВ, её значение определяется, вычитая из энергии, отпущенной в сеть 6–20 кВ, потери в линиях и трансформаторах 6–20 кВ и энергию, отпущенную в трансформаторную подстанцию (далее – ТП) 6–20/0,4 кВ и линии 0,38 кВ, находящиеся на балансе потребителей.

Для реализации метода расчёта потерь электроэнергии в линиях 0,38 кВ в зависимости от величины падения напряжения производятся измерения уровней фазных напряжений на шинах ТП и в электрически удалённой точке магистральной линии в режиме максимальной

нагрузки. По данным измерений определяется абсолютная и относительная величина падения напряжения (ΔU) в процентах по отношению к среднему фазному напряжению на шинах 0,4 кВ ТП 6-20/0,4 кВ.

Потери электроэнергии в линии напряжением 0,38 кВ (% отпуска электроэнергии в сеть) определяются по формуле:

$$\Delta W_{\%} = 0,7 K_{нер} \Delta U \frac{\tau}{T_{\max}}, \quad (29)$$

где:

ΔU – потеря напряжения в максимум нагрузки сети от шин ТП до наиболее электрически удалённого электроприёмника, %;

$K_{нер}$ – коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нагрузок по фазам.

Если измеренные уровни фазных напряжений на шинах ТП различны, то при определении ΔU напряжение на шинах ТП принимается как среднее арифметическое из трёх измеренных значений. Если в электрически удаленной точке магистральной линии в режиме максимальной нагрузки фазное напряжение измерялось на трёхфазном вводе и получены все фазные напряжения, в качестве расчётного принимается минимальное из трёх измеренных значений.

Коэффициент $K_{нер}$ определяется по формуле:

$$K_{нер} = 3 \frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2}{(I_a + I_b + I_c)^2} \cdot \left(1 + 1,5 \frac{R_n}{R_{\phi}}\right) - 1,5 \frac{R_n}{R_{\phi}}, \quad (30)$$

где:

I_a, I_b, I_c – измеренные токовые нагрузки фаз;

R_n/R_{ϕ} – отношение сопротивлений нулевого и фазного проводов.

При отсутствии данных о токовых нагрузках следует принимать:

для линий с $R_n/R_{\phi} = 1$ $K_{нер} = 1,13$;

для линий с $R_n/R_{\phi} = 2$ $K_{нер} = 1,2$.

Отношение τ/T_{\max} принимают в соответствии со следующими данными:

T_{\max} ч	2000	3000	4000	5000	6000
τ/T_{\max}	0,46	0,52	0,6	0,72	0,77

Относительные потери электроэнергии, % в К линиях 0,38 кВ определяются по формуле:

$$\Delta W_{\% \Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^K \Delta W_{\%}^i \cdot I_i}{\sum_{i=1}^K I_i}, \quad (31)$$

где:

$\Delta W_{\%}^i$ – относительные потери электроэнергии в i -й линии, определенные по формуле (29);

I_i – максимальная нагрузка головного участка i -й линии.

При необходимости точного расчёта потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ и при наличии достаточного количества исходной информации рекомендуется использовать *методы поэлементного расчёта потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и её режимных параметров*. Временно допускается (для методов расчёта потерь электроэнергии в линиях 0,38 кВ в зависимости от величины падения напряжения и поэлементного расчёта потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и её режимных параметров) проводить расчёт потерь в электрических сетях 0,38 кВ по случайной выборке распределительных линий, питающихся от не менее, чем 20% суммарного количества распределительных трансформаторов 6 20/0,4 кВ. При установлении нормативов потерь электроэнергии в электрических сетях может учитываться техническое состояние линий электропередачи и иных объектов электросетевого хозяйства на основании обследований и расчётов.

МЕТОДИКА РАСЧЁТА

нормативных технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям в базовом периоде

III. Порядок расчёта потерь, обусловленных допустимыми погрешностями системы учёта электроэнергии

Относительные потери электроэнергии (%), обусловленные допустимой погрешностью системы учёта электроэнергии ($\delta_{ногр.Б}$), определяются как предельное значение величины допустимого небаланса электроэнергии в целом по ЭСО с учётом данных за базовый период.

$$\delta_{ногр.Б} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_i^2 \cdot d_i^2 + \sum_{j=1}^m \delta_j^2 \cdot d_j^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} \cdot d_3^2 + \frac{\delta_1^2}{k_1} \cdot d_1^2}, \quad (32)$$

где:

δ_i (δ_j) – погрешность измерительного канала поступившей (отпущенной) активной электроэнергии по ЭСО;

d_i (d_j) – доля поступившей (отпущенной) активной электроэнергии от поступления в целом по ЭСО;

n – количество точек учёта, фиксирующих поступление электроэнергии;

m – количество точек учёта, фиксирующих отпуск электроэнергии крупным потребителям;

k_3 – количество точек учёта 3-х фазных потребителей;

k_1 – количество точек учёта 1-х фазных потребителей;

d_3 – суммарная доля потребления электроэнергии 3-х фазными потребителями (за минусом, учтённых в "m") от суммарного поступления электроэнергии в сеть ЭСО;

d_1 – суммарная доля потребления электроэнергии 1 фазными потребителями (за минусом, учтённых в "m") от суммарного поступления электроэнергии в сеть ЭСО.

Абсолютные потери электроэнергии, обусловленные допустимой погрешностью системы учёта электроэнергии в базовом периоде равны:

$$\Delta W_{ногр.Б} = \frac{\delta_{ногр.Б} \cdot W_{ностр.Б}}{100}, \quad (33)$$

где:

$\Delta W_{ногр.Б}$ – поступление электроэнергии в сеть в целом по ЭСО за базовый период.

Погрешность измерительного канала активной электроэнергии определяется по формуле:

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{сч}^2 + \delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{л}^2}, \quad (34)$$

где:

$\delta_{сч}$, $\delta_{ТТ}$, $\delta_{ТН}$ – основные допустимые погрешности счётчиков, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения при нормальных условиях (принимаются по значению классов точности), %;

$\delta_{л}$ – предел допустимых потерь напряжения в линиях присоединения счётчиков к ТН, %.

