

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова»

А.В. Малафеев

**ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

*Утверждено Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия*

Магнитогорск
2020

Рецензенты:

доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой автоматизированных электрических систем,
ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

А.В. Паздерин

кандидат технических наук,
доцент кафедры автоматизированного электропривода и мехатроники,
ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный технический
университет им. Г.И. Носова»

В.В. Шохин

Малафеев А.В.

Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учебное пособие / Алексей Вячеславович Малафеев ; ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова». – Электрон. текстовые дан. (0,91 Мб). – Магнитогорск : ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова», 2020. – 1 электрон. опт. диск (DVD-R). – Систем. требования : IBM PC, любой, более 1 GHz ; 512 Мб RAM ; 10 Мб HDD ; MS Windows XP и выше ; Adobe Reader 8.0 и выше ; CD/DVD-ROM дисковод ; мышь. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-5-9967-1883-2

Учебное пособие ориентировано на магистрантов направления 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», профили «Электроснабжение» и «Менеджмент в электроэнергетике».

Предназначено для самостоятельного изучения теоретического материала по дисциплине «Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике» (профиль «Электроснабжения») и раздела «Организация оперативно-диспетчерского управления» дисциплины «Организация эксплуатации и ремонта электроэнергетического оборудования» (профиль «Менеджмент в электроэнергетике»).

УДК 621.311

ISBN 978-5-9967-1883-2

© Малафеев А.В., 2020

© ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный
технический университет им. Г.И. Носова», 2020

ПРЕДИСЛОВИЕ

Учебное пособие предназначено для магистрантов направления 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», обучающихся по магистерской программе (профилю) «Электроснабжение». Оно ориентировано в первую очередь на изучение теоретического раздела дисциплины «Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике» и может быть полезно при выполнении научно-исследовательской работы и выпускной квалификационной работы в зависимости от выбранной тематики исследований.

При разработке пособия учтены принципы организации оперативно-диспетчерского управления, используемые на объектах электроэнергетики Российской Федерации. Серьезное внимание уделено вопросам производства оперативных переключений, ведения заданного режима и локализации и ликвидации аварий.

С целью улучшения усвоения теоретического материала, посвященного управлению режимами энергосистем в нормальных и аварийных ситуациях, в соответствующих разделах приведены контрольные вопросы.

При составлении учебного пособия использован опыт, накопленный при чтении лекций по данной дисциплине.

Содержание

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	3
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ.....	7
1.1. Цели и задачи оперативного управления в энергосистемах	7
1.2. Принципы и структура диспетчерского управления	8
1.3. Подготовка диспетчера	15
1.4. Должностные обязанности, права и обязанности диспетчера	16
1.5. Оперативные переговоры и ведение оперативного журнала.....	19
Контрольные вопросы к главе 1	21
2. ОПЕРАТИВНЫЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ	22
2.1. Основные положения	22
2.2. Бланки переключений и программы переключений.....	24
2.3. Порядок производства операций по бланку переключений на электроустановках с постоянным дежурным персоналом	25
2.4. Переключения при ликвидации аварий.....	27
2.5. Действия с оперативной блокировкой.....	28
2.6. Операции с основными коммутационными аппаратами.....	29
2.7. Последовательность операций при переводе присоединений с одной системы шин на другую	32
2.8. Переключения при выводе в ремонт выключателей и вводе их в работу после ремонта.....	34
2.8.1. Основные этапы переключений при установке ремонтной перемычки	35
2.8.2. Основные этапы переключений при замене выключателя присоединения обходным выключателем	37
2.9. Переключения в целях предотвращения угрозы повреждения выключателя.....	40
Контрольные вопросы к главе 2	41
3. УПРАВЛЕНИЕ НОРМАЛЬНЫМИ РЕЖИМАМИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ.....	42
3.1. Общие положения.....	42
3.2. Долгосрочное и среднесрочное планирование режимов.....	43
3.3. Краткосрочное планирование режимов.....	45
3.4. Прогнозирование режима электропотребления	46
3.5. Покрытие суточных графиков нагрузки.....	47
Контрольные вопросы к главе 3	49
4. ВЕДЕНИЕ ЗАДАННОГО РЕЖИМА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ.....	49

4.1. Общие положения	49
4.2. Регулирование частоты и перетоков активной мощности	51
4.3. Резервы мощности в энергосистемах	57
4.4. Регулирование напряжения и реактивной мощности	62
4.4.1. Баланс реактивной мощности в энергосистеме	62
4.4.2. Участие в балансе реактивной мощности различных источников	64
4.4.3. Регулирование напряжения в распределительных сетях	66
4.4.4. Использование генераторов для регулирования напряжения	70
Контрольные вопросы к главе 4	72
5. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ	72
5.1. Нормальные и аварийные режимы энергосистем	72
5.2. Общий подход к ликвидации аварийных режимов	77
5.3. Взаимодействие оперативного персонала при ликвидации аварии	80
5.4. Перегрузка линий электропередачи	83
5.5. Перегрузка трансформаторов, автотрансформаторов, генераторов	87
5.6. Лавина перегрузки и отключений элементов сети	92
5.7. Лавина асинхронных режимов	93
Контрольные вопросы к главе 5	97
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	98

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является специфической отраслью, для которой характерны такие свойства, как одновременность производства и потребления производимого продукта, невозможность складирования, единство процесса производства, передачи и потребления электроэнергии, а также общее управление этим процессом для всех объектов электроэнергетики, входящих в систему. Названные особенности приводят к существенному отличию подходов к управлению технологическим процессом от принятых в большинстве отраслей промышленности. Особое значение имеет оперативно-диспетчерское управление, являющееся общим для всех объектов ЕЭС России.

В Единой энергетической системе Российской Федерации принята иерархическая структура диспетчерского управления, включающая четыре основных уровня, что позволяет эффективно управлять распределенными объектами, расположенными на большой территории. Управление режимами на большинстве уровней иерархии является сложной научно-технической задачей, требующей знаний в области функционирования электростанций, электрических сетей, оборудования распределительных устройств, релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики и др., а также специфических особенностей организации диспетчерского управления. Освоение этого материала является обязательным для магистраль-электроэнергетика.

В учебном пособии рассмотрены общие вопросы диспетчерского управления, касающиеся его принципов функционирования и организационной структуры, а также должностных обязанностей и порядка действий диспетчера. Изложены подходы к производству оперативных переключений, дана их классификация, рассмотрены операции с выключателями и разъединителями и наиболее часто встречающиеся виды оперативных переключений в схемах с одиночной и двойной системой шин.

Рассмотрены принципы управления нормальными режимами энергетических систем, включающие критерии и средства управления режимами и перечень задач, решаемых на различных уровнях схемной иерархии ЕЭС для разных временных горизонтов планирования. Дана характеристика задачи регулирования частоты и перетоков активной мощности, подробно рассмотрены процессы первичного и вторичного регулирования частоты, а также виды резерва активной мощности и его размещение на электростанциях различных типов. Охарактеризована задача регулирования напряжения и перетоков реактивной мощности, показано участие в балансе реактивной мощности различных ее источников.

Изложены вопросы, связанные с предупреждением и ликвидацией аварийных режимов. Рассмотрена иерархия режимных ситуаций и место в ней утяжеленных и аварийных режимов, описано взаимодействие оперативного персонала при локализации и ликвидации аварий. Дана подробная характеристика режимов перегрузки линий и трансформаторов, приведен порядок действий оперативно-диспетчерского персонала при ликвидации перегрузки оборудования.

1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ

1.1. Цели и задачи оперативного управления в энергосистемах

Необходимость эффективной системы оперативного управления обусловлена следующими свойствами энергосистем:

- 1) значимость производимого продукта не только в сфере материального производства, но и при обеспечении безопасных и комфортных условий работы и проживания больших групп людей;
- 2) сложность производственной структуры, большой объем производимой продукции, разнообразие основного оборудования с разными технико-экономическими характеристиками и, как следствие, возможность ведения допустимых, но не оптимальных режимов с перерасходом энергоресурсов;
- 3) непрерывность процессов производства, распределения и потребления электрической энергии;
- 4) быстрота протекания технологических процессов;
- 5) наличие условий повышенной опасности для здоровья и жизни людей, эксплуатирующих оборудование самих энергосистем.

Оперативное управление в энергосистемах называют оперативно-диспетчерским или диспетчерским, поскольку оно реализуется через диспетчерские службы. Диспетчерское управление производится централизованно и непрерывно в течение суток. Оно осуществляется высшим оперативным руководителем энергосистемы – диспетчером.

Цели диспетчерского управления – разработка и ведение режимов энергосистем, обеспечивающих надежное и бесперебойное потребителей электрической и тепловой энергией удовлетворительного качества при максимальной экономичности работы энергосистемы в целом, а также создание возможности безопасного обслуживания оборудования энергосистемы.

Для достижения данной цели при реализации диспетчерского управления придется решать следующие **задачи**:

- 1) долгосрочное и краткосрочное планирование графиков нагрузки энергосистем;
- 2) составление балансов мощности и энергии;
- 3) разработка нормальной и ремонтной схем энергосистемы;
- 4) регулирование частоты и активной мощности;
- 5) регулирование напряжения и реактивной мощности;
- 6) расчеты статической и динамической устойчивости;
- 7) внутрисуточная оптимизация режимов;
- 8) экспрессные расчеты потокораспределения в электрической сети в вынужденных режимах работы энергосистемы;
- 9) рассмотрение заявок на вывод оборудования в ремонт;
- 10) руководство оперативными переключениями в электрических сетях;
- 11) ведение служебной документации.

1.2. Принципы и структура диспетчерского управления

Система диспетчерского управления основана на следующих принципах:

- 1) отделение оперативно-диспетчерских функций от административно-хозяйственных;
- 2) иерархичность структуры диспетчерского управления с обязательным подчинением дежурного оперативного персонала каждой ступени управления диспетчерскому персоналу более высокой ступени управления;
- 3) предоставление персоналу каждой ступени управления максимальной самостоятельности в выполнении всех оперативных функций, не требующих вмешательства оперативного руководителя более высокой ступени диспетчерского управления;
- 4) соблюдение строжайшей технологической и диспетчерской дисциплины.

Диспетчерское управление энергосистем строится на основе раздела «Оперативно-диспетчерское управление» «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» [6] и нормативных документов, разрабатываемых в энергосистемах.

В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» решение основных задач по оперативно-диспетчерскому управлению энергосистемами Российской Федерации возложены на АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»). Это специализированная инфраструктурная организация, единолично осуществляющая централизованное диспетчерское управление в ЕЭС России. Система оперативно-диспетчерского управления образует технологическую основу функционирования электроэнергетики. Кроме того, СО ЕЭС обеспечивает функционирование технологической инфраструктуры оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности.

Контроль за основной деятельностью СО ЕЭС и ее регулирование осуществляет Министерство энергетики Российской Федерации. Соблюдение требований безопасности в электроэнергетике при осуществлении оперативно-диспетчерского управления контролируется Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор). АО «СО ЕЭС» – компания со стопроцентным государственным капиталом; не ведет коммерческой деятельности; единственным источником финансирования является регулируемый тариф, утверждаемый ФСТ.

Структура СО ЕЭС представляет собой трехуровневую вертикаль (рис. 1.1).

Верхний уровень – главный диспетчерский центр в Москве (Центральное диспетчерское управление), осуществляющий оперативно-диспетчерское управление всей ЕЭС России. С этого уровня координируется работа объединенных энергосистем и параллельная работа с зарубежными энергосистемами, а также обеспечивается планирование развития ЕЭС России.

Второй уровень включает в себя семь филиалов – объединенных диспетчерских управлений (ОДУ), управляющих режимами работы объединенных

энергосистем, генерирующими и сетевыми объектами, существенно влияющими на изменение режима энергообъединения, и координирующих деятельность филиалов третьего уровня.

Третий уровень – 49 филиалов – региональных диспетчерских управлений (РДУ), осуществляющих оперативно-диспетчерское управление энергосистемами одного или нескольких субъектов Российской Федерации.

Представительства АО «СО ЕЭС» созданы в 16 регионах (Алтайский край и респ. Алтай, Белгородская обл., Брянская обл., Ивановская обл., Калужская обл., Кировская обл., Курганская обл., Орловская обл., Псковская обл., Тамбовская обл., Томская обл., Ульяновская обл., респ. Марий Эл, респ. Мордовия, респ. Удмуртия, респ. Чувашия) для взаимодействия АО «СО ЕЭС» с субъектами электроэнергетики, органами исполнительной власти субъектов федерации, территориальными органами Ростехнадзора, МЧС России в регионах, энергосистемы которых управляются укрупненными РДУ.

Уникальные права Системного оператора ЕЭС:

- 1) определять перечень объектов, изменять режимы работы которых нельзя без его решения;
- 2) планировать режимы работы этих объектов;
- 3) отдавать на объекты обязательные для исполнения команды и решения.

Задачи, решаемые Системным оператором ЕЭС:

1. Расчет электроэнергетических режимов.

1) ежедневная актуализация расчетной математической модели, описывающей состояние энергосистемы;

2) расчеты установившихся режимов и статической устойчивости, на основании которых определяется возможность возникновения перегрузок в электрической сети, недопустимые изменения напряжения на шинах электрических станций, подстанций и энергообъектах потребителей. На основании расчетов разрабатываются мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима и рекомендации по действиям диспетчеров;

3) расчеты электромеханических переходных процессов и динамической устойчивости генерирующего оборудования электрических станций с подробным моделированием систем регулирования и управления. Таким образом определяются условия устойчивой параллельной работы генерирующего оборудования в энергосистеме при нормативных возмущениях;

4) на основании расчетов установившихся режимов, статической и динамической устойчивости определяются максимально допустимые и аварийно допустимые перетоки в контролируемых сечениях, формируются инструктивные материалы и диспетчерская документация диспетчерских центров, разрабатываются требования к логике действия и настройке устройств противоаварийной и режимной автоматики.

Кроме того, расчеты СО ЕЭС являются базой для принятия решений о перспективном развитии ЕЭС России.

Анализ среднесрочных прогнозных электроэнергетических режимов позволяет определить перечень мероприятий, реализация которых обеспечит надежное функционирование энергосистем при подключении новых потребителей, вводе в эксплуатацию нового генерирующего и сетевого оборудования, а также проверить корректность технических решений, разрабатываемых проектными организациями.

2. Планирование электроэнергетических режимов работы энергообъектов и энергосистем.

Планирование производится на период от каждого получаса внутри суток до одного года. При планировании учитываются различные факторы, среди которых:

- 1) уровни потребления электрической энергии (мощности);
- 2) характеристики генерирующего и сетевого оборудования, как действующего и находящегося в резерве, так и планируемого к вводу;
- 3) заявки на ввод оборудования в работу, вывод его в ремонт и из эксплуатации;
- 4) нормы расхода гидроресурсов в водохранилищах гидроэлектростанций;
- 5) результаты торговли на оптовом рынке электроэнергии (мощности).

Прогнозирование потребностей в электроэнергии осуществляется на основе многофакторного анализа, основанного на:

- накопленной статистической базе;
- знании зависимости величины потребления от климатических условий;
- собственной и внешней прогнозной информации о динамике изменения потребления субъектов РФ и крупнейших потребителей.

Годовой горизонт планирования используется при разработке режимных условий и координации вывода в ремонт и из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства и генерации, а также ввода в эксплуатацию новых и реконструированных объектов.

СО ЕЭС координирует составление владельцами оборудования годовых планов ремонта, определяя возможность обеспечения устойчивой работы энергосистемы при отключении и включении каждой единицы оборудования. При месячной корректировке план уточняется в зависимости от фактического и прогнозируемого электроэнергетического режима.

Окончательное решение о возможности отключения оборудования для проведения ремонта принимается на этапе составления суточного диспетчерского графика. Суточный диспетчерский график – основной инструмент управления энергосистемой – является завершающим этапом процесса планирования режимов.

Объект диспетчеризации – любой элемент энергосистемы, режим работы и состояние которого могут повлиять на ее электроэнергетический режим. К объектам диспетчеризации относится оборудование электростанций и сетей, устройства релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики, автоматического регулирования частоты и мощности, энергопринимающие установки потребителей с управляемой нагрузкой.

К объектам диспетчеризации СО ЕЭС относятся:

– линии электропередачи:

- 1) воздушные линии;
- 2) кабельные линии;
- 3) воздушно-кабельные линии;

– энергетическое оборудование:

- 4) турбогенераторы с паровыми или газовыми турбинами;
- 5) гидрогенераторы;
- 6) энергоблоки атомных электростанций;

– электротехническое оборудование:

- 7) системы шин;
- 8) высоковольтные выключатели;
- 9) трансформаторы и автотрансформаторы;
- 10) шунтирующие реакторы;
- 11) синхронные компенсаторы;
- 12) батареи статических конденсаторов;

– релейная защита и противоаварийная автоматика:

- 13) устройства релейной защиты и сетевой автоматики;
- 14) устройства противоаварийной и режимной автоматики;
- 15) устройства регистрации аварийных событий и процессов;

– автоматизированные системы диспетчерского и технологического управления (АСДУ):

- 16) АСУ ТП;
- 17) устройства телемеханики;
- 18) каналы и устройства связи.

3. Управление в режиме реального времени.

Сюда входит непрерывное слежение за соблюдением контролируемых параметров функционирования ЕЭС России:

- частота;
- уровни напряжения;
- перетоки активной мощности;
- токовая загрузка линий и оборудования.

Диспетчера отдают дежурному персоналу объектов электроэнергетики команды:

- на загрузку и разгрузку оборудования;
- на восстановление резервов активной и реактивной мощности;
- на изменение конфигурации электрической сети.

Управление режимом в реальном времени основано на точном следовании управляемых объектов диспетчерским графикам и выполнении команд диспетчера.

Диспетчера обязаны учитывать:

- ограничения по пропускной способности сетевых элементов и контролируемых сечений;
- допустимую скорость изменения нагрузки;

- допустимый диапазон регулирования режимов работы электрических станций;
- требования к водному режиму ГЭС;
- наличие, объем и места размещения резервов мощности и др.

4. Обеспечение перспективного развития ЕЭС России.

Задача формирования долгосрочной стратегии развития энергетики решается разработкой документа «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на период _____ (до 15 лет)».

Среднесрочные сбалансированные планы строительства сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей в масштабах ЕЭС на семилетний период реализуются в «Схеме и программе развития ЕЭС России».

Задача определения среднесрочных перспектив развития региональных энергосистем решается через разработку «Схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ» на пятилетний срок.

Основой служат прогнозы потребления и производства электроэнергии в ЕЭС России и субъектах РФ. Возможности и условия надежной работы энергосистемы определяются на основе расчета перспективных электроэнергетических режимов.

Схемы и программы являются основой для:

- 1) формирования инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;
- 2) формирования территориальных программ развития субъектов РФ;
- 3) исходных данных, учитываемых при проведении конкурентного отбора мощности (КОМ), анализе технологических параметров функционирования ЕЭС России и прогнозируемой пропускной способности сетей.

5. Участие в процедуре технологического присоединения к сети.

Системный оператор ЕЭС в данном случае:

- 1) согласовывает технические условия на технологическое присоединение и технические задания на проектирование новых объектов и реконструкцию существующих;
- 2) рассматривает и согласовывает проектную и рабочую документацию на объекты нового строительства и реконструкции;
- 3) проводит оценку перспективных режимов работы энергосистем с использованием перспективной расчетной модели ЕЭС для подготовки мероприятий, необходимых для технологического присоединения новых и реконструированных объектов к сетям.

6. Обеспечение работы оптовых рынков в электроэнергетике.

В настоящее время оптовый рынок – это основной механизм расчетов за потребленную электроэнергию и мощность между крупнейшими потребителями и производителями в Единой энергосистеме. Рыночные механизмы действуют примерно на 80% территории ЕЭС России. Остальные 20% относятся к

неценовым зонам оптового рынка, где условия для конкурентного ценообразования отсутствуют и действует тарифное регулирование.

Основу работы оптовых рынков электроэнергии и мощности составляют технологические процессы, выполняемые Системным оператором:

- 1) формирование детальных математических моделей, описывающих энергосистему;
- 2) выбор состава включенного генерирующего оборудования;
- 3) отбор ценовых заявок для балансирования системы;
- 4) конкурентный отбор мощности;
- 5) расчет объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности;
- 6) расчет показателей соблюдения объема и сроков проведения ремонтов объектов электросетевого хозяйства.

На **рынке на сутки вперед (РСВ)** отбор заявок проводит Коммерческий оператор – АО «Администратор торговой системы». Системный оператор отвечает за формирование актуализированной расчетной модели для проведения Коммерческим оператором конкурентного отбора, а также за функционирование системы расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования.

На **балансирующем рынке** в течение суток Системный оператор многократно проводит формирование прогнозов спроса (потребления), актуализацию расчетной модели с учетом изменившихся системных условий. На основании этой информации проводятся конкурентные отборы ценовых заявок поставщиков, обеспечивающие экономическую эффективность загрузки станций и требования надежности. Управление режимами в реальном времени основано на минимизации стоимости поставки электроэнергии, а также мерах, делающих невыгодными самовольные отклонения от плановых значений и стимулирующих выполнение команд СО по управлению режимом. При возникновении отклонений фактического потребления или выработки от плановых значений участники рынка «штрафуются», если отклонения обусловлены собственной инициативой, или «премируются», если отклонения являются следствием исполнения команды.

Основная функция Системного оператора на **рынке мощности** – организация и проведение конкурентного отбора мощности в требуемом объеме, с необходимыми технологическими параметрами, в регламентные сроки с учетом прогноза динамики электропотребления и развития сетевой инфраструктуры.

На **рынке системных услуг** СО осуществляет отбор субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, заключение с такими субъектами договоров и оплату услуг, а также координацию действий участников рынка.

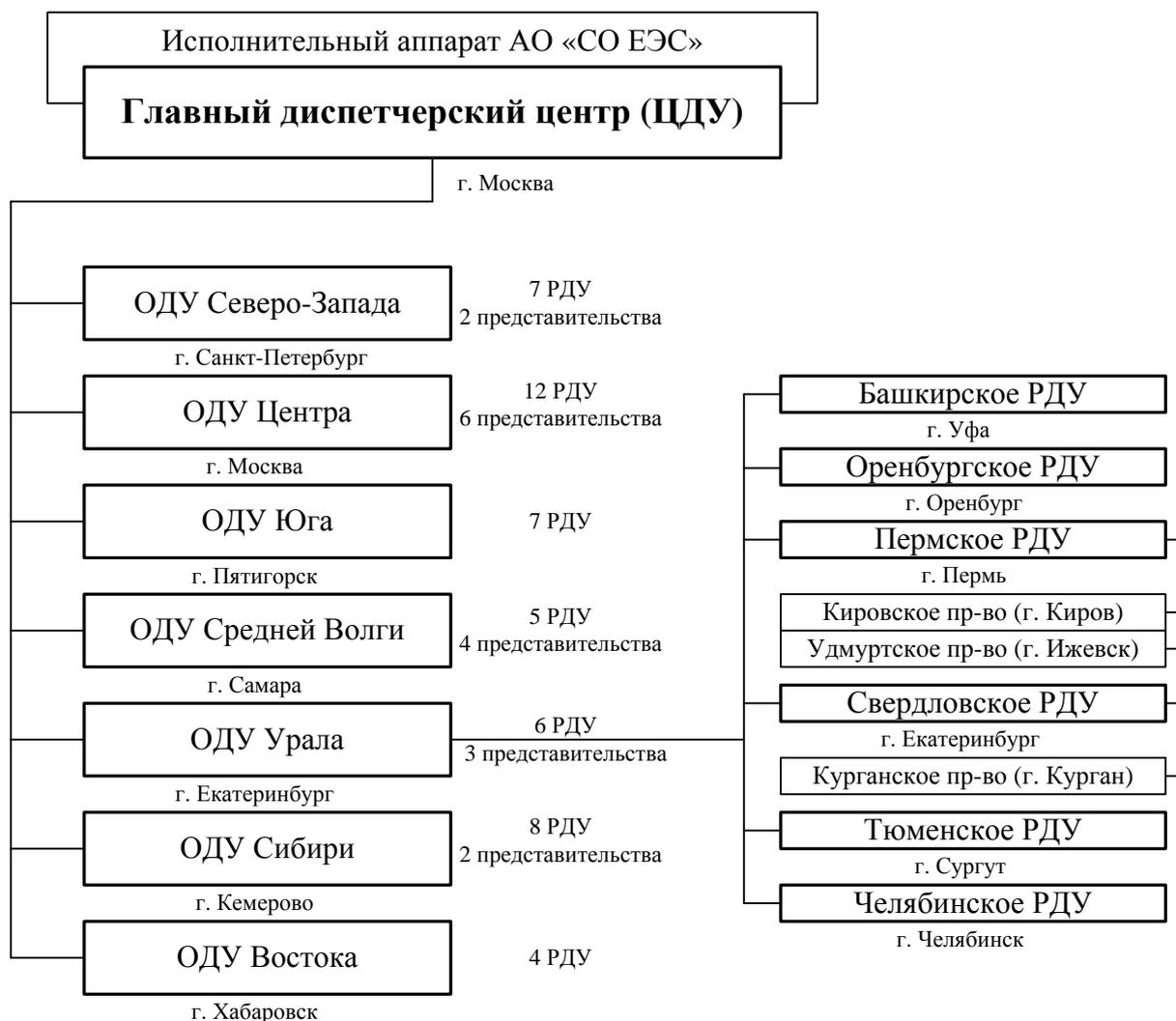


Рис. 1.1. Структура СО ЕЭС

Для четкого функционирования системы оперативно-диспетчерского управления все оборудование энергосистем (электрических станций, электрических и тепловых сетей) распределяется по оперативной подчиненности между диспетчерами различных ступеней и закрепляется за ними.

Разделение и закрепление оборудования между различными ступенями диспетчерского управления производят на основании анализа влияния режима его работы (состояния) на режим работы энергосистемы в целом. В оперативном отношении закрепленное оборудование может находиться в оперативном управлении диспетчера (операции с таким оборудованием выполняются только по распоряжению и под руководством дежурного диспетчера) и оперативном ведении диспетчера (операции с таким оборудованием выполняются только с разрешения дежурного диспетчера вышестоящего уровня управления).

В оперативном управлении диспетчера находится в основном то оборудование, операции с которым требуют координации действий подчиненного оперативного персонала и согласованных изменений на нескольких объектах, например, согласованные действия на подстанциях для отключения (включения) линии, связывающей две энергосистемы, или линии между подстанциями разных электрических сетей.

В оперативном ведении диспетчера находится оборудование, режим работы или состояние которого влияет на генерируемую мощность энергосистемы, величину резерва мощности, надежность работы электрических сетей. Например, снизить мощность на электростанции оперативный персонал может только с разрешения вышестоящего диспетчера, который должен принять меры по вводу в работу резервной мощности энергосистемы, или другие меры, нормализующие работу энергосистемы.

К оборудованию, находящемуся в оперативном управлении или ведении диспетчера, относится электротехническое и теплотехническое оборудование электрических станций, подстанции, линии электропередачи, трубопроводы, устройства релейной защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления (СДТУ), оперативно-информационные комплексы (ОИК).

Оборудование и устройства электростанций и сетей, состояние и режим работы которых не влияют на работу энергосистемы, находятся в оперативном управлении и ведении персонала объекта.

Закрепление оборудования, устройств РЗА и противоаварийной автоматики (ПА) в оперативном отношении (управление, ведение) производится по согласованию с вышестоящим органом диспетчерского управления энергосистемы. Перечень закрепленного оборудования с устройствами РЗА и ПА утверждается техническим руководителем предприятия.

Информационное ведение подразумевает информирование (подачу информационной заявки и оперативного уведомления) заинтересованной стороны, например, диспетчера одной энергосистемы диспетчером другой энергосистемы о предстоящих плановых изменениях режима работы и состояния оборудования, которое влияет на режим работы параллельно работающей энергосистемы. Это позволяет диспетчерской службе заблаговременно разработать наиболее эффективные мероприятия по изменению режимов работы энергосистемы при изменении режима работы параллельно работающей энергосистемы.

Оборудование может находиться в управлении оперативного руководителя только одной ступени управления, а в ведении – нескольких руководителей одной или большего числа ступеней управления.

К оперативным руководителям относятся диспетчера энергосистем, предприятий электрических сетей, районов электрических сетей.

К оперативному персоналу относятся оперативные руководители, начальники смен электрических цехов электростанций, дежурные (диспетчера, инженеры, электромонтеры) подстанций, персонал оперативно-выездных бригад (ОВБ), оперативно-ремонтный персонал с правом выполнения переключений в электроустановках.

