

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

**ИЗВЕЩЕНИЕ № 1
ОБ ИЗМЕНЕНИИ
"ПРАВИЛ ТЕХНИЧЕСКОЙ
ЭКСПЛУАТАЦИИ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ
И СЕТЕЙ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ:**

РД 34.20.501-95"

(М.: СПО ОРГРЭС, 1996)



ОРГРЭС
Москва 2000

УДК 621.311.004.24

**ИЗВЕЩЕНИЕ № 1
ОБ ИЗМЕНЕНИИ
"ПРАВИЛ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ
И СЕТЕЙ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ:
РД 34.20.501-95" (М.: СПО ОРГРЭС, 1996)**

У т в е р ж д е н о Министерством энергетики Российской Федерации 17.07.2000

Заместитель министра

В.В. КУДРЯВЫЙ

Российским акционерным обществом энергетики и электрификации "ЕЭС России" 23.06.2000

Первый заместитель
председателя правления

О.В. БРИТВИН

В настоящем Извещении приводятся изменения и дополнения, составленные в связи с выходом после выпуска "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации": РД 34.20.501-95" (М.: СПО ОРГРЭС, 1996) федеральных законов РФ, положений, разработанных на государственном уровне, ряда нормативных документов, отдельные требования которых должны быть отражены в ПТЭ. Кроме того, учтены предложения энергосистем и энергопредприятий.

В текст РД 34.20.501-95 внести следующие изменения и дополнения:

1. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

1. В п. 1.1.6 исключить предпоследний абзац:

"технический надзор за эксплуатацией блок-станций, сетей и районных отопительных котельных других ведомств, находящихся на территории и подключенных к сети данной энергосистемы."

2. Пункт 1.3.2 изложить в следующей редакции:

"1.3.2. К непосредственному воздействию на органы управления энергоустановок допускаются лица, прошедшие профотбор и получившие право управления этими установками."

3. Второй абзац п. 1.9.3 изложить в следующей редакции:

"Объем оснащения энергоустановок СИ должен обеспечивать контроль за техническим состоянием оборудования и режимом его работы; учет прихода и расхода ресурсов, выработанных, затраченных и отпущенных электроэнергии и тепла; контроль за соблюдением безопасных условий труда и санитарных норм; контроль за охраной окружающей среды."

4. Пункт 1.9.5 изложить в следующей редакции:

"1.9.5. До ввода в промышленную эксплуатацию, а также в процессе эксплуатации основного оборудования энергообъектов измерительные каналы ИИС, в том числе входящих в состав АСУ ТП и АСДУ, должны подвергаться поверке и (или) калибровке."

5. Пункт 1.9.7 изложить в следующей редакции:

"1.9.7. Поверке подлежат все СИ, относящиеся к сфере Государственного контроля и надзора, в том числе эталоны, используемые для поверки и калибровки СИ, рабочие СИ, относящиеся к контролю параметров окружающей среды, обеспечению безопасности труда, используемые при выполнении операций коммерческого учета (расчета) электрической, тепловой энергии и топлива, а также при геодезических работах."

6. Пункт 1.9.10 изложить в следующей редакции:

"1.9.10. Результаты поверки СИ должны удостоверяться поверительным клеймом и (или) свидетельством о поверке, форма которых и порядок нанесения устанавливаются Госстандартом России."

7. Пункт 1.9.11 изложить в следующей редакции:

"1.9.11. Калибровке подлежат все СИ, используемые на энергообъектах для контроля за надежной и экономичной работой оборудования, при проведении наладочных, ремонтных и научно-исследовательских работ, не подлежащие поверке и не включенные в перечень СИ, применяемых для наблюдения за технологическими параметрами, точность измерения которых не нормируется."

8. Пункт 1.9.19 изложить в следующей редакции:

"1.9.19. На энергообъектах измерения технологических параметров, относящихся к сфере Государственного контроля и надзора, должны осуществляться в соответствии с аттестованными в установленном порядке МВИ. Перечень технологических параметров, не относящихся к сфере Государственного контроля и надзора, измерения которых должны осуществляться в соответствии с аттестованными МВИ, определяется руководством энергообъекта (энергообъединения)."

9. Пункт 1.9.22 изложить в следующей редакции:

"1.9.22. Проектная документация в составе рабочего проекта на стадии ее разработки должна подвергаться метрологической экспертизе, выполняемой метрологической службой проектной организации или метрологической службой энергообъектов и организаций в соответствии с требованиями отраслевых документов."

2. ТЕРРИТОРИЯ, ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ

10. Пункт 2.2.6 изложить в следующей редакции:

"2.2.6. Дымовые трубы и газоходы должны подвергаться наружному осмотру 1 раз в год (весной). Наружное и внут-

ренное обследование дымовых труб должно производиться 1 раз в 5 лет. Внутреннее обследование труб с кирпичной, монолитной футеровкой и вентилируемым зазором может быть заменено тепловизионным обследованием без остановки котлов."

3. ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ И ВОДНОЕ ХОЗЯЙСТВО ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, ГИДРОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ

11. Первый абзац п. 3.1.25 изложить в следующей редакции:

"Надзор за безопасностью гидротехнических сооружений должен осуществляться в соответствии с Федеральным Законом "О безопасности гидротехнических сооружений" и "Положением о системе отраслевого надзора за безопасностью гидротехнических сооружений электростанций."

12. Добавить новый пункт 3.1.26а после п. 3.1.26:

"3.1.26а. Контроль (мониторинг) за показателями состояния гидротехнических сооружений, природными и техногенными воздействиями должен осуществляться постоянно. Данные натурных наблюдений должны регулярно, не реже 1 раза в 5 лет, анализироваться, и по их результатам должна проводиться оценка безопасности гидротехнического сооружения и гидроузла в целом. Для сооружений 1-го, 2-го и 3-го классов эти работы должны выполняться с привлечением специализированных организаций."

13. Дополнить п. 3.1.37 новым абзацем:

"Инструментальное обследование состояния основных затворов должно проводиться по мере необходимости. Для затворов, находящихся в эксплуатации 25 лет и более, периодичность обследований не должна превышать 5 лет."

14. Дополнить третий абзац п. 3.2.1 следующим текстом:

"Пересмотр этих правил должен производиться по мере накопления эксплуатационных данных, но не реже 1 раза в

15 лет. В случае реконструкции сооружений гидроузла, оказывающей влияние на управление водным режимом, правила подлежат пересмотру."

4. ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

15. Пункт 4.1.61 изложить в следующей редакции:

"4.1.61. Проверка срабатывания устройств защиты, блокировок и сигнализации должна производиться в сроки, предусмотренные инструкциями заводов-изготовителей и другой нормативной документацией."

16. Первый абзац п. 4.3.3 изложить в следующей редакции:

"Перед пуском котла из ремонта или длительного нахождения в резерве (более 3 сут) должны быть проверены исправность и готовность к включению вспомогательного оборудования, КИП, средств дистанционного управления арматурой и механизмами, авторегуляторов, устройств защиты, блокировок, предупредительной сигнализации и средств оперативной связи. Выявленные неисправности должны быть устранены."

17. В п. 4.3.31 исключить второй абзац.

18. Первый абзац п. 4.3.44 изложить в следующей редакции:

"Котел должен быть немедленно¹ остановлен (отключен) персоналом при отказе в работе защит или при их отсутствии в случаях:"

19. Пункт 4.4.6 изложить в следующей редакции (выписка из Изменения №1, утвержденного руководством РАО "ЕЭС России" и Министерства топлива и энергетики Российской Федерации и разосланного энергосистемам и электростанциям Письмом РАО "ЕЭС России" от 11.02.2000 г. № 27-4-1/44):

"4.4.6. Система защиты турбины от повышения частоты вращения ротора (включая все ее элементы) должна быть

испытана увеличением частоты вращения выше номинальной в следующих случаях (если нет специальных указаний завода-изготовителя):

- а) после монтажа турбины;
- б) после капитального ремонта;
- в) перед испытанием системы регулирования сбросом нагрузки с отключением генератора от сети;
- г) при пуске после разборки автомата безопасности;
- д) при пуске после длительного (более 3 мес) простоя турбины;
- е) при пуске после простоя турбины в резерве более 1 мес в случае отсутствия возможности проверки срабатывания бойков автомата безопасности и всех цепей защиты (с воздействием на исполнительные органы) без увеличения частоты вращения выше номинальной;
- ж) при пуске после разборки системы регулирования или ее отдельных узлов;
- з) при проведении плановых испытаний (не реже 1 раза в 4 мес).

В случаях "ж" и "з" допускается испытание защиты без увеличения частоты вращения выше номинальной (в диапазоне, указанном заводом — изготовителем турбины), но с обязательной проверкой действия всех цепей защиты.

Испытания защиты турбины увеличением частоты вращения должны проводиться под руководством начальника цеха или его заместителя."

20. Первый абзац п. 4.4.29 изложить в следующей редакции:

"Турбина должна быть немедленно остановлена (отключена) персоналом при отказе в работе защит или при их отсутствии в следующих случаях:"

21. В п. 4.4.29 включить дополнительно подпункт ч):

"ч) возникновения кругового огня на контактных кольцах ротора турбогенератора, вспомогательного генератора или коллекторе возбуждителя."

22. Первый абзац п. 4.5.15 изложить в следующей редакции:

"Энергоблок должен быть немедленно остановлен персо-

налом при отказе в работе защит или при их отсутствии в случаях:"

23. Первый абзац п. 4.6.19 изложить в следующей редакции:

"Газотурбинная установка должна быть немедленно отключена персоналом при отказе в работе защит или при их отсутствии в случаях:"

24. В п. 4.6.19 включить дополнительно подпункт р):

"р) возникновения кругового огня на контактных кольцах турбогенератора."

25. Дополнить п. 4.7.1 новым абзацем:

"Вывод из работы устройств систем управления для проведения ремонта, испытаний и других работ должен производиться в соответствии с п. 6.4.2."

26. Пункт 4.7.24 изложить в следующей редакции:

"4.7.24. Средства логического управления, введенные в эксплуатацию, должны быть в состоянии, обеспечивающем выполнение соответствующих технологических программ (алгоритмов). Проверка работоспособности средств логического управления производится после проведения ремонтных работ во внешних цепях или в шкафах. Она должна выполняться персоналом технологического цеха и цеха, обслуживающего систему управления. Проверка должна быть проведена с воздействием на исполнительные органы, если этому не препятствует тепловое состояние оборудования. В противном случае она должна осуществляться без воздействия на исполнительные органы.

Объем и порядок проведения проверок работоспособности должны быть регламентированы инструкцией, утвержденной техническим руководством энергообъекта."

27. Последний абзац п. 4.8.20 изложить в следующей редакции:

"Удельная электрическая проводимость должна быть:

для котлов давлением 100 кгс/см² (9,8 МПа) не более 0,5 мкСм/см для дегазированной пробы или 1,5 мкСм/см для Н-катионированной пробы;

для котлов давлением 140 кгс/см² (13,8 МПа) не более 0,3 мксм/см для дегазированной пробы или 1 мксм/см для Н-катионированной пробы."

28. Пункт 4.8.22 изложить в следующей редакции:

"4.8.22. Качество питательной воды и пара котлов с естественной циркуляцией давлением менее 40 кгс/см² (3,9 МПа) должно соответствовать ГОСТ 20995-75. Для электростанций, на которых установлены котлы с давлением пара, отличающимся от стандартизированных значений, нормы качества пара и питательной воды должны быть скорректированы АО-энерго."

29. Пункт 4.8.41 изложить в следующей редакции:

"4.8.41. На электростанциях, работающих на органическом топливе, непроизводительные внутростанционные потери воды, пара и конденсата, обусловленные отклонениями от технологических режимов, утечками, парением, неплотностями оборудования и арматуры, при номинальной производительности работающих котлов должны быть не более, % общего расхода питательной воды:

На конденсационных электростанциях 1,0

На ТЭЦ с чисто отопительной нагрузкой 1,2

На ТЭЦ с производственной или производственной и отопительной нагрузками 1,6

При фактическом расходе питательной воды, меньшем номинального, нормы внутростанционных потерь соответственно увеличиваются, но не более чем в 1,5 раза.

Нормы технологических потерь воды, пара и конденсата (потерь на собственные нужды) при работе форсунок, продувках и обдувках котлов, водных отмывках, обслуживании установок для очистки конденсата, деаэрации добавочной воды тепловой сети, разгрузке мазута, отборе проб теплоносителя для химических анализов и других технологических операций должны разрабатываться электростанцией для каждой операции с учетом возможного повторного использования воды в цикле ТЭС.

Общая суммарная норма внутростанционных непроизводительных и технологических потерь воды, пара и конденса-

та для каждой электростанции должна ежегодно утверждаться АО-энерго."