Потери электроэнергии, обусловленные допустимой погрешностью системы учёта электроэнергии, по классам напряжения распределяются пропорционально поступлению электроэнергии в сеть этих классов напряжения как в базовом, так и в регулируемом периодах.

МЕТОДИКА РАСЧЁТА

нормативных потерь электроэнергии на регулируемый период

1. Нормативные потери электроэнергии ($\Delta W_{нтр.Р\%}$) на каждый год регулируемого периода вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{нтр.Р\%} = \frac{\Delta W_{нтр.Р}}{W_{ос.Р}} \cdot 100\% \quad (1)$$

где:

$\Delta W_{нтр.Р}$ – абсолютная величина нормативных потерь электроэнергии на регулируемый период (млн. кВт·ч);

$W_{отп}$ – отпуск электроэнергии в сеть на регулируемый период ЭСО (для федеральной сетевой компании и межрегиональных магистральных сетевых компаний - отпуск электроэнергии из сети своей компании);

2. Абсолютная величина нормативных потерь электроэнергии на регулируемый период определяется по формуле:

$$\Delta W_{ннтэ.р} = \Delta W_{ннтэ.р} + \Delta W_{мсл.р}, \quad (2)$$

где:

$\Delta W_{ннтэ.р}$ – нормативные технологические потери электроэнергии при её передаче по электрическим сетям на регулируемый период, определяемые в соответствии с общими принципами нормирования технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям (раздел III настоящего Порядка), млн. кВт·ч;

$\Delta W_{мсл.р}$ – норматив снижения потерь электроэнергии на регулируемый период, млн. кВт·ч.

3. Норматив снижения потерь электроэнергии на регулируемый период ($\Delta W_{мсл.р}$) определяется по формуле:

$$\Delta W_{мсл.р} = \frac{\Delta W_{ф.б} - \Delta W_{ннтэ.б}}{T}, \quad (3)$$

где:

$\Delta W_{ф.б}$ – фактические потери электроэнергии в базовом году (млн. кВт·ч);

$\Delta W_{ннтэ.б}$ – нормативные технологические потери электроэнергии в базовом году (млн. кВт·ч);

T – период (количество лет), в течение которого фактические потери будут снижены до величины нормативных технологических потерь электроэнергии.

4. Норматив снижения потерь электроэнергии на регулируемый период ($\Delta W_{мсл.р}$) учитывается при утверждении нормативных потерь электроэнергии в случае их обоснования электросетевой организацией утверждёнными программами снижения потерь электроэнергии по годам в течение периода T . Программы снижения потерь электроэнергии разрабатываются ЭСО самостоятельно или по результатам проведения энергоаудита.

5. Период T устанавливается в соответствии с программой снижения потерь электроэнергии, действующей на этот период. Годовое задание по снижению потерь электроэнергии определяется в соответствии с формулой (3). Распределение этой величины по годам периода T может быть неравномерным.

НОМЕНКЛАТУРА

элементов расхода электроэнергии на производственные нужды электрических сетей

В номенклатуру производственных нужд (с учётом хозяйственных) входит расход электроэнергии на следующие объекты и виды работ:

- электробойлерные установки, состоящие на балансе электрических сетей;
- дизельные электростанции, состоящие на балансе электрических сетей и находящиеся в консервации или резерве;
- ремонтно-механические и столярные мастерские, находящиеся на балансе электрических сетей; склад оборудования и материалов; базисный склад топлива;
- административные здания, включая отдельно расположенные служебные помещения различного назначения: учебные кабинеты, библиотека, медпункт, бытовые помещения, помещения для отдыха ремонтного персонала, помещения специализированных лабораторий, убежища в составе ремонтно-производственных баз (РПБ), ремонтно-эксплуатационных пунктов (РЭП), зданий подстанций;
- монтажные, наладочные, экспериментальные и ремонтные работы, выполняемые персоналом электрических сетей;
- маслохозяйство; автохозяйства, находящиеся в составе электрических сетей;
- учебные комбинаты и полигоны; служебные и жилые помещения оперативного персонала подстанций с дежурством на дому;
- другие потребители, обслуживающие основное производство, но непосредственно не связанные с технологическим процессом передачи электроэнергии.

**МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

ПИСЬМО

от 1 ноября 2004 г. N ИМ-1374

**ОБ ОКАЗАНИИ УСЛУГ
ПО КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ)**

В связи с участвовавшими обращениями субъектов регулирования по вопросам расчетов за компенсацию реактивной энергии (мощности) Министерство промышленности и энергетики Российской Федерации сообщает следующее.

1. Права и обязанности, связанные с оказанием услуг по компенсации реактивной энергии (мощности), возникают из оснований, предусмотренных законодательством Российской Федерации, посредством заключения договора на оказание услуг по компенсации реактивной энергии (мощности). Оказание услуг по компенсации реактивной энергии (мощности) не является предметом и (или) условиями иных договоров, заключаемых в соответствии с действующим законодательством об электроэнергетике между субъектами электроэнергетики, договоров, заключаемых между субъектами электроэнергетики и потребителями электроэнергии (мощности).

2. Цена покупной электрической энергии и плата за присоединение к электрическим сетям и плата за передачу электрической энергии не учитывает расходы субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, связанные с оплатой услуг по компенсации реактивной энергии (мощности).

3. Тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются с учетом нормативной величины расхода электрической энергии на ее передачу по электрическим сетям (нормативных потерь). Нормативная величина этого расхода электрической энергии (нормативные потери) устанавливается на основе методики, утвержденной в соответствии с п. 2 ст. 21 Федерального закона "Об электроэнергетике".

4. Пересмотр оптимальных значений реактивной энергии (мощности) для узлов электрической сети, границ балансовой принадлежности электроустановок (мест присоединения электроустановок к электрической сети) производится не чаще одного раза в год (при регулировании стоимости услуг на передачу энергии).

5. До принятия методики определения оптимальных значений реактивной энергии (мощности) возможно применение программ расчета экономических значений потребления реактивной энергии (мощности), используемых ранее энергоснабжающими организациями до отмены Правил пользования электрической и тепловой энергией, утвержденных Приказом Минэнерго СССР от 6 декабря 1981 г. N 310.