1.3. Подготовка диспетчера

При выполнении своих должностных обязанностей диспетчер должен знать:

- 1) организацию диспетчерского управления;

2) оперативную подведомственность оборудования, включая устройства РЗА и ПА;

3) схему электрических соединений и технические характеристики по пропускной способности в нормальных и аварийных режимах;

4) схемы распределительных устройств электростанций;

5) принципиальные тепловые схемы электростанций;

6) основные параметры и характеристики теплосилового и электрического оборудования электростанций;

7) принципы оптимального распределения генерирующей мощности между электростанциями;

8) наименования подстанций и линий электропередачи;

9) принципы заземления нейтрали в электрических сетях;

10) принципы действия защит, схемы релейной защиты подведомственного оборудования;

11) допустимые режимные параметры в контрольных точках сети;

12) организацию и порядок оперативных переключений;

13) порядок ликвидации аварий;

14) организацию ремонтных работ;

15) правила организации работы с персоналом;

16) порядок ввода в эксплуатацию вновь вводимых и реконструированных электроустановок;

17) порядок действия в особых ситуациях (ГОиЧС);

18) схемы электроснабжения потребителей I категории;

19) аппаратуру диспетчерского пункта;

20) правила пользования связью с объектами энергосистемы;

21) методы оказания первой доврачебной помощи пострадавшим;

22) порядок ведения технической документации;

23) должностные инструкции оперативного персонала разных уровней диспетчерского управления, действующие инструктивные материалы, а также в установленном объеме ПТЭ, ПУЭ, Правила пожарной безопасности, Правила охраны труда (Правила безопасности) и др.

Индивидуальная подготовка диспетчера включает в себя стажировку, проверку знаний, дублирование и противоаварийные тренировки.

1.4. Должностные обязанности, права и обязанности диспетчера

Приступая к дежурству, диспетчер должен принять смену у предыдущего диспетчера, а последний – сдать свою смену.

Принимая смену, диспетчер обязан:

1) ознакомиться по мнемосхеме и по оперативной документации с режимом работы основного оборудования и устройств РЗА и ПА, находящихся в его оперативном управлении или ведении;

2) ознакомиться с записями в оперативном журнале, начиная со своей предыдущей смены;

3) ознакомиться с поступившими распоряжениями, телефонограммами, инструкциями, записями в документации;

4) ознакомиться с заявками и принятыми по ним решениями на вывод оборудования в ремонт, с программами испытаний оборудования;

5) уточнить число работающих бригад, места выполнения работ;

6) ознакомиться с поступившими, но не рассмотренными заявками;

7) проверить наличие ОВБ и обеспеченность их транспортными, защитными средствами и приспособлениями, аварийным запасом ремонтного материала;

8) проверить наличие оперативной документации и инструкций, принять ключи от служебных помещений диспетчерского пункта;

9) получить информацию от дежурных узла связи и телемеханики, службы вычислительной техники, о состоянии каналов, работе вычислительной техники, телемеханики;

10) оформить сдачу–приемку смены соответствующей записью в оперативном журнале с указанием времени приемки–сдачи.

На высших ступенях диспетчерского управления диспетчер получает сведения о режиме работы энергосистемы и режимах работы электрических станций:

1) о суммарной включенной мощности электростанций;

2) о выдерживании графиков нагрузки;

3) о наличии резервов мощности;

4) о предстоящих пусковых операциях и их продолжительности;

5) об обеспеченности электростанций топливом и его поступлении;

6) о выполнении ограничений по расходу топлива;

Диспетчер, сдающий смену, должен сообщить:

1) замечания по работе оборудования в его смену;

2) замечания по работе средств связи;

3) перечень объектов, на которых производятся работы и количество бригад на них, места установленных переносных заземлений и включенных заземляющих ножей;

4) устные распоряжения, указания вышестоящего оперативного персонала.

При наличии недостатков диспетчер требует их устранения, при невозможности – делает запись в оперативном журнале или отказывается от приемки смены.

Запрещается сдача–приемка смены во время оперативных переключений, стихийных бедствий, при ликвидации аварии.

Заступающий на дежурство диспетчер принимает рапорты от непосредственно подчиненных в оперативном отношении диспетчеров и дежурного персонала электрических станций, подстанций, ОВБ.

Рапорт содержит:

1) состав смены;

2) состояние основного оборудования электрических станций и электрической сети;

- 3) отклонения от заданного режима работы;
- 4) информация о поврежденном и выведенном в ремонт оборудовании;
- 5) отклонения параметров электроэнергии от нормативных значений.

В течение смены диспетчер обязан:

- 1) поддерживать наиболее надежную схему сети;
- 2) обеспечивать допустимые токовые нагрузки линий, трансформаторов и другого оборудования;
- 3) осуществлять контроль качества электрической энергии;
- 4) своевременно приводить мнемоническую схему диспетчерского щита в соответствие в соответствии с фактическим состоянием электрической сети.

На высших ступенях диспетчерского управления диспетчер руководит нормальной работой электрических станций, следя за оптимальным режимом их нагрузки, заданными и согласованными перетоками мощности по межсистемным и внутрисистемным связям.

При возникновении вынужденных режимов, сильно отличающихся от запланированных, диспетчер обязан принять меры для уменьшения ущерба путем изменения нагрузки электрических станций с учетом их экономичности и запасов топлива.

При отделении (разделении) энергосистемы из-за отключения межсистемных связей диспетчер должен принять меры по регулированию частоты.

На протяжении всей смены он должен следить за оптимальным потоко-распределением реактивной мощности в сети с целью поддержания заданных уровней напряжения в основной сети и снижения потерь мощности и энергии.

В течение смены диспетчер:

- 1) руководит действиями оперативного персонала при выполнении переключений в электрических сетях и операций с устройствами РЗА и ПА, находящимися в его оперативном управлении;
- 2) получает разрешение на выполнение переключений на оборудовании и устройствах РЗА и ПА, находящихся в оперативном управлении вышестоящего диспетчера;
- 3) дает подчиненному персоналу разрешение на вывод из работы в ремонт или на испытания оборудования и устройств РЗА и ПА, находящихся в его оперативном управлении и ведении;
- 4) оперативно руководит проведением испытаний, оформляет заявки на вывод в ремонт оборудования, находящегося в оперативном управлении или ведении вышестоящего диспетчера;
- 5) оформляет начало и окончание работ по всем заявкам;
- 6) выполняет указания и распоряжения вышестоящего диспетчера, касающиеся переключений на линиях, оборудовании, устройствах РЗА и ПА, находящихся в оперативном управлении или ведении последнего, ликвидации аварий, регулирования напряжения в контрольных точках сети.

При возникновении аварий диспетчер должен принимать нужные решения и отдавать распоряжения для скорейшей локализации аварии, предотвращения ее развития, восстановления в кратчайший срок подачи энергии потребителям и нормального режима работы энергосистемы (электрической сети).

При возникновении угрозы для жизни людей или сохранности оборудования он должен принять срочные меры по предотвращению опасности. Об аварийных режимах, стихийных бедствиях диспетчер должен делать записи в оперативном журнале с указанием последовательности операций по ликвидации аварий, а также информировать руководство и технические службы предприятия, вышестоящего в системе управления диспетчера.

1.5. Оперативные переговоры и ведение оперативного журнала

Функции оперативно-диспетчерского управления осуществляются с помощью оперативных переговоров, содержание и форма которых регламентируются инструкциями.

К оперативным переговорам относятся выдача распоряжений, разрешений, получение информации о выполнении распоряжений и разрешений, обмен информацией по текущей эксплуатации.

Распоряжение – оперативные переговоры по инициативе руководящего дежурного персонала с непосредственно подчиненным персоналом.

Распоряжения могут относиться к производству переключений на линиях электропередачи, находящихся в оперативном управлении руководящего дежурного персонала, к изменению режима и состояния оборудования, линий электропередачи, находящихся в ведении лица, отдающего распоряжение. Распоряжение отдается непосредственно подчиненному персоналу, находящемуся на дежурстве.

При нарушении связи, например, при авариях на линиях электропередачи, допускается передача распоряжений через дежурный персонал других объектов энергосистемы с дословной записью передаваемого распоряжения в оперативный журнал и сообщением об исполнении лицу, отдавшему распоряжение.

Разрешение – оперативные переговоры между руководящим дежурным персоналом и непосредственно подчиненным ему персоналом, ведущиеся по инициативе подчиненного оперативного персонала.

Разрешения относятся к операциям с оборудованием и линиями электропередачи, находящимися в оперативном ведении вышестоящего руководящего дежурного персонала, например, выдача разрешений на включение и отключение оборудования по графику работы электрических станций, выдача разрешений на вывод оборудования в ремонт и из ремонта по разрешенным заявкам, выдача разрешений на вывод в ремонт и из ремонта линий электропередачи, находящихся в управлении непосредственно подчиненного дежурного персонала, на отключение и включение оборудования по режиму работы, отключение аварийных режимов.

Обмен информацией включает в себя рапорт вышестоящему оперативному персоналу о начале дежурства, о состоянии обслуживаемого оборудования и режимах его работы, об отклонениях от нормальной схемы сети и т.п.

Уведомление – это сообщение лицу, отдавшему распоряжение или выдавшему разрешение, лицом, которому было отдано распоряжение или разрешение, о его реализации.

Запрос – обращение дежурного оперативного персонала для получения официальных разъяснений по вопросам эксплуатации к вышестоящему или подчиненному либо административно-техническому персоналу.

Сообщение – информация о нарушениях, несчастных случаях, о создавшейся аварийной обстановке.

Текущая информация – взаимное информирование оперативного персонала по вопросам ведения режимов электрических станций, электрических и тепловых сетей и т.п.

Методика проведения оперативных переговоров основывается на принципах однозначности толкования передаваемой информации, четкости, лаконичности. Для реализации этих принципов в энергосистемах:

1) разработаны и внедрены единые обозначения и наименования для основного оборудования и коммутационных аппаратов электростанций и сетей;

2) приняты единые термины для оперативных действий, типовых распоряжений, передаваемой и принимаемой информации;

3) оперативные переговоры проводятся на едином служебном языке с применением общепринятых в энергетике сокращений, которые регламентируются нормативными документами, действующими в энергосистеме.

Оперативные переговоры проводятся по общей форме, которая включает в себя:

1) наименование объекта;

2) должность и фамилия дежурного;

3) содержание распоряжения, разрешения, информации;

4) время отдачи распоряжения, выдачи разрешения, передачи информации.

При оперативных переговорах первым представляется вызываемое лицо, вторым – вызывающее. Оперативные распоряжения и решения отдаются четко, в конкретной повелительной форме: «отключите», «включите», «измените», «разрешаю», «сообщите» и т.д. Не допускается использование слов «просьба», «пожалуйста» и т.п.

После получения распоряжения дежурный повторяет его, а отдавший распоряжение контролирует правильность понимания его дежурным. Убедившись в том, что распоряжение понято правильно, отдавший распоряжение дает подтверждение: «Правильно, выполняйте». После этого дежурный записывает распоряжение в оперативный журнал и приступает к его выполнению.

Если дежурному что-либо не ясно в содержании распоряжения, он должен задать соответствующие вопросы отдающему распоряжение, разобраться в содержании распоряжения и только после этого приступить к его выполнению. После выполнения распоряжения или разрешения дежурный должен сообщить об исполнении лицу, выдавшему распоряжение или разрешение.

В аварийных ситуациях допускается иной порядок: выполнить распоряжение, доложить о его исполнении, а затем сделать запись в оперативном журнале.

Оперативные переговоры не только фиксируются в оперативном журнале, но и записываются на магнитофоны.

Оперативный журнал является важнейшим оперативным документом. В него в краткой, конкретной форме с использованием только общепринятых в энергетике терминов и понятий записываются оперативные переговоры. Содержание записей должно отражать все основные события по текущей эксплуатации, произошедшие в течение смены.

В оперативный журнал записываются:

- 1) распоряжения, разрешения и доклады об их выполнении;
- 2) информация об отключении и включении оборудования, выводе его в ремонт, резерв, на испытания;
- 3) информация об аварийных ситуациях на объектах энергосистемы;
- 4) операции с коммутационным оборудованием, устройствами РЗА и ПА;
- 5) операции по заземлению;
- 6) сведения о выдаче разрешений на подготовку рабочих мест и допуск к работам;
- 7) изменения уставок РЗА;
- 8) переключения ответвлений трансформаторов;
- 9) сообщения о несчастных случаях;
- 10) сообщения о повреждениях оборудования;
- 11) сообщения о штормовых предупреждениях;
- 12) сообщения о сдаче–приемке смены с указанием даты и продолжительности смены, фамилий диспетчеров.

Записи в оперативный журнал производятся сразу после передачи или получения оперативной информации. Исключение составляют записи при возникновении и ликвидации аварийных режимов. В этом случае записи могут временно заноситься в черновик.

В оперативном журнале не допускается стирание записей и их исправление. В случае ошибки запись зачеркивается так, чтобы был виден старый текст, отмечается время исправления и ставится подпись лица, сделавшего исправление.

Оперативный журнал должен быть пронумерован, прошнурован и скреплен печатью. Храниться оперативный журнал должен не менее трех лет с момента последней записи.

Контрольные вопросы к главе 1

1. Входит ли в функции диспетчера региональной энергосистемы руководство оперативными переключениями? Разработка графика отпусков подчиненного оперативного персонала? Обеспечение баланса мощности в энергосистеме?

2. Назовите основные задачи, решаемые объединенными диспетчерскими управлениями.

3. В чем отличие между региональным диспетчерским управлением и представительством Системного оператора?

4. В каких случаях сдача-приемка смены запрещается?

5. Какая информация входит в рапорт диспетчеру со стороны подчиненного оперативного персонала?

6. Какое оборудование находится в оперативном управлении диспетчера? В оперативном ведении?

7. Как осуществляется передача распоряжения при нарушении связи?

8. На какой срок разрабатывается Схема и программа развития ЕЭС?

9. Какая информация вносится в оперативный журнал?

10. В переговорах между диспетчером производственного отделения электрических сетей и диспетчером РДУ по поводу вывода в плановый ремонт линии ПС-1–ПС-4, находящейся в оперативном управлении РДУ, звучит фраза: «Прошу разрешить отключение воздушной линии ПС-1–ПС-4». В чем заключается ошибка (ошибки)?

2. ОПЕРАТИВНЫЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

2.1. Основные положения

По сложности оперативные переключения делятся на три категории – сложные, простые и простейшие.

Сложные оперативные переключения – переключения, проводимые одновременно в нескольких цепях в определенной последовательности. Такие переключения сопровождаются большим числом операций с разъединителями и выключателями, операциями в цепях релейной защиты и противоаварийной системной автоматики, например, перевод присоединений с одной системы шин на другую, вывод системы (секции) шин в ремонт, замена выключателя присоединения шиносоединительным или обходным, отключение и включение трехобмоточного трансформатора на подстанциях с двумя и более трансформаторами, отключение и включение присоединений на подстанциях с двумя и полутора выключателями на цепь и др.

Простые переключения – переключения, проводимые на отдельных присоединениях (трансформаторах, линиях и др.). Как правило, это переключения, связанные с разборкой и сборкой схемы разъединителями.

К **простейшим** относятся переключения в сетях напряжением 0,4 кВ, отключение и включение одиночного выключателя без разборки и сборки схемы РУ разъединителями, отключение отпаечных разъединителей ЛЭП, разрядников, трансформаторов, дугогасящих реакторов при отсутствии замыкания на землю, отключение и включение одиночных присоединений подстанций с КРУ и КРУН, если они оборудованы механической блокировкой.

По **производственной необходимости** переключения делятся на плановые, внеплановые и аварийные [5].

Плановые переключения выполняются по разрешенным диспетчером заявкам на вывод (ввод) оборудования и по режимным соображениям. О плановых переключениях оперативному персоналу известно заранее.

К **внеплановым** относятся все текущие переключения, не предусмотренные заранее разрешенной диспетчерской заявкой.

Необходимость внеплановых переключений может быть вызвана целесообразностью изменения схемы электрической сети для повышения надежности и экономичности работы энергосистемы из-за непредвиденного изменения состава работающего оборудования на электрических станциях и в электрических сетях, незапланированного снижения нагрузки электрических станций, снижения напряжения в узлах нагрузки, задержки оборудования энергосистемы в ремонте и т.п.

К **аварийным** относятся переключения, связанные с ликвидацией и локализацией аварий: отключение поврежденного оборудования электрической сети, подача резервного питания, снятие напряжения с объекта при возникновении опасности для жизни людей, животных, угрозы возникновения пожара.

К аварийным могут относиться переключения на нормально функционирующем объекте, если они срочно необходимы для предупреждения возникновения или развития аварии на других объектах.

Оперативные переключения выполняются в соответствии со следующими положениями.

1. Переключения на оборудовании, линиях электропередачи, в устройствах РЗА, находящихся в ведении вышестоящего оперативного персонала, должны выполняться только с его разрешения, а находящихся в его управлении – только по его распоряжению. Допускается производить переключения без разрешения или распоряжения только в случаях, не терпящих отлагательства (аварии, несчастные случаи, стихийные бедствия, угроза жизни людей и сохранности оборудования). В этом случае требуется уведомить диспетчера о возникшей ситуации и произведенных переключениях.

2. Всеми переключениями по переключениям на ЛЭП, выполняемым по распоряжению диспетчера, руководит диспетчер, отдавший соответствующее распоряжение. Он устанавливает последовательность операций, руководит установкой заземлений, вывешиванием плакатов и выдает распоряжения на подготовку рабочих мест и допуск ремонтных бригад к работам.

3. Разрешение на производство переключений на оборудовании, находящемся в оперативном ведении диспетчера, отдается им в общем виде: «Отключение ВЛ ... (наименование ВЛ) ... разрешаю».

4. Наличие разрешенной заявки на оперативные переключения не дает оперативному персоналу права начать работы по переключениям: требуется получить распоряжение либо разрешение диспетчера, в управлении или ведении которого находится оборудование.

5. Запрещается выполнять переключения при недостаточной освещенности на рабочих местах (менее 10 лк).

6. Во время переключений не должно быть перерывов, если они не вызваны производственной необходимостью.

7. Плановые переключения следует выполнять в часы минимума нагрузки и не в конце смены. Время начала плановых переключений определяется диспетчером, отдавшим распоряжение или разрешение на выполнение переключений.

8. Сложные переключения должны выполняться двумя лицами, одно из которых – контролирующее. Ответственность за правильность выполнения переключений несут оба лица. Запрещается приступать к выполнению переключений одному лицу, если в переключениях должны участвовать два человека.

9. После выполнения переключений все изменения в схемах электрических соединений электроустановок, в цепях РЗА, а также места установки заземлений должны быть отражены на оперативной схеме или мнемосхеме (схеме-макете) объекта: электрической станции, подстанции, диспетчерского пункта.

2.2. Бланки переключений и программы переключений

Все переключения в оборудованных действующей оперативной блокировкой электроустановках напряжением выше 1 кВ, требующие соблюдения строгой последовательности выполнения операций, а также переключения в электроустановках с неисправными блокировочными устройствами должны выполняться только по бланкам переключений [4].

На всех объектах разрабатываются перечни видов переключений, которые выполняются по типовым бланкам переключений (сложные переключения), по обычным бланкам переключений (простые переключения), без бланков переключений (простейшие переключения).

Перечни переключений утверждаются техническими руководителями подразделений и хранятся на диспетчерских пунктах, щитах управления станций и подстанций. Эти перечни пересматриваются по мере необходимости, но не реже одного раза в три года.

Сложные переключения в главной схеме электрических соединений объекта, в схемах собственных нужд и схемах устройств РЗА и ПА должны выполняться по типовым бланкам переключений.

При выполнении переключений в электроустановках разных уровней диспетчерского управления и разных энергообъектов применяются программы переключений (типовые программы). Применение типовых бланков и типовых программ уменьшает вероятность неправильных действий.

При изменении схемы первичных цепей РУ (ввод нового оборудования, замена или демонтаж), присоединений, при вводе в работу новых или изменениях в установленных РЗА и ПА в типовые бланки переключений должны вноситься изменения с обязательной проработкой их оперативным персоналом, производящим переключения.

Бланки переключений (обычные и типовые) должны находиться на строгом учете. Они выдаются оперативному персоналу пронумерованными.

Дежурный персонал обязан передавать по смене чистые обычные и типовые бланки переключений с записью их количества в оперативном или специальном журнале и хранить использованные бланки переключений по порядку их номеров.

Использованный бланк должен быть перечеркнут. Если при заполнении бланк испорчен или заполненный бланк не был использован, то на нем делается соответствующая надпись лицом, заполнившим бланк: «Бланк испорчен» или «Операции не производились», и этот бланк хранится вместе с использованными бланками. Использованные бланки хранятся не менее одного месяца.

Типовые бланки переключений для оперативного персонала станций подписываются начальником электроцеха или его заместителем по РЗА, для оперативного персонала подстанций – начальником службы подстанций и начальником службы РЗА предприятия сетей; для промышленных предприятий – начальником цеха сетей и подстанций и начальником лаборатории РЗА. Типовые бланки переключений и программы переключений утверждает технический руководитель (главный инженер, главный диспетчер; на промышленных предприятиях – главный энергетик). На типовом бланке должно быть указано, для каких присоединений, для какого задания и для какой схемы этот бланк может быть применен.

Перед подписями лица, выполняющего переключения, и лица, контролирующего переключения, в типовом бланке однократного и многократного использования делается запись «Задание по данному типовому бланку переключений в указанной последовательности операций по состоянию схемы электрических соединений может быть выполнено».

Допускается применение типовых бланков переключений в качестве бланков многократного использования. В таком бланке свободная правая часть листа разбивается на строки по числу операций и столбцы по числу номеров переключений. Количество столбцов соответствует возможному числу случаев использования бланка.

В столбцах записывают очередной номер бланка, дату и время начала и окончания операций. Бланк подписывается лицом, выполняющим операции, и контролирующим лицом. При каждом переключении в бланке многократного использования делается такая же запись, как и в бланке однократного использования.

Обычный бланк переключений заполняется лицом, получившим распоряжение о производстве переключений. Бланк подписывается лицом, выполняющим операции, и контролирующим лицом.

Если переключения выполняет одно лицо, то контролирующим является отдавший распоряжение и в бланк вносится его фамилия.

2.3. Порядок производства операций по бланку переключений на электроустановках с постоянным дежурным персоналом

I Диспетчер отдает распоряжение, в котором:

- 1) указывает конечную цель переключений;

- 2) проверяет наличие контролирующего лица;
- 3) проверяет наличие бланка переключений, соответствующего схеме электрических соединений;
- 4) указывает время отдачи распоряжения;
- 5) отдает собственно распоряжение;
- 6) ждет повтора распоряжения или дает разъяснения, при необходимости;
- 7) подтверждает, что отданное им распоряжение понято правильно и отдает команду «Правильно. Выполняйте».

II Дежурный, производящий переключения:

- 1) критически осмысливает принятое распоряжение. При необходимости требует разъяснения;
- 2) повторяет распоряжение;
- 3) указывает время принятия распоряжения;
- 4) после подтверждения того, что распоряжение понято им правильно, приступает к его выполнению:
 - a) записывает распоряжение в оперативный журнал;
 - b) устанавливает по оперативной схеме или схеме-макету последовательность выполнения операций, в том числе операций с РЗА;
 - c) проверяет возможность выполнения предстоящих операций по режиму работы оборудования;
 - d) определяет безопасный способ выполнения предстоящих операций и наличие соответствующих приспособлений (штанга, ключи и др.) и средств защиты;
 - e) при необходимости, составляет обычный бланк переключений или подготавливает к использованию типовой бланк.

III Оба лица, участвующие в переключениях, проверяют по оперативной схеме или схеме-макету правильность и последовательность выполнения записанных в бланке операций, в том числе операций в цепях РЗА и, если у них не возникло сомнений по намеченному порядку операций, подписывают бланк и приступают к выполнению задания.

IV На месте переключений персонал обязан внимательно проверить по надписям наименование присоединения и название аппарата, на котором предстоит проведение операции, и убедиться в правильности выбранного присоединения.

V Контролирующее лицо зачитывает содержание операции, подлежащей выполнению по бланку.

VI Лицо, выполняющее операцию, повторяет её содержание и, получив разрешение контролирующего лица, выполняет её.

VII После выполнения операции, контролирующее лицо делает в бланке соответствующую отметку, чтобы исключить возможность пропуска какой-либо операции.

После выполнения всех пунктов, бланк перечеркивается. Дежурный докладывает о выполнении задания лицу, отдавшему распоряжение; делается запись в оперативном журнале с указанием номера бланка переключений и изме-

нений в цепях РЗА. В оперативную схему или схему-макет вносятся соответствующие изменения.

При выполнении сложных переключений, допускается привлечение к выполнению операций в схемах РЗА третьего лица из числа работников службы РЗА, закрепленных за этими устройствами и осуществляющих их техническое обслуживание. Работник службы РЗА должен проверить правильность и очередность выполнения операций в бланке переключений, подписать его и произвести операции в цепях РЗА по распоряжению дежурного, выполняющего переключения в схеме первичных соединений. На каждом предприятии техническим руководителем должен быть утвержден перечень переключений, при производстве которых обязательно присутствие работника службы РЗА.

На электроустановках без постоянного дежурного персонала переключения производят ОВБ, которым в течение смены приходится выполнять большое количество заданий по переключениям. Число заданий ОВБ по производству переключений не ограничивается. Лицо, выдавшее задание на переключения, должно установить очередность их выполнения. После выполнения очередного задания исполнитель должен доложить об этом лицу, отдавшему распоряжение, и получить разрешение на производство переключений по следующему заданию. Если какие-либо задания по переключениям должны выполняться ОВБ по бланкам, то на каждое задание выдается отдельный бланк.

Установка до двух заземляющих закороток и включение до двух заземляющих ножей производится по заданию без бланка переключений. При этом следует убедиться, что коммутационные аппараты находятся в отключенном состоянии и сделать соответствующую запись в оперативном журнале.

На установку или снятие на одном присоединении трех и более заземлений оформляется бланк переключений. Количество и места включения заземляющих ножей или места установки заземляющих закороток при выводе оборудования в ремонт определяются согласно Правилам охраны труда (правилам безопасности) и наряду-допуску.

В одном задании и на одном бланке переключений не допускается совмещать операции с коммутационными аппаратами и операции включения заземляющих ножей и установке заземлений, так как эти операции входят в работу по подготовке рабочего места.

В программе переключений разрешается совмещение операций с коммутационными аппаратами и операций по включению заземляющих ножей и установке заземлений, поскольку все операции производятся под руководством диспетчера с пооперационными распоряжениями на выполнение последующей операции после доклада о выполнении предыдущей.

2.4. Переключения при ликвидации аварий

При переключениях, связанных с ликвидацией аварий, должны в полном объеме соблюдаться требования Правил охраны труда.

В случае аварийного исчезновения напряжения оперативный персонал должен быть готов к его появлению без предупреждения. Это объясняется тем,

что в результате неправильных действий релейной защиты, могут отключаться неповрежденные линии, а после включения этих линий напряжение вновь будет подано на подстанции, получающей питание от отключившейся неповрежденной линии. По этой причине такие подстанции следует считать находящимися под напряжением. Кроме того, по местным инструкциям дежурный персонал после неуспешного АПВ может вручную подавать напряжение на отключенную линию.

При ликвидации аварий допускается выдача распоряжений на несколько операций с несколькими элементами оборудования объекта одновременно. Ответственность за правильность выполнения переключений несет лицо, получившее распоряжение. Бланки переключений заполнять не требуется. Выполнение операций с указанием времени записывается в оперативный журнал после устранения аварии.

2.5. Действия с оперативной блокировкой

Оперативные блокировки представляют собой устройства, препятствующие неправильным действиям персонала. Блокировками оснащаются коммутационные аппараты и заземляющие ножи стационарных защитных заземлений.

При выполнении переключений все блокировки должны быть исправны и введены в работу, замки на блокировочных устройствах должны быть опломбированы, а контрольные отверстия на ключах залиты сургучом и также опломбированы.

Если при оперативных переключениях из-за действия блокировки не удастся выполнить операцию, то путем проверки необходимо убедиться:

- 1) в правильности выбора присоединения;
- 2) в том, что положение других коммутационных аппаратов, связанных с производимым переключением, разрешает его;
- 3) во включенном положении автоматов или целостности предохранителей цепей питания блокировки и исправности электромагнитного ключа блокировочного устройства;
- 4) в исправности механической части привода коммутационного аппарата.

Если будет установлено, что имеются все условия для проведения переключений, а блокировка не позволяет выполнить операцию, необходимо сообщить об этом диспетчеру, отдавшему распоряжение о переключении и руководству объекта, имеющему право давать разрешение на деблокирование. Деблокирование является крайней мерой и допускается только с разрешения начальника электроцеха на электростанциях, начальника подстанции или службы подстанций, начальника или главного инженера района электрических сетей, главного инженера предприятия электрических сетей и выполняется под их непосредственным руководством. Местному оперативному персоналу запрещается самостоятельно осуществлять принудительное деблокирование. Лица, разрешающие производить деблокирование и руководящие им, устанавливаются письменным указанием по предприятию.