30. Вместо четвертого и пятого абзацев п. 4.11.10 поместить три абзаца в следующей редакции:

"Инструментальное обследование бака-аккумулятора с определением толщины и состояния стенок и днища должно выполняться не реже 1 раза в 5 лет.

При защите металла бака-аккумулятора от коррозии и воды в них от аэрации герметизирующей жидкостью внутреннее обследование проводится при замене герметика.

Для баков-аккумуляторов, предназначенных по проекту для хранения жидкого топлива, допустимый коррозионный износ поясов стенки при наличии усиливающих конструкций не должен превышать 20% проектной толщины. Опорожнение этих баков в зимний период недопустимо."

31. Первый абзац п. 4.12.32 изложить в следующей редакции:

"Для гидравлических испытаний на прочность и плотность трубопроводы тепловых сетей должны заполняться водой с температурой не ниже 5 и не выше 40°C."

32. Пункт 4.12.34 изложить в следующей редакции:

"4.12.34. Для определения опасности наружной коррозии трубопроводов подземных тепловых сетей должны систематически производиться их осмотры и электрические измерения по выявлению коррозионной агрессивности грунтов и опасного воздействия блуждающих токов в соответствии с "Типовой инструкцией по защите тепловых сетей от наружной коррозии".

5. ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ

33. Последний абзац п. 5.1.24 изложить в следующей редакции:

"Если установлено, что место замыкания на землю находится не в обмотке статора, по усмотрению технического

руководителя электростанции или организации, эксплуатирующей электрическую сеть, допускается работа генератора или синхронного компенсатора с замыканием на землю в сети продолжительностью до 6 ч."

34. Последний абзац п. 5.1.38 изложить в следующей редакции:

"Водород или воздух должен быть вытеснен из генератора (синхронного компенсатора) инертными газами (углекислым газом или азотом) в соответствии с "Типовой инструкцией по эксплуатации газомасляной системы водородного охлаждения генераторов"."

35. Пункт 5.1.45 изложить в следующей редакции:

"5.1.45. При плановых и аварийных отключениях генераторов (блоков генератор-трансформатор) необходимо обеспечить безотлагательную разборку главной схемы электрических соединений для предотвращения самопроизвольной или ошибочной подачи напряжения на остаивающийся генератор (за исключением генераторов гидротурбинных установок, на которые распространяются требования п.3.3.4 настоящих Правил)."

36. В раздел 5.1 добавить новый пункт 5.1.46 в следующей редакции:

"5.1.46. Круговой огонь на контактных кольцах турбо- и гидрогенераторов, вспомогательного генератора, а также на коллекторе возбуждателя не допускается.

При обнаружении кругового огня персонал должен немедленно отключить турбину, снять возбуждение и отключить генератор от сети."

37. Первый абзац п. 5.2.13 изложить в следующей редакции:

"Для электродвигателей переменного тока мощностью свыше 100 кВт в случае необходимости контроля технологического процесса, а также для электродвигателей механизмов, подверженных технологическим перегрузкам, должен быть обеспечен контроль тока статора."

38. Пункт 5.2.15 изложить в следующей редакции:

"5.2.15. Центровку и балансировку агрегата; снятие, ремонт и установку соединительных муфт (полумуфт электродвигателя и механизма) и выносных подшипников; ремонт вкладышей выносных подшипников скольжения электродвигателей, фундаментов и рамы, масляной системы (при принудительной смазке подшипников), устройств подвода воздуха, а также воды к воздухоохладителям, обмоткам и другим элементам электродвигателя, охладителей, не встроенных в статор электродвигателей, должен производить персонал цеха, обслуживающего приводимый механизм, или персонал подрядной организации, производящей ремонт оборудования на данной электростанции."

39. Пункт 5.3.20 исключить.

40. Пункт 5.4.9 изложить в следующей редакции:

"5.4.9. За температурой контактных соединений шин в РУ должен быть организован контроль по утвержденному графику."

41. Пункт 5.8.19 изложить в следующей редакции:

"5.8.19. Раскопку кабельных линий специальными землеройными машинами, а также рыление грунта над кабелем с применением отбойных молотков, ломов и кирок производить не более чем на глубину залегания защитного покрытия или сигнальной ленты или на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 25 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами.

Перед началом раскопок должно быть произведено контрольное вскрытие кабельной трассы под надзором персонала энергообъекта.

При проведении работ, не связанных с раскопкой, прокладкой или ремонтом кабелей, применение землеройной техники на расстоянии менее 1 м, а ударных и вибропогружных механизмов менее 5 м от кабельной трассы запрещено.

Для производства взрывных работ должны быть выданы дополнительные технические условия."

42. Пункт 5.13.8 изложить в следующей редакции:

"Для питания электролизера должна применяться вода,

по качеству соответствующая дистилляту (обессоленная вода, конденсат). При этом удельная электрическая проводимость воды должна быть не более 5 мкСм/см (или удельное сопротивление — не менее 200 кОм/см).

Для приготовления электролита должен применяться гидрат окиси калия (КОН): технический высшего сорта (ГОСТ 9285-78), поставляемый в виде чешуек, или марок ЧДА, Ч (ГОСТ 24363-80)."

43. Пункт 5.13.10 изложить в следующей редакции:

"5.13.10. Температура электролита в электролизере должна быть не выше 80, а разность температур наиболее горячих и холодных ячеек электролизера не более 20°С."

44. Пункт 5.13.11 изложить в следующей редакции:

"5.13.11. При использовании кислорода для нужд электростанции давление в ресиверах кислорода должно автоматически поддерживаться ниже давления водорода в них."

45. Четвертый абзац п. 5.14.7 изложить в следующей редакции:

"Находящееся в резерве — сокращенному анализу (не реже 1 раза в 4 года) и проверке на пробивное напряжение (1 раз в год)."

46. В пунктах 5.1.32; 5.1.37; 5.1.43; 5.2.16; 5.3.28; 5.4.30; 5.6.12; 5.8.16; 5.8.21; 5.11.5 и 5.14.3 заменить "Нормы испытаний электрооборудования" на "Объем и нормы испытаний электрооборудования."

47. Раздел 6 изложить в следующей редакции:

“6. ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

6.1. Задачи и организация управления

6.1.1. В каждой энергосистеме (АО-энерго), объединенной энергосистеме (ОЭС), Единой энергосистеме (ЕЭС России) должно быть организовано круглосуточное оперативно-диспетчерское управление согласованной работой электро-

станций, электрических и тепловых сетей независимо от их форм собственности.