6. Потребители электрической энергии (мощности), электрические установки которых присоединены к электрической сети, субъекты электроэнергетики поддерживают оптимальный коэффициент реактивной энергии (мощности) на границах балансовой принадлежности электроустановок в соответствии с заключенными договорами присоединения к электрическим сетям или договорами оказания услуг по передаче электрической энергии (мощности), договорами энергоснабжения.

Отсутствие реактивной нагрузки (мощности) у потребителя указывается в договоре присоединения к электрическим сетям либо договоре на оказание услуг по передаче электрической энергии (мощности).

7. Сторона договора на оказание услуг по передаче электрической энергии (договора присоединения), по вине которой допускается отклонение от оптимального, установленного договором значения $\text{tg } \varphi$, в соответствии с договорными обязательствами за свой счет

восстанавливает оптимальное значение $\text{tg } \phi$ опт либо заключает договор на оказание услуг по компенсации реактивной энергии (мощности).

8. В случае отказа стороны договора на оказание услуг по передаче электрической энергии (договора присоединения), по вине которой допускается отклонение от оптимального значения $\text{tg } \phi$, за свой счет восстановить оптимальное значение $\text{tg } \phi$ опт, другая сторона по данному договору на основании разрешения, выданного органами государственного энергетического надзора, вправе прекратить или ограничить подачу электрической энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации и взыскать ущерб в судебном порядке.

9. Рекомендуются заключать следующие договоры на оказание услуг по компенсации реактивной энергии (мощности) (далее - Договор услуг):

- Договор услуг с использованием автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии (мощности) (далее - АСКУЭ) - для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии (мощности) с присоединенной мощностью, равной и более 5 МВА;

- Договор услуг с использованием приборов учета максимума реактивной нагрузки и приборов учета реактивной энергии (мощности) - для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии (мощности) с присоединенной мощностью менее 5 МВА и более 0,75 МВА;

- Договор услуг с использованием приборов учета реактивной энергии (мощности) для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с присоединенной мощностью менее 0,75 МВА.

10. В Договоре услуг рекомендуется указывать:

а) в Договоре с использованием АСКУЭ - оптимальные значения потребления (выработки) реактивной энергии (мощности) в узле электрической сети на границе балансовой принадлежности электроустановок в виде характерного суточного графика, представленного на основе значений 30-минутной реактивной мощности, для различных периодов и дней года;

б) в Договоре услуг с использованием приборов учета максимума реактивной нагрузки - периоды больших и малых активных нагрузок с указанием оптимального значения потребления (выработки) реактивной энергии (мощности) для каждого периода:

- для периодов максимальных суточных активных нагрузок (например: с 7 ч. 00 мин. до 11 ч. 00 мин. и с 16 ч. 00 мин. до 20 ч. 00 мин.) фиксация максимума реактивной нагрузки производится приборами учета максимума реактивной нагрузки;

- для периодов минимальных суточных активных нагрузок (например: с 11 ч. 00 мин. до 16 ч. 00 мин. и с 20 ч. 00 мин. до 7 ч. 00 мин.) определение количества потребленной реактивной энергии (мощности) производится прибором (счетчиком) реактивной энергии (мощности);

в) в Договоре услуг с использованием приборов учета реактивной энергии (мощности):

- величина ежемесячного потребления (выработки) реактивной энергии (мощности) для каждого месяца года, рассчитанная исходя из условия поддержания в течение суток оптимального значения реактивной энергии (мощности) (для использования приборов учета реактивной энергии (мощности));

г) способ контроля графика - величина ежемесячного потребления (выработки) реактивной энергии (мощности) для каждого месяца года, рассчитанная исходя из условия поддержания в течение суток оптимального значения реактивной энергии (мощности);

д) порядок обмена информацией сторонами договора;

е) порядок расчетов и стоимость оказанных услуг и отклонения от графика;

ж) граница балансовой принадлежности электроустановок сторон - место установки средств измерений реактивной энергии (мощности) и датчиков АСКУЭ;

з) технические характеристики компенсирующих устройств, средств измерения и средств АСКУЭ.

11. Расчетным периодом по Договору услуг рекомендуется установить один календарный месяц, если иное не определено соглашением сторон Договора услуг.

12. В Договоре услуг рекомендуется указывать сроки расчетов за услуги по компенсации реактивной энергии (мощности).

13. Стоимость услуг по Договору услуг определяется на основании следующего:

- для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии (мощности) с присоединенной мощностью, равной и более 5 МВА, оплате подлежит все количество компенсированной реактивной энергии (мощности) за расчетный период в соответствии с фактическим графиком;

- для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии (мощности) с присоединенной мощностью менее 5 МВА и более 0,75 МВА оплате подлежит количество, определяемое для суточных периодов нагрузок. Максимальное зафиксированное средством измерения реактивной энергии (мощности) значение реактивной мощности используется для определения количества во все часы периодов максимальных суточных нагрузок. Для периодов минимальных суточных нагрузок принимается все количество реактивной энергии (мощности), зафиксированное прибором учета реактивной энергии (мощности);

- для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии (мощности) с присоединенной мощностью менее 0,75 МВА при определении стоимости используется все количество реактивной энергии (мощности), зафиксированное прибором учета реактивной энергии (мощности) вне зависимости от периодов суточных нагрузок.

14. Стоимость услуг определяется соглашением сторон, но не выше величины, из расчета, что стоимость компенсированного 1 квар часа не превышает стоимость 1 киловатт часа покупной электрической энергии, указанной в договоре купли-продажи (энергоснабжения) Потребителя Услуг.

15. Если при наличии Договора услуг Заказчик предпринимал самостоятельно меры по приведению фактического значения реактивной энергии (мощности) к оптимальной величине реактивной мощности без предупреждения Исполнителя, то он не вправе претендовать на снижение стоимости оплаты услуг.

16. Для потребителей, имеющих оборудование тяговых подстанций электрифицированного транспорта, соединенных общей контактной сетью, и имеющих границу балансовой принадлежности с элементами электрической сети (электроустановками) сетевой организацией (далее - группа тяговых подстанций), стоимость услуг по потреблению (выработки) реактивной энергии (мощности) рекомендуется рассчитывать исходя из суммарного потребления (выработки) группой тяговых подстанций.