Если оперативные переключения выполнялись без бланка, и возникла необходимость деблокирования, то составляется бланк с внесением в него операций по деблокированию. При ликвидации аварий разрешение может дать вышестоящий оперативный персонал. О деблокировании и разрешении на продолжение оперативных переключений делается запись в оперативном журнале, а о неисправности блокировки – в журнале дефектов оборудования.

2.6. Операции с основными коммутационными аппаратами

В момент включения выключателя необходимо следить за показаниями измерительных приборов. При резком броске тока и одновременном снижении напряжения, следует немедленно отключить выключатель не дожидаясь действия релейной защиты, поскольку возможна её неисправность. После отключения выключателя обязательна проверка его отключенного положения, если предстоят операции с разъединителями или отделителями.

Положение выключателя определяется на месте его установки пофазно:

- 1) по механическому указателю на выключателе;
- 2) по положению рабочих контактов у выключателей с видимым разрывом цепей тока;
- 3) по показанию манометра у воздушных выключателей.

Проверка положения выключателя по сигнальным лампам и измерительным приборам допускается только в следующих случаях:

- 1) после отключения выключателя присоединения в случае, если не производятся операции с разъединителями или эти операции выполняются дистанционно;
- 2) при включении присоединений под нагрузку;
- 3) при подаче и снятии напряжения с шин.

Оперативный ток с отключенного выключателя снимается:

- 1) при выводе выключателя в ремонт или выполнении работ в цепях управления и защиты;
- 2) при переводе присоединений с одной системы шин на другую – с шинносоединительного выключателя;
- 3) перед операциями с разъединителями, если управление выключателем находится не на щите управления станции или подстанции, а на рабочем месте неэлектротехнического персонала (например, в случае управления выключателями электродвигателей собственных нужд электростанций; на насосных и компрессорных станциях; при управлении выключателями электропечных установок, главных и вспомогательных приводов прокатных станов и т.д.).

Разрешается отключение и включение разъединителями, отделителями, разъемными контактами КРУ или КРУН:

- 1) нейтрали силовых трансформаторов напряжением 110-220 кВ;
- 2) заземляющих реакторов напряжением 6-35 кВ при отсутствии замыкания на землю;
- 3) зарядного тока линий и тока замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью;

- 4) тока холостого хода силовых трансформаторов;
- 5) зарядного тока шин и оборудования всех напряжений, исключая конденсаторные батареи;
- 6) цепей трансформаторов напряжения;
- 7) любых цепей, в случае, если разъединитель зашунтирован другим низкоомным аппаратом.

Допускается включение и отключение трехполюсными разъединителями наружной установки токов нагрузки до 15 А при напряжении до 10 кВ. В кольцевых сетях напряжением 6-10 кВ разрешается отключение разъединителями уравнивающих токов до 70 А и замыкание в кольцо сети при разности напряжений на разомкнутых контактах разъединителя не более 5%.

При отключении тока холостого хода трансформаторов разъединителями следует учитывать, что этот ток зависит от напряжения, поданного на трансформатор, и положения переключателя регулировочных ответвлений трансформатора.

Считается, что если рабочее напряжение на трансформаторе на 5% превышает напряжение установленного регулировочного ответвления, то ток холостого хода увеличивается примерно в 1,5 раза [5]. Поэтому перед отключением тока холостого хода разъединителем следует с помощью РПН привести напряжение ответвления в соответствие с напряжением, поданным на трансформатор, или перевести трансформатор в режим недо возбуждения, когда напряжение регулировочного ответвления будет превышать напряжение на трансформаторе.

Если на присоединениях напряжением 35–220 кВ имеются последовательно включенные отделители и разъединители, то отключение намагничивающих токов трансформаторов и зарядных токов линий следует выполнять дистанционно отделителями, имеющими большую скорость контактов, а включение – разъединителями при включенных отделителях, поскольку в этом случае обеспечивается действие защиты на включение короткозамыкателя и последующее отключение отделителя. В противном случае автоматика управления отделителями и короткозамыкателями действовать не будет.

Отключать и включать намагничивающий ток трансформаторов напряжением 110–220 кВ необходимо при заземленной нейтрали трансформатора. Это объясняется тем, что глухое заземление нейтрали облегчает процесс отключения и включения тока намагничивания по условиям гашения возникающей дуги (менее интенсивна) и по условиям возникающих перенапряжений. Перенапряжения при отключении намагничивающего тока трансформатора с изолированной нейтралью составляют $2,1U_{\phi}$, а с глухозаземленной – $1,8U_{\phi}$.

При отключении ненагруженных трансформаторов однополюсными разъединителями первой отключается средняя фаза, затем поочередно другие. У разъединителей горизонтально-поворотного типа вторым отключается разъединитель, ножи которого расходятся в наружную сторону. Последним отключается разъединитель, ножи которого расходятся внутрь трехфазной группы разъединителей. При включении операции выполняются в обратном порядке.

Перед выполнением операций с разъединителями и отделителями их следует тщательно осмотреть с целью выявления возможных дефектов и повреждений (трещины на изоляции, лед на контактах, механические повреждения и т.д.). В случае обнаружения дефектов дежурный должен сообщить об этом диспетчеру, отдавшему распоряжение о проведении операций. При обнаружении дефектных изоляторов операции с разъединителями и отделителями под напряжением могут выполняться только с разрешения главного инженера предприятия сетей, электростанции или другого технического руководителя.

Перед выполнением операции с разъединителем, чтобы не попасть под шаговое напряжение в случае поломки или перекрытия изоляторов, контролирующее лицо должно удалиться на безопасное расстояние (не в сторону тяжения шлейфа) и дать команду на проведение операции, наблюдая за состоянием изоляторов и шлейфов, чтобы при необходимости предупредить лицо, осуществляющее операцию, о возникшей опасности. Все операции с разъединителями и отделителями необходимо выполнять в диэлектрических перчатках и ботах.

Включать разъединители надо быстро и решительно, но без ударов в конце хода. Операцию по включению разъединителя нельзя прерывать даже при появлении электрической дуги между контактами в момент включения.

При включении ненагруженных линий и трансформаторов из-за прохождения токов холостого хода в момент замыкания контактов разъединителя между ними возникает электрическая дуга, которая при быстром перемещении подвижных контактов разъединителя исчезает. При замедленном перемещении контактов разъединителя возникающая дуга ионизирует пространство вокруг разъединителя, что может привести к дуговым междуфазным замыканиям и замыканиям на землю, особенно при проведении переключений в закрытых распределительных устройствах.

Отключать разъединители надо медленно и осторожно. Если при расхождении контактов возникает дуга, то разъединитель надо снова включить и не производить операции с ним до выяснения причины. Исключение составляют операции по отключению намагничивающих токов трансформаторов и зарядных токов линий. Отключать разъединители в этих случаях следует быстро, чтобы обеспечить гашение дуги. Выполняющий операции в этих случаях должен находиться под защитным козырьком.

Запрещается выполнять операции с разъединителями и отделителями при температуре наружного воздуха -20°C и ниже. Операции при таких условиях могут быть разрешены диспетчером только в случае крайней необходимости (предотвращение и ликвидация аварий, угроза для людей, опасность повреждения оборудования).

Перед выполнением операций с разъединителями на ключи управления выключателями вывешивается плакат «Не включать! Работают люди!». При снятом оперативном токе на автомат шинок питания привода также вывешивается плакат «Не включать! Работают люди!».

2.7. Последовательность операций при переводе присоединений с одной системы шин на другую

Возможен полный перевод присоединений в случае, если все они переключаются на одну рабочую систему шин, или частичный перевод, когда переключается только часть присоединений. Основным условием в обоих случаях является равенство напряжений на обеих системах шин, которое будет соблюдаться при включении ШСВ. Одновременно ШСВ шунтирует при переводе каждую пару включенных в сторону обеих систем шин разъединителей одного фидера (разъединителей развилки).

С применением ШСВ выполняется перевод как всех, так и части присоединений. Для перевода всех присоединений с рабочей II с.ш. на резервную I с.ш. (рис. 2.1) необходимо:

- 1) внешним осмотром проверить готовность I с.ш. к подаче на нее напряжения. При этом важно проверить отсутствие заземлений, закороток, посторонних предметов, общее состояние изоляторов и ошиновки; проверить включенное положение разъединителей ШСВ;
- 2) убедиться по показаниям вольтметров в отсутствии напряжения на I с.ш.;
- 3) убедиться во введенном положении защит ШСВ, а также в том, что их уставки соответствуют режиму опробования;
- 4) включить ШСВ и проверить по вольтметрам наличие напряжения на резервной системе шин;
- 5) снять оперативный ток с привода ШСВ;
- 6) проверить на месте включенное положение ШСВ;
- 7) включить шинные разъединители всех переводимых фидеров в сторону I с.ш. и проверить включенное положение этих разъединителей;
- 8) отключить шинные разъединители всех переводимых присоединений от освобождаемой II с.ш. и проверить их отключенное положение;
- 9) перевести питание РЗА и измерительных приборов по цепям напряжения на трансформатор напряжения I с.ш., если оно не переключается автоматически;
- 10) проверить по амперметрам отсутствие нагрузки на ШСВ и подать оперативный ток на его привод;
- 11) отключить ШСВ, убедиться в его отключении на месте установки, разобрать его схему разъединителями.

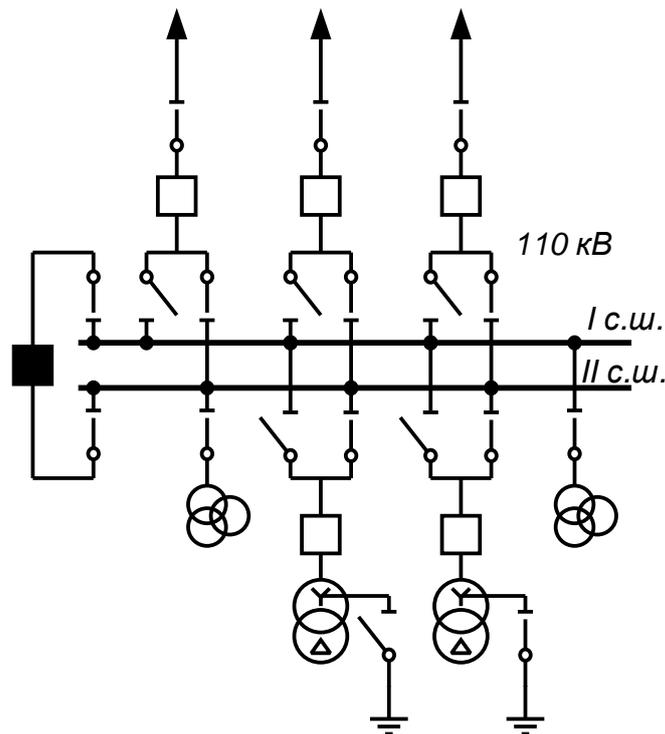


Рис. 2.1. Оперативная схема распределительного устройства к моменту перевода присоединений с рабочей II на резервную I систему шин

При выполнении перевода фидеров важно следить за тем, чтобы не отключить разъединители ШСВ и не включить разъединители тех фидеров, которые не находились в работе.

При наличии ШСВ и раздельной работе двух систем шин для перевода части присоединений с одной системы шин на другую в РУ 6-10 кВ необходимо выполнить следующие действия:

1) проверить, что защиты ШСВ введены с уставками на реле для рабочего режима, предусматривающего работу обеих систем шин при включенном ШСВ. Эти уставки могут отличаться от минимальных уставок по току и времени режима опробования напряжением резервной системы шин;

2) проверить, что напряжения обеих систем шин синхронны и равны по величине. В противном случае необходимо выровнять напряжения и выполнить синхронизацию;

3) включить ШСВ и проверить на нем нагрузку;

4) снять оперативный ток с привода ШСВ;

5) проверить на месте включенное положение ШСВ;

6) включить шинные разъединители переводимых присоединений на ту систему шин, от которой они были отключены, и проверить их включенное положение;

7) отключить шинные разъединители переводимых фидеров от той системы шин, на которую они были включены до переключения, и проверить отключенное положение этих разъединителей;

8) проверить по ваттметрам баланс нагрузок питающих и питаемых присоединений по системам шин и сравнить его с показаниями ваттметра на ШСВ для оценки возможности отключения ШСВ;

9) подать оперативный ток на привод ШСВ и отключить выключатель;

10) проверить по приборам отключенное положение ШСВ.

В связи с тем, что при переводе части фидеров изменяется их распределение по системам шин, в РУ, работающих с фиксированным распределением фидеров, вносятся при необходимости изменения в схему дифференциальной защиты шин. Изменения нужно производить до отключения ШСВ.

Без ШСВ (выключатель выведен в ремонт) возможен только полный перевод всех находящихся в работе присоединений с рабочей на резервную систему шин при условии отсутствия на ней напряжения. Роль ШСВ в этом случае выполняет шинная развилка одного из присоединений (как правило, наиболее мощного), разъединитель в сторону резервной системы шин которого включается первым (при включенном разъединителе в сторону рабочей системы шин). Оба разъединителя развилки должны находиться во включенном положении до завершения всех операций по переводу, в т.ч. цепей напряжения РЗА и измерительных приборов. Последней выполняется операция отключения шинного разъединителя развилки в сторону освобождаемой системы шин, при этом отключается только зарядный ток сборных шин.

Перевод части присоединений с одной системы отдельно работающих шин на другую при отсутствии ШСВ невозможен. В этом случае приходится переключать присоединения только при их предварительном отключении. Такие переключения нельзя производить в случае, если на переключаемом присоединении и на той системе шин, на которую его предполагается включить, напряжения будут несинхронны или будут иметь фазовый сдвиг. В таком случае должны быть выполнены действия по синхронизации.

2.8. Переключения при выводе в ремонт выключателей и вводе их в работу после ремонта

Ремонт выключателей напряжением 110 кВ и выше, как правило, производится с сохранением в работе присоединений. Вывод выключателей из схемы может производиться одним из следующих способов:

1) в схемах РУ с одним выключателем на фидер и двумя системами шин – путем шунтирования выключателя ремонтной перемычкой (запетления) и замены его шиносоединительным;

2) в схемах РУ с одним выключателем на фидер, одной или двумя основными и обходной системой шин – путем завода цепи на обходную систему шин и замены ремонтируемого выключателя обходным;

3) в схемах с двумя или полутора выключателями на фидер, а также в кольцевых схемах – путем отключения выводимого в ремонт выключателя и отключения разъединителей.

Для запетления выключателя требуются два непродолжительных отключения цепи – одно для установки ремонтной перемычки вместо выключателя,

другое – для ее снятия. Нужно также освободить одну из систем шин для включения на нее цепи с запетленным выключателем.

При замене фидерного выключателя обходным вывод в ремонт и ввод в работу выключателя осуществляются без отключения цепи и освобождения рабочей системы шин.

2.8.1. Основные этапы переключений при установке ремонтной перемычки

Применяется, как правило, в открытых РУ с гибкой ошиновкой. Выполняются следующие группы операций:

1) если устройства РЗА предполагается перевести с ремонтируемого выключателя на ШСВ, то для этого необходимо подготовить схему первичных соединений. При этом все работающие присоединения переводятся на одну систему шин; на другой системе шин остается только присоединение с выводимым в ремонт выключателем (рис. 2.2);

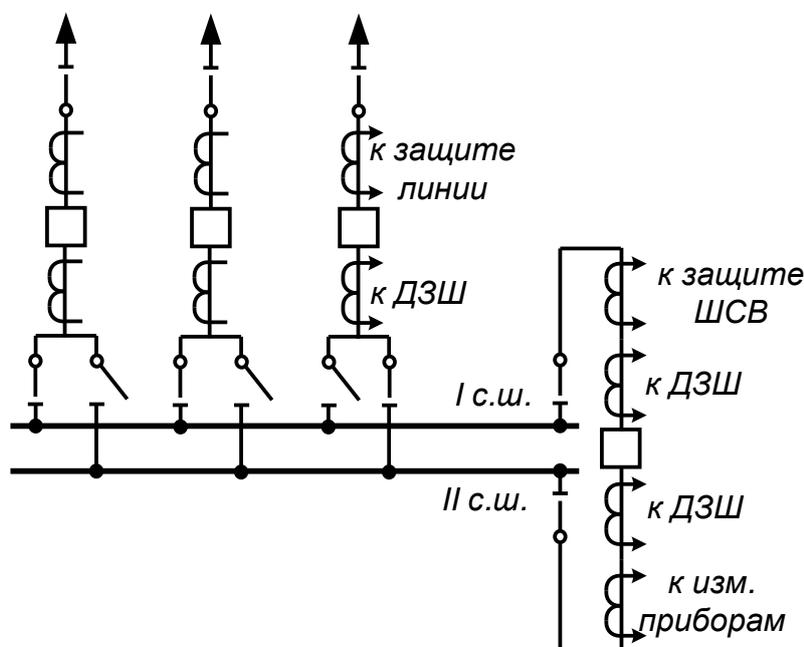


Рис. 2.2. Подготовка схемы РУ

2) поочередно переключить при помощи испытательных блоков цепи защит от трансформаторов тока выводимого в ремонт выключателя на трансформаторы тока ШСВ; проверить защиты под нагрузкой и перевести их действие по оперативным цепям на ШСВ (рис. 2.3);

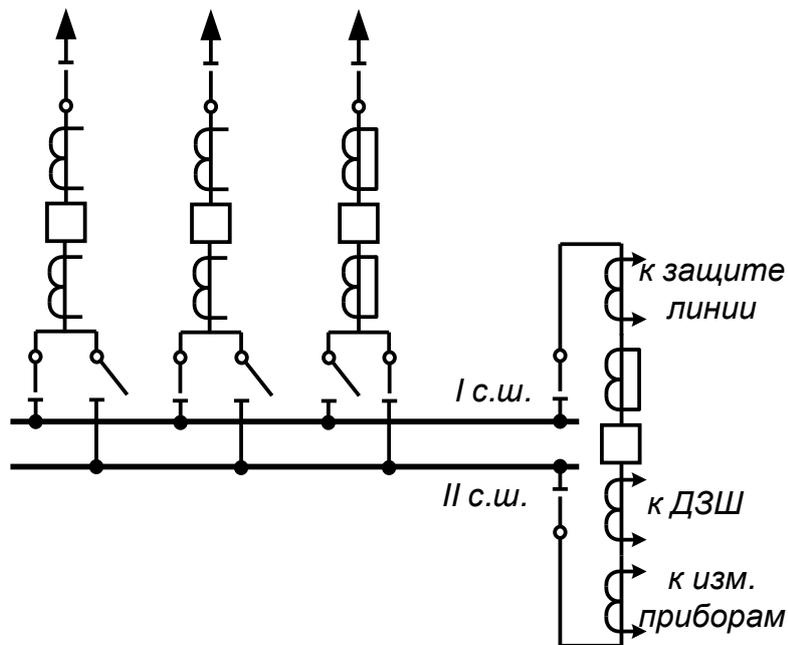


Рис. 2.3. Перевод защит с выводимого в ремонт выключателя на ШСВ

3) отключить электрическую цепь при помощи выводимого в ремонт выключателя, ШСВ и разъединителей в их цепях. Произвести запетление выключателя – расшиновать его и смонтировать ремонтную перемычку (рис. 2.4);

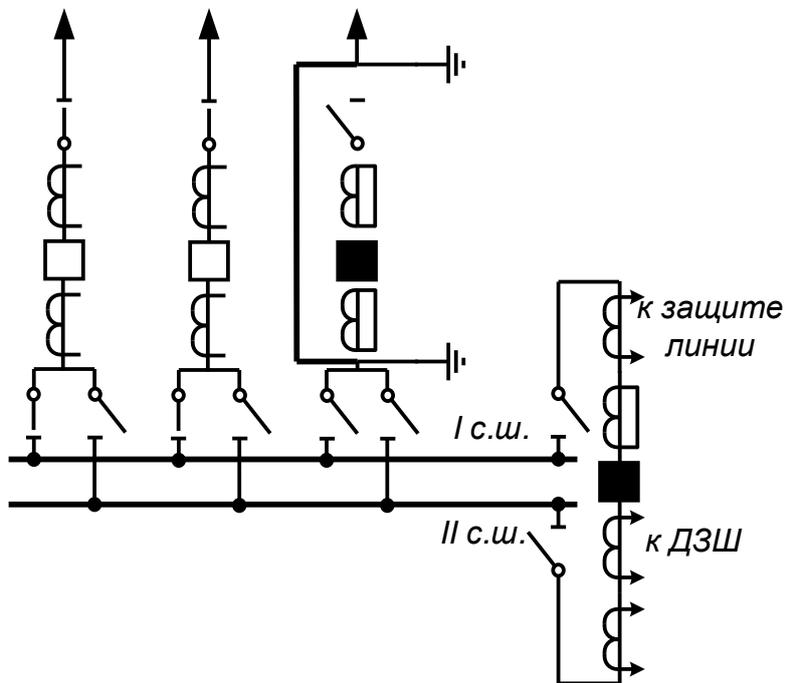


Рис. 2.4. Подключение ремонтной перемычки

4) включить шинный разъединитель присоединения в сторону освобожденной системы шин и включить ШСВ, подав на цепь с ремонтной перемычкой напряжение (рис. 2.5).

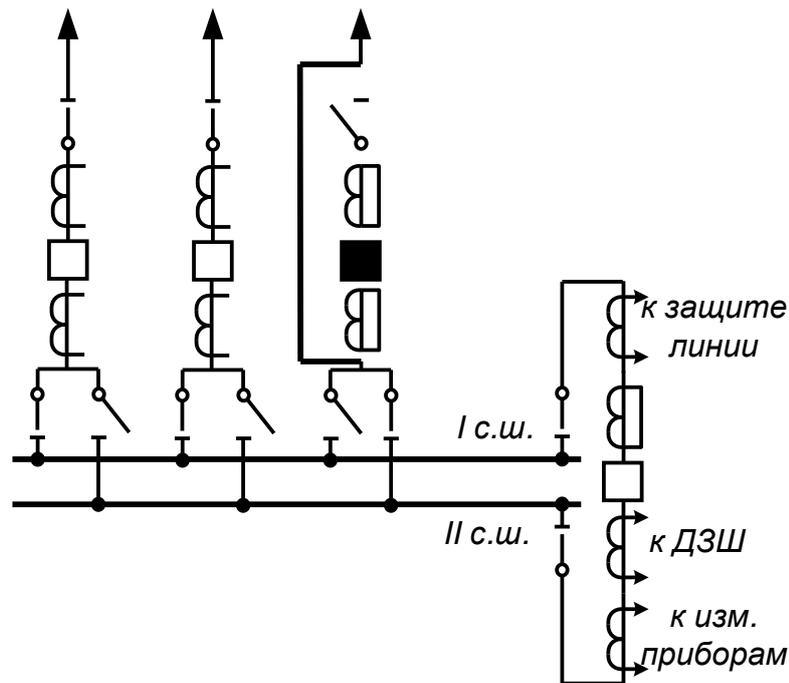


Рис. 2.5. Включение фидера в работу через ШСВ

Если защиты ШСВ могут заменить основные защиты присоединения, переключение защит с трансформаторов тока ремонтируемого выключателя на трансформаторы тока ШСВ не производится. После запетления фидер включается в работу с защитами ШСВ, изменения вносятся лишь в схему ДЗШ. Трансформаторы тока ремонтируемого выключателя выводятся из схемы ДЗШ, а трансформаторы тока ШСВ подключаются в качестве трансформаторов тока присоединения.

При распетлении операции выполняются в обратном порядке. При переводе защит с ШСВ на вводимый в работу выключатель они еще раз проверяются под нагрузкой.

2.8.2. Основные этапы переключений при замене выключателя присоединения обходным выключателем

Необходимо выполнить следующие действия:

1) произвести внешний осмотр обходной системы шин и опробовать ее напряжением с помощью обходного выключателя от той системы шин, на которой зафиксировано присоединение с выводимым в ремонт выключателем (рис. 2.6). Отключить обходной выключатель, сняв напряжение с ОСШ;

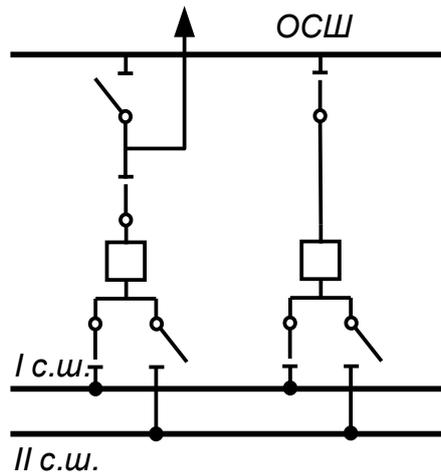


Рис. 2.6. Опробование напряжением обходной системы шин

2) подать напряжение на обходную систему шин включением разъединителя обходной системы шин присоединения (рис. 2.7);

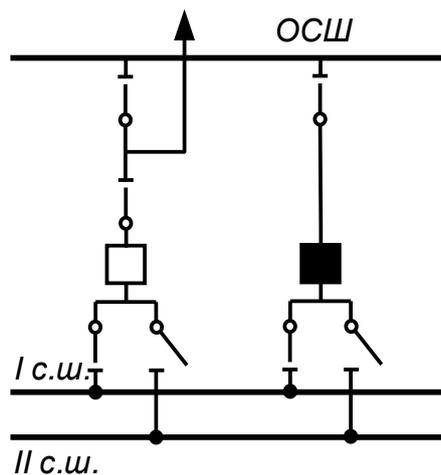


Рис. 2.7. Подача напряжения на обходную систему шин включением обходного разъединителя присоединения

3) включить обходной выключатель с уставками на его защитах, соответствующими уставкам защит присоединения;

4) отключить выводимый в ремонт выключатель (рис. 2.8);

5) ввести в схему ДЗШ трансформаторы тока обходного выключателя и вывести цепи от трансформаторов тока присоединения; выполнить переключения в цепях оперативного тока. Перевести основные быстродействующие защиты (ДФЗ, продольная дифференциальная защита и др.) по цепям переменного и постоянного тока с выводимого в ремонт выключателя на обходной выключатель;

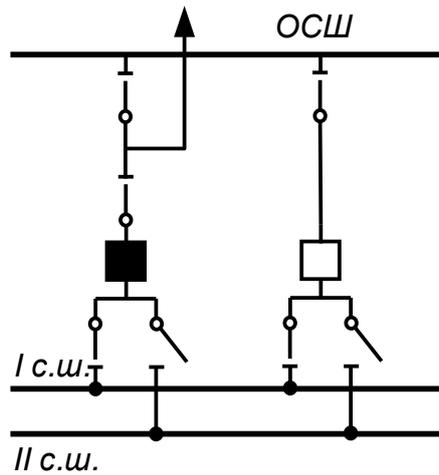


Рис. 2.8. Включение обходного выключателя и отключение выключателя присоединения

б) отключить разъединители с обеих сторон выводимого в ремонт выключателя (рис. 2.9).

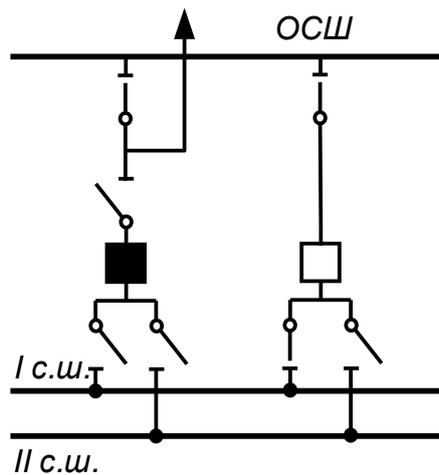


Рис. 2.9. Вывод из схемы выключателя присоединения

При вводе в работу основные этапы переключений следующие:

1) подключить токовые и оперативные цепи резервных или временно включаемых специальных защит к трансформаторам тока и приводу вводимого в работу выключателя; проверить защиты путем прогрузки от постороннего источника тока;

2) при отключенных шинных разъединителях опробовать напряжением вводимый в работу выключатель, если это необходимо. Опробование напряжением линейных выключателей производится дистанционным включением его линейных разъединителей или кратковременным отключением линии и подачей напряжения на выключатель со стороны смежной подстанции. Выключатели трансформаторов опробуются включением трансформатора под напряжение со стороны вторичной обмотки;

3) собрать схему разъединителями и включить вводимый в работу выключатель под нагрузку;

4) отключить обходной выключатель;

5) вывести из схемы ДЗШ токовые и оперативные цепи обходного выключателя и ввести токовые и оперативные цепи основного выключателя. Перевести быстродействующие защиты с обходного выключателя на основной выключатель присоединения.