Задачами оперативно-диспетчерского управления являются:

- планирование и ведение режимов работы электростанций, сетей и энергосистем, ОЭС и ЕЭС России, обеспечивающих энергоснабжение потребителей в соответствии с условиями и положениями заключенных договоров;

- планирование и подготовка ремонтных работ;

- обеспечение надежности функционирования энергосистемы, ОЭС и ЕЭС России;

- выполнение требований к качеству электрической энергии и тепла;

- обеспечение экономичности работы энергосистем, ОЭС и ЕЭС России путем минимизации затрат на производство, передачу и распределение электроэнергии с учетом условий и положений заключенных договоров;

- предотвращение и ликвидация технологических нарушений при производстве, передаче и распределении электрической энергии и тепла.

6.1.2. На каждом энергообъекте (электростанции, электрической сети, тепловой сети и подстанциях с постоянным обслуживающим персоналом) должно быть организовано круглосуточное оперативно-диспетчерское управление, задачами которого являются:

- ведение требуемого режима работы;

- производство переключений, пусков и остановов;

- локализация аварий и восстановление режима работы;

- подготовка к производству ремонтных работ.

6.1.3. Оперативно-диспетчерское управление должно быть организовано по иерархической структуре, предусматривающей распределение функций оперативного контроля и управления между отдельными уровнями, а также подчиненность нижестоящих уровней управления вышестоящим.

6.1.4. Функции оперативно-диспетчерского управления должны выполнять:

- в ЕЭС России – центральное диспетчерское управление (ЦДУ ЕЭС России);

в ОЭС — объединенное диспетчерское управление (ОДУ);
в АО-энерго — центральная диспетчерская служба (ЦДС);
в электрической сети — оперативно-диспетчерская служба предприятия электрической сети АО-энерго;
в тепловой сети — диспетчерская служба этой сети;
на электростанциях и подстанциях — оперативно-диспетчерский персонал этих энергообъектов.

6.1.5. Для каждого уровня оперативно-диспетчерского управления должны быть установлены две категории управления оборудованием и сооружениями — оперативное управление и оперативное ведение.

6.1.6. В оперативном управлении диспетчера должны находиться оборудование, теплопроводы, линии электропередачи, устройства релейной защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, операции с которыми оперативно-диспетчерский персонал данного уровня выполняет непосредственно или если эти операции требуют координации действий подчиненного оперативно-диспетчерского персонала и согласованных изменений на нескольких объектах.

Операции с указанным оборудованием и устройствами должны производиться оперативно-диспетчерским персоналом непосредственно или под руководством диспетчера, в оперативном управлении которого находятся данное оборудование и устройства.

6.1.7. В оперативном ведении диспетчера должны находиться оборудование, теплопроводы, линии электропередачи, устройства релейной защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, состояние и режим которых влияют на располагаемую мощность и резерв электростанций и энергосистемы в целом, режим и надежность сетей, а также настройку противоаварийной автоматики.

Операции с указанным оборудованием и устройствами должны производиться с разрешения диспетчера.

6.1.8. Все линии электропередачи, теплопроводы, оборудование и устройства электростанций и сетей должны быть рас-

пределены по уровням оперативно-диспетчерского управления.

Перечни линий электропередачи, теплопроводов, оборудования и устройств, находящихся в оперативном управлении или оперативном ведении диспетчеров энергообъектов, ЦДС АО-энерго и ОДУ, должны быть составлены с учетом решений вышестоящего органа оперативно-диспетчерского управления и утверждены соответственно техническим руководителем энергообъекта, АО-энерго, ОДУ, ЦДУ ЕЭС России.

6.1.9. Взаимоотношения персонала различных уровней оперативно-диспетчерского управления должны быть регламентированы соответствующими типовыми положениями и договорами на участие собственников энергообъектов в параллельной работе в составе ЕЭС России. Уклонение от заключения договоров не допускается. Спорные вопросы, возникающие при заключении договоров, должны решаться в соответствии с законодательством Российской Федерации.

6.1.10. Оперативно-диспетчерское управление должно осуществляться с диспетчерских пунктов и щитов управления, оборудованных средствами диспетчерского и технологического управления и системами контроля, укомплектованных оперативными схемами и оперативно-диспетчерской документацией по списку, утвержденному техническим руководителем.

6.1.11. На каждом энергообъекте, в каждом предприятии электрических и тепловых сетей, в каждом АО-энерго, ОДУ и в ЦДУ ЕЭС России с учетом их специфики и структурных особенностей должны быть разработаны инструкции по оперативно-диспетчерскому управлению, производству переключений и ликвидации аварийных режимов.

Ведение оперативных переговоров и записей в оперативно-технической документации должно производиться в соответствии с типовыми инструкциями, указаниями и распоряжениями с применением единой общепринятой терминологии.

6.2. Планирование режима работы

6.2.1. Управление режимами работы электростанций и сетей должно осуществляться на основе расчетов и данных долгосрочного и краткосрочного планирования.

6.2.2. При планировании режимов работы должны быть обеспечены:

сбалансированность потребления и нагрузки электростанций с учетом внешних перетоков АО-энерго, ОЭС и ЕЭС России;

минимизация затрат на производство и передачу электроэнергии при обеспечении требуемой надежности с учетом режимных условий (составляющих баланса мощности, схемы электрической сети и обеспеченности электрических станций энергоресурсами), условий заключенных договоров на поставки электрической энергии и мощности и действующих правил купли-продажи электрической энергии и мощности;

поддержание требуемых резервов активной и реактивной мощности.

6.2.3. При планировании режимов должны учитываться и использоваться следующие данные:

прогноз потребления АО-энерго, ОЭС и ЕЭС России электрической энергии и мощности на год, квартал, месяц, неделю, сутки и каждые полчаса (час);

характеристики электрических станций с точки зрения готовности их оборудования к несению нагрузки и обеспеченности энергоресурсами, а также технико-экономические характеристики оборудования;

характеристики электрических сетей, используемых для передачи и распределения электроэнергии, с точки зрения пропускной способности, потерь и других характеристик;

нормы расхода гидроэнергоресурсов, устанавливаемые для ГЭС действующими межведомственными документами и заданиями государственных органов с учетом интересов других водопользователей (судоходства, орошения, рыбного хозяйства, водоснабжения и др.).