17. В итоговом счете и Акте выполненных работ, направляемых Заказчику по Договору услуг Исполнителем, указывается стоимость услуги с приложением расшифровки количества компенсированной реактивной энергии (мощности) в соответствии с графиком по Договору услуг.

Осуществление расчетов может производиться посредством зачета встречных требований в соответствии со статьей 410 Гражданского кодекса Российской Федерации.

18. Потребление и выработка реактивной мощности (энергии) субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии (мощности) с присоединенной мощностью электроустановок, равной и более 5 МВА, учитываются АСКУЭ или счетчиками реактивной энергии (мощности) (до установки АСКУЭ) отдельно для периодов максимальных и минимальных суточных нагрузок.

Учет реактивной энергии (мощности) в периоды максимальных и минимальных суточных нагрузок для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии (мощности) с присоединенной мощностью электроустановок менее 5 МВА и более 0,75 МВА проводится с помощью средств измерений реактивной энергии (мощности), фиксирующих 30-минутный максимум реактивной нагрузки в периоды максимальных

суточных активных нагрузок и обычных средств измерения реактивной энергии (мощности) в периоды минимальных суточных активных нагрузок с использованием устройства переключения средств измерения на основе часов.

При отсутствии раздельного учета реактивной энергии (мощности) в периоды максимальных и минимальных суточных нагрузок у субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии (мощности) с присоединенной мощностью менее 5 МВА и более 0,75 МВА определение фактических значений может производиться посредством замеров обычными средствами измерения реактивной энергии (мощности), но не более чем два расчетных периода.

19. При наличии нескольких питающих линий за расчетную реактивную мощность принимают 30-минутный максимум суммарной реактивной нагрузки, определяемый сумматором. При отсутствии сумматора максимум суммарной нагрузки находят как сумму максимумов, зафиксированных указывающими элементами электросчетчиков по каждой из питающих линий.

20. Аналогичный порядок определения суммарной компенсации рекомендуется применять и в случае присоединения электроустановок субъекта электроэнергетики и потребителя электрической энергии (мощности) к шинам разного напряжения одной подстанции (например, с шин 10 и 35 кВ подстанции 110/35/10 кВ), а также в случае, если счетчик (сумматор) суммирует потребление (выработку) реактивной энергии (мощности) по разным точкам учета (местам установки средств измерения реактивной энергии (мощности) и средствам АСКУЭ), в том числе с различными уровнями напряжения.

21. Для потребителя электрической энергии (мощности) - группы тяговых подстанций суммарную величину компенсации реактивной энергии (мощности) определяют, суммируя соответствующие показания счетчиков, установленных на подстанциях группы.

22. Допускается отсутствие средств измерения реактивной энергии (мощности) при присоединенной мощности электроустановок, не превышающей 100 КВА. При этом Договор услуг не заключается, а потребление (выработка) реактивной энергии (мощности) не превышает значений, оговоренных договором присоединения к электрическим сетям, договором оказания услуг по передаче электрической энергии (мощности) или договором энергоснабжения, по которому она имеет право на проведение разовых замеров величин реактивной энергии (мощности) на границе балансовой принадлежности с потребителем. В случаях отклонения от величин, установленных договором присоединения, размер ущерба рекомендуется определять в соответствии с пунктом 24 настоящих рекомендаций.

23. Для всех остальных потребителей электрической энергии (мощности), за исключением указанных в пункте 22 настоящих рекомендаций, рекомендуется установить средства измерения реактивной энергии (мощности) в соответствии с п. п. 18 - 21.

24. Передача показаний средств измерений реактивной энергии (мощности) сторонам Договора услуг осуществляется организацией, которая эксплуатирует приборы учета, а при ее отсутствии - собственником оборудования, на котором установлены средства измерения реактивной энергии (мощности).

25. Несанкционированным потреблением (выработкой) реактивной энергии (мощности) является потребление (выработка) реактивной энергии (мощности) при отсутствии:

- Договора услуг;
- условий в договоре присоединения к электрическим сетям, договоре на передачу электрической энергии и договоре энергоснабжения, рекомендованных в п. п. 6, 7;
- при нарушении условий Договора услуг.

Субъект электроэнергетики, потребитель электрической энергии (мощности), допустивший несанкционированное потребление реактивной энергии (мощности) в периоды максимальных и выработку реактивной энергии (мощности) в периоды минимальных суточных активных нагрузок, оплачивает другому субъекту электроэнергетики, потребителю, имеющему с ним границу балансовой принадлежности электроустановок, -

второй стороне по договору присоединения к электрическим сетям, либо договору на оказание услуг по передаче электрической энергии (мощности), или по договору энергоснабжения и в соответствии с договоренностью, но не ниже стоимости, определенной в соответствии с пунктом 14 настоящих рекомендаций.

26. Ущерб из-за снижения качества электрической энергии, причиной которого послужило несанкционированное потребление, выработка реактивной энергии (мощности), возникший у третьих лиц, подлежит возмещению лицом (стороной), виновной в несанкционированном потреблении, выработке реактивной энергии (мощности).

В случае отказа виновного лица добровольно возместить ущерб разногласия решаются в порядке, установленном действующим законодательством.

27. В случае, если причины ограничения (прекращения) подачи электрической энергии вызваны необходимостью предотвращения или устранения последствий аварии (в оборудовании, электроустановках любого из субъектов электроэнергетики или потребителя электрической энергии) по причине несанкционированного потребления (выработки) реактивной энергии (мощности), а также невыполнения условий Договора услуг, ограничение производится в порядке, установленном для аварийных электроэнергетических режимов (в соответствии со статьями 542, 546 Гражданского кодекса Российской Федерации), при условии немедленного уведомления об этом потребителей электрической энергии и субъектов электроэнергетики, которым ограничивается (прекращается) подача электрической энергии.

Уведомление всех субъектов электроэнергетики и потребителей осуществляет соответствующая сетевая организация, а в случаях наличия отношений по договору энергоснабжения - энергоснабжающая организация.

Порядок введения ограничения подачи электрической энергии (отключения потребителя) регламентируется нормативными правовыми актами Российской Федерации.

**Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации
«ЕЭС России»**

ПРИКАЗ 11.12.2006 №893

О повышении устойчивости и технико-экономической эффективности распределительных электрических сетей и систем электроснабжения потребителей за счет управления потоками реактивной мощности и нормализации уровней напряжения

После отмены приказом Минтопэнерго России от 10.01.2000 № 2 «Правил пользования электрической и тепловой энергии» потребители электрической энергии перестали участвовать в поддержании коэффициента мощности и компенсации реактивной мощности на шинах нагрузок, что, в конечном счете, привело к возрастанию потоков реактивной мощности, к увеличению потерь, к снижению управляемости электроэнергетическим режимом работы распределительных сетей и ухудшению качества и надежности электроснабжения потребителей.

Снижение степени участия потребителей в регулировании режима работы энергосистем по реактивной мощности также является одной из причин сдерживания присоединения к действующим системам электроснабжения новых потребителей или препятствует увеличению присоединенной мощности потребителей, расширяющих производство и наращивающих производственные мощности, вследствие дополнительной загрузки линий электропередачи, трансформаторных подстанций и распределительных пунктов потоками реактивной мощности, поставляемой потребителям от генераторов электростанций или иных источников реактивной мощности в энергосистеме.

Приказами ОАО РАО «ЕЭС России» был поставлен ряд первоочередных задач, направленных на нормализацию напряжения и управления потоками реактивной мощности в распределительной электрической сети, включающих в себя, в том числе, и задачи по разработке нормативных правовых документов:

- от 25.10.2005 № 703 «О лицензировании деятельности по продаже электрической энергии и обязательной сертификации электрической энергии в сетях общего назначения» (и дополнением к нему от 31.07.2006 № 527);
- от 20.04.2006 № 284 «О результатах прохождения энергокомпаниями Холдинга РАО «ЕЭС России» ОЗП 2005/2006 гг.»;
- от 27.06.2006 № 462 «О реализации решений Всероссийского совещания в Москве 21-22 апреля 2006 года».

С целью повышения надежности и технико-экономической эффективности распределительных электрических сетей с напряжением 110 кВ и ниже (далее распределительные сети), снижения потерь и повышения эффективности энергосбережения, повышения надежности и устойчивости электроснабжения потребителей, а также решения задач по снижению избыточной нагрузки элементов электрических сетей, вызванной потоками реактивной мощности

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Определить в качестве одной из приоритетных задач для МРСК, РСК и неререформированных АО-энерго задачу улучшения показателей надежности и технико-экономической эффективности распределительных сетей и систем электроснабжения потребителей на основе управления потоками реактивной мощности и нормализации уровней напряжения в нормальных и послеаварийных режимах.

2. Управляющему директору БЕ «Сети», члену Правления ОАО РАО «ЕЭС России» А.Н. Раппопорту (в части МРСК и РСК), управляющему директору БЕ-1, члену Правления ОАО РАО «ЕЭС России» А.В. Чикунову, управляющему директору БЕ-2, члену Правления ОАО РАО «ЕЭС России» В.Е. Аветисяну (в части неразделенных АО-энерго и энергосбытовых компаний), управляющему директору БЕ «ГидроОГК», члену Правления ОАО РАО «ЕЭС России» В.Ю. Синюгину (в части гидроэлектростанций с присоединенными к распродустройствам потребителями), генеральным директорам МРСК, генеральным (исполнительным) директорам РСК, генеральным директорам неразделенных АО-энерго,

генеральным директорам энергосбытовых компаний, генеральным директорам ОГК и ТГК, генеральным (исполнительным) директорам РГК (в части потребителей, присоединенных непосредственно к распределительным устройствам электростанций) в соответствии с указанными сроками обеспечить принятие мер по повышению надежности, устойчивости и технико-экономической эффективности распределительных электрических сетей и систем электроснабжения потребителей за счет управления потоками реактивной мощности и нормализации уровней напряжения, предусматривающих:

2.1. Осуществление организационных мероприятий, обеспечивающих постановку задач и формирование понимания менеджментом РСК, менеджментом генерирующих компаний и неразделенных АО-энерго (далее энергокомпаний) и менеджментом организаций-потребителей взаимосвязи реактивной мощности, напряжения и показателей надежности и технико-экономической эффективности систем электроснабжения потребителей, включающих в себя:

2.1.1. Проведение семинаров-совещаний с высшим менеджментом энергокомпаний и деловых игр с руководителями подразделений центральных аппаратов и руководителями филиалов (структурных подразделений) и их соответствующих служб по теме «Реактивная мощность и ее значение в надежности и экономике систем электроснабжения» с ознакомлением с настоящим приказом и с документами, приведенными в приложении к настоящему приказу. Срок - 20.02.2007;

2.1.2. Создание и размещение на сайтах внутренних интранет-сетей энергокомпаний электронной библиотеки «Реактивная мощность и ее значение в надежности и экономике распределительных электрических сетей и систем электроснабжения потребителей» с размещением в ней нормативных правовых, организационно-распорядительных и методических документов по данной теме, а также информации о разрабатываемых и реализуемых мерах и достигаемых результатах. Срок - до 20.01.2007;

2.1.3. Издание приказов генеральных (управляющих) директоров энергокомпаний (или внесение дополнений в изданные приказы) о разработке и реализации мероприятий по улучшению показателей технико-экономической эффективности распределительных электрических сетей и систем электроснабжения потребителей на основе управления потоками реактивной мощности и нормализации уровней напряжения в нормальных и послеаварийных режимах. Срок - до 20.01.2007;

2.1.4. Создание и организация деятельности в каждой энергокомпании специальной рабочей группы «Реактивная мощность - напряжение - потери - экономика и надежность электроснабжения потребителей» для осуществления управления процессом планирования и реализации мероприятий по улучшению показателей технико-экономической эффективности распределительных сетей и систем электроснабжения потребителей на основе управления потоками реактивной мощности и нормализации уровней напряжения с участием в ней всех субъектов параллельной работы в энергосистеме, включая наиболее значимых потребителей. Срок - до 20.01.2007;

2.1.5. Выполнение анализа функций и задач подразделений (в том числе и выведенных на аутсорсинг) и должностных лиц центральных аппаратов распределительных сетевых компаний и их филиалов с внесением в соответствующие положения и инструкции обязанностей по организации и исполнению мероприятий по контролю и оптимизации потоков реактивной мощности, нормализации уровней напряжения и снижению потерь в распределительных электрических сетях, с возложением координирующих функций на создаваемые в РСК Центры управления сетями (ЦУС РСК). Срок - до 20.01.2007.