2.9. Переключения в целях предотвращения угрозы повреждения выключателя

Если при периодическом опробовании выключателя будет выявлен отказ привода на отключение, то персонал обязан вывести неисправный выключатель в ремонт. Отключение в таком случае производится вручную воздействием на защелку привода. Если из-за механической неисправности отключение выключателя на месте установки окажется неуспешным, то необходимо создать схему для разрыва тока в цепи с неисправным выключателем при помощи шиносоединительного или обходного выключателя. Аналогичные действия должны быть предприняты и при неполнофазном отключении выключателя, а также в случаях, когда отключение выключателя невозможно по другим причинам – при снижении уровня масла ниже допустимого уровня у масляных выключателей, при потере вакуума у вакуумных выключателей, при снижении давления элегаза или воздуха и т.д.

В схемах с двойной системой шин для отключения цепи через шиносоединительный выключатель необходимо:

1) отключить автоматы в цепях управления неисправного выключателя;

2) если в работе находятся обе системы шин и ШСВ отключен, необходимо включить ШСВ;

3) снять с привода ШСВ оперативный ток. При наличии дифференциальной защиты шин перевести ее в режим работы «с нарушением фиксации»;

4) проверить на месте включенное положение ШСВ;

5) с помощью шинных разъединителей перевести все присоединения на одну рабочую систему шин, оставив на другой системе шин цепь с неисправным выключателем;

6) обеспечить питание защит, автоматики и измерительных приборов переведенных на другую систему шин присоединений от соответствующего трансформатора напряжения;

7) проверить по амперметру, что через ШСВ проходит ток нагрузки отключаемой цепи;

8) подать оперативный ток на привод ШСВ и отключить его;

9) проверить отключенное положение ШСВ и отключить линейные и шинные разъединители цепи с неисправным выключателем;

10) восстановить нормальную схему РУ.

В РУ с одиночной или двойной рабочей и обходной системой шин для отключения цепи обходным выключателем необходимо:

- 1) отключить автоматы в цепях управления неисправного выключателя;
- 2) проверить, что обходной выключатель отключен, а его разъединитель в сторону обходной системы шин включен;
- 3) проверить, что шинные разъединители обходного выключателя включены на ту систему шин, на которой зафиксирована цепь с неисправным выключателем. В противном случае произвести переключение разъединителей обходного выключателя, отключив сначала включенный шинный разъединитель, а затем включив разъединитель в сторону другой системы шин;
- 4) проверить введенное состояние защит на обходном выключателе с уставками на опробование; включить обходной выключатель, опробовав тем самым обходную систему шин напряжением;
- 5) отключить обходной выключатель;
- 6) проверить отключенное положение обходного выключателя и включить разъединитель цепи с неисправным выключателем в сторону обходной системы шин;
- 7) включить обходной выключатель, сняв с его привода оперативный ток;
- 8) проверить включенное положение обходного выключателя и отключить линейный и шинный разъединитель цепи с неисправным выключателем. При этом оперативная блокировка должна быть деблокирована, поскольку операции с разъединителями проводятся при включенном выключателе.

Затем цепь с неисправным выключателем может быть отключена обходным выключателем либо оставлена в работе (через обходной выключатель). В последнем случае необходимо подать оперативный ток на привод обходного выключателя и ввести его защиты с уставками, соответствующими рабочим уставкам присоединения. Кроме того, нужно произвести изменения в схеме дифференциальной защиты шин, поскольку обходной выключатель остается в работе вместо выведенного в ремонт выключателя фидера.

Контрольные вопросы к главе 2

1. К какому виду переключений относятся переключения при выводе в ремонт шиносоединительного выключателя в схеме с двойной рабочей системой шин?
2. Какие переключения допускается выполнять без бланков переключений?
3. В каких случаях используются типовые бланки переключений? Программы переключений?
4. В какой момент полученное распоряжение заносится в оперативный журнал в нормальных условиях эксплуатации? В аварийных условиях?
5. Как должен действовать оперативный персонал в случае, когда оперативная блокировка не позволяет выполнить операцию?
6. При какой освещенности на рабочих местах допускается производство оперативных переключений?

7. В каких случаях допускается проверка положения выключателя только по сигнальным лампам и измерительным приборам?

8. Токи какой величины и в каких случаях допускается коммутировать разъединителями?

9. Почему перевод присоединений с одной системы шин на другую в схеме с двойной системой шин без перерыва питания возможен только при включенном шиносоединительном выключателе?

10. С какой целью в схеме РУ с обходной системой шин при выводе в ремонт выключателя присоединения без перерыва питания обходная система шин опробуется подачей напряжения обходным выключателем?

3. УПРАВЛЕНИЕ НОРМАЛЬНЫМИ РЕЖИМАМИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

3.1. Общие положения

Нормальным режимом работы энергосистемы называется режим, при котором обеспечивается электроснабжение всех потребителей и качество электрической энергии (качество частоты и напряжения в установленных пределах). К основным параметрам нормального режима относятся:

- 1) частота переменного тока в системе;
- 2) напряжения, токи, потоки активной и реактивной мощности в узлах системы;
- 3) токи, потоки активной и реактивной мощности в ветвях схемы;
- 4) активная и реактивная мощности электростанций;
- 5) реактивная мощность компенсирующих устройств.

Управление нормальным режимом осуществляется в соответствии с суточным планом. Если условия функционирования системы изменились по сравнению с планом, то производится коррекция режима. При этом должны быть соблюдены требуемые надежность электроснабжения потребителей, качество электроэнергии и наибольшая экономичность.

При управлении нормальными режимами обеспечивается:

- 1) производство оперативных переключений;
- 2) вывод оборудования в ремонт и резерв и ввод его в работу после окончания ремонта;
- 3) соответствующая настройка релейной защиты и системной автоматики;
- 4) сбор и обработка информации о работе системы.

Управление нормальными режимами энергосистемы можно условно разделить на три вида:

- 1) управление режимами для обеспечения надежности электроснабжения;
- 2) управление частотой и активной мощностью для обеспечения экономичности энергосистемы и качества электроэнергии по частоте;

3) управление напряжением и реактивной мощностью для обеспечения экономичности режимов электрических сетей и качества электроэнергии по напряжению.

Управление режимами для обеспечения надежности включает в себя следующее:

1) оперативный контроль параметров режима (перетоков активной мощности, напряжений в основных узлах системы) и принятие мер в случае выхода их за пределы, допустимые по условиям надежности;

2) оценку ожидаемых ремонтных и возможных аварийных режимов, принятие мер по корректировке режима, изменение схемы сети, состава включенного оборудования для предотвращения возможных недопустимых послеаварийных режимов;

3) обеспечение оперативного резерва мощности;

4) автоматическое ограничение перетоков мощности по транзитным и межсистемным линиям.

Управление по частоте и активной мощности состоит из:

1) регулирования частоты с целью поддержания номинального ее значения;

2) обеспечения экономичности режима за счет оптимального распределения активной мощности между электростанциями системы и между агрегатами внутри электростанций;

3) обеспечения надежности путем ограничения перетоков мощности.

Управление по напряжению и реактивной мощности включает в себя следующее:

1) поддержание напряжения у электроприемников в соответствии с нормами качества электроэнергии;

2) обеспечение экономичности режима электрической сети с учетом технических ограничений по ее элементам.

3.2. Долгосрочное и среднесрочное планирование режимов

К долгосрочному планированию относится планирование режимов на несколько лет. К среднесрочному планированию относится планирование на год, квартал, месяц.

Планирование осуществляется на уровне ЦДУ, ОДУ, РДУ, диспетчерской службы электрических сетей.

На уровне ОДУ (ЦДУ) производятся следующие основные работы:

1) выполняется прогнозирование типовых суточных графиков нагрузки и электропотребления;

2) составляются графики покрытия нагрузки для характерных дней планируемого периода;

3) определяется допустимая мощность генераторов, которые могут быть выведены в ремонт;

4) разрабатываются годовые и месячные планы ремонта оборудования;

5) формируются эксплуатационные схемы основной электрической сети;

б) разрабатываются режимы энергосистемы для характерных периодов года (зимний максимум нагрузки, летние ремонты оборудования и др.);

7) разрабатываются режимы энергосистемы, связанные с вводом новых объектов;

8) выполняются расчеты потокораспределения и напряжений в основной сети энергосистемы, для характерных дней выполняется оптимизация режимов по напряжению и реактивной мощности; задаются графики напряжений в контрольных точках;

9) проводится анализ структуры и динамики потерь мощности и электроэнергии;

10) выполняются расчеты токов КЗ и устойчивости энергосистемы; определяются максимальные допустимые мощности по межсистемным и транзитным линиям;

11) разрабатываются требования к оснащению основной сети устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики;

12) разрабатываются программы проведения системных испытаний в случае присоединения новых объектов (мощных линий, электростанций и др.)

На уровне РДУ при долгосрочном и среднесрочном планировании режимов решаются следующие задачи:

1) выполняется прогнозирование электропотребления и типовых суточных графиков активной нагрузки;

2) разрабатываются предложения по планам выработки электроэнергии и теплоты;

3) составляется баланс активной мощности по месяцам года;

4) планируются капитальные ремонты оборудования;

5) разрабатываются месячные планы всех видов оборудования электрических станций и сетей;

6) выполняются электрические расчеты и определяются предельные допустимые значения мощности, передаваемые по линиям электропередачи;

7) рассматриваются вопросы использования средств регулирования напряжения в контрольных точках энергосистемы;

8) выбираются нормальные схемы электрических соединений сети с учетом ограничения токов короткого замыкания (КЗ) и требований надежности электроснабжения собственных нужд электростанций;

9) определяются режимные требования к настройке релейной защиты;

10) разрабатываются требования к оснащению объектов средствами системной автоматики;

11) определяются требования к размещению устройств АЧР, ЧАПВ, САОН и др.

12) разрабатываются меры по снижению потерь мощности и электроэнергии и повышению качества напряжения;

13) осуществляется взаимодействие с другими структурными подразделениями по вопросам перспективного развития энергосистемы, оценки технико-экономических показателей, определения допустимых режимов оборудования.

На уровне диспетчерской службы предприятия электрических сетей в процессе долгосрочного и среднесрочного планирования режимов решаются следующие задачи:

- 1) разрабатываются эксплуатационные схемы электрической сети и подстанций, находящихся в оперативном подчинении диспетчерской службы, на основе утвержденной схемы основной системообразующей сети;
- 2) для формирования схем сети выполняются расчеты токов КЗ, потоко-распределения и напряжений;
- 3) определяются допустимые нагрузки по линиям;
- 4) выполняется оптимизация режимов сети;
- 5) выбираются точки размыкания замкнутой распределительной сети;
- 6) устанавливаются оптимальные графики напряжений в центрах питания распределительных сетей;
- 7) выбираются ответвления трансформаторов без РПН;
- 8) выбираются режимы работы компенсирующих устройств в распределительных сетях;
- 9) разрабатываются меры по повышению надежности электроснабжения потребителей, снижению потерь электроэнергии, повышению качества напряжения, развитию сети и замене устаревшего оборудования;
- 10) составляются программы проведения испытаний и вводу нового оборудования;
- 11) разрабатываются годовые и месячные планы ремонта линий и оборудования предприятия электрических сетей;
- 12) обеспечивается выполнение указаний РДУ по объему и уставкам АЧР, ЧАПВ, САОН и др.

3.3. Краткосрочное планирование режимов

Различают краткосрочное планирование режимов на неделю и на сутки.

На уровне ОДУ решаются следующие задачи:

- 1) осуществляется прогнозирование суточных графиков нагрузки;
- 2) рассматриваются заявки на ввод в работу нового оборудования электростанций и сетей, РЗ, ПА, режимной автоматики, вывод их в ремонт или резерв;
- 3) корректируется основная схема сети с учетом разрешенных заявок;
- 4) осуществляется покрытие графиков нагрузки с учетом ремонтов на основании разрешенных заявок путем составления баланса активной мощности, в первую очередь на часы утреннего и вечернего максимумов и часы ночного минимума с учетом маневренных возможностей электростанций и действующих договоров на экспорт (импорт) электроэнергии. Результатом являются графики нагрузки электростанций;
- 5) в случае появления дефицита мощности и электроэнергии определяются размеры и длительность ограничения нагрузки потребителей;
- 6) выполняются расчеты по оптимизации суточного режима системы и основной электрической сети;

- 7) планируется вращающийся резерв мощности;
- 8) анализируются фактические режимы за прошедшие сутки с целью выявления причин их отклонений от запланированных.

На уровне РДУ при краткосрочном планировании обеспечивается выполнение аналогичных функций в части компетенции РДУ, а именно:

- 1) составляется прогноз суточных графиков системы и нагрузочных узлов;
- 2) принимаются и рассматриваются заявки от электростанций и предприятий электрических сетей (по объектам, находящимся в оперативном подчинении РДУ);
- 3) определяются максимальные рабочие мощности электростанций и технологические минимумы с учетом состава работающего оборудования, метеорологических условий и эксплуатационного состояния оборудования;
- 4) в случае дефицита мощности задаются предписанные РДУ ограничения мощности потребителей;
- 5) производится оптимизация распределения нагрузки между электростанциями в соответствии с заданием ОДУ.

На уровне диспетчерской службы электрических сетей решаются следующие задачи:

- 1) принимаются заявки на вывод оборудования в ремонт или резерв, ввод нового оборудования, проведение испытаний;
- 2) корректируется схема сети с учетом разрешенных заявок, определяется необходимость коррекции настройки РЗА.

3.4. Прогнозирование режима электропотребления

Прогноз активной и реактивной мощности дает главную исходную информацию для планирования режимов.

Прогнозирование нагрузки ведется обычно методами, основанными на непосредственной экстраполяции. Для этого диспетчерская служба энергосистемы накапливает статистический материал о графиках нагрузки каждого дня недели и динамика этих нагрузок в течение года.

Например, при планировании нагрузки на четверг используется информация о графиках нагрузки трех–четырех предшествующих четвергов, график нагрузки прошедшего вторника и частично – текущей среды. Графики нагрузки четвергов позволяют определить конфигурацию прогнозируемого графика, а по графикам нагрузки вторника и среды можно найти прирост (снижение) уровня нагрузки в течение недели. Путем анализа этих графиков определяется нагрузка за каждый час ожидаемого четверга.

Наиболее часто используется подход, предполагающий выделение многолетнего тренда, сезонной и случайной составляющей временного ряда значений нагрузки. Для выделения тренда чаще всего применяется линейная модель; сезонная составляющая может быть представлена гармоническим рядом [8].

В составленный таким образом график нагрузки должны быть внесены поправки, учитывающие прогноз метеорологических факторов (температуры и

освещенности). Для учета погодных условий на основе статистических данных устанавливается связь между электропотреблением и температурой воздуха:

$$p_{об} = \frac{P_{об}}{t^{\circ}}, \quad p_{охл} = \frac{P_{охл}}{t^{\circ}}, \quad (3.1)$$

где $p_{об}$ – увеличение в зимнее время нагрузки, идущей на обогрев из-за снижения температуры воздуха на 1°C ;

$p_{охл}$ – увеличение в летнее время нагрузки, идущей на кондиционирование, из-за повышения температуры воздуха на 1°C ;

t° – наружная температура воздуха;

$P_{об}, P_{охл}$ – увеличение нагрузки соответственно зимой и летом.

Аналогичные зависимости устанавливаются между нагрузкой и освещенностью.

Для прогнозирования электропотребления используются методы, аналогичные тем, которые применяются по отношению к графикам нагрузки.

Так, в ЦДУ используется метод, основанный на линейной экстраполяции изменения электропотребления с приданием большего веса последнему году [1]:

$$\Delta W_p = \frac{h\Delta W_{p-1} + \sum_{n=1}^h \Delta W_{p-(n+1)}}{2h}, \quad (3.2)$$

где ΔW_p – прогнозируемое изменение электропотребления за расчетный год;

ΔW_{p-1} – изменения за предыдущие годы;

h – количество лет предыстории.

Расчет производится по электропотреблению, приведенному к нормальным температурным условиям; в качестве базисного месяца берется июль.

3.5. Покрытие суточных графиков нагрузки

Принципы покрытия графиков нагрузки обусловлены наличием в энергосистеме станций различных типов, их маневренностью и экономичностью.

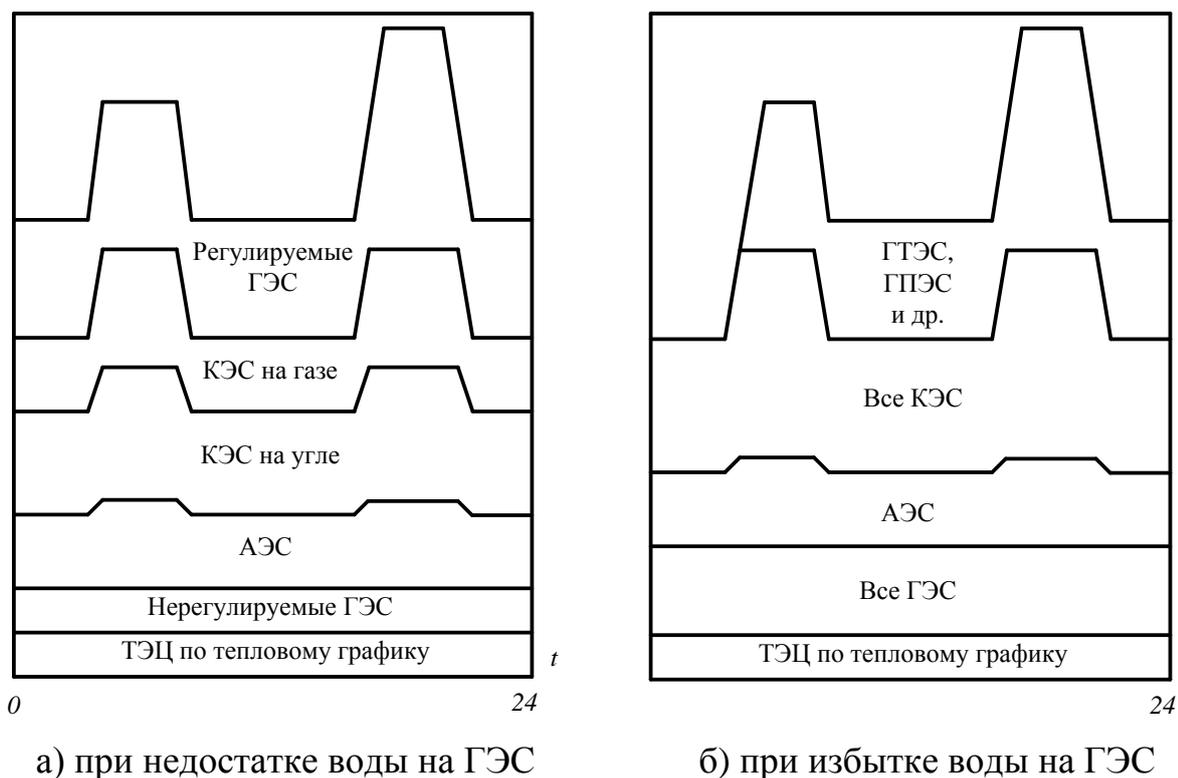


Рис. 3.1. Покрывание суточных графиков нагрузки электростанциями различных типов

В зависимости от обеспеченности ГЭС водой пиковую часть графика нагрузки покрывают ГЭС или тепловые станции.

При недостатке воды на ГЭС (например, в зимнее время) в базовой части графика работают ТЭС с нагрузкой, определяемой тепловыми потребителями, и нерегулируемыми ГЭС. Пиковая часть графика покрывается регулируемыми ГЭС; КЭС и АЭС в часы максимума нагрузки также работают с полной мощностью.

При избытке воды на ГЭС (например, в период паводка) в базовой части графика располагают ТЭС по тепловому графику и все ГЭС, работающие с полной мощностью по водотоку. В этом случае пиковую часть графика покрывают газотурбинные электростанции совместно с КЭС.

Возможны и другие варианты покрытия в зависимости от сочетания и мощности электростанций различных типов.

Так, для придания ТЭС некоторых маневренных свойств в отопительный период их иногда в ночные часы суток разгружают ниже нагрузки, определяемой потребителями теплоты. При этом необходимое количество теплоты обеспечивается включением водогрейных котлов. Такую меру следует признать вынужденной, поскольку при этом ухудшаются экономические показатели энергосистемы в целом.

ТЭС, работающие по электрическому графику, участвуют в покрытии графика нагрузки так же, как и КЭС.

В покрытии графиков нагрузки отдельно взятой энергосистемы могут участвовать не только ее собственные электростанции, но и перетоки мощности из других систем. В этом случае они будут вытеснять некоторые станции из графиков нагрузки

Контрольные вопросы к главе 3

1. Что предполагает управление нормальными режимами в целях обеспечения надежности?
2. Что представляет собой управление нормальными режимами в целях регулирования частоты и активной мощности? Напряжения и реактивной мощности?
3. Какие оптимизационные задачи решаются при планировании на различные периоды времени и на различных уровнях схемной иерархии?
4. Что представляет собой суточный график покрытия нагрузки?
5. Какие критерии должны учитываться при выборе нормальных эксплуатационных схем? Ремонтных схем?
6. Для чего при долгосрочном планировании выполняется внутрисуточная оптимизация распределения мощностей?

4. ВЕДЕНИЕ ЗАДАННОГО РЕЖИМА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

4.1. Общие положения

Режим энергосистемы, заданный на сутки, формируется на основании краткосрочного планирования и включает:

- 1) нормальную схему сети;
- 2) состав работающего оборудования электростанций и подстанций и располагаемые мощности электростанций;
- 3) разрешенные заявки на вывод оборудования энергосистемы в ремонт с указанием сроков вывода в ремонт и ввода в работу;
- 4) суточные графики нагрузки;
- 5) графики нагрузки каждой электростанции и распределение резерва мощности по электростанциям и часам суток;
- 6) плановые перетоки мощности между энергосистемами по часам суток (графики перетоков);
- 7) суточные графики напряжений в контрольных точках;
- 8) требуемое состояние РЗ и ПА, средств оперативного и противоаварийного управления;
- 9) допустимые нагрузки по линиям электропередачи;
- 10) требуемое состояние каналов связи с объектами энергосистемы и средств телемеханики;
- 11) программы проведения испытаний на энергетическом оборудовании, если они запланированы.

Для реализации согласованных действий диспетчерского персонала различных уровней по управлению режимами все оборудование энергосистемы в зависимости от подчиненности разделяется на три категории.

1. Оборудование, находящееся в оперативном управлении диспетчера данного уровня. Так, в оперативном управлении диспетчера ОДУ должно находиться оборудование, операции с которым отражаются непосредственно на балансе мощности системы, потокораспределении в системообразующей сети, показателях качества электроэнергии (частота и напряжение), экономических показателях функционирования системы и ее надежности. Это оборудование требует согласованных мероприятий по управлению основной схемой сети, осуществляемых одновременно на нескольких объектах (при производстве оперативных переключений, настройке РЗА). Операции с таким оборудованием выполняются только по распоряжению диспетчера, в чьем управлении они находятся.

2. Оборудование, находящееся в оперативном ведении диспетчера данного уровня. Так, в оперативном ведении диспетчера ОДУ должно находиться остальное оборудование, участвующее в производстве и передаче электроэнергии и оказывающее заметное влияние на режим энергосистемы. Операции с этим оборудованием производятся с разрешения диспетчера, в чьем ведении оно находится.

3. Оборудование, находящееся в оперативном управлении и ведении диспетчеров нижестоящих звеньев диспетчерского управления. К нему относится оборудование, операции с которым не отражаются на основной сети энергосистемы.

Одно и то же оборудование может находиться одновременно в оперативном ведении диспетчера вышестоящего уровня и в оперативном управлении диспетчера нижестоящего уровня.

Для ведения заданного режима энергосистемы на уровне ОДУ (РДУ) используются следующие пути.

1. Коррекция (при необходимости) суточного задания распределения активной нагрузки электростанций с целью поддержания экономичного режима. Для облегчения управления режимом суточные графики могут задаваться повариантно (например, для пасмурной и ясной погоды).

2. Контроль и коррекция перетоков мощности путем изменения мощности электростанций, в особенности перетоков по межсистемным линиям.

3. Регулирование частоты, в особенности при отделении энергосистемы или ее части от энергообъединения.

4. Контроль за рациональным размещением резерва в системе и составом необходимого оборудования.

5. Поддержание схемы коммутации основной сети энергосистемы и текущее управление ей путем организации и осуществления оперативных переключений, изменения уставок РЗ и ПА и т.д. Если какое-либо оборудование выводится только в резерв (не в ремонт), то коммутацию выполняют, как пра-

вило, только выключателями. В случае вывода в ремонт необходимы также операции разъединителями.

6. Вывод оборудования в ремонт и ввод его в работу в соответствии с разрешенными заявками.

7. Руководство регулированием напряжения в системе.

8. Принятие предупредительных мер, предотвращающих перегрузки линий, трансформаторов, другого оборудования, и возможные аварийные состояния. Так, в случае недостатка оперативного резерва мощности (например, из-за повышенной нагрузки потребителей по сравнению с запланированной), обнаруженного за несколько часов до наступления максимума, необходимо заранее мобилизовать холодный резерв – растопить котлоагрегаты, развернуть турбогенераторы и т.п. Если возможна перегрузка линий или трансформаторов, следует заранее изменить схему коммутации.

9. Ликвидация аварий, возникших в системе. Дежурный диспетчер получает информацию об аварии с помощью телесигнализации, телеизмерений и по каналам связи от оперативного персонала объектов. Получив информацию, диспетчер должен составить представление об очаге аварии и немедленно принять меры по его локализации, если она не произошла за счет РЗ и ПА. Затем дежурный диспетчер намечает план восстановления нормального режима работы. После ликвидации аварии ремонт поврежденного оборудования оформляется соответствующей заявкой.

10. Ведение текущей оперативной документации.

4.2. Регулирование частоты и перетоков активной мощности

Значение частоты непосредственно связано с оперативным балансом активных мощностей [5]:

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\Pi} + \sum \Delta P, \quad (4.1)$$

где $\sum P_{\Gamma}$ – суммарная мощность генераторов, подключенных к системе;

$\sum P_{\Pi}$ – суммарная мощность потребителей системы;

$\sum \Delta P$ – суммарные потери активной мощности в элементах системы.

Регулировочная способность турбин определяется характеристиками регуляторов скорости. При работе генераторов параллельно с системой используют статические характеристики регуляторов. Регулировочная способность турбогенераторов описывается количественно крутизной характеристики регулятора:

$$K_{\Gamma} = - \frac{\Delta P_{\Gamma}}{P_{\text{ном}}} \bigg/ \frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}}, \quad (4.2)$$

где ΔP_{Γ} – изменение мощности генератора при изменении частоты относительно номинальной $f_{\text{ном}}$ на величину Δf ;

$P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность генератора.

Чем больше выбранная крутизна характеристики, тем больше изменение мощности при том же отклонении частоты, т.е. тем больше будет реагировать данный генератор на изменения режима.

Наряду с крутизной используют также понятие статизма характеристики регулирования $\sigma_r = 1/K_r$.

Наличие регуляторов скорости турбогенераторов позволяет использовать их для первичного, вторичного и третичного регулирования частоты.

Первичная регулирующая мощность электростанции – значение изменения ее мощности под воздействием системы автоматического регулирования турбин, вызванного изменением частоты, в соответствии с их статическими характеристиками.

Первичная регулирующая мощность потребителей – значение изменения потребляемой ими мощности в соответствии с их статическими характеристиками при изменении частоты.

Первичная регулирующая мощность энергосистемы – значение изменения соответствующего баланса мощности, вызванного возникновением первичной регулирующей мощности электростанций и потребителей при изменении частоты.

Первичное регулирование частоты – процесс стабилизации первичной регулирующей мощности электростанций и энергосистем при возникновении небаланса мощности, заканчивающийся установлением неуравновешенного баланса мощности при новой частоте.

Первичное регулирование подразделяется на следующие виды:

1) общее – осуществляется всеми электростанциями в меру имеющихся возможностей;

2) нормированное – организованная часть первичного регулирования, осуществляется выделенными для этих целей электростанциями, на которых размещены первичные резервы и обеспечено их эффективное использование.

Вторичная регулирующая мощность – значение изменения мощности электростанций вторичного регулирования в целях восстановления планового баланса мощности.

Вторичное регулирование частоты (режима) – процесс восстановления планового баланса мощности путем использования вторичной регулирующей мощности для компенсации возникшего небаланса мощности, ликвидации перегрузки транзитных связей, восстановления частоты и затраченных при действии первичного регулирования резервов первичной регулирующей мощности. Вторичное регулирование может осуществляться по команде диспетчера или систем автоматического регулирования режима по частоте и потокам мощности.

Третичное регулирование частоты – оперативное регулирование мощности специально выделенных электростанций с целью восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания, а также для осуществления оперативной коррекции режима в иных целях (например, для оптимизации распределения нагрузки между электростанциями при изменившейся нагрузке потребителей). При третичном регулировании на соответствующие электростанции пере-

даются все отклонения от планового режима, первоначально воспринятые электростанциями первичного, а затем вторичного регулирования.

Третичная регулирующая мощность – значение изменения мощности электростанций третичного регулирования, потребителей-регуляторов по команде диспетчера в процессе третичного регулирования.