6.2.4. При долгосрочном планировании должен осуществляться расчет балансов электрической энергии и мощности на периоды — год, квартал, месяц:

годовой баланс электрической энергии и мощности должен включать в себя годовой баланс электрической энергии с разбивкой по каждому кварталу года и баланс электричес-

кой мощности на час максимума нагрузки характерного рабочего дня каждого месяца года;

квартальный баланс электрической энергии и мощности должен включать в себя квартальный баланс электрической энергии с разбивкой по каждому месяцу квартала и баланс электрической мощности на час максимума нагрузки характерного рабочего дня каждого месяца квартала;

месячный баланс электрической энергии и мощности должен включать в себя месячный баланс электрической энергии с разбивкой по неделям месяца и баланс электрической мощности на час максимума нагрузки характерного рабочего дня каждой недели месяца.

6.2.5. При краткосрочном планировании должен осуществляться расчет балансов электрической энергии и мощности на каждый день недели, а также расчет диспетчерского графика.

Диспетчерский график должен включать в себя заданные объектам оперативно-диспетчерского управления получасовые (часовые) значения мощности генерации, потребления, перетоков мощности, а также значения заданных резервов мощности и уровней напряжения.

Диспетчерский график должен быть выдан соответствующему диспетчеру на каждом уровне оперативно-диспетчерского управления после утверждения соответственно главным диспетчером ЦДУ ЕЭС России, ОДУ, начальником ЦДС, техническим руководителем энергообъекта.

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

6.2.6. Планирование капитальных, средних и текущих ремонтов основного оборудования и сооружений (дымовых труб, градирен и др.) электростанций на предстоящий год должно производиться на основании нормативов и заданных значений ремонтной мощности по месяцам года.

Графики ремонтов должны быть согласованы с ОДУ или ЦДУ ЕЭС России и утверждены в установленном порядке.

Изменение годовых графиков капитальных и средних ремонтов допускается в исключительных случаях по согла-

сованию с ЦДУ ЕЭС России, ОДУ с утверждением изменений в установленном порядке.

6.2.7. Годовые графики ремонта линий электропередачи и оборудования подстанций, устройств релейной защиты и автоматики, средств связи и диспетчерского управления, оборудования тепловых сетей и теплоисточников должны быть утверждены главным диспетчером ЦДУ ЕЭС России, ОДУ, техническим руководителем АО-энерго или энергообъекта в зависимости от уровня оперативного подчинения.

Графики ремонта тепловых сетей, отключение которых приводит к ограничению горячего водоснабжения в межотопительный период, должны быть согласованы с местными органами управления.

6.2.8. Контрольные измерения потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в электрических сетях энергосистем, ОЭС и ЕЭС России должны производиться 2 раза в год – в третью среду июня и декабря.

Эти данные должны использоваться для расчетов электрических режимов, при долгосрочном и краткосрочном планировании и при составлении перспективных, на несколько лет, планов и балансов.

6.2.9. Центральное диспетчерское управление ЕЭС России, ОДУ и ЦДС АО-энерго периодически 2 раза в год, а также при вводе новых генерирующих мощностей и сетевых объектов должны производить:

расчеты электрических режимов для определения значений допустимых перетоков активной мощности и уровней напряжения;

проверку соответствия настройки устройств противоаварийной автоматики складывающимся электрическим режимам;

расчеты токов короткого замыкания, проверку соответствия схем и режимов электродинамической и термической устойчивости оборудования и отключающей способности выключателей, а также выбор параметров противоаварийной и режимной автоматики;

расчеты технико-экономических характеристик электростанций, теплоисточников, электрических и тепловых сетей для оптимального ведения режима;

уточнение при необходимости инструкций для оперативного персонала по ведению режима и использованию средств противоаварийной и режимной автоматики;

определение потребности в установке новых устройств противоаварийной и режимной автоматики.

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

Диспетчерские службы энергосистемы с учетом указаний ОДУ, а изолированно работающих – самостоятельно должны определять:

объем, уставки и размещение устройств АЧР с учетом местных балансов мощности, а также объем и уставки устройств ЧАПВ;

уставки автоматического пуска агрегатов гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) и ГТУ при снижении частоты; автоматического перевода гидроагрегатов, работающих в системе синхронного компенсатора, в генераторный режим, а также перевода агрегатов ГАЭС из насосного режима в турбинный.

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

6.2.11. Объем нагрузок, подключаемых к специальной автоматике отключения нагрузки (САОН), и ее использование по условиям аварийных режимов ЕЭС России, ОЭС, энергосистемы должны определяться ЦДУ ЕЭС России, ОДУ, ЦДС АО-энерго.

Условия подключения к САОН должны быть установлены энергоснабжающей организацией.

Решения о вводе САОН в работу должны приниматься ЦДУ ЕЭС России, ОДУ, техническим руководителем АО-энерго.

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

6.2.13. В каждой энергосистеме на основе заданий ЦДУ ЕЭС России ОДУ должны ежегодно разрабатывать и утверждать графики ограничения потребителей и отключения нагрузки при недостатке электрической энергии и мощности.

6.3. Управление режимами работы

6.3.1. Управление режимами работы объектов оперативно-диспетчерского управления должно осуществляться в соответствии с заданным диспетчерским графиком.

6.3.2. При изменении режимных условий (составляющих баланса мощности, схемы электрической сети и обеспеченности электростанций энергоресурсами) диспетчер должен скорректировать диспетчерский график нижестоящего уровня оперативно-диспетчерского управления.

Коррекция диспетчерского графика должна быть зафиксирована диспетчером в оперативно-диспетчерской документации с указанием причины коррекции.

О всех вынужденных (фактических и ожидаемых) отклонениях от заданного диспетчерского графика оперативно-диспетчерский персонал обязан немедленно доложить диспетчеру вышестоящего уровня диспетчерского управления для принятия решения о коррекции диспетчерского графика.

Электростанции обязаны по распоряжению диспетчера энергосистемы немедленно повышать нагрузку до полной рабочей мощности или снижать ее до технического минимума со скоростью, определяемой соответствующими инструкциями.

При необходимости диспетчер ЦДС, ОДУ, ЦДУ ЕЭС России должен дать распоряжение о включении агрегатов из резерва или выводе их в резерв.

Ограничение рабочей мощности нагрузок агрегатов от установленных норм должно быть оформлено оперативной заявкой.

Диспетчер энергосистемы имеет право изменить кратковременно (не более чем на 3 ч) график тепловой сети. Понижение температуры сетевой воды допускается до 10°C по сравнению со значением ее в утвержденном графике. При наличии среди потребителей промпредприятий с технологичес-

кой нагрузкой или тепличных хозяйств значение понижения температуры должно быть согласовано с ними. Не допускается понижать температуру ниже минимальной, принятой для сетевой воды.