2.2. Осуществление мероприятий, обеспечивающих возможность учета и контроля реактивной энергии/мощности с учетом приоритетов:

2.2.1. Оценка в срок до 30.03.2007 состояния парка средств учета реактивной энергии/мощности на подстанциях распределительных электрических сетей, включающая в себя:

- составление реестра находящихся на балансе (установленных) средств учета и контроля реактивной энергии/мощности;
- оценку фактического физического и морального износа имеющихся средств учета и контроля реактивной энергии/мощности;
- составление реестра средств учета и контроля реактивной энергии/мощности, которые соответствуют требованиям, предъявляемым к средствам учета в рамках АИИС КУЭ и ОИК;

2.2.2. Подготовка минимальных (первичных) возможностей для оценки потоков реактивной мощности в системе электроснабжения потребителей:

- осуществление в срок до 30.03.2007 ревизии и метрологической поверки, установленных на подстанциях энергокомпаний приборов учета и контроля реактивной энергии/мощности потребителей с присоединенной мощностью 150 кВт и более;
- составление в срок до 30.03.2007 реестра действующих приборов учета и контроля реактивной энергии/мощности, установленных у потребителей с присоединенной мощностью 150 кВт и более;
- при проведении мероприятий по модернизации приборов учета в течении 2007 года и последующих периодов на объектах сетевых и генерирующих компаний обеспечить выполнение приоритетной задачи - оснащение приборами учета с возможностью одновременного учета объемов переданной/принятой активной и реактивной энергии/мощности;

2.3. Осуществление мероприятий, обеспечивающих возможность компенсации избыточных потоков реактивной мощности с учетом необходимости соблюдения требований к управляемости электроэнергетическим режимом распределительной электрической сети по напряжению и реактивной мощности:

2.3.1. Проведение в срок до 30.03.2007 оценки состояния установленных устройств компенсации реактивной мощности на подстанциях распределительных электрических сетей:

- проведение инвентаризации устройств компенсации реактивной мощности (синхронных компенсаторов, батарей статических конденсаторов и др.), установленных на подстанциях распределительных электрических сетей, с указанием типа, номинальной и располагаемой мощности, срока эксплуатации, технического состояния, включая состояние системы охлаждения синхронных компенсаторов и фактический тип охлаждения синхронных компенсаторов (водород/воздух);
- составление графиков восстановления/ремонта полностью/частично неработоспособных устройств компенсации реактивной мощности, установленных на подстанциях распределительных электрических сетей, с минимальным сроком выполнения, включая восстановление проектных схем охлаждения синхронных компенсаторов.

2.3.2. Проведение в срок до 30.03.2007 оценки наличия и состояния устройств компенсации реактивной мощности, установленных у потребителей с присоединенной мощностью 150 кВт и более, включающей в себя:

- проверку технических условий на присоединение потребителей на предмет наличия требований по поддержанию коэффициентов мощности на заданном уровне с составлением соответствующих отдельных реестров для потребителей, присоединенных в период до 2000 года, и потребителей, присоединенных в период 2000-2006 годов, с составлением перечня потребителей, которым при присоединении не были выставлены требования по обеспечению компенсации потребляемой реактивной мощности;
- запрос от потребителей о наличии, состоянии и мощности имеющихся у них работоспособных и работающих устройств компенсации реактивной мощности.

2.3.3. Внесение в срок до 30.03.2007 дополнений в технические задания на пересмотр (разработку) программ развития электроэнергетических систем (электрических сетей) в части учета требований к компенсации реактивной мощности в энергосистемах и у потребителей;

2.3.4. Проведение в срок до 30.03.2007 проверки технических заданий на все проектные работы по техническому перевооружению, развитию и новому строительству распределительных электрических сетей на наличие требований по компенсации реактивной мощности и регулированию напряжения и внесение при необходимости соответствующих дополнений;

2.3.5. Укомплектование Центров управления сетями (ЦУС РСК) программными комплексами по выполнению расчетов режимов распределительных электрических сетей. Срок — IV кв. 2007 года;

2.3.6. Проведение расчетов с целью определения мест и мощностей устройств компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ, установка которых необходима на подстанциях РСК, составление мероприятий и включение их в инвестиционные программы, при этом предусматривать возможность установки устройств компенсации реактивной мощности в счет платы за технологическое присоединение, осуществляемой потребителями. Срок — 30.02.2007. При составлении мероприятий и инвестиционных программ предусматривать применение новых устройств регулирования напряжения (компенсации реактивной мощности), разработка и эксплуатация которых предусмотрена приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 29.05.2006 № 380 «О создании управляемых линий электропередачи и оборудования для них». Срок - постоянно.

2.4. Принятие мер по недопущению случаев присоединения к электрической сети новых потребителей с установленной мощностью 150 кВт и более или увеличения заявленной (присоединенной) мощности до аналогичной величины подключенных потребителей без устройств компенсации реактивной мощности:

2.4.1. При обращении потребителей об осуществлении присоединения к электрической сети или об увеличении присоединенной мощности осуществлять внесение в договора на присоединение потребителей к электрической сети требований по необходимости компенсации реактивной мощности, в размере, обеспечивающем соблюдение устанавливаемых предельных значений коэффициентов реактивной мощности. Срок - постоянно;

2.4.2. Организовать подготовку и заключение в срок до 30.03.2007 с администрациями муниципальных образований субъектов Российской Федерации и другими собственниками электрических сетей соглашений о порядке выдачи технических условий на технологическое присоединение потребителей к принадлежащим им электрическим сетям, не допускающим их выдачу без внесения требований по компенсации реактивной мощности и, соответственно, без согласования с распределительной сетевой компанией;

2.4.3. Практиковать организацию и выполнение на договорной основе работ по оказанию содействия потребителям в осуществлении расчетов величины (мощности) и в выборе устройств компенсации реактивной мощности. Срок — постоянно.