Таким образом, назначение первичного регулирования, осуществляемого одновременно всеми электростанциями системы, на которых имеется вращающийся резерв мощности, заключается в удержании частоты в допустимых пределах при нарушении баланса активной мощности. При этом частота до номинальной не восстанавливается, т.к. регуляторы скорости обладают определенным статизмом.

Вторичное регулирование начинается после действия первичного и предназначено для восстановления номинальной частоты, а также плановых перетоков мощности между энергосистемами в энергообъединении.

Третичное регулирование используется для поддержания и восстановления резервов первичного и вторичного регулирования и для оказания помощи в порядке оперативной коррекции заданного режима работы энергосистемы и энергообъединения при неспособности отдельных энергосистем самостоятельно обеспечить вторичное регулирование.

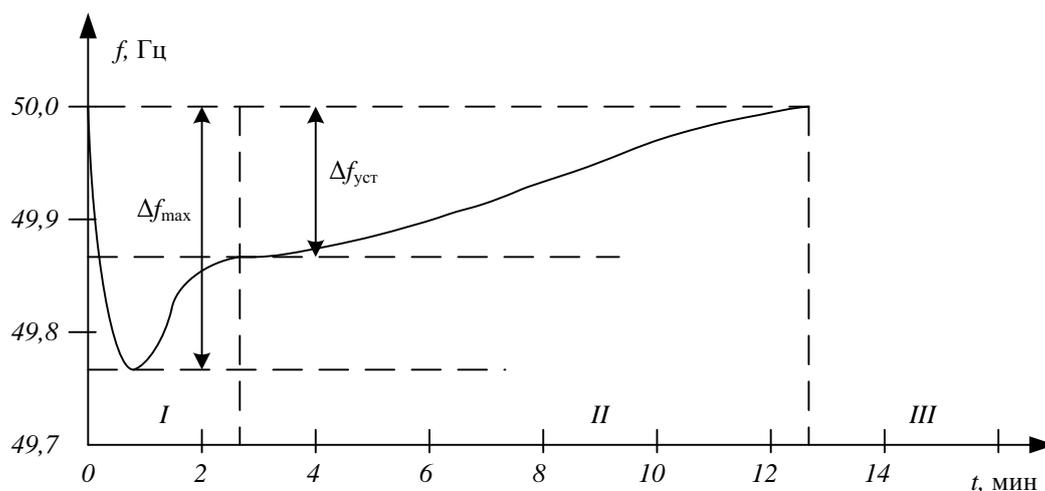


Рис. 4.1. Изменение частоты во времени при ее регулировании

При возникновении внезапного дефицита активной мощности и, вследствие этого, снижения частоты, соответствующего Δf_{\max} , на стадии I происходит первичное регулирование, в котором участвуют электростанции, имеющие вращающийся резерв мощности, и потребители системы. Оно способно максимально быстро остановить снижение частоты. Чем крупнее энергообъединение, тем эффективнее первичное регулирование. Процесс первичного регулирования заканчивается примерно через 0,5 мин, после чего возникает и удерживается установившееся отклонение частоты $\Delta f_{уст}$.

Вторичное регулирование (стадия II), которое осуществляется автоматически либо вручную, происходит через 2–5 мин. При этом станции, на которых

осуществляется вторичное регулирование, набирают нагрузку, частота восстанавливается, а станции, на которых произошло первичное регулирование, возвращаются к исходной нагрузке. Вторичное регулирование продолжается 5–10 мин, после чего частота восстанавливается до номинальной.

На стадии III осуществляется третичное регулирование, при котором создается резерв мощности для вторичного регулирования взамен истраченного. Процесс перераспределения нагрузки между станциями должен осуществляться на основе оптимизации режима энергосистемы.

На первом этапе (А) скорость снижения частоты зависит от относительной величины возникшего в системе дефицита мощности и постоянной механической инерции системы. При этом дефицит мощности компенсируется за счет снижения кинетической энергии вращающихся элементов системы при их торможении. В данный период времени скорость снижения частоты определяется по выражению:

$$\left. \frac{\partial f}{\partial t} \right|_{t=0} = \frac{\Delta P / \Delta P_{г.ном}}{T_j} f_{ном} \cdot \quad (4.3)$$

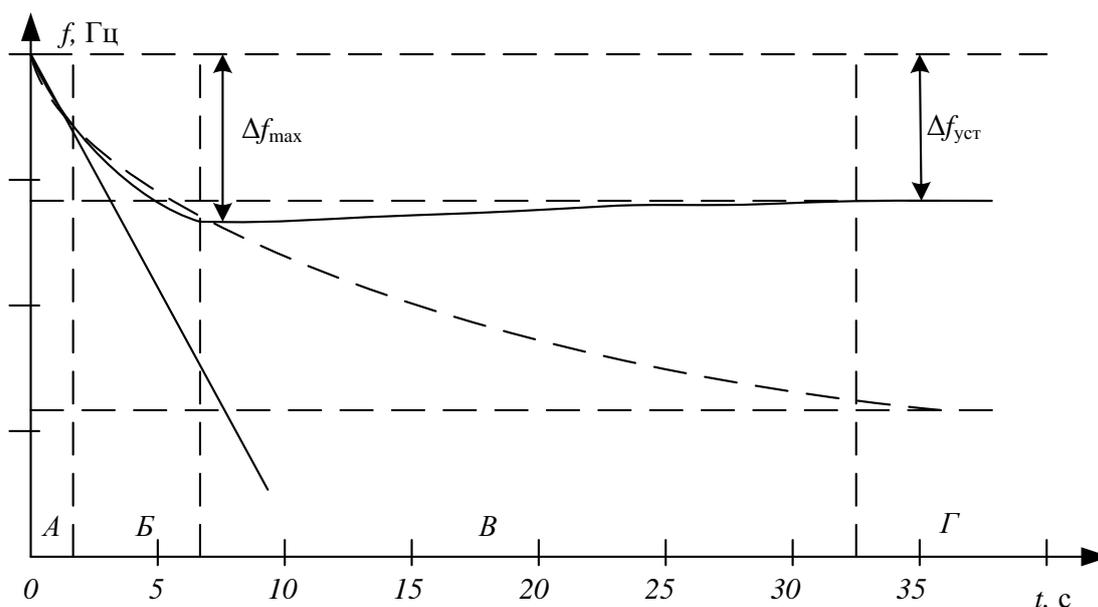


Рис. 4.2. Процесс первичного регулирования

На этапе Б по мере снижения частоты начинает проявляться регулирующий эффект нагрузки потребителей в соответствии с ее статической характеристикой, крутизна которой определяется как

$$K_H = \frac{\Delta P_H / P_H}{\Delta f / f_{ном}}, \quad (4.4)$$

где P_H – мощность нагрузки при номинальной частоте.

Отсюда снижение мощности нагрузки при снижении частоты:

$$\Delta P_{\text{н}} = K_{\text{н}} \frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}} P_{\text{н}}. \quad (4.5)$$

Под влиянием регулирующего эффекта нагрузки скорость снижения частоты снижается (штриховая кривая).

Если бы на электростанциях не было первичного регулирования, то постоянная инерции процесса снижения частоты была бы равна:

$$\tau = \frac{T_j}{K_{\text{н}} \frac{P_{\text{н}}}{P_{\text{г.ном}}}}. \quad (4.6)$$

При участии во вторичном регулировании только нагрузки установившееся значение отклонения частоты:

$$\Delta f_{\text{н.р}} = \frac{1}{K_{\text{н}}} f_{\text{ном}} \frac{\Delta P}{P_{\text{н}}}. \quad (4.7)$$

Из-за наличия зоны нечувствительности регуляторов скорости турбин и инерционности и инерционности элементов электростанций, участвующих в регулировании, первичное регулирование частоты на станциях начинается через 5–6 с после возникновения дефицита мощности (этап В). При этом скорость снижения частоты уменьшается, отклонение частоты достигает максимального значения Δf_{max} , после чего частота начинает увеличиваться. В результате в конце этапа В мощность электростанций увеличится в соответствии с крутизной их статических характеристик. При этом установившееся отклонение частоты составит:

$$\Delta f_{\text{уст}} = -K_{\text{с}} f_{\text{ном}} \frac{\Delta P}{P_{\text{т.ном}}}, \quad (4.8)$$

где $K_{\text{с}}$ – крутизна статической характеристики системы.

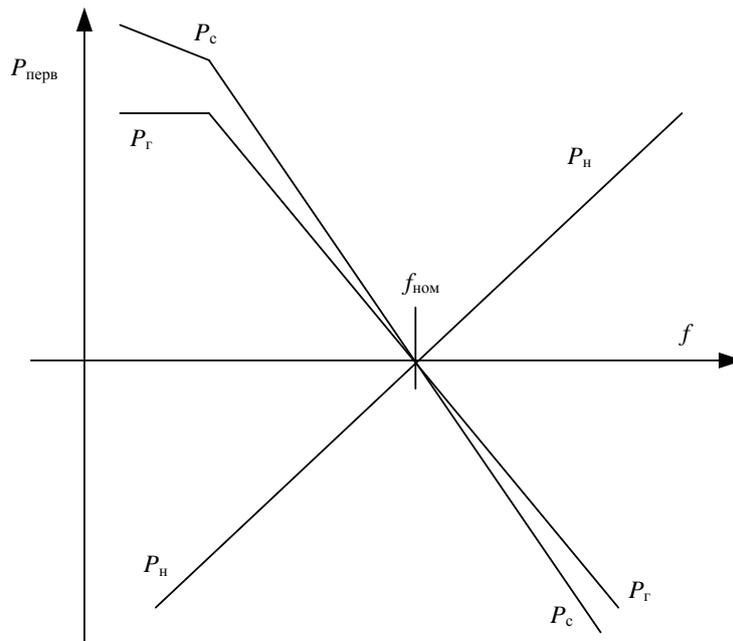


Рис. 4.3. Статические характеристики по частоте

На этапе Г вступает в действие вторичное регулирование, после чего частота восстанавливается до номинальной.

На рис. 4.3 приведены идеализированные (без учета зоны нечувствительности регуляторов) частотные характеристики нагрузки P_n , генерирующей части системы P_G и системы в целом P_C , характеризующие изменение соответствующей мощности $P_{перв}$ при первичном регулировании. Крутизна характеристики системы больше крутизны характеристики генерирующей части за счет регулирующего эффекта нагрузки.

В процессе вторичного регулирования можно выделить локальное (местное) и общее регулирование. Задача локального вторичного регулирования заключается в обеспечении плановых диспетчерских графиков и договорных обязательств по поставкам мощности электростанциями и отдельными системами в энергообъединении. Поставка мощности осуществляется с коррекцией по частоте. Для электростанции и отдельной системы при положительном сальдо внешних перетоков мощности корректируются следующим образом:

$$P_{Эс} = P_{Эс0} - K_q \Delta f ; \quad (4.9)$$

$$P_C = P_{C0} - K_q \Delta f , \quad (4.10)$$

где $P_{Эс}$, P_C – соответственно текущее значение заданной мощности электростанции и сальдо-переток системы при отклонении частоты Δf и заданном значении коррекции по частоте K_q , МВт/Гц;

$P_{Эс0}$, P_{C0} – заданная мощность электростанции и сальдо-переток мощности данной системы для текущего момента времени при данной частоте.

Значение $-K_{\Delta f}$ характеризует мощность, которая должна быть дополнительно выработана станцией (отдельной системой) при отклонении частоты Δf в процессе первичного регулирования.

Общее вторичное регулирование действует в пределах энергообъединения и обеспечивает поддержание номинальной частоты в случае задержки или неэффективности локального регулирования. Оно предназначено также для нормализации режима энергообъединения при нарушении баланса генерации и потребления из-за аварийных отключений линий, энергообъектов, узлов нагрузки.

Общее вторичное регулирование может осуществляться диспетчером энергообъединения вручную либо автоматически с помощью центральной координирующей системы автоматического регулирования режима по частоте и потокам активной мощности (ЦКС АРЧМ).

Одновременно с локальным и общим вторичным регулированием должно осуществляться ручное или автоматическое ограничение потоков мощности (АОПМ) по межсистемным и основным транзитным линиям.

Для вторичного регулирования частоты выделяется наиболее маневренные станции (как правило, ГЭС). На них постоянно должен поддерживаться достаточный резерв мощности.

4.3. Резервы мощности в энергосистемах

Для энергосистем принято различать структурное, функциональное, временное и информационное резервирование [3].

Структурное резервирование предполагает использование избыточных элементов по сравнению с их составом, отвечающим расчетным условиям при безаварийной работе оборудования, достаточной обеспеченности электростанций топливом и другими энергоресурсами и отсутствии ошибок со стороны эксплуатационного персонала. При этом подразумевается использование избыточных элементов на любых стадиях процесса выработки, преобразования, передачи и распределения электроэнергии, включая систему управления.

Функциональное резервирование подразумевает повышение надежности системы за счет использования способности элементов выполнять другие функции взамен или в дополнение к выполняемым в нормальных условиях. Сюда относится использование агрегатов, предназначенных для работы в пиковой части графика, в полупиковой или базовой части; разгрузка ТЭЦ по теплу и максимальное ее использование для выработки электроэнергии (и наоборот) и т.д.

При **временном резервировании** используется избыточное время (при его наличии) для обеспечения выполнения системой заданных функций. Примером может служить накопление запасов топлива на ТЭС, воды на ГЭС; увеличение продолжительности планового ремонта и т.д.

Информационное резервирование предполагает использование избыточной информации при управлении системой с целью обеспечения передачи необходимой информации с высокой степенью достоверности.

Далее рассмотрим структурное и функциональное резервирование в подсистеме выработки электроэнергии.

Под полным резервом активной мощности понимают разность между мощностью электростанций и суммарной нагрузкой потребителей $P_p = P_c - P_n$. Резерв энергии достигается за счет запасов воды в водохранилищах ГЭС и запасов топлива на ТЭС.

Величина резерва мощности в энергосистеме непостоянна вследствие непрерывного изменения нагрузки потребителей в соответствии с суточным графиком и изменения располагаемой мощности станций из-за снижения КПД, уменьшения расхода воды на ГЭС и т.д. Если полагать, что нагрузка станций неизменна, то наименьший резерв будет в утренние и вечерние часы зимних рабочих дней, а наибольший – в ночные и дневные часы праздничных и выходных дней.

По назначению различают следующие виды резервов мощности:

- 1) ремонтный;
- 2) эксплуатационный;
- 3) аварийный;
- 4) нагрузочный;
- 5) взаимопомощи.

Ремонтный резерв предназначен для компенсации мощности генераторов, выводимых в плановые ремонты. Капитальный ремонт выполняется, как правило, при сезонных снижениях потребления в энергосистеме (как правило, летом). Поэтому при максимальных нагрузках ремонтный резерв необходим в основном для проведения текущих ремонтов.

Эксплуатационный резерв служит для компенсации временного снижения мощности, которое возникает в условиях эксплуатации, но не имеет аварийного характера.

Например, мощность ГЭС со слабо зарегулированным стоком уменьшается при сезонных снижениях напора воды в период ее максимального расхода за счет повышения отметки нижнего бьефа.

Снижение электрической мощности ТЭЦ происходит обычно при уменьшении тепловой нагрузки. Это в большей степени касается ТЭЦ, имеющих турбины с противодавлением.

На КЭС эксплуатационное снижение располагаемой мощности может происходить за счет низкой калорийности топлива при повышении температуры циркуляционной воды.

Все эти отклонения в той или иной мере можно предвидеть заранее.

Аварийный резерв предназначен для обеспечения электроснабжения в случае снижения мощности, вызванного аварийным простоем оборудования станций или сетей.

Нагрузочный резерв служит для компенсации возможных превышений действительной нагрузки энергосистемы над расчетной из-за ошибок прогнози-

рования суточного графика нагрузки и составляет 2,5–3,0% от максимальной нагрузки.

Резерв взаимопомощи создается для оказания помощи энергосистемам других стран в соответствии с действующими договорами.

На рис. 4.4 показано размещение резервов различного вида в течение года.

Кривая 1 характеризует ожидаемые суточные максимумы нагрузки энергосистемы в течение года. Кривая 2 характеризует установленную мощность станций с учетом ввода новых мощностей.

Мощность между линиями 1 и 2 представляет собой полный резерв. Площадь 6 характеризует нагрузочный резерв, выражающийся в каждый момент времени разностью между возможной максимальной нагрузкой 3 и расчетной 1.

Площадь 7 соответствует аварийному резерву, который определяется расчетной мощностью системы 4 и возможными суточными максимумами системы 3, а площадь 8 - ремонтному резерву. Как видно из рис. 4.4, наибольший ремонтный резерв планируется на периоды спада нагрузки системы.

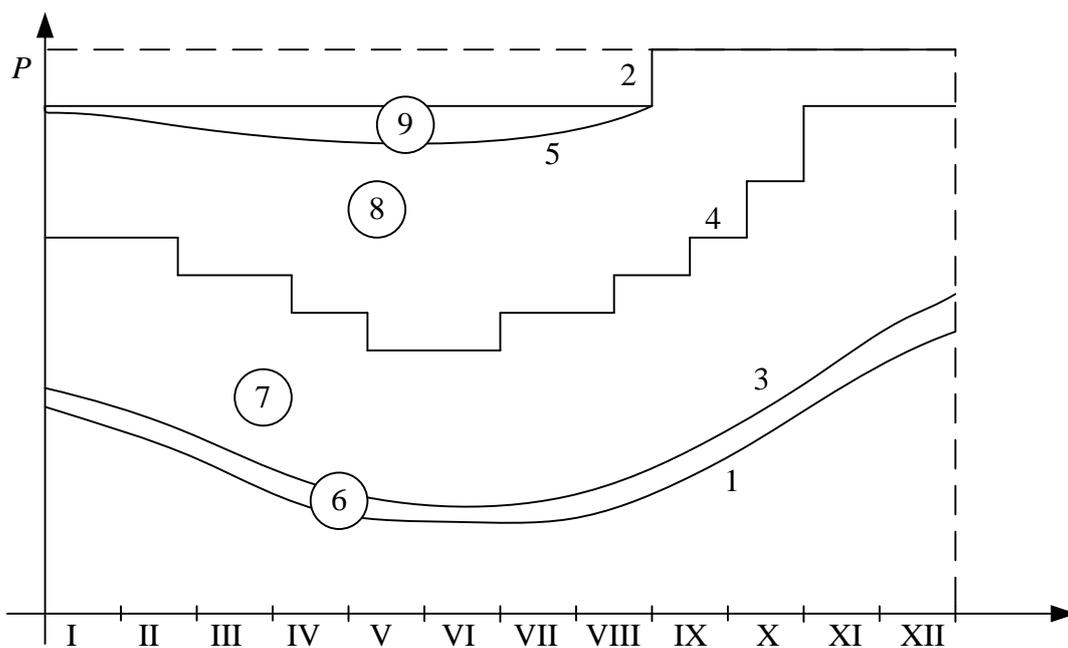


Рис. 4.4. Размещение резервов мощности в годовом графике

Площадь 9 характеризует эксплуатационный резерв мощности, необходимый для компенсации эксплуатационных снижений нагрузки станций, который определяется разностью между установленной мощностью станций системы 2 и установленной мощностью с учетом эксплуатационных снижений нагрузки 5.

Ремонтный и эксплуатационный резервы относятся к плановому резерву, величина которого зависит от технических характеристик станций и необходимого объема ремонтов. Она может быть определена заранее.

Поскольку ремонты генерирующего оборудования распределяются в течение года по возможности равномерно, резерв для проведения текущих ремонтов предусматривается для всех периодов года, в т.ч. для периода прохождения годового максимума нагрузки. Его величина может быть определена следующим образом [3]:

$$P_{\text{рез.ТР}} = \sum_{i=1}^I P_{pi} n_i \frac{t_{\text{пр}i} \%}{100}, \quad (4.11)$$

где I – число групп однотипного оборудования;

n_i – число агрегатов i -й группы;

P_{pi} – располагаемая мощность агрегатов i -й группы;

$t_{\text{пр}i} \%$ – среднегодовая продолжительность текущих ремонтов агрегата i -й группы в процентах продолжительности календарного года.

Совокупность **аварийного и нагрузочного резервов и резерва взаимопомощи** называется **оперативным резервом**.

Нарушения баланса мощности по характеру их наступления могут быть различными. Некоторые нарушения можно предусмотреть за несколько часов или даже суток. Однако наиболее часто происходит внезапное нарушение баланса мощностей. Из-за нарушений работы оборудования электростанций нагрузка может произойти в течение нескольких минут или даже секунд.

Наиболее резкое нарушение баланса наблюдается при аварийном отключении оборудования станций или подстанций релейной защитой. Для предотвращения небаланса или его устранения (при внезапном появлении) оперативный резерв должен обладать необходимой мобильностью.

По степени мобильности можно установить следующие категории **оперативного резерва**.

Резерв 1-й очереди – мгновенный.

Его цель – мгновенно повысить генерирующую мощность при нарушении энергобаланса, чтобы качественные показатели электроэнергии (частота и напряжение) не успели отклониться за пределы технического допуска.

Это достигается реализацией так называемого включенного (вращающегося, горячего) резерва, т.е. автоматической загрузкой недогруженных агрегатов. Такого же эффекта можно добиться отключением потребителей-регуляторов.

Резерв 2-й очереди осуществляется оборудованием, которое может обеспечить повышение нагрузки не позднее, чем через 1–3 минуты после появления дефицита (например, готовый к пуску гидрогенератор, дизельный агрегат, газовая турбина).

Этот резерв позволяет восстановить нормальные параметры электроэнергии, если они вышли за допустимые пределы, и используется в дополнение к резерву 1-й очереди (например, для его замены в случае перегрузки агрегатов в первый момент).

Резерв 3-й очереди осуществляется оборудованием, которое может принять нагрузку через несколько часов после возникновения аварии. Примером такого резерва являются турбогенераторы, находящиеся в невключенном (холодном) резерве, а в некоторых случаях – и оборудование, находящееся в ремонте, если оно достаточно быстро (2–3 ч) может быть подготовлено к пуску.

Наличие достаточного резерва мощности еще не означает, что энергосистема сможет покрыть всю потребность в электроэнергии.

В ряде случаев система может располагать либо только резервом мощности, либо только резервом энергии. Например, при малом стоке воды на реке ГЭС не имеет резерва энергии, но в некоторые моменты времени за счет резервных агрегатов она способна выдать дополнительную мощность. При отсутствии резервных агрегатов на КЭС станция, наоборот, располагает резервом энергии, но не имеет резерва мощности. Резерв энергии на КЭС может быть использован в периоды спада нагрузки для компенсации сработки воды в водохранилище ГЭС.

Для обеспечения эффективности первичного регулирования частоты в энергосистемах постоянно поддерживается **резерв первичной регулирующей мощности** для загрузки и разгрузки выделенных электростанций нормированного первичного регулирования.

Этот резерв включает:

1) **нормальный резерв** для стабилизации частоты в нормальных условиях и удержания ее в допустимых пределах;

2) **аварийный резерв**, достаточный для удержания отклонения частоты, вызванного аварийным отключением энергетического оборудования, линий электропередачи, узлов нагрузки, в допустимых пределах.

Для эффективного вторичного регулирования в энергосистеме постоянно должен быть **резерв вторичной регулирующей мощности** на загрузку и разгрузку выделенных станций вторичного регулирования. Его величина должна быть достаточной для компенсации отклонения от диспетчерского графика и компенсации аварийного отключения наиболее крупного генератора или узла нагрузки.

В часы суток, когда нагрузка изменяется мало, вторичный резерв, который быть введен за время до 15 мин,

$$P'_{2рез} = 3\sqrt{P_{нб}}, \quad (4.12)$$

а в часы переменной части графика нагрузки

$$P''_{2рез} = 6\sqrt{P_{нб}}, \quad (4.13)$$

где $P_{нб}$ – наибольшая потребляемая мощность энергосистемы.

Если $P'_{2рез}$ и $P''_{2рез}$ меньше мощности самого крупного работающего блока, следует иметь вторичный резерв, равный мощности наибольшего блока.

В энергосистеме должен создаваться также **резерв третичной регулирующей мощности** для обеспечения постоянного наличия заданных первичного и вторичного резервов и оптимизации режимов энергосистемы.

В качестве быстродействующего («минутного») третичного резерва должен использоваться пуск-останов резервных гидрогенераторов, пуск-останов и перевод в генераторный или двигательный режим агрегатов ГАЭС.

Менее быстродействующий третичный резерв – загрузка (разгрузка) энергоблоков ТЭС, АЭС и отключение (включение) потребителей-регуляторов.

Учитывая малую вероятность одновременного использования оперативного резерва различных видов, результирующий резерв мощности в ОЭС обычно определяют как наибольший из аварийного, нагрузочного и резерва взаимопомощи.

4.4. Регулирование напряжения и реактивной мощности

4.4.1. Баланс реактивной мощности в энергосистеме

В установившихся режимах должен соблюдаться оперативный баланс реактивных мощностей:

$$\sum Q_r + \sum Q_l \pm \sum Q_{сд} \pm \sum Q_{кв} = \sum Q_n + \sum \Delta Q, \quad (4.14)$$

где $\sum Q_r$ – реактивная мощность генераторов электростанций;

$\sum Q_l$ – зарядная мощность линий;

$\sum Q_{сд}$ – реактивная мощность синхронных двигателей с учетом их режима (перевозбуждение или недовозбуждение);

$\sum Q_{кв}$ – мощность компенсирующих устройств как в режиме выдачи, так и в режиме потребления;

$\sum Q_n$ – реактивная мощность потребителей, в т.ч. собственные нужды электрических станций и подстанций;

$\sum \Delta Q$ – потери реактивной мощности в электрических сетях.

В качестве компенсирующих устройств используются синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов, фильтры высших гармоник, шунтирующие реакторы (управляемые и неуправляемые), статические тиристорные компенсаторы, статкомы и т.д.

Баланс реактивной мощности сохраняется в каждый момент времени за счет изменения генерируемой реактивной мощности (в соответствии с заданным законом регулирования источника реактивной мощности (ИРМ) или его естественным регулирующим эффектом) и реактивной мощности нагрузки в соответствии с ее статической характеристикой по напряжению (СХН; упрощенно показаны на рис. 4.5).

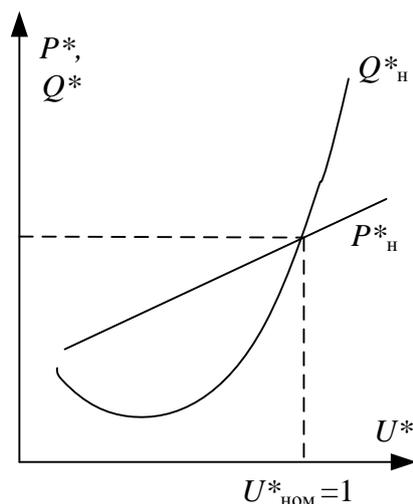


Рис. 4.5. Общий вид статических характеристик нагрузки по напряжению

При снижении выработки реактивной мощности уровень напряжения снижается, что приводит к снижению потребления реактивной мощности нагрузкой в соответствии с ее регулирующим эффектом, который при напряжениях, близких к номинальному, составляет $\partial Q/\partial U = 2 \div 5$. Устанавливается новый оперативный баланс реактивной мощности, но уже при пониженном напряжении. Следует отметить, что при снижении напряжения менее критического значения начинается рост потребления реактивной мощности, что приводит к дальнейшему снижению напряжения и к возникновению лавины частоты. Критическое напряжение в среднем составляет $70\% U_{НОМ}$. С учетом падения напряжения эта величина составляет $(70-80)\% U_{НОМ}$. В узлах нагрузки с преобладанием асинхронных двигателей с большим коэффициентом загрузки и большой суммарной мощностью конденсаторных установок критическое напряжение может достигать $(85-90)\% U_{НОМ}$.

На критическое напряжение влияет и уровень частоты в системе. Ее снижение для асинхронных двигателей равносильно возрастанию напряжения и росту потребления реактивной мощности. Вследствие этого при пониженной частоте критическое напряжение снижается (см. табл. 4.1).