О вынужденных отклонениях от графика оперативно-диспетчерский персонал электростанции и теплоисточника должен немедленно сообщать дежурному диспетчеру энергосистемы и диспетчеру тепловой сети.

6.3.3. На электростанциях, в АО-энерго, ОЭС, ЕЭС России должно осуществляться непрерывное круглосуточное регулирование текущего режима работы по частоте и активной мощности, обеспечивающее:

исполнение заданных диспетчерских графиков активной мощности;

поддержание частоты в нормированных пределах;

поддержание перетоков активной мощности исходя из условий обеспечения надежности функционирования ОЭС и ЕЭС России;

корректировку заданных диспетчерских графиков и режимов работы ОЭС и ЕЭС России при изменении режимных условий.

Регулирование частоты и перетоков активной мощности должно осуществляться совместным действием систем первичного и вторичного регулирования.

Первичное регулирование частоты должно осуществляться всеми электростанциями путем изменения мощности под воздействием автоматических регуляторов частоты вращения роторов турбоагрегатов и производительности котлов, реакторов и т.п. При этом диапазон и статизм регулирования, а также зона нечувствительности по частоте должны быть заданы или согласованы ОДУ или ЦДУ ЕЭС России.

Вторичное регулирование должно осуществляться оперативно либо автоматически (с использованием систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности — АРЧМ) выделенными для этих целей электростанциями.

В целях непротиводействия первичному регулированию вторичное регулирование должно осуществляться с коррекцией по частоте (частотной коррекцией).

6.3.4. Для осуществления регулирования текущего режима по частоте и перетокам активной мощности в ЕЭС России, ОЭС и энергосистемах должны планироваться, задаваться и постоянно поддерживаться соответствующие резервы мощности на регулирующих режим электростанциях.

Задание и распределение резерва активной мощности для первичного и вторичного регулирования, достаточного для компенсации возникших небалансов мощности при аварийных отключениях крупных энергоблоков или узлов энергопотребления, а также при отклонении фактической генерации или потребления от диспетчерского графика должны осуществлять ЦДУ ЕЭС России и ОДУ (энергосистема).

Резерв должен задаваться и поддерживаться в обоих направлениях изменения мощности и быть готовым к реализации за время, определенное ЦДУ ЕЭС России и ОДУ (энергосистемой).

6.3.5. Использование системы автоматического управления и режимов работы, препятствующих изменению мощности при изменениях частоты (ограничители мощности и регуляторы давления "до себя" на турбинах, режим скользящего давления при полностью открытых клапанах турбин, регуляторы мощности без частотной коррекции, отключение регуляторов мощности или устройств автоматического регулирования производительности котельных установок и т.п.), допускается только временно при неисправности основного оборудования с разрешения технического руководителя АО-энерго.

После изменения мощности, вызванного изменением частоты, персонал электростанций вправе вмешиваться в процесс регулирования мощности в следующих случаях:

после восстановления частоты 50 Гц;

с разрешения диспетчера ЦДС;

при выходе мощности за допустимые при данном состоянии оборудования пределы.

6.3.6. При снижении частоты ниже установленных пределов диспетчер ЕЭС России или изолированно работающей ОЭС (энергосистемы) должен ввести в действие имеющиеся резервы мощности.

В случае если частота продолжает снижаться, а все имеющиеся резервы мощности использованы, диспетчер должен обеспечить восстановление нормальной частоты путем ограничения или отключения потребителей согласно инструкции.

6.3.7. При возникновении перегрузки межсистемных линий электропередачи диспетчер должен ликвидировать ее путем мобилизации резервов активной мощности, а в случае их исчерпания и сохранения перегрузки – путем ограничения (отключения) потребителей.

6.3.8. При аварийных отклонениях частоты персонал электростанций должен принимать участие в восстановлении частоты в соответствии с указаниями местной инструкции или по указанию вышестоящего диспетчера.

6.3.9. Ответственность за поддержание частоты в ЕЭС России в нормируемых ГОСТ пределах несут руководители и оперативно-диспетчерский персонал:

ЦДУ ЕЭС России (а в изолированно работающих ОЭС и энергосистемах – соответственно ОДУ и ЦДС) – за необходимость и достаточность мер по регулированию частоты, задания необходимого объема и диапазона резерва активной мощности в ЕЭС России (ОЭС, энергосистеме), задания сальдо перетоков мощности по ОЭС и АО-энерго, задания рабочей мощности и нагрузки электростанциям;

ОДУ и АО-энерго – за выполнение заданных значений сальдо перетоков мощности с коррекцией по частоте и поддержание заданных объемов и диапазона резервов активной мощности, задания рабочей мощности и нагрузки электростанциям;

электростанций – за выполнение заданий по рабочей мощности, несение заданной нагрузки и участие в первичном регулировании частоты, а для выделенных электростанций – также и во вторичном регулировании частоты и перетоков мощности.

Руководители, оперативно-диспетчерский персонал и Энергосбыт АО-энерго несут ответственность за своевременную и эффективную разгрузку потребителей при вводе в действие графиков ограничения нагрузки и отключения потребителей.

6.3.10. При регулировании напряжения в электрических сетях должны быть обеспечены:

соответствие показателей напряжения требованиям ГОСТ 13109-97;

соответствие уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования электрических станций и сетей с учетом допустимых эксплуатационных повышений напряжения промышленной частоты на электрооборудовании (в соответствии с данными заводов-изготовителей и циркуляров);

необходимый запас устойчивости энергосистем;

минимум потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем.

6.3.11. На трансформаторах и автотрансформаторах, оборудованных устройствами РПН, питающих распределительные сети 6-35 кВ, должны быть включены автоматические регуляторы напряжения.

Отключение автоматических регуляторов допускается только по заявке. На трансформаторах в распределительной сети 6-35 кВ должны использоваться ответвления переключателей без возбуждения (ПБВ), обеспечивающие с учетом регулирования напряжения трансформаторами с РПН соответствие напряжения на выводах приемников в сетях 0,4 кВ требованиям ГОСТ 13109-97.

Настройка регуляторов напряжения и положения ответвлений ПБВ трансформаторов должны корректироваться в соответствии с изменениями схемы сети и нагрузки.

Параметры настройки автоматических регуляторов и положения ответвлений ПБВ трансформаторов должны быть утверждены начальником диспетчерской службы энергообъекта.