2.5. Оперативное в срок до 30.12.2006 принятие мер по выявлению рисков и осуществление мер по снижению потоков реактивной мощности с целью обеспечения надежного для потребителей прохождения предстоящего ОЗП 2006/2007 года:

2.5.1. Проведение семинаров с участием руководителей и специалистов потребителей на тему «Реактивная мощность и ее значение в надежности и экономике электроснабжения» с целью повышения их компетентности в указанной теме и заинтересованности потребителей во внедрении систем компенсации реактивной мощности» и обеспечение их готовности к началу действия новых нормативных требований по поддержанию соотношения реактивной и активной мощностей. Включить в программу семинара этап наглядной демонстрации на одном из выбранных предприятий

потребителей, имеющих готовые к работе устройства компенсации реактивной мощности (БСК) или на питающей его подстанции изменения параметров тока, напряжения и угла мощности при отключении и включении БСК специально выбранного потребителя;

2.5.2. Организация опробования включения в работу БСК потребителей, имеющих повышенные нагрузки (близкие к предельным уровням).

2.5.3. Проведение переговоров с потребителями, указанными в пункте 2.5.2 настоящего приказа, о возможности включения БСК потребителей и их включение при возникновении режимов, требующих ввода в действие графиков ограничения и временного отключения потребления электрической энергии (мощности). При необходимости для достижения положительного результата обращаться в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации и муниципальных образований, а в регионах с пиковыми нагрузками (РПН) принимать решения в рамках деятельности Штабов по обеспечению безопасности электроснабжения, создаваемых в соответствии с приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 05.10.2006 № 695 «О регионах пиковых нагрузок»;

2.5.4. Анализ результатов расследования технологических нарушений в распределительных электрических сетях с выявлением узлов, в которых происходило отключение потребителей из-за недостаточной статической устойчивости в режимах АПВ и АВР линий (фидеров), вызванной пониженным напряжением в узлах нагрузки (центрах питания);

2.5.5. Дополнительную оценку в часы максимума электропотребления уровней напряжения на фидерах, осуществляющих электроснабжение котельных и насосных систем теплоснабжения, как находящихся на балансе энергокомпаний, так и на балансе муниципальных и других организаций, в которых возможно отключение асинхронных двигателей или неуспешный их самозапуск при снижении (провалах) напряжения вследствие коротких замыканий в распределительной электрической сети;

2.5.6. Выявление участков распределительной сети (расчетным путем и анализом происшедших событий), в которых не обеспечиваются допустимые области режимов при нормативных возмущениях: происходит перегрузка трансформаторов и линий электропередачи сверхдопустимых пределов или снижается напряжение ниже предельно допустимого уровня.

2.6. Обеспечить согласно пункту 14.1 «Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказании этих услуг», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861 (в редакции постановлением Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 года) совместно с энергосбытовыми компаниями в срок до 30.03.2007 принятие мер по проверке наличия и включению (подписанию дополнительных соглашений) в договоры электроснабжения и договоры об оказании услуг по передаче электрической энергии условий по поддержанию потребителями с присоединенной мощностью 150 кВт и более коэффициентов реактивной мощности, устанавливаемых федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса (Минпромэнерго России).

3. Члену Правления, Техническому директору ОАО РАО «ЕЭС России» Б.Ф. Вайнзихеру, совместно с членом Правления, руководителем ЦУР ОАО РАО «ЕЭС России» Ю.А. Удальцовым, управляющим директором ОАО РАО «ЕЭС России» (БЕ-Сети) А.Н. Раппопортом, Председателем Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» Б.И. Аюевым:

3.1. В срок до 30.12.2006 обеспечить внесение в Минпромэнерго России согласованного проекта «Порядка расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах электроснабжения)»;

3.2. Обеспечить сопровождение указанного в п. 3.1 настоящего приказа «Порядка ...»

вплоть до его утверждения с целью обеспечения наличия в утверждаемом Минпромэнерго России документе требований по обязательному поддержанию потребителями с присоединенной мощностью 150 кВт и более показателей соотношения потребления реактивной и активной мощности (коэффициентов реактивной мощности $\text{tg } (\rho)$), соблюдение (улучшение) которых они обеспечивают, используя устройства компенсации реактивной мощности и соблюдая режим потребления.

4. Управляющему директору ОАО РАО «ЕЭС России» (БЕ «Сети») А.Н. Раппопорту совместно с ЦУР (Ю.А. Удальцов), БЕ-1 (А.В. Чикунов), БЕ-2 (В.Е. Аветисян), Проектной группой по мониторингу деятельности энергосбытовых компаний (А.О. Пивоваров) в месячный срок после утверждения «Порядка ...», указанного в п. 3.1 настоящего приказа, разработать и представить в ФСТ на утверждение Методические указания, устанавливающие повышающие и понижающие коэффициенты изменения оплаты потребителем за услуги по передаче электрической энергии, в том числе в составе конечного тарифа (цены) на электрическую энергию, поставляемую ему по договору электроснабжения.

5. Члену Правления, Техническому директору ОАО РАО «ЕЭС России» Б.Ф. Вайнзихеру совместно ЦУР (Ю.А. Удальцов), БЕ-1 (А.В. Чикунов), БЕ-2 (В.Е. Аветисян), БЕ «Сети» (А.Н. Раппопорт), Проектной группой по мониторингу деятельности энергосбытовых компаний (А.О. Пивоваров) подготовить и представить на подпись проект приказа о вводе в действие «Порядка расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах электроснабжения)» в недельный срок после его утверждения Минпромэнерго России в соответствии с п. 4 постановления Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 г. № 530;

6. ЦУР (Ю.А. Удальцов) совместно с членом Правления, Техническим директором ОАО РАО «ЕЭС России» Б.Ф. Вайнзихером, БЕ-1 (А.В. Чикунов), БЕ-2 (В.Е. Аветисян), БЕ «Сети» (А.Н. Раппопорт), Проектной группой по мониторингу деятельности энергосбытовых компаний (А.О. Пивоваров) в двухнедельный срок после утверждения Минпромэнерго России указанного в п. 5 настоящего приказа «Порядка ...» подготовить и представить на утверждение изменения и дополнения в договоры электроснабжения и в договоры об оказании услуг по передаче электрической энергии, вводящие для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии показатели соотношения потребления реактивной и активной мощности (коэффициентов реактивной мощности $\text{tg } \phi$), соблюдение (улучшение), которых они обеспечивают, используя устройства компенсации реактивной мощности и соблюдая режим потребления.