Таблица 4.1

Взаимосвязь критического напряжения и частоты

Параметр	Частота, Гц					
	50	49	48	47	46	45 и ниже
Критическое напряжение, %	80	79	78	77	76	75

4.4.2. Участие в балансе реактивной мощности различных источников

Генераторы электрических станций

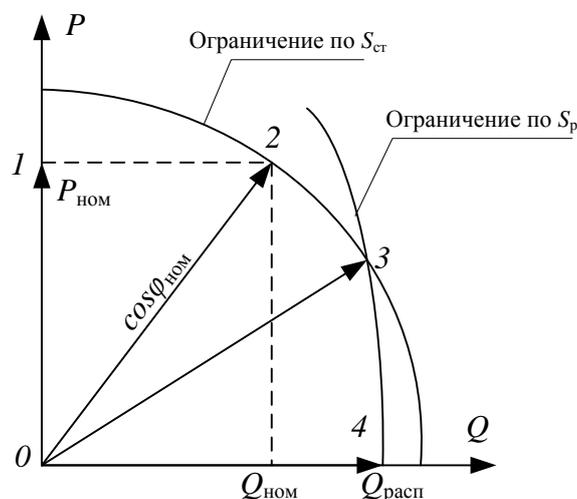


Рис. 4.6. Участок диаграммы мощности синхронного генератора

Располагаемая реактивная мощность синхронного генератора при какой-либо его активной нагрузке ограничивается либо полной мощностью (или током) статора $S_{ст}$, либо полной мощностью (током) ротора S_p (рис. 4.6). Точка 2 соответствует работе генератора с $P_{ном}$, $Q_{ном}$ и $\cos\varphi_{ном}$, в точке 1 $Q=0$. При снижении активной мощности появляется возможность дополнительной загрузки по реактивной мощности, что, однако, ограничивается допустимым током ротора (кривая S_p). В точке 5 $P=0$, при этом располагаемая реактивная мощность генератора может находиться в пределах $Q_{расп}=(0,70-0,85)S_{ном}$.

Линии электропередачи

Линии могут быть как источниками, так и потребителями реактивной мощности. Это зависит от передаваемой активной мощности. Запишем небаланс реактивной мощности для линии следующим образом:

$$\delta Q = Q_{л} - \Delta Q = U^2 \omega C_0 l - \frac{S^2}{U^2} \omega L_0 l, \quad (4.15)$$

где $Q_{л}$ – зарядная мощность;

ΔQ – потери реактивной мощности;

U – напряжение;

S – передаваемая полная мощность;

ω – частота;

C_0, L_0 – удельные погонные емкость и индуктивность линии;

l – длина линии.

Если считать, что по линии передается только активная мощность, получим:

$$\delta Q = U^2 \omega C_0 l - \frac{P^2}{U^2} \omega L_0 l = U^2 \omega C_0 l \left(1 - \frac{P^2}{U^4} \frac{L_0}{C_0} \right) = Q_{\text{л}} \left[1 - \left(\frac{P}{P_{\text{нт}}} \right)^2 \right]. \quad (4.16)$$

Здесь принято, что натуральная мощность для линии без потерь определяется как

$$P_{\text{нт}} = \frac{U^2}{Z_{\text{в}}} = \frac{U^2}{\sqrt{L_0/C_0}}, \quad (4.17)$$

где $Z_{\text{в}} = \sqrt{L_0/C_0}$ – волновое сопротивление линии.

Таким образом, если передаваемая активная мощность меньше натуральной ($P < P_{\text{нт}}$), то зарядная мощность превышает потери реактивной мощности и линия представляет собой источник реактивной мощности. Напротив, при $P > P_{\text{нт}}$ потери реактивной мощности превышают зарядную мощность, линия становится приемником. При $P = P_{\text{нт}}$ линия не является ни источником, ни приемником.

Кроме того, небаланс δQ зависит от напряжения, поскольку его первая составляющая прямо пропорциональна U^2 , а вторая составляющая – обратно пропорциональна U^2 .

Батареи конденсаторов

Используются в сетях напряжением 0,4–110 кВ. Для реактивной мощности БК при известной емкости $C_{\text{БК}}$ справедлива известная формула:

$$Q_{\text{БК}} = U^2 \omega C_{\text{БК}}. \quad (4.18)$$

БК обладают отрицательным регулирующим эффектом по напряжению. При снижении напряжения мощность, выдаваемая БК, уменьшается в большей степени ($\partial Q / \partial U = -2$), что способствует еще более глубокому снижению напряжения.

Для целей управления режимами удобнее всего управляемые БК со ступенчатым регулированием, которые по условиям режима можно отключать как полностью, так и частично.

Синхронные компенсаторы

Для крупных синхронных компенсаторов можно считать, что $Q_{\text{СК}} \approx S_{\text{СК}}$. Тогда, пренебрегая активным сопротивлением СК:

$$Q_{СК} \approx \sqrt{3} U_{СК} I_{СК} = \frac{E_{СК} - U_{СК}}{X_{СК}} U_{СК}, \quad (4.19)$$

где $U_{СК}$ – напряжение на выводах синхронного компенсатора;

$E_{СК}$ – ЭДС машины;

$X_{СК}$ – реактивное сопротивление в установившемся режиме.

Из выражения в числителе получаем, что в режиме перевозбуждения ($E_{СК} > U_{СК}$) $Q_{СК} > 0$, синхронный компенсатор выдает реактивную мощность в сеть. В случае недо возбуждения СК переходит в режим потребления ($E_{СК} < U_{СК}$, $Q_{СК} < 0$). Работа СК в этом режиме ограничивается предельным значением реактивной мощности при $E=0$:

$$Q_{СК}^{пр} = -\frac{U_{СК}^2}{X_{СК}}. \quad (4.20)$$

Для синхронных компенсаторов, имеющих на системных подстанциях, эта величина составляет примерно $(0,5 \div 0,6) Q_{СК}^{ном}$.

Следовательно, СК в зависимости от режима энергосистемы может использоваться и как источник, и как потребитель реактивной мощности.

Шунтирующие реакторы

Могут лишь потреблять реактивную мощность; эта величина зависит от напряжения:

$$Q_{ШР} = U^2 b_{ШР}, \quad (4.21)$$

где $b_{ШР}$ – индуктивная проводимость реактора.

ШР обладает положительным регулирующим эффектом по напряжению – при появлении в узле избытка реактивной мощности и повышении напряжения потребляемая ШР реактивная мощность увеличивается, что обеспечивает снижение напряжения. Так же, как и в случае с БК, для удобства управления режимами лучше использовать управляемые ШР; неуправляемые реакторы могут находиться только в двух состояниях – либо включенном, либо отключенном.

4.4.3. Регулирование напряжения в распределительных сетях

Для обеспечения ведения режима задаются контрольные точки, в которых по результатам оптимизационных расчетов задаются графики напряжений для рабочих, выходных и предвыходных дней. Для магистральных сетей в этом качестве выступают шины электростанций и крупных узловых подстанций. Критерием оптимальности является минимум потерь активной мощности. В распределительных сетях 6–10 кВ осуществляется местное регулирование напря-

жения в контрольных точках – центрах питания, которыми являются шины генераторного напряжения электростанций, от которых питаются потребители, и шины низшего напряжения подстанций с устройствами суточного регулирования напряжения (трансформаторы с РПН, вольтодобавочные трансформаторы, СК, статические регулируемые компенсирующие устройства и т.д.).

Режим напряжения в центре питания (ЦП) определяется графиками нагрузки потребителей и их удаленностью. Чаще всего используется режим встречного регулирования напряжения, в котором при росте нагрузки поддерживается более высокий уровень напряжения в ЦП. Выбор режима напряжения выполняется одновременно с выбором ответвлений трансформаторов 6–10/0,4 кВ с тем, чтобы обеспечить в любой час суток допустимый уровень напряжения на зажимах электроприемников в сетях 0,4 кВ.

Рассмотрим участок схемы, приведенный на рис. 4.7.

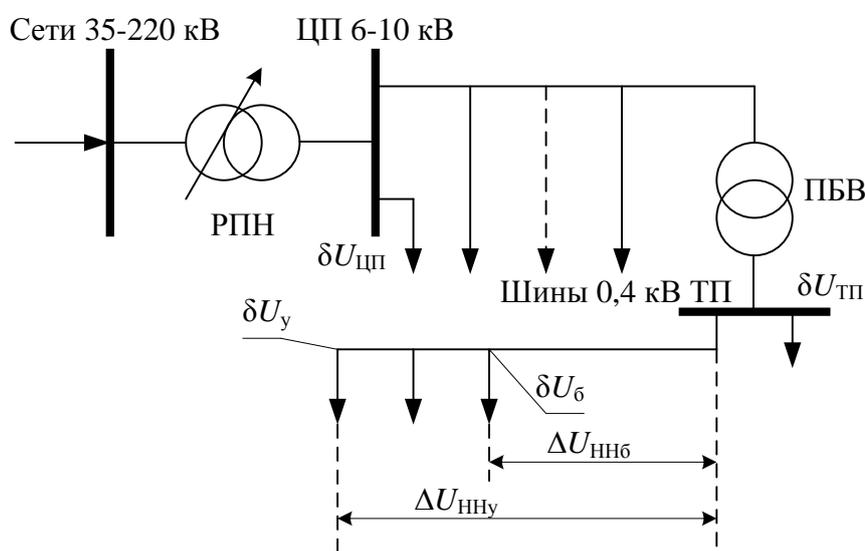


Рис. 4.7. Участок распределительной сети

Если у ближайшего к ТП электроприемника отклонение напряжения $\delta U_6 = +5\%$, а потеря напряжения в сети 0,4 кВ до него от шин ТП составляет $\Delta U_{НН6}$, то по условиям работы этого электроприемника допустимое отклонение напряжения на шинах 0,4 кВ ТП определится как:

$$\delta U_{ТП6} = \delta U_6 + \Delta U_{НН6}. \quad (4.22)$$

Для наиболее удаленного электроприемника будем считать, что отклонение напряжения равно наименьшему допустимому значению ($\delta U_y = -5\%$). При потере напряжения от шин ТП до удаленного электроприемника $\Delta U_{ННу}$ наименьшее допустимое отклонение напряжения на шинах ТП по условию работы этого электроприемника составит:

$$\delta U_{ТПм} = \delta U_y + \Delta U_{ННу}. \quad (4.23)$$

Вместе с тем в любом режиме должно обеспечиваться:

$$\delta U_{\text{ТПнм}} \leq \delta U_{\text{ТПдоп}} \leq \delta U_{\text{ТПнб}} \quad (4.24)$$

Как правило, выбирается один из режимов, приведенных в табл. 4.2.

Режим 3 соответствует глубокому регулированию и применяется при значительных потерях напряжения от ЦП до наиболее удаленной ТП и глубоких изменениях нагрузки в течении суток. Режимы стабилизации напряжения используются при незначительных изменениях нагрузки в течение суток, в частности, режим 4 применяется при незначительном удалении электроприемников, режим 6 – при большой удаленности.

Таблица 4.2

Отклонения напряжения в различных режимах

Режим		Отклонение напряжения от номинального значения (%) при нагрузках	
		наибольших $\delta U_{\text{ЦПнб}}$	наименьших $\delta U_{\text{ЦПнм}}$
Встречное регулирование	1	+5	0
	2	+10	+5
	3	+10	0
Стабилизация напряжения	4	0	0
	5	+5	+5
	6	+10	+10

Устройства АРНТ в центрах питания обладают зоной нечувствительности, в связи с этим отклонение напряжения в ЦП не будет поддерживаться строго в соответствии с режимом, выбранным из табл. 4.2, а будет находиться в следующих пределах:

– при наибольших нагрузках:

$$\delta U_{\text{ЦПнб}}^{\text{нп}} = \delta U_{\text{ЦПнб}} \pm \delta U_{\text{нч}}; \quad (4.25)$$

– при наименьших нагрузках:

$$\delta U_{\text{ЦПнм}}^{\text{нп}} = \delta U_{\text{ЦПнм}} \pm \delta U_{\text{нч}}, \quad (4.26)$$

где $\delta U_{\text{нч}}$ – зона нечувствительности автоматического регулятора напряжения, определяется как $\delta U_{\text{нч}} = n \delta U_{\text{ст}} / 2$; здесь n – коэффициент чувствительности, вводимый для исключения излишних срабатываний переключающих устройств («рыскание» РПН), принимается $n = 1,2 \div 1,6$; $\delta U_{\text{ст}}$ – ступень регулирования трансформатора.

Чтобы получить условия перехода с одной регулировочной отпайки на другую, можно воспользоваться следующим выражением:

$$\delta U_{\text{ТП}} = \delta U_{\text{ЦП}} - \Delta U_{\text{н}} + \delta U_{\text{т}}, \quad (4.27)$$

где $\delta U_{\text{ЦП}}$ – отклонение напряжения на шинах центра питания;

$\Delta U_{\text{н}}$ – потеря напряжения от шин ЦП до шин 0,4 кВ ТП;

$\delta U_{\text{т}}$ – добавочное напряжение на трансформаторе ТП, соответствующее какой-то конкретной отпайке.

Из этого выражения получаем:

$$\Delta U_{\text{н}} = \delta U_{\text{ЦП}} - \delta U_{\text{ТП}} + \delta U_{\text{т}}. \quad (4.28)$$

Подставляя в (4.28) предельные значения допустимых отклонений напряжения на шинах 0,4 кВ ТП по (4.24) и возможные отклонения напряжения на шинах ЦП при выбранном режиме регулирования из (4.25), (4.26) для режима наибольших нагрузок получим:

$$\Delta U''_{\text{н.нб}+} = \delta U''_{\text{ЦПнб}+} - \delta U''_{\text{ТПнм}} + \delta U_{\text{т}}; \quad (4.29)$$

$$\Delta U''_{\text{н.нм}+} = \delta U''_{\text{ЦПнб}+} - \delta U''_{\text{ТПнб}} + \delta U_{\text{т}}, \quad (4.30)$$

при этом должно соблюдаться условие:

$$\Delta U''_{\text{н.нм}+} \leq \Delta U''_{\text{н}} \leq \Delta U''_{\text{н.нб}+}; \quad (4.31)$$

а также

$$\Delta U''_{\text{н.нб}-} = \delta U''_{\text{ЦПнб}-} - \delta U''_{\text{ТПнм}} + \delta U_{\text{т}}; \quad (4.32)$$

$$\Delta U''_{\text{н.нм}-} = \delta U''_{\text{ЦПнб}-} - \delta U''_{\text{ТПнб}} + \delta U_{\text{т}}; \quad (4.33)$$

при условии

$$\Delta U''_{\text{н.нм}-} \leq \Delta U''_{\text{н}} \leq \Delta U''_{\text{н.нб}-}. \quad (4.34)$$

Здесь в выражениях (4.29)-(4.34) величины с двумя штрихами соответствуют режиму наибольших нагрузок, а знаки «+» и «-» соответствуют знакам при $\delta U_{\text{нч}}$ в (4.25), (4.26).

Отсюда следует, что добавочное напряжение $\delta U_{\text{т}}$ может быть принято в режиме наибольших нагрузок для ТП, у которых выполняются одновременно условия (4.31) и (4.34). Потеря напряжения $\Delta U''_{\text{н}}$ определяется по результатам расчета установившегося режима сети.

Аналогично для режима наименьших нагрузок:

$$\Delta U'_{\text{н.нб}+} = \delta U'_{\text{ЦПнб}+} - \delta U'_{\text{ТПнм}} + \delta U_{\text{т}}; \quad (4.35)$$

$$\Delta U'_{\text{н.нм}+} = \delta U'_{\text{ЦПнб}+} - \delta U'_{\text{ТПнб}} + \delta U_{\text{т}}, \quad (4.36)$$

при условии

$$\Delta U'_{\text{н.нм}+} \leq \Delta U'_{\text{н}} \leq \Delta U'_{\text{н.нб}+}; \quad (4.37)$$

и

$$\Delta U'_{\text{н.нб}-} = \delta U'_{\text{ЦПнб}-} - \delta U'_{\text{ТПнм}} + \delta U_{\text{т}}; \quad (4.38)$$

$$\Delta U'_{\text{н.нм}-} = \delta U'_{\text{ЦПнб}-} - \delta U'_{\text{ТПнб}} + \delta U_{\text{т}}; \quad (4.39)$$

при соблюдении

$$\Delta U'_{\text{н.нм}-} \leq \Delta U'_{\text{н}} \leq \Delta U'_{\text{н.нб}-}. \quad (4.40)$$

В (4.35)–(4.40) одиночным штрихом обозначены величины, соответствующие режиму минимальных нагрузок. Добавочное напряжение δU_T в режиме наименьших нагрузок может быть принято для ТП, у которых выполняются одновременно условия (4.37) и (4.40).

Таким образом, рассматриваемое δU_T будет удовлетворять требованиям по качеству электроэнергии в режимах как наибольших, так и наименьших нагрузок у всех электроприемников, питающихся от ТП, для которых одновременно будут выполняться условия (4.31), (4.34), (4.37), (4.40).

При оперативном ведении режима длительно допускаются максимальные рабочие напряжения, приведенные в табл. 4.3.

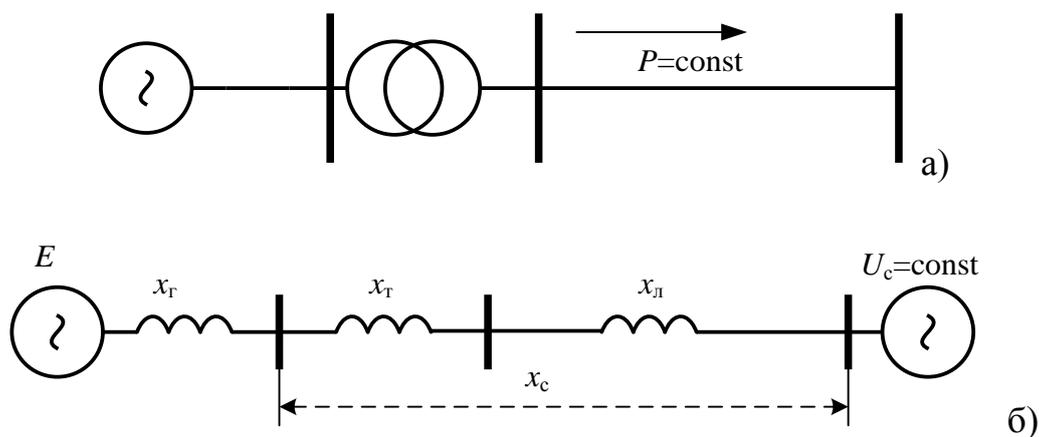
Таблица 4.3

Длительно допустимые максимальные рабочие напряжения

Параметр		Класс напряжения, кВ							
		750	500	330	220	110	35	10	6
Длительно допустимое напряжение	о.е.	1,05	1,05	1,1	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
	кВ	787	525	363	252	126	40,5	11,5	6,9

4.4.4. Использование генераторов для регулирования напряжения

Предположим, одиночный генератор работает через повысительный трансформатор и линию связи на шины неизменного напряжения U_c (рис. 4.8). Вырабатываемую активную мощность будем считать известной и неизменной.



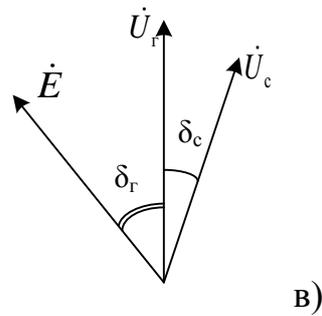


Рис. 4.8. Схема выдачи мощности (а), схема замещения (б) и векторная диаграмма (в) для одиночного блока «генератор–трансформатор»

Генератор задан в схему замещения сопротивлением x_r . Рассмотрим, какие параметры векторной диаграммы синхронного генератора будут изменяться, а какие – оставаться неизменными при регулировании тока возбуждения. Воспользуемся выражением для электромагнитной мощности (пренебрегая активными сопротивлениями):

$$P = \frac{EU_c}{x_r + x_c} \sin(\delta_r + \delta_c), \quad (4.41)$$

где δ_c – угол между векторами \dot{U}_r и \dot{U}_c ;

δ_r – угол между вектором \dot{E} генератора и \dot{U}_r .

Преобразуя (4.41), получаем:

$$E \sin(\delta_r + \delta_c) = \frac{P}{U_c} (x_r + x_c). \quad (4.42)$$

Считая неизменными величины P , x_r , x_c , U_c , находящиеся в правой части последнего выражения, получаем:

$$E \sin(\delta_r + \delta_c) = \text{const}. \quad (4.43)$$

Следовательно, при изменении тока возбуждения будут одновременно изменяться три параметра: E , δ_r и δ_c .

Регулирование напряжения генераторами имеет некоторые особенности:

1) при увеличении тока возбуждения возрастает выдаваемая реактивная мощность, при этом увеличивается напряжение на выводах генератора. Это увеличение тем больше, чем больше электрическая удаленность электростанции от системы. Кроме того, несколько возрастает общий уровень напряжения в системе;

2) увеличение тока возбуждения на одних генераторах и одновременное его уменьшение на других вызывает изменение напряжения в различных точках

системы в разной степени и с разным знаком, что приводит к возникновению уравнительных потоков реактивной мощности;

3) в ряде случаев не удастся увеличить реактивную мощность генераторов до требуемой по режимным условиям из-за недопустимого повышения напряжения на шинах генераторного напряжения (явление «запирания» реактивной мощности). Такая ситуация может иметь место на ТЭЦ, питающих местную нагрузку с шин ГРУ. Для поддержания напряжения на желаемом уровне необходимо увеличить коэффициент трансформации трансформатора связи.

Контрольные вопросы к главе 4

1. Что включает в себя понятие «суточный режим энергосистемы»?
2. Что понимается под нормированным первичным регулированием частоты? Какие электростанции могут в нем участвовать?
3. Какие факторы влияют на характер снижения частоты при возникновении дефицита активной мощности?
4. Что понимается под структурным резервированием? Под функциональным резервированием?
5. Что представляет собой плановый резерв мощности? Оперативный резерв мощности?
6. На каких электростанциях может размещаться резерв второй очереди?
7. Чем отличается резерв мощности от резерва энергии?
8. Какие составляющие баланса реактивной мощности могут входить в него как со знаком «плюс», так и со знаком «минус»?
9. Чем определяется располагаемая реактивная мощность синхронного генератора?
10. Охарактеризуйте режим встречного регулирования напряжения; режим стабилизации напряжения.
11. Что понимается под центром питания распределительной сети?
12. В каком случае изменение тока возбуждения генераторов электростанций используется для регулирования напряжения на выводах генераторов, в каком – для поддержания баланса реактивной мощности в узле с электростанцией?

5. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ

5.1. Нормальные и аварийные режимы энергосистем

Режимом энергосистемы называется совокупность процессов, происходящих в энергосистеме и определяющих ее состояние в любой момент времени или на некотором его интервале.

Режим энергосистемы зависит от схемы соединения ее элементов и характеризуется показателями, называемыми параметрами режима. К ним отно-

ся частота, напряжение, мощность, ток, углы сдвига векторов ЭДС, напряжений, токов и др.

Режим энергосистемы может быть установившимся или переходным, нормальным или аварийным. Различают следующие основные виды режимов электрических систем (см. рис. 5.1) [5].

1. **Нормальный установившийся режим**, при котором обеспечивается снабжение всех потребителей электроэнергией надлежащего качества, а параметры режима могут приниматься неизменными.

2. **Нормальный переходный режим**, во время которого энергосистема переходит из одного нормального рабочего состояния в другое.

3. **Аварийный переходный режим**, обусловленный возникновением аварийных или не предусмотренных при проектировании ситуаций, при котором скорости изменения параметров настолько значительны, что должны учитываться при эксплуатации энергосистем.

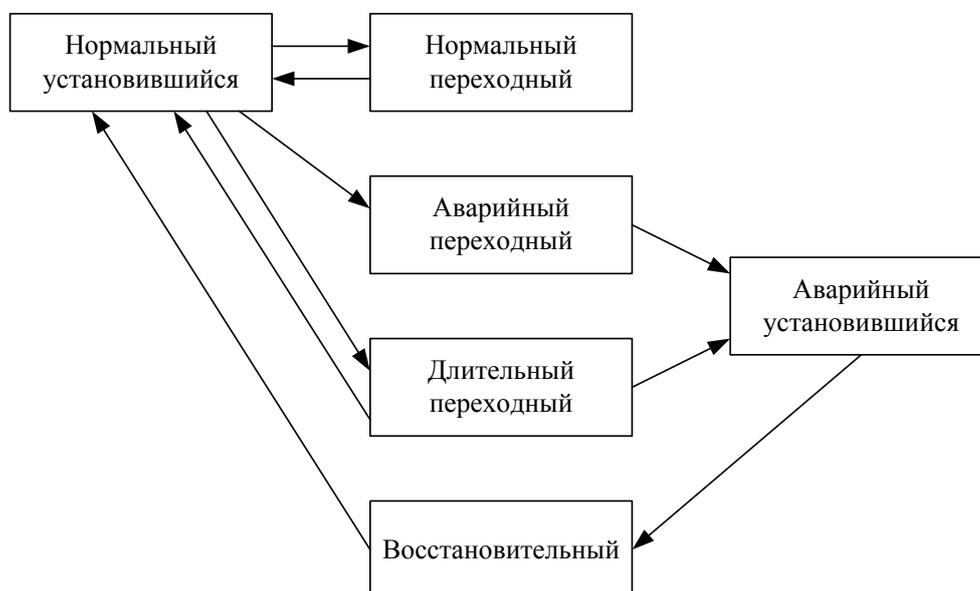


Рис. 5.1. Виды режимов энергетических систем

4. **Аварийный установившийся режим**, при котором не обеспечивается снабжение электроэнергией всех потребителей и (или) параметры режима не находятся в установленных допустимых пределах. В таких режимах требуется устранение аварийных условий.

5. **Длительный переходный режим**, обусловленный возмущениями, при которых вступает в действие автоматика турбин и котлов электростанций, противоаварийная автоматика энергосистем. В этом режиме диспетчер принимает меры по предотвращению развития аварии.

6. **Восстановительный режим**, при котором обеспечивается возврат системы к нормальному функционированию.

Нормальные переходные процессы происходят в любой момент времени и сопровождают текущую эксплуатацию системы. Они связаны с изменением нагрузки системы и реакцией на них регулирующих органов электростанций.

Возникают при обычных операциях, проводимых оперативным персоналом (включение и отключение линий, трансформаторов, генераторов, нагрузки).

Аварийные переходные процессы происходят вследствие резких и существенных изменений схемы и режима энергосистемы – при к.з. в электрических сетях, аварийном отключении агрегатов электростанций или линий электропередачи и т.д.

Процесс нарушения нормального режима в каждом случае имеет свои отличительные особенности, но можно выделить наиболее характерные этапы развития (рис. 5.2).

1. Возникновение к.з. на оборудовании энергосистемы (на ЛЭП, трансформаторе, генераторе, РУ подстанции или электростанции).

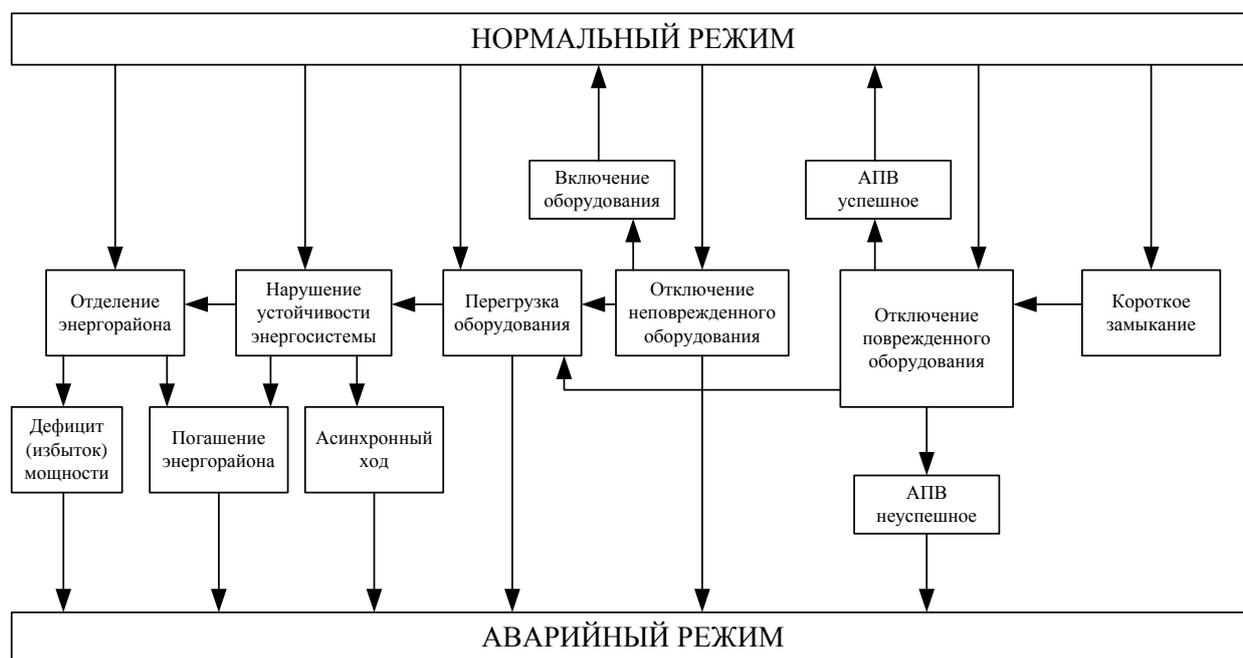


Рис. 5.2. Этапы развития аварийного режима

2. Отделение неповрежденного оборудования от основной сети энергосистемы (вследствие ошибок оперативного персонала или неправильных действий РЗА).