6.3.12. Регулирование напряжения в сети 110 кВ и выше должно осуществляться в контрольных пунктах в соответствии с утвержденными на каждый квартал графиками напряжения в функции времени или характеристиками зависимости напряжения от параметров режима с учетом состава включенного оборудования.

Характеристики регулирования и графики напряжения в контрольных пунктах должны быть определены службами АО-энерго, ОДУ, ЦДУ ЕЭС России на предстоящий квартал

и корректироваться, если необходимо, при краткосрочном планировании режима.

Контрольные пункты должны быть установлены соответствующими диспетчерскими службами и диспетчерскими управлениями в зависимости от степени влияния уровня напряжения в этом пункте на устойчивость и потери электроэнергии в энергосистеме, ОЭС, ЕЭС России.

Регулирование напряжения должно осуществляться преимущественно средствами автоматики и телемеханики, а при их отсутствии — оперативно-диспетчерским персоналом энергообъектов под контролем диспетчера электрических сетей, энергосистемы, ОДУ, ЦДУ ЕЭС России.

6.3.13. Перечень пунктов, напряжение которых контролируется диспетчером ЦДУ ЕЭС России или ОДУ, а также графики напряжения и характеристики регулирования в этих пунктах должны быть утверждены главным диспетчером ЦДУ ЕЭС России или ОДУ. Перечень пунктов, напряжение которых должно контролироваться диспетчером ЦДС, оперативно-диспетчерских служб электрических сетей, а также графики напряжения и характеристики регулирования в них должны быть утверждены техническим руководителем АО-энерго, энергообъекта.

6.3.14. Порядок использования источников реактивной мощности потребителей должен быть задан при заключении договоров между энергоснабжающей организацией и потребителем. При необходимости диспетчеры ОДУ и ЦДУ ЕЭС России должны использовать источники реактивной мощности у потребителей для регулирования напряжения в контрольных точках.

6.3.15. Для контролируемых диспетчером ЦДС узловых пунктов электростанций и подстанций с синхронными компенсаторами должны быть установлены аварийные пределы снижения напряжения, определяемые условиями статической устойчивости энергосистемы и узлов нагрузки.

Если напряжение в этих пунктах снижается до указанного аварийного предела, оперативно-диспетчерский персонал электростанций и подстанций с синхронными компенсаторами должен самостоятельно поддерживать напряжение

путем использования перегрузочной способности генераторов и компенсаторов, а диспетчеры ЦДС АО-энерго, ОДУ, ЦДУ ЕЭС России должны оказывать электростанциям и электрическим сетям помощь путем мобилизации резервов средств по регулированию напряжения в прилегающих районах. При этом не разрешается поднимать напряжение в отдельных контрольных пунктах выше значений, предельно допустимых для оборудования.

В тех узлах энергосистемы, ОЭС, ЕЭС России, где возможно снижение напряжения ниже аварийно допустимого предела при изменении режима работы или схемы сети, должна быть установлена автоматика отключения нагрузки в объеме, необходимом для предотвращения нарушения устойчивости в узле.

6.3.16. Регулирование параметров тепловых сетей должно обеспечивать поддержание заданного давления и температуры теплоносителя в контрольных пунктах.

Допускается отклонение температуры теплоносителя от заданных значений при кратковременном (не более 3 ч) изменении утвержденного графика, если иное не предусмотрено договорными отношениями между энергосистемой и потребителями тепла.

6.3.17. Регулирование в тепловых сетях должно осуществляться автоматически или вручную путем воздействия на:

- работу источников и потребителей тепла;
- гидравлический режим тепловых сетей, в том числе изменением перетоков и режимов работы насосных станций и теплоприемников;
- режим подпитки путем поддержания постоянной готовности водоподготовительных установок теплоисточников к покрытию изменяющихся расходов подпиточной воды.

6.4. Управление оборудованием

6.4.1. Оборудование энергообъектов, принятых в эксплуатацию, должно находиться в одном из четырех оперативных состояний: работе, резерве, ремонте или консервации.

6.4.2. Вывод энергооборудования, устройств релейной защиты и автоматики, устройств ТАИ, а также оперативно-ин-

формационных комплексов и средств диспетчерского и технологического управления (СДУ) из работы и резерва в ремонт и для испытания, даже по утвержденному плану, должен быть оформлен заявкой, подаваемой в диспетчерскую службу АО-энерго, ОДУ и ЦДУ ЕЭС, осуществляющие их оперативно-диспетчерское управление.

Сроки подачи заявок и сообщений об их разрешении должны быть установлены соответствующей диспетчерской службой.

Заявки должны быть утверждены техническим руководителем электростанции или сети.

6.4.3. Испытания, в результате которых может существенно измениться режим энергосистемы, ОЭС, ЕЭС России, должны быть проведены по рабочей программе, утвержденной техническим руководителем АО-энерго и согласованной с главным диспетчером ОДУ, ЦДУ ЕЭС России (по оперативной подчиненности).

Рабочие программы других испытаний оборудования энергообъектов должны быть утверждены техническими руководителями энергообъектов.

Рабочая программа испытаний должна быть представлена на утверждение и согласование не позднее чем за 7 дн до их начала.

6.4.4. Заявки делятся на плановые, соответствующие утвержденному плану ремонта и отключений, и срочные для проведения непланового и неотложного ремонта. Срочные заявки разрешается подавать в любое время суток непосредственно диспетчеру, в управлении или ведении которого находится отключаемое оборудование.

Диспетчер имеет право разрешить ремонт лишь на срок в пределах своей смены. Разрешение на более длительный срок должно быть дано соответственно главным диспетчером (начальником диспетчерской службы) энергообъекта, энергосистемы, ОДУ, ЦДУ ЕЭС России.

6.4.5. При необходимости немедленного отключения оборудование должно быть отключено оперативным персоналом энергообъекта, где установлено отключаемое оборудование, в соответствии с требованиями производственных инструкций с предварительным, если это возможно, или пос-

ледующим уведомлением вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

После останова оборудования оформляется срочная заявка с указанием причин и ориентировочного срока ремонта.

6.4.6. Разрешение на вывод или перевод в капитальный, средний или текущий ремонт основного оборудования энергообъекта, находящегося в ведении или управлении энергообъекта, энергосистемы, ОДУ, ЦДУ ЕЭС России, должно быть выдано в установленном порядке по заявке диспетчерской службой энергообъекта, АО-энерго, ОДУ, ЦДУ ЕЭС России.

6.4.7. Время операций, связанных с выводом в ремонт и вводом в работу оборудования и линий электропередачи, а также растопкой котла, пуском турбины и набором на них требуемой нагрузки, должно быть включено в срок ремонта, разрешенного по заявке.