7. Заместителю технического директора - главному техническому инспектору ОАО РАО «ЕЭС России» В.К. Паули организовать размещение на корпоративном сайте ОАО РАО «ЕЭС России» в рубрике «Энергетика-качество, надежность» электронной библиотеки «Реактивная мощность и ее значение в надежности и экономике распределительных электрических сетей и систем электроснабжения потребителей» с размещением в ней нормативных правовых, организационно-распорядительных и методических документов по данной теме. Срок-30.12.2006.

8. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на члена Правления Паули В.К.

Председатель Правления

А.Б. Чубайс

Приложение к приказу
ОАО РАО «ЕЭС России»
от 11.12.2006 №893

Нормативные правовые, организационно-распорядительные, методические и информационные документы по вопросам реактивной мощности и напряжения

1. «Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям», утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года №861.
2. «Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг», утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861 (в редакции Постановления Правительства РФ от 31 августа 2006 года № 530).
3. Постановление Правительства РФ от 31 августа 2006 года № 530 «Об утверждении правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики».
4. «Методические указания по проектированию развития энергосистем», утвержденные приказом Минпромэнерго России от 30 июня 2003 года № 281.
5. «Инструкция по проектированию городских электрических сетей». РД 34.20.185-94 (СО 153-34.20.185-94, приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 14.08.2003 №4 22).
6. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. Указания по выбору средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности при проектировании сельскохозяйственных объектов и электрических сетей сельскохозяйственного назначения. (СО 153-34.20.112 (РД 34.20.112), приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 14.08.2003 №4 22).
7. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 №229, зарегистрированные в Минюсте (регистрационный № 4799 от 20 июня 2003 года).
8. ГОСТ 13109-97 (Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах энергоснабжения общего назначения).
9. ГОСТ 721-77 (Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальное напряжение свыше 1000 вольт).
10. ГОСТ 21128-83 (Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальное напряжение до 1000 вольт).
11. Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 25.10.2005 № 703 «О лицензировании деятельности по продаже электрической энергии и обязательной сертификации электрической энергии в сетях общего назначения» (и дополнение к нему от 31.07.2006 №527).
12. Информационное письмо ОАО РАО «ЕЭС России» от 7.07.2006 № ВП-170 «О рекомендациях к разработке программ «Реактивная мощность» и «Повышение надежности распределительных электрических сетей».

ПОРЯДОК

расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договоры энергоснабжения)

I. Общие положения

1. Настоящий Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договоры энергоснабжения) в соответствии с постановлениями Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 г. № 530 «Об утверждении правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики» и от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2006, № 37, ст. 3876, 2004, № 52, ст. 5525) устанавливает требования к расчету значений соотношения потребления активной и реактивной мощности, определяемых при заключении договоров об оказании услуг по передаче электрической энергии (договоры энергоснабжения) в отношении потребителей электрической энергии, присоединенная мощность энергопринимающих устройств которых более 150 кВт (за исключением граждан-потребителей, использующих электрическую энергию для бытового потребления, и приравненных к ним в соответствии с нормативными правовыми актами в области государственного регулирования тарифов групп (категорий) потребителей (покупателей), в том числе многоквартирных домов, садоводческих, огороднических, дачных и прочих некоммерческих объединений граждан).

2. Значения соотношения потребления активной и реактивной мощностей ($\text{tg } \varphi$) определяются в виде предельных значений коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети, соблюдение которых обеспечивается покупателями электрической энергии (мощности) – потребителями услуг по передаче электрической энергии (далее – потребители) посредством соблюдения режимов потребления электрической энергии (мощности) либо использования устройств компенсации реактивной мощности. При этом значение коэффициента реактивной мощности, генерируемой в часы малых суточных нагрузок электрической сети, устанавливается равным нулю.

3. В случае участия потребителя по соглашению с сетевой организацией в регулировании реактивной мощности в часы больших и (или) малых нагрузок электрической сети, в договоре энергоснабжения определяются также диапазоны значений коэффициентов реактивной мощности, устанавливаемые отдельно для часов больших ($\text{tg}\varphi_{\text{б}}$) и (или) малых ($\text{tg}\varphi_{\text{м}}$) нагрузок электрической сети и применяемые в периоды участия потребителя в регулировании реактивной мощности.

II. Общие требования к расчету

4. Сумма часов, составляющих определяемые соответствующими договорами периоды больших и малых нагрузок, должна быть равна 24 часам. Если иное не определено договором, часами больших нагрузок считается период с 7 ч. 00 мин. до 23 ч. 00 мин., а часами малых нагрузок – с 23 ч. 00 мин. до 7 ч. 00 мин.

5. Значения коэффициентов реактивной мощности определяются отдельно для каждой точки присоединения к электрической сети в отношении всех потребителей, за исключением потребителей, получающих электрическую энергию по нескольким линиям напряжением 6–20 кВ от одной подстанции или электростанции, для которых эти значения рассчитываются в виде суммарных величин.

III. Расчет коэффициентов реактивной мощности

6. Для потребителей, присоединенных к сетям напряжением 220 кВ и выше, а также к сетям 110 кВ (154 кВ), в случаях, когда они оказывают существенное влияние на электроэнергетические режимы работы энергосистем (энергорайонов, энергоузлов), предельное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети, а также диапазоны коэффициента реактивной мощности, применяемые в периоды участия потребителя в регулировании реактивной мощности, определяют на основе расчетов режимов работы электрической сети в указанные периоды, выполняемых как для нормальной, так и для ремонтной схем сети.

7. Предельные значения коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети, для потребителей, присоединенных к сетям напряжением ниже 220 кВ, определяются в соответствии с приложением к настоящему Порядку.

ПРИЛОЖЕНИЕ

к Порядку расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договоры энергоснабжения)

Предельные значения коэффициента реактивной мощности

Положение точки присоединения потребителя к электрической сети	tg φ
напряжением 110 кВ (154 кВ)	0,5
напряжением 35 кВ (60 кВ)	0,4
напряжением 6 - 20 кВ	0,4
напряжением 0,4 кВ	0,35