3. Нарушение баланса мощностей в энергосистеме либо в отдельных ее энергорайонах из-за отключения нагрузки, оборудования сети, электростанций или отдельных генераторов.

4. Перегрузка оборудования электростанций или электрической сети.

5. Нарушение синхронной работы отдельных энергосистем или районов энергообъединения.

6. Отделение энергорайона с дефицитом (избытком) активной либо реактивной мощности.

Процессы, протекающие в энергосистеме при авариях, могут быть разделены по скорости их протекания на три категории (рис. 5.3).

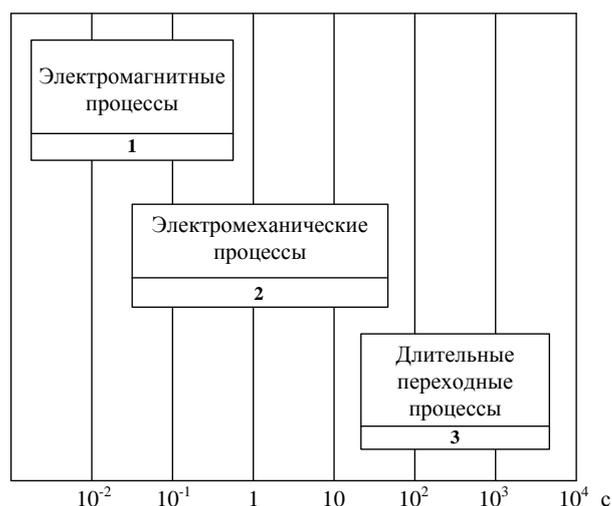


Рис. 5.3. Категории переходных процессов

К **1 категории** относятся короткие замыкания, коммутации в электрических сетях и вызываемые ими быстрые (доли секунды) электромагнитные процессы.

Ко **2 категории** относятся электромеханические процессы (несколько секунд). Такие процессы имеют место, если наряду с электромагнитными процессами в энергосистеме протекают и механические процессы, например, в турбинах и их автоматических регуляторах, в двигателях нагрузки.

К **3 категории** относятся длительные переходные процессы, обусловленные возникновением дефицитов и избытков мощности, когда изменяются основные параметры режима системы: частота, напряжение, перетоки мощности по линиям электропередачи. Длительность таких процессов достигает десятков минут.

Если процесс изменения параметров режима и системы достаточно медленный, то управление энергосистемой по вводу параметров в допустимую область может осуществляться оперативным персоналом.

При быстро развивающихся процессах ликвидация и предотвращение аварий осуществляется комплексом устройств РЗ и ПАА, в состав которого входят:

- 1) РЗ, выявляющая и отключающая поврежденное оборудование;
- 2) устройства АПВ, восстанавливающие нормальную схему сети в случае, если повреждение было неустойчивым;
- 3) устройства АВР, обеспечивающие электроснабжение потребителей от резервных источников;
- 4) автоматика управления реактивной мощностью, предотвращающая нарушение устойчивости (АПНУ); к ней относится также автоматика разгрузки электростанций, автоматика загрузки генераторов, САОН, селективная автоматика предотвращения асинхронного хода (САПАХ);
- 5) автоматика, устраняющая перегрузки линий по допустимому току нагрева провода (АРЛ);
- 6) автоматика, ликвидирующая асинхронный режим (АЛАР, АПАХ) за счет деления системы на несинхронно работающие части;

7) автоматика, восстанавливающая баланс активной или реактивной мощности в отделившейся части энергосистемы; в ее состав входят АЧР, автоматика частотного пуска агрегатов, дополнительная аварийная разгрузка по напряжению (ДАРН); делительная автоматика по частоте (ЧДА, или ДАЧ), отделяющая от системы электростанции или генераторы с собственными нуждами на сбалансированную нагрузку при понижении частоты и напряжения;

8) автоматика ограничения повышения частоты АОПЧ;

9) автоматика ограничения повышения напряжения АОПН;

и другие виды автоматики.

После работы РЗиА система возвращается в исходное состояние или наступает аварийный установившийся режим, в котором ликвидацию последствий аварии осуществляет оперативно-диспетчерский и ремонтный персонал энергосистемы. К таким аварийным режимам следует отнести:

1) аварийное снижение или повышение частоты;

2) аварийное снижение или повышение напряжения;

3) перегрузку линий, трансформаторов, автотрансформаторов, генераторов;

4) погашение электростанций;

5) нарушение устойчивости;

6) асинхронный режим в энергосистеме;

7) аварийное разделение энергосистемы на части;

8) погашение энергосистемы или энергорайона;

9) несимметричный режим в электрической сети.

Начальным возмущением энергосистемы может быть простое повреждение (в большинстве случаев – к.з. на линии), сложное повреждение (несколько одновременных или последовательных к.з., повреждение ряда линий в результате сильного снегопада, гололеда, ветра и др.), потеря генерирующей мощности или отключение линий в результате отказа основного оборудования, а также неправильные действия РЗиА и ошибки персонала.

Ликвидация этих возмущений может оказаться **неуспешной**, в частности, из-за наложения на первоначальное событие неправильных действий оперативного персонала или РЗиА, тогда, как правило, происходит нарушение устойчивости или перегрузка линий. Кроме того, сложное повреждение даже без наложения других аварийных событий может вызвать перегрузку линий и нарушение устойчивости энергосистемы.

Перегрузка линий и потеря устойчивости **могут приводить к дальнейшему развитию аварийного процесса**: разделению энергосистемы, потере большой генерирующей мощности и отключению значительной части нагрузки. Если аварийная ситуация сопровождается возникновением дефицита реактивной мощности и снижением напряжения, то последствия для энергосистемы и потребителей будут еще более тяжелыми.

5.2. Общий подход к ликвидации аварийных режимов

При возникновении аварий в энергосистеме (электрической сети) оперативный персонал должен прежде всего распознать аварию и оценить ее последствия (см. рис. 5.4), т.е. составить общее представление о том, что произошло, и установить следующее:

- какое оборудование отключилось и какие части системы (сети) остались без напряжения;
- место, характер и объем повреждений;
- какую опасность это представляет для персонала и оборудования;
- произошло ли погашение электростанций;
- в какой мере нарушилось электроснабжение потребителей и т.д.

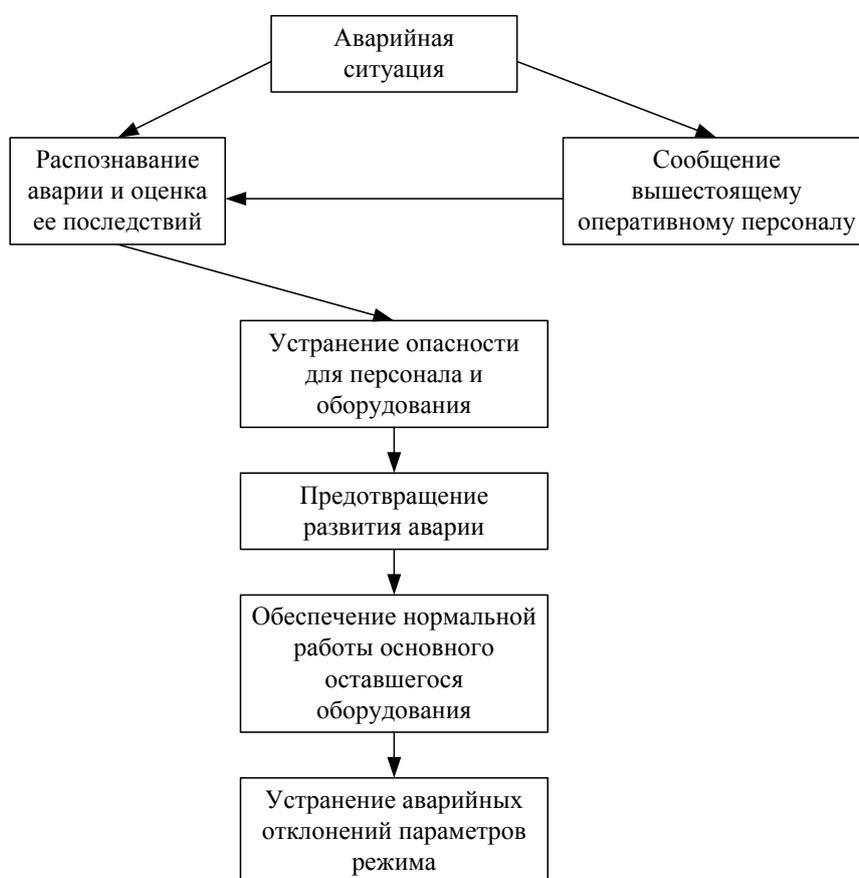


Рис. 5.4. Действия при ликвидации аварийных режимов

Это можно сделать на основании:

- показаний приборов;
- сигнализации о срабатывании РЗиА;
- данных, получаемых от оперативно-информационных комплексов (ОИК);
- сообщений оперативного персонала.

Данная информация должна немедленно сообщаться вышестоящему оперативному персоналу. При этом производится ее анализ. **Анализ важен прежде**

всего тем, что в ходе его не только распознается авария, но и появляется идея о путях ее устранения.

Дальнейшим шагом является немедленное принятие мер по устранению возникшей опасности для персонала и оборудования. Это может быть сделано путем вывода работающего персонала в безопасное место или путем отключения оборудования при несчастных случаях, наличии угрозы для безопасности людей.

Оперативный персонал обязан отключить любое оборудование в случае непосредственной угрозы его повреждения или принять срочные меры по его разгрузке, если опасность повреждения не устранена.

Дежурный персонал не вмешивается в работу автоматических устройств, если это не предусмотрено инструкцией.

Далее диспетчер составляет план действий по ликвидации аварии, который должен отвечать трем основным требованиям:

- 1) безопасность персонала;
- 2) сохранность оборудования;
- 3) скорейшее восстановление электроснабжения потребителей.

Усилия диспетчера должны быть направлены прежде всего на предотвращение развития аварии путем воздействий (рис. 5.5), обеспечивающих (по возможности) минимальный ущерб в энергосистеме и у потребителей. При этом требования экономичности и качества режима уступают место требованиям надежности и устойчивости.

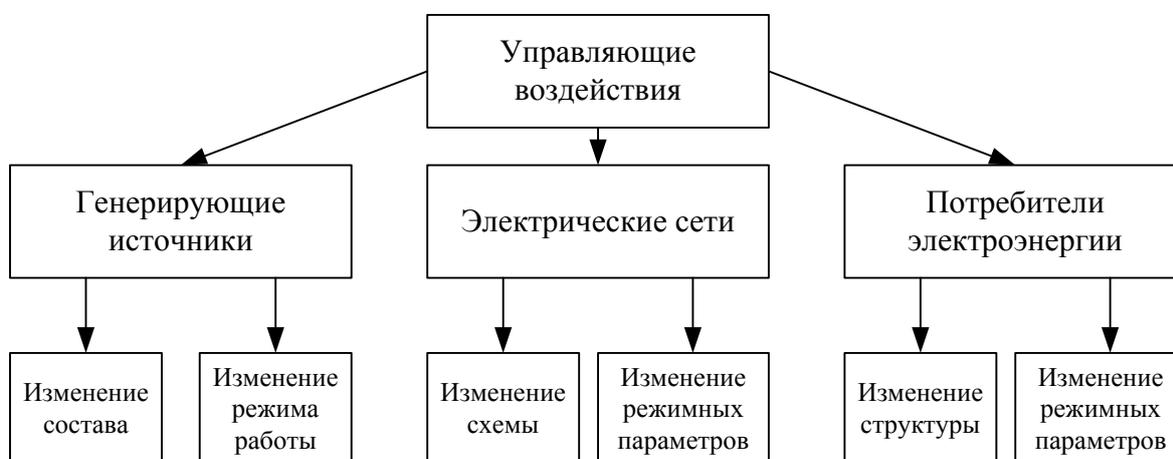


Рис. 5.5. Управляющие воздействия диспетчера

Для предотвращения развития аварии необходимо в первую очередь:

- восстановить частоту и напряжение в основной сети;
- ликвидировать опасные перегрузки оборудования;
- включить генераторы и транзитные линии.

Управляющие воздействия диспетчера на электростанциях:

- 1) разворот (подача напряжения) собственных нужд отключенных генераторов или электростанций в целом;

- 2) включение в работу и загрузка резервных генераторов, а при отсутствии в энергосистеме необходимых резервов – осуществление аварийной перегрузки агрегатов электростанций в случае значительного снижения частоты;
- 3) синхронизация с энергосистемой отключенных во время аварии генераторов (при отсутствии у них повреждений);
- 4) назначение частоторегулирующей станции в отделившемся энергорайоне;
- 5) отделение генераторов или полностью электростанций с собственными нуждами и сбалансированной нагрузкой от энергосистемы при угрожающем снижении частоты и отказе устройств ЧДА;
- 6) использование всех резервов по реактивной мощности генераторов и других источников для восстановления напряжения в случае его снижения ниже допустимого уровня;
- 7) снижение генерации активной мощности и даже отключение части генераторов при угрожающем повышении частоты;
- 8) перевод генераторов и синхронных компенсаторов в режим недо возбуждения при увеличении напряжения выше допустимого уровня.

Управляющие воздействия диспетчера в электрической сети:

- 1) включение резервных линий, трансформаторов, автотрансформаторов;
- 2) отключение или включение шунтирующих реакторов, конденсаторных батарей;
- 3) включение отключенных во время аварии неповрежденных линий, трансформаторов, автотрансформаторов;
- 4) ликвидация перегрузки линий, трансформаторов, автотрансформаторов;
- 5) регулирование потоков мощности, напряжения в основной сети;
- 6) подача напряжения на обесточенные участки электрической сети и РУ.

Управляющие воздействия диспетчера на потребителей электроэнергии:

- 1) снижение напряжения у потребителей при возникновении дефицита активной мощности;
- 2) отключение части потребителей при резком и глубоком снижении напряжения для предотвращения лавины напряжения;
- 3) ввод графиков аварийных или экстренных отключений при дефиците мощности и снижении частоты или напряжения в системе;
- 4) подача напряжения на обесточенные энергоузлы.

Оперативный персонал при ликвидации аварии обеспечивается связью в первую очередь. В случае необходимости все прочие переговоры прерываются. Другим лицам запрещается использовать оперативно-диспетчерские каналы связи.

5.3. Взаимодействие оперативного персонала при ликвидации аварии

При возникновении аварии каждый оперативный работник самостоятельно ведет ликвидацию аварии на оборудовании, находящемся в его непосредственном оперативном управлении, привлекая весь подчиненный ему персонал. При необходимости к ликвидации аварии по требованию диспетчера может быть привлечен любой работник, в т.ч. руководящий персонал энергосистемы, электрических сетей и электростанций.

Вышестоящий оперативный персонал должен быть информирован о факте возникновения и ходе ликвидации аварии.

Оперативный персонал низшего уровня, получив от вышестоящего диспетчера распоряжение, обязан его повторить. Последующие указания даются вышестоящим оперативным персоналом только после подтверждения выполнения предыдущего распоряжения. Для предварительной информации о выполнении распоряжения в ходе аварии должны использоваться показания измерительных приборов, устройства сигнализации, телесигнализации, телеизмерения и ЭВМ.

Руководство ликвидацией общесистемных аварий осуществляется диспетчером ОДУ (ЦДУ). Он также координирует действия подчиненного ему персонала при ликвидации локальных аварийных режимов, возникших на основном оборудовании энергосистемы, которое находится в его оперативном управлении.

Ликвидация аварии, затрагивающей одну энергосистему, производится под руководством диспетчера этой энергосистемы (РДУ). При этом диспетчер РДУ контролирует основные действия подчиненных ему диспетчеров, начальников смен электростанций и дежурных подстанций при ликвидации ими аварий на оборудовании, находящемся в его оперативном ведении.

Аварии в электрических сетях, имеющие местное значение и незначительно отражающиеся на работе энергосистемы, ликвидируются под руководством диспетчера электрических сетей или дежурного опорной подстанции.

Ликвидацией аварии на электростанции руководит начальник смены станции.

Все распоряжения дежурного диспетчера по вопросам, входящим в его компетенцию, обязательны к исполнению подчиненным оперативным персоналом. Если распоряжение диспетчера представляется подчиненному оперативному персоналу неверным, он обязан указать на это диспетчеру. При подтверждении диспетчером своего распоряжения оперативный работник обязан его выполнить.

Запрещается выполнять распоряжения вышестоящего оперативного персонала, которые могут угрожать жизни людей, сохранности оборудования, привести к потере питания собственных нужд электростанций, подстанций или погашениям особо ответственных потребителей. О своем отказе выполнить неправильное распоряжение дежурный персонал обязан сообщить диспетчеру, отдавшему такое распоряжение, и главному инженеру предприятия.

Все оперативные переговоры и распоряжения на уровне энергосистемы, электрических сетей и электростанций во время ликвидации аварии должны записываться на магнитофон, что позволяет оценить правильность действий оперативного персонала разного уровня.

При возникновении аварийной ситуации дежурный диспетчер независимо от присутствия на диспетчерском пункте (центре) лиц высшей технической администрации несет полную ответственность за ликвидацию аварии, единолично принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима. При этом распоряжения указанных лиц, не соответствующие намеченному диспетчером пути ликвидации аварии, являются для него только рекомендациями, которые он имеет право не выполнять, если считает их неправильными.

Однако находящееся на диспетчерском пункте лицо высшей технической администрации имеет право взять руководство ликвидацией аварии на себя или поручить его другому лицу, если считает действия диспетчера неправильными и если последний не согласен с его указаниями. Передача руководства ликвидацией аварии оформляется в оперативном журнале или в другом, заменяющем его. С этого момента диспетчер безоговорочно выполняет все распоряжения и указания лица, принявшего на себя руководство ликвидацией аварии.

Диспетчер, отстраненный от руководства ликвидацией аварии, может оставаться на своем рабочем месте, вести с подчиненным персоналом все оперативные переговоры и отдавать распоряжения, подтвержденные лицом, руководящим ликвидацией аварии.

Лицо, заменившее дежурного диспетчера, независимо от должности принимает на себя все его обязанности, всецело подчиняясь вышестоящему оперативному персоналу.

Распределение функций между оперативным персоналом различных уровней регламентируется инструкциями по ликвидации аварий, в которых используются следующие положения.

1. Нижестоящему оперативному персоналу может быть предоставлено право самостоятельно производить все операции по ликвидации аварий и предупреждению их развития, если такие операции не требуют координации действий оперативного персонала объектов и не вызовут развитие аварии или задержку ее ликвидации.

2. Нижестоящий оперативный персонал обязан во время ликвидации аварий в энергосистеме поддерживать связь с диспетчером ОДУ в зависимости от характера подчинения и принадлежности оборудования, информировать его о положении дел в энергосистеме, на предприятии (в районе) электрических сетей, на электростанции (подстанции), своевременно представлять необходимую информацию и строго выполнять распоряжения вышестоящего диспетчера.

3. Диспетчеру ОДУ предоставляется право вмешиваться в ход ликвидации аварии на оборудовании, не находящемся в его оперативном управлении или ведении, если это вызывается необходимостью.

Нижестоящий оперативный персонал должен поставить в известность вышестоящий оперативный персонал о следующих нарушениях режима на своем объекте в соответствии с принадлежностью оборудования:

- 1) об автоматических отключениях и включениях;
- 2) об исчезновениях напряжения;
- 3) о перегрузках и резких изменениях режима работы транзитных линий и трансформаторов, по которым осуществляется связь сетей различных напряжений;
- 4) о возникновении несимметричных режимов на генераторах, линиях, трансформаторах;
- 5) о снижении напряжения в контрольных точках;
- 6) о недопустимом повышении напряжения на оборудовании;
- 7) о перегрузке генераторов и синхронных компенсаторов;
- 8) о работе АЧР;
- 9) о возникновении качаний;
- 10) о внешних признаках к.з. как на электростанции (подстанции), так и вблизи нее;
- 11) о работе защит на отключение или на сигнал;
- 12) о работе устройств АПВ, ЧАПВ, АВР (т.е. действующих на включение выключателей);
- 13) о работе режимной автоматики;
- 14) о причинах отключения оборудования.

Местному оперативному персоналу электростанций и предприятий электрических сетей предоставляется право и вменяется обязанность производить ряд самостоятельных действий при ликвидации аварии.

Под **самостоятельными действиями** понимаются такие оперативные действия с оборудованием, которые выполняются персоналом в соответствии с требованиями инструкций на основании анализа поступившей информации и без предварительного получения распоряжения или разрешения диспетчера.

Действительно, в случае угрозы для жизни людей или стихийных бедствий нет необходимости тратить время на установление связи и переговоры с диспетчером. Надо действовать в зависимости от обстоятельств, проявляя при этом максимум инициативы и находчивости. Однако следует помнить, что сообщения вышестоящему диспетчеру о выполненных действиях и операциях должны передаваться при первой же возможности.

Самостоятельные действия оперативного персонала подразделяются на **две категории**.

1. Действия независимо от наличия или потери связи с соответствующим диспетчером.
2. Действия только при отсутствии связи с соответствующим диспетчером.

Под отсутствием связи понимается не только нарушение всех видов связи, но и невозможность связаться с вышестоящим оперативным персоналом длительное время из-за плохой слышимости и перебоев в работе связи.

Диапазон самостоятельных действий персонала не безграничен, он установлен инструкциями, где указаны те действия, которые разрешается выполнять персоналу самостоятельно при ликвидации аварий.

Диспетчер энергосистемы, электрических сетей при ликвидации аварий координирует действия непосредственно подчиненного ему персонала и отдает распоряжения о выполнении операций, требующих согласованных действий подчиненного оперативного персонала двух и более объектов, на оборудовании, находящемся в его оперативном управлении или ведении.

Сдача-приемка смены во время ликвидации аварии запрещается. Пришедший на смену диспетчер используется по усмотрению диспетчера, руководящего ликвидацией аварии. При затянувшейся ликвидации аварии в зависимости от ее характера допускается сдача смены по разрешению лица высшей технической администрации (главного инженера, начальника диспетчерской службы и др.).

5.4. Перегрузка линий электропередачи

Перетоки мощности и токовые нагрузки по линиям не должны превышать максимальных и аварийно-допустимых значений. Перегрузки линий в условиях эксплуатации неизбежны и возникают в основном в результате:

- 1) изменения схемы сети (отключений линий или трансформаторов);
- 2) аварийного снижения генерирующей мощности в приемной части энергосистемы;
- 3) аварийного снижения электропотребления в избыточной части энергосистемы;
- 4) разделения энергосистемы на части.

Перегрузка линий может быть опасна вследствие:

- 1) нарушения статической устойчивости;
- 2) превышения допустимой температуры нагрева провода (токовая перегрузка линий);
- 3) токовой перегрузки выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и другого оборудования, входящего в состав линий.

Рассмотрим токовую перегрузку линий.

Известно, что под воздействием тока, проходящего по проводам, происходят следующие явления:

- 1) изменяются механические характеристики материала провода и его способность нести механическую нагрузку;
- 2) провод удлиняется, вследствие чего увеличивается стрела провеса, уменьшаются габариты провода до земли и находящихся на ней предметов;
- 3) увеличивается нагрев соединительных зажимов проводов, что приводит к снижению их прочности;
- 4) изменяются температура и сопротивление провода и, как следствие этого, – количество теплоты, выделяемое проводом в окружающую среду.

Для аналитического исследования нагрева проводов можно использовать известное уравнение теплового баланса проводника (без учета теплоемкости материала проводника):

$$I^2 r_0 l (1 + \alpha_c \Theta) = k_T F (\Theta - \Theta_B), \quad (5.1)$$

где I – ток, протекающий по проводнику, А;

r_0 – удельное сопротивление провода переменному току при $\Theta=0^\circ\text{C}$, Ом/м;

α_c – температурный коэффициент сопротивления, $1/^\circ\text{C}$;

Θ – температура провода, $^\circ\text{C}$;

k_T – коэффициент теплоотдачи, Вт/(см²· $^\circ\text{C}$);

F – площадь поверхности охлаждения проводника, см²;

Θ_B – температура воздуха, $^\circ\text{C}$.

Коэффициент теплоотдачи определяет условия теплообмена между поверхностью провода и средой и представляет собой количество теплоты, отдаваемое единицей площади поверхности при разности температур между поверхностью провода и средой в один градус. Таким образом, он характеризует интенсивность теплоотдачи и зависит от среды, скорости движения воздуха, состояния поверхности провода, величины перегрева и др.

В практических расчетах обычно учитывают отдельные виды теплопередачи и определяют коэффициент теплопередачи следующим образом:

$$k_T = k_n + k_k, \quad (5.2)$$

где k_n – коэффициент, учитывающий теплоотдачу лучеиспусканием с помощью электромагнитных волн при наличии разности температур, Вт/(см²· $^\circ\text{C}$);

k_k – коэффициент, учитывающий теплоотдачу конвекцией с помощью частиц окружающей среды, уносящих некоторое количество теплоты с проводов, Вт/(см²· $^\circ\text{C}$).

Коэффициент лучеиспускания определяется, как правило, по формуле Стефана-Больцмана (является следствием закона Стефана-Больцмана $q \equiv T^4$, где q – тепловой поток при излучении):

$$k_n = 5,7 \cdot 10^{-3} \varepsilon \frac{T^4 - T_B^4}{T - T_B}, \quad (5.3)$$

где ε – степень черноты провода;

T, T_B – абсолютная температура провода и воздуха, К.

С точностью, достаточной для практических расчетов нагрева провода, при $\Theta > \Theta_B$ формулу Стефана-Больцмана можно представить зависимостью:

$$k_n = 5,7 \cdot 10^{-3} \varepsilon (0,75 + 0,00625 (\Theta + \Theta_B)). \quad (5.4)$$

Степень черноты провода зависит от состояния поверхности провода и в расчетах принимается различной. Для окисленного алюминия в общих расчетах можно рекомендовать $\varepsilon=0,25$.

В общем виде коэффициент теплоотдачи конвекцией можно представить аналитической зависимостью

$$k_k = \Phi \left(\frac{v}{d} \right)^\beta, \quad (5.5)$$

где Φ, β – постоянные коэффициенты;

v – скорость ветра, м/с;

d – диаметр провода, мм.

Для средней полосы можно принимать следующие значения [5]:

$$\Phi = 10,2 \cdot 10^{-3}, \quad \beta = 0,5$$

Подставив (5.5) и (5.4) в (5.2) и решив полученное уравнение относительно Θ , получим:

$$\Theta = D - C + \sqrt{(D - C)^2 + C\Theta_B + D\alpha_C^{-1} + \Theta_B^2}, \quad (5.6)$$

где $D = 4,52 \cdot 10^3 \frac{I^2 r_0 \alpha_c}{\varepsilon d}$;

$$C = \frac{1,43 \cdot 10^3}{\varepsilon} \sqrt{\frac{v}{d}} + 60.$$

По известным параметрам окружающей среды (температура и скорость ветра), расчетному диаметру и допустимой температурой провода Θ_d можно найти допустимую токовую нагрузку линии:

$$I_0 = \frac{l}{10} \sqrt{\frac{\pi d (10,2(v/d)^{0,5} + 5,7 \cdot 10^{-2} \varepsilon (7,5 + 0,0625(\Theta_d + \Theta_\varepsilon))) (\Theta_d - \Theta_B)}{r_0 (1 + \alpha_c \Theta_d)}}. \quad (5.7)$$

В настоящее время допустимую токовую нагрузку определяют исходя из допустимой температуры нагрева провода 70°C при температуре окружающего воздуха 25°C и скорости ветра $0,6$ м/с. Такая допустимая температура принята с учетом условий работы контактных соединений. В [5] указывается, что по условиям механической прочности и сохранения работоспособности контактных соединений можно принять в качестве допустимой температуры для медных проводов 90°C , а для сталеалюминиевых проводов 100°C .

Следует отметить, что в (5.2) и последующих выражениях поглощение проводом солнечного тепла в явном виде не учитывается. Это обусловлено тем, что величина нагрева провода солнечной радиацией является весьма сложной функцией физических и геометрических параметров и ее влияние учитывается в неявном виде в коэффициенте теплопередачи.

При расчете зимних допустимых токовых нагрузок солнечную радиацию вообще учитывать не следует. Это связано с тем, что зимняя максимальная радиация в пять раз меньше летней, а в момент прохождения зимнего максимума нагрузок практически равна нулю.

Аварийная перегрузка ВЛ разрешается на время, необходимое для пуска резервных агрегатов, ввода резерва, восстановления поврежденных линий и оборудования станций и подстанций, но не более одних суток.

Если нагрузка линий выше максимально допустимой на 10–15%, то диспетчер обязан разгрузить транзитную линию в течение 3–5 мин.

В противном случае можно воспользоваться следующей методикой [5].

Уравнение процесса изменения температуры во времени примем в следующем виде:

$$\Theta = (\Theta_k - \Theta_n) \left(1 - e^{-t/\tau_n}\right), \quad (5.8)$$

где Θ_n – начальная температура провода;

Θ_k – конечная установившаяся температура провода;

τ_n – постоянная времени нагрева, с;

$\tau_n = \frac{cG}{k_\tau F}$, c – удельная теплоемкость провода, Вт·с/(°С·кг);

G – масса провода, кг.

Подставив в (5.8) $\Theta = \Theta_d$ (допустимое значение температуры провода), Θ_n (доаварийный режим), Θ_k (установившееся значение температуры провода в аварийном режиме без устранения перегрузки), получим допустимое время перегрузки:

$$t_d = \frac{cG}{k_\tau F} \ln \frac{\Theta_k - \Theta_n}{\Theta_k - \Theta_d}. \quad (5.9)$$

Увеличение температуры провода вызывает увеличение его длины, стрелы провеса и, соответственно, уменьшение габарита провода до земли или пересекаемых объектов, что необходимо учитывать в процессе эксплуатации ВЛ. Неучет этого явления в ряде случаев приводит к системным авариям, вызванным отключением ВЛ.

Чтобы не нарушать габариты, следует определить допустимую температуру нагрева провода по условию габарита:

$$\Theta_d^r = \frac{1}{\alpha L_0} \left(\frac{8h_d^2}{3l} + l - L_0 \right) + \Theta_0, \quad (5.10)$$

где α – коэффициент линейного расширения провода;

L_0 – длина провода при его температуре $\Theta = \Theta_0$;

h_d – допустимая стрела провеса;

l – длина пролета.

Зная Θ_d^r , по (5.7) можно рассчитать ток, предельно допустимый по условиям сохранения требуемого габарита. Ограничивающими факторами могут быть допустимые перегрузки выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и высокочастотных заградителей. Из них выбирается наименьшая.

При возникновении перегрузки линии диспетчер обязан выяснить и устранить ее причину, осуществив одно или несколько из следующих мероприятий:

- 1) ввод в работу резервных линий;
- 2) изменение потокораспределения в сети с помощью различных средств;
- 3) загрузка электростанций в приемной части энергосистемы и разгрузка их в передающей части;
- 4) использование аварийных перегрузок генерирующего оборудования;
- 5) снижение электропотребления путем снижения напряжения в приемной части энергосистемы;
- 6) ввод графиков аварийных отключений;
- 7) диспетчерское отключение потребителей по каналам противоаварийной автоматики.

5.5. Перегрузка трансформаторов, автотрансформаторов, генераторов

При включении трансформатора под нагрузку в нем теряется определенная мощность на нагрев обмоток. С этого момента превышение температуры обмоток трансформатора над температурой окружающей среды растет, приближаясь к некоторому установившемуся значению.

В любой момент времени количество выделившейся в трансформаторе теплоты должно равняться сумме отведенной и аккумулированной теплоты:

$$\Delta P dt = k\Theta_t dt + Cd\Theta_t, \quad (5.11)$$

где ΔP – потери мощности в трансформаторе;

k – коэффициент теплоотдачи;

Θ_t – превышение температуры трансформатора над температурой окружающей среды;

C – теплоемкость трансформатора.

Физический смысл уравнения (5.11) состоит в том, что часть энергии потерь в трансформаторе отдается в окружающую среду (первый член правой части уравнения), а часть поглощается самим трансформатором за счет его теплоемкости (второй член правой части уравнения). При этом превышение температуры Θ_t обмоток трансформатора увеличивается до тех пор, пока не наступит установившееся состояние, при котором $d\Theta_t=0$, а значение температуры остается постоянным и равным

$$\Theta_y = \frac{\Delta P}{k}. \quad (5.12)$$

Интегрируя выражение (5.11), можно получить зависимость изменения превышения температуры Θ_t от времени t в процессе изменения нагрузки трансформатора от начального значения температуры Θ_n до конечного установившегося значения Θ_k :

$$\Theta_t = \Theta_n + (\Theta_k - \Theta_n) \left(1 - e^{-t/\tau}\right), \quad (5.13)$$

где τ – постоянная времени нагрева.

Постоянная времени нагрева масляного трансформатора обычно находится в пределах 2–4 ч и может быть рассчитана следующим образом:

$$\tau = \frac{C \Theta_m}{\Delta P_x + \Delta P_k}, \quad (5.14)$$

где Θ_m – превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды;

$\Delta P_x, \Delta P_k$ – потери холостого хода и короткого замыкания.

Теплоемкость трансформатора определяется как

$$C_t = k G_{\text{обм}} + 108 G_{\text{б.р.}} + 545 G_m + 133 G_{\text{маг}}, \quad (5.15)$$

где k – коэффициент, зависящий от материала обмоток и принимаемый для меди 132, для алюминия – 288;

$G_{\text{обм}}, G_{\text{б.р.}}, G_m, G_{\text{маг}}$ – масса соответственно обмоток; бака с радиаторами; масла; магнитопровода.

Превышение температурой допустимых пределов вызывает необратимые изменения в изоляции, ее ускоренное старение, т.е. понижение механической и электрической прочности.

Следует различать понятия номинальной мощности и нагрузочной способности трансформатора.

Номинальная мощность трансформатора – это его полная мощность на основном ответвлении, гарантированная заводом-изготовителем в номинальных условиях охлаждающей среды при номинальных напряжении и частоте.

Под **нагрузочной способностью** понимают способность трансформатора нести нагрузку, превышающую номинальную. В условиях эксплуатации она определяется графиком нагрузки и температурой охлаждающей среды.

Работа трансформатора в условиях перегрузки может потребоваться как в аварийных, так и в нормальных режимах работы. Отказ от перегрузки влечет за собой ограничение электропотребления и недоотпуск электроэнергии. Если же при выборе трансформатора и его эксплуатации руководствоваться только номинальной мощностью, то ресурсы трансформатора будут недоиспользованы.

За технические критерии допустимости перегрузки могут быть приняты предельные температуры масла и обмоток трансформатора или заданный износ его изоляции.

Срок службы электрической машины, в т.ч. трансформатора, зависит в основном от срока службы изоляции класса А, который определяется правилом Монтзингера:

$$D_{\Theta} = A_0 \cdot 2^{-\Theta/\Delta\Theta}, \quad (5.16)$$

где D_{Θ} – срок службы при неизменной температуре Θ ;

A_0 – срок службы, соответствующий постоянной температуре 0°C ;

$\Delta\Theta$ – приращение температуры, при которой срок службы уменьшается вдвое.

Величина A_0 находится в пределах 1500–7500 лет. МЭК рекомендует применять шестиградусное правило старения изоляции, согласно которому срок службы изоляции изменяется вдвое при изменении ее температуры на 6°C . Для отечественного оборудования, как правило, используется восьмиградусное правило.

Длительная работа трансформаторов гарантируется при соблюдении нормированных условий эксплуатации. Для витковой изоляции класса А при неизменной температуре проводника обмотки $\Theta_{\text{обм}}=98^{\circ}\text{C}$ расчетный износ изоляции соответствует нормативному сроку службы трансформатора. Если температура обмотки превышает 98°C , то срок службы трансформатора уменьшается. При меньшей температуре трансформатор может работать дольше нормативного срока службы. Основная причина превышения температуры трансформатора – его токовая нагрузка сверх номинального значения.

Основными причинами перегрузки трансформаторов (автотрансформаторов) являются:

- 1) отключение параллельно работающего трансформатора (автотрансформатора);
- 2) изменение схемы сети;
- 3) увеличение нагрузки потребителей.

В условиях эксплуатации различают два вида перегрузок трансформатора – **систематические и аварийные**.

Величина и длительность систематических перегрузок определяются износом изоляции и максимально допустимыми температурами в наиболее нагретой части обмотки ($\Theta_{\text{обм}}^{\text{д}} = 140^{\circ}\text{C}$) и масла в верхних слоях ($\Theta_{\text{обм}}^{\text{д}} = 95^{\circ}\text{C}$).

Допустимость аварийных перегрузок лимитируется не износом изоляции, а только предельно допустимыми температурами для обмотки и масла:

- для трансформаторов напряжением 110 кВ и ниже $\Theta_{\text{обм}}^{\text{д}} = 160^{\circ}\text{C}$;
- для трансформаторов выше 110 кВ $\Theta_{\text{обм}}^{\text{д}} = 140^{\circ}\text{C}$;
- для трансформаторов всех классов напряжения $\Theta_{\text{м}}^{\text{д}} = 115^{\circ}\text{C}$.

Рассмотрим общий подход к определению продолжительности перегрузки $t_{\text{п}}$ для условий, когда предшествующая токовая нагрузка была I_1 , нагрузка в

условиях перегрузки I_2 , допустимая температура обмоток $\Theta_{обм}^д$, масла – $\Theta_{м}^д$. На рис. 5.6 показаны кривые изменения нагрузки и температуры в переходном режиме.

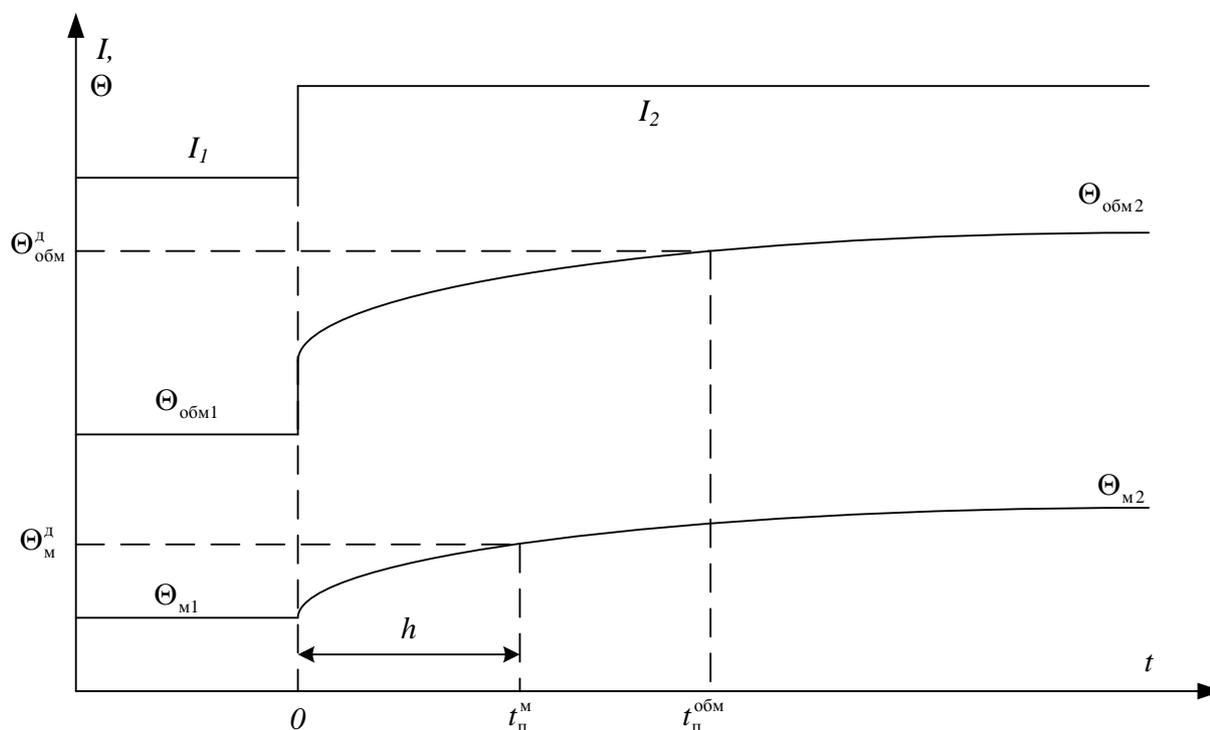


Рис. 5.6. Изменение токовой нагрузки и температуры во времени

Постоянная времени нагрева обмотки трансформатора составляет 5–10 мин и значительно меньше постоянной времени масла (1,5–3 ч). Поэтому в расчетах обычно допускается, что при изменении нагрузки превышение температуры обмотки над температурой масла сразу принимает установившееся значение, а далее изменяется с изменением температуры масла.

Предельная продолжительность $t_{п}$ перегрузки трансформатора с током I_2 определяется наименьшим временем, в течение которого будет достигнута допустимая температура масла $t_{п}^м$ или обмоток $t_{п}^{обм}$.

Аварийные перегрузки трансформаторов делятся на два типа:

- 1) **кратковременные** – вне зависимости от предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды и места установки трансформатора;
- 2) **длительные** – в зависимости от предшествующей нагрузки, введены в стандарты с учетом нужд и требований энергосистем.

Значения и длительность кратковременных аварийных перегрузок для трансформаторов с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц приведены в табл. 5.1.

Кратковременные аварийные перегрузки трансформаторов

Кратность пере- грузки	1,3	1,45	1,6	1,75	2,0	3,0
Длительность пе- регрузки, мин	120	80	45	20	10	1,5

При возникновении перегрузки оперативный персонал должен достаточно точно оценить ее величину и сопоставить с номинальным током соответствующей обмотки трансформатора, а также определить, относится ли данная перегрузка к систематическим или аварийным, установить ее предельно допустимую длительность.

О возникновении перегрузки следует сообщить диспетчеру, в оперативном ведении и управлении которого находится трансформатор, если только последний не передан полностью в оперативное управление и ведение персоналу энергообъекта. Необходимо установить усиленное наблюдение за состоянием как самого трансформатора, так и его ошиновки и оборудования присоединения трансформатора (выключатели, разъединители, трансформаторы тока), обращая особое внимание на отсутствие недопустимого перегрева.

При перегрузке целесообразно усилить охлаждение трансформатора (если есть такая возможность) включением дополнительных охлаждающих устройств, применить форсированное охлаждение.

Диспетчер, в ведении которого находится перегруженный трансформатор, немедленно принимает меры по устранению перегрузки за счет:

- 1) принятия срочных мер для включения отключившегося оборудования;
- 2) включением резервного оборудования;
- 3) загрузки генераторов в дефицитной части энергосистемы вплоть до использования допустимых аварийных перегрузок;
- 4) использования продольно-поперечного регулирования;
- 5) перевода части нагрузки на питание от других энергосистем, энергоузлов;
- 6) понижения напряжения у потребителей для уменьшения электропотребления;
- 7) деления сети в точках, обеспечивающих необходимую разгрузку;
- 8) отключения потребителей по графикам аварийных отключений.

Если принятые меры не обеспечивают разгрузку трансформатора в допустимые по его перегрузочной способности сроки, диспетчер имеет право отключить тупиковые линии.

Главный инженер энергопредприятия имеет право допустить и большие систематические перегрузки, чем разрешают стандарты. Это связано с тем, что регламентированные директивными документами предельные систематические перегрузки не сокращают срок службы трансформатора по сравнению с нормативным. Если же пойти на ускоренный износ изоляции, можно повысить предел допустимых перегрузок.

На практике повышение систематических перегрузок допускается, как правило, на трансформаторах временных подстанций или при предполагаемой в ближайшее время замене трансформатора.

В аварийных режимах энергосистемы допускаются кратковременные перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора и ротора в соответствии с заводскими данными. Время аварийной перегрузки зависит от кратности тока обмоток по отношению к номинальному току. При отсутствии данных заводов-изготовителей можно ориентироваться на значения, приведенные в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Допустимые перегрузки генераторов

Допустимая длительность перегрузки, мин	Допустимая кратность перегрузки по току		
	Генераторы с косвенным охлаждением и синхронные компенсаторы	Генераторы с непосредственным охлаждением	
		водой	водородом
1	2,0	1,5	1,5
2	1,5	1,4	1,3
3	1,4	1,35	1,25
4	1,3	1,3	1,2
6	1,2	1,2	1,15
10	1,2	1,2	1,1
15	1,15	1,15	–
60	1,1	1,1	–

Большие кратковременные перегрузки в аварийных режимах используют в основном для резкого повышения напряжения с целью предотвращения лавины напряжения.

Перегрузка генераторов и синхронных компенсаторов приводит к перегреву обмоток возбуждения и статора, что вызывает дополнительный износ изоляции. Поэтому в нормальных режимах запрещается использовать перегрузочную способность этих машин. По истечении допустимого времени перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов она должна быть устранена автоматически или персоналом электростанций и подстанций.

5.6. Лавина перегрузки и отключений элементов сети

Лавина перегрузки и отключений линий [2] приводит к перегрузке и отключениям сильно загруженных питающих линий вплоть до отделения дефицитного энергорайона от системы. Возможно три причины возникновения такого процесса:

1) через определенные сечения сети энергосистемы протекают значительные мощности. В процессе работы часть этих сечений может быть перегружена, что может привести к нарушению статической устойчивости. Это приводит к отключению связей, по которым наблюдается асинхронный ход. В результате потоки мощности перераспределяются между сечениями, оставшимися в работе, которые также могут оказаться перегруженными и т.д.;

2) отключение линии в сильно загруженном сечении может вызвать перегрузку какой-либо другой линии и ее отключение, затем – последующий рост нагрузки других линий и сечений. Это приводит к их каскадному отключению и разделению энергосистемы;

3) аварийный останов крупного генерирующего источника может вызвать начальную перегрузку одного из сечений с дальнейшим развитием аварийного процесса.

Особенностью процесса лавины перегрузки является то, что она может затронуть линии, принадлежащие к разным сечениям, и способствовать распространению аварийного режима на значительной территории.

Для предотвращения лавины перегрузки возможно использование следующих средств.

1. Ограничение потоков мощности в соответствии с максимально допустимыми по условиям статической устойчивости в нормальных режимах значениями. Может применяться ограничение по условиям послеаварийных режимов, что ведет, однако, к недоиспользованию сечения.

2. Быстродействующее изменение потоков мощности при помощи аварийного снижения генерируемой мощности на передающей стороне сечений. При быстродействующей разгрузке необходимо сохранение котлов в работе для обеспечения включения отключаемых генераторов в систему.

3. Быстродействующее увеличение мощности электростанций на приемной стороне опасных сечений энергосистемы. Для этого могут использоваться не полностью загруженные генераторы ТЭС и генераторы ГЭС, работающие в режиме синхронного компенсатора.

5.7. Лавина асинхронных режимов

Асинхронный режим является следствием нарушения устойчивости. Векторы ЭДС частей энергосистемы, между которыми возник асинхронный ход, вращаются друг относительно друга в диапазоне углов от 0° до 360° . При рассмотрении относительного движения векторов один из них (например, \dot{E}_1) можно считать неподвижным, а другой (\dot{E}_2) – вращающимся относительно первого с частотой $\omega_s = \omega_1 - \omega_2$ (частотой скольжения, см. рис. 5.7).

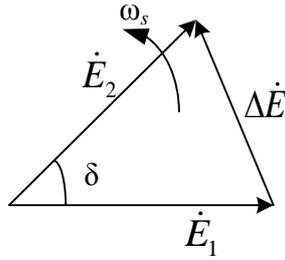


Рис. 5.7. Векторная диаграмма ЭДС при асинхронном ходе

Уравнительный ток в асинхронном режиме при сопротивлении связи X_{12} можно определить следующим образом [2]:

$$I_{12} = \frac{1}{X_{12}} [E_1 \sin \delta - j(E_1 \cos \delta - E_2)]. \quad (5.17)$$

При $\delta=180^\circ$ в сети появляется точка, называемая электрическим центром качаний (ЭЦК). Напряжение в ней равно нулю. Индуктивное сопротивление сети от системы 1 до ЭЦК:

$$X_{1ц} = \frac{E_1 X_{12}}{E_1 + E_2}, \quad (5.18a)$$

от системы 2 до ЭЦК:

$$X_{2ц} = \frac{E_2 X_{12}}{E_1 + E_2}. \quad (5.18б)$$

Напряжение в электрическом центре качаний:

$$\dot{U}_{ц} = \dot{E}_1 - j\dot{I}_{12} X_{12}. \quad (5.19)$$

Подставив в (5.19) уравнения (5.17) – (5.18б), получаем:

$$\dot{U}_{ц} = \frac{E_1 E_2}{E_1 + E_2} (1 + \cos \delta) + j \frac{E_1 E_2}{E_1 + E_2} \sin \delta. \quad (5.20)$$

При этом модуль напряжения в ЭЦК в зависимости от угла δ :

$$U_{ц} = \frac{E_1 E_2}{E_1 + E_2} \sqrt{2(1 + \cos \delta)}. \quad (5.21)$$

При $\delta=180^\circ$ получим векторную диаграмму, показанную на рис. 5.8.

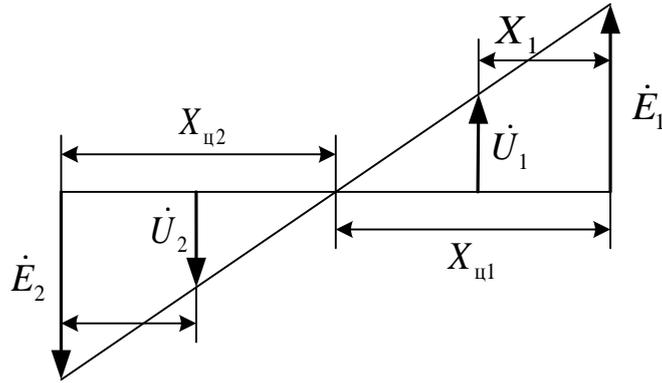


Рис. 5.8. Диаграмма для определения напряжений в различных точках сети при $\delta=180^\circ$

В случае, если $E_1=E_2$, получим для напряжения в ЭЦК выражение:

$$U_{\text{ц}} = \frac{E}{2} \sqrt{2(1 + \cos \delta)}. \quad (5.22)$$

Напряжение в произвольной точке сети при $\delta=180^\circ$ в соответствии с рис. 5.8 будет определяться следующим образом:

$$U_1 = E_1 \frac{X_1}{X_{\text{ц1}}}; \quad (5.23\text{a})$$

$$U_2 = E_2 \frac{X_2}{X_{\text{ц2}}}. \quad (5.23\text{б})$$

При заданном соотношении U/E для угла δ получим:

$$\delta = \arccos \left[2 \left(\frac{U}{E} \right)^2 - 1 \right]. \quad (5.24)$$

Опасное снижение напряжения происходит в некотором диапазоне углов δ ($\Delta\delta$). Время, в течение которого напряжение ниже допустимого уровня при диапазоне углов $\Delta\delta$ и при разности частот Δf , можно определить как:

$$\Delta t = \frac{\Delta\delta}{360 \Delta f}. \quad (5.25)$$

Время Δt может достигать нескольких секунд в зависимости от Δf .

Геометрические места концов векторов напряжения в различных точках сети, в пределах которой проявляется асинхронный режим, являются окружностями. Центры окружностей располагаются на прямой, соединяющей конец вектора \dot{E}_1 с началом вектора \dot{E}_2 (принимая, что \dot{E}_1 неподвижен). На рис. 5.9 это

точки 1 и 2; показаны вектора напряжений при четырех положениях вектора \dot{E}_2 ($\dot{E}_{2(1)} - \dot{E}_{2(4)}$) относительно \dot{E}_1 для точек сети А и Б.

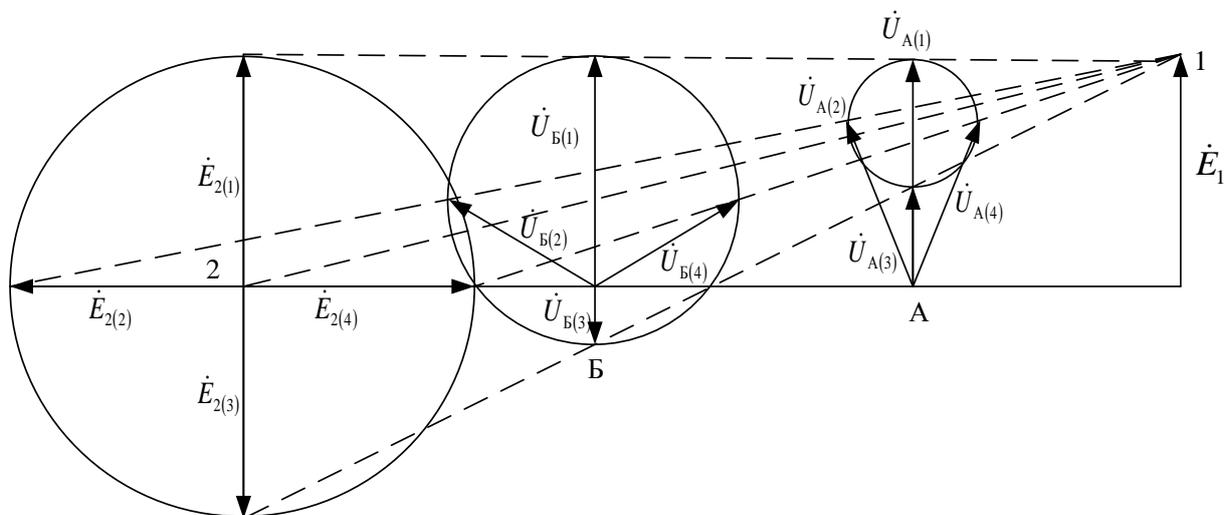


Рис. 5.9. Отклонения напряжения в сети при асинхронном режиме

Возможны случаи, когда ЭЦК будет образовываться в области примыкания протяженных, сильно загруженных линий от других частей энергосистемы или от электростанций. Поскольку предел передаваемой мощности по условию сохранения статической устойчивости пропорционален напряжению, то такая ситуация может привести к существенному снижению пропускной способности этих линий, в том числе и ниже фактически передаваемой мощности. В результате может иметь место вторичное нарушение устойчивости в других сечениях энергосистемы.

В тех случаях, когда возможно возникновение вторичных асинхронных режимов, необходимо ликвидировать первоначальный асинхронный режим прежде, чем напряжение в области ЭЦК достигнет недопустимо низких значений, т.е. при $\delta < 180^\circ$. С этой целью выполняется разделение частей энергосистемы, причем наилучшей точкой разделения является точка потокоораздела в доаварийном режиме. В этом случае в обеих частях системы сохранится положительный баланс мощности, а частоты вращения генераторов будут близки к нормальным. Это позволяет достаточно быстро восстановить параллельную работу. Однако зачастую асинхронный режим возникает в сечениях, удаленных от потокоораздела, в таких случаях разделение выполняется в точках, соответствующих минимально возможному небалансам мощности. При таком подходе будет иметь место минимальный наброс мощности на ту часть энергосистемы, которая в доаварийном режиме принимала мощность.

Контрольные вопросы к главе 5

1. Что понимается под длительным переходным режимом? Чем он может быть вызван?
2. К каким аварийным режимам может привести перегрузка оборудования?
3. Приведите примеры электромагнитных и электромеханических переходных процессов.
4. Назовите требования, предъявляемые к плану ликвидации аварии.
5. В каком случае может быть необходим перевод части генераторов в режим недовозбуждения?
6. Что понимается под самостоятельными действиями оперативного персонала?
7. Чем опасна перегрузка линий электропередачи? Перегрузка трансформаторов и автотрансформаторов?
8. Дайте определение коэффициента теплоотдачи.
9. От чего зависит допустимое время перегрузки провода?
10. Назовите мероприятия по ограничению перегрузки линий и трансформаторов.
11. Чем отличаются аварийные перегрузки трансформаторов от аварийных?
12. Временем нагрева какого элемента конструкции трансформатора пренебрегают при расчетах? Почему?
13. Назовите причины возникновения лавины перегрузки.
14. Где должно выполняться разделение энергосистемы при предотвращении развития асинхронного режима?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / под общ. ред. Ю.Н. Руденко и В.А. Семёнова. – М.: Изд-во МЭИ, 2000. – 648 с.
2. Баркан Я.Д. Эксплуатация электрических систем. – М.: Высш. шк., 1990. – 304 с.
3. Дубицкий М.А., Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Выбор и использование резервов генерирующей мощности в электроэнергетических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 272 с.
4. Инструкция по переключениям в электроустановках. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2005. – 128 с.
5. Калентионок Е.В., Прокопенко В.Г., Федин В.Т. Оперативное управление в энергосистемах / под общ. ред. В.Т. Федина. – Минск: Выш. шк., 2007. – 351 с.
6. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 264 с.
7. Филатов А.А. Обслуживание электрических подстанций оперативным персоналом. – СПб.: ДЕАН, 2010. – 368 с.
8. Филиппова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем. – М.: Изд-во «Юрайт», 2017. – 293 с.

Учебное текстовое электронное издание

Малафеев Алексей Вячеславович

**ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

Учебное пособие

0,91 Мб

1 электрон. опт. диск

г. Магнитогорск, 2020 год
ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова»
Адрес: 455000, Россия, Челябинская область, г. Магнитогорск,
пр. Ленина 38

ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный
технический университет им. Г.И. Носова»
Кафедра электроснабжения промышленных предприятий
Центр электронных образовательных ресурсов и
дистанционных образовательных технологий
e-mail: ceor_dot@mail.ru