Если по какой-либо причине оборудование не было отключено в намеченный срок, длительность ремонта должна быть сокращена, а дата включения оставаться прежней. Продлить срок ремонта может только диспетчерская служба энергообъекта, АО-энерго, ОДУ, ЦДУ ЕЭС России (по оперативной подчиненности).

6.4.8. Несмотря на разрешенную заявку, вывод оборудования из работы и резерва или испытания могут быть выполнены лишь с разрешения начальника смены электростанции или соответствующего диспетчера сетей, энергосистемы, ОДУ, ЦДУ ЕЭС России непосредственно перед выводом из работы и резерва оборудования или перед проведением испытаний.

6.4.9. Персонал электростанции или электрических сетей не имеет права без разрешения начальника смены электростанции, диспетчера электрических сетей, энергосистемы, ОЭС (ЕЭС России) осуществлять отключения, включения, испытания и изменения уставок системной автоматики, а также СДТУ, находящихся в ведении или управлении соответствующего диспетчера (начальника смены электростанции).

Проверка (испытания) устройств релейной защиты и автоматики, аппаратура которых расположена на двух и более объектах, должна выполняться одновременно на всех этих объектах.

6.4.10. Начальник смены электростанции, диспетчер электрических сетей, энергосистемы, ОДУ, ЦДУ ЕЭС России при изменениях схем электрических соединений должен проверить и привести в соответствие новому состоянию этих схем настройку защит, системы противоаварийной и режимной автоматики.

6.4.11. Оборудование считается введенным в работу из ремонта после уведомления эксплуатирующей организацией о завершении ремонтных работ, включения его в сеть и закрытия оперативной заявки.

6.5. Предупреждение и ликвидация технологических нарушений

6.5.1. Основными задачами оперативно-диспетчерского управления при ликвидации технологических нарушений являются:

предотвращение развития нарушений, исключение травмирования персонала и повреждения оборудования, не затронутого технологическим нарушением;

быстрое восстановление энергоснабжения потребителей и нормальных параметров отпускаемой потребителям электроэнергии;

создание наиболее надежных послеаварийной схемы и режима работы в целом и ее частей;

выяснение состояния отключившегося и отключенного оборудования и при возможности включение его в работу и восстановление схемы сети.

6.5.2. На каждом диспетчерском пункте ОДУ, АО-энерго, щите управления энергообъекта должны быть местная инструкция по предотвращению и ликвидации технологических нарушений, которая составляется в соответствии с типовой инструкцией и инструкцией вышестоящего органа оперативно-диспетчерского управления, и планы ликвидации технологических нарушений в тепловых сетях и газовом хозяйстве электростанций и котельных.

Планы ликвидации технологических нарушений в тепловых сетях городов и крупных населенных пунктов должны быть согласованы с местными органами власти.

Аварийно-диспетчерскими службами городов и энергообъектами должны быть согласованы документы, определяющие их взаимодействие при ликвидации технологических нарушений на энергообъектах.

6.5.3. Распределение функций по ликвидации технологических нарушений между диспетчерами ЦДУ ЕЭС России, ОДУ, ЦДС, оперативно-диспетчерских служб сетей и оперативно-диспетчерским персоналом электростанций и подстанций должно быть регламентировано соответствующими инструкциями.

Распределение функций при ликвидации технологических нарушений на связях между ЕЭС России и энергосистемами соседних государств должно быть регламентировано взаимосогласованными инструкциями, соглашениями и другими документами.

6.5.4. Ликвидацией технологических нарушений на электростанции должен руководить начальник смены станции.

На подстанциях руководство ликвидацией технологических нарушений должно возлагаться на дежурного подстанции, оперативно-выездную бригаду, мастера или начальника группы подстанций в зависимости от типа обслуживания подстанции.

Руководство ликвидацией технологических нарушений в тепловых сетях должно осуществляться диспетчером тепловых сетей. Его указания являются также обязательными для оперативно-диспетчерского персонала ТЭЦ или других самостоятельно действующих теплоисточников.

Технологические нарушения в электрических сетях, имеющие местное значение и не затрагивающие режима работы энергосистемы, должны ликвидироваться под руководством диспетчера электрических сетей или диспетчера опорной подстанции в зависимости от района распространения таких нарушений и структуры управления сетями.

Ликвидация технологических нарушений, затрагивающих режим работы одной энергосистемы, должна производиться под руководством диспетчера энергосистемы.

Руководство ликвидацией технологических нарушений, охватывающих несколько энергосистем, должно осуществляться диспетчером ОДУ (ЦДУ ЕЭС России).

В случае необходимости оперативные руководители или административные руководители лиц, указанных выше, имеют право поручить руководство ликвидацией технологического нарушения другому лицу или взять руководство на себя, сделав запись в оперативном журнале.

О замене ставится в известность как вышестоящий, так и подчиненный оперативный персонал.

6.5.5. Приемка и сдача смены во время ликвидации технологических нарушений запрещаются.

Пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией технологических нарушений. При затянувшейся ликвидации технологического нарушения в зависимости от его характера допускается сдача смены с разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

В тех случаях, когда при ликвидации технологического нарушения операции производятся на оборудовании, не находящемся в оперативном управлении или ведении вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, сдача смены допускается с разрешения руководящего административно-технического персонала энергообъекта, на котором произошло технологическое нарушение.

6.5.6. Оперативно-диспетчерский персонал несет полную ответственность за ликвидацию технологического нарушения, принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима независимо от присутствия лиц из числа административно-технического персонала.

6.5.7. Все оперативные переговоры и распоряжения диспетчеров всех уровней диспетчерского управления, а также начальников смен электростанций и дежурных крупных подстанций во время ликвидации технологического нарушения должны записываться на магнитофон.

6.6. Требования к оперативным схемам

6.6.1. Схемы электрических соединений ЕЭС России, ОЭС, энергосистем, электрических сетей, электростанций и подстанций, настройка средств РЗА для нормальных и ремонтных режимов должны обеспечивать:

электроснабжение потребителей электроэнергией, качество которой должно соответствовать требованиям государственного стандарта (по договорным обязательствам);

устойчивую работу электрической сети ЕЭС России, ОЭС и энергосистем;

соответствие токов короткого замыкания значениям, допустимым для оборудования;

экономичное распределение потоков активной и реактивной мощности;

локализацию аварий с минимальными потерями как для производителей, так и для потребителей электроэнергии.

6.6.2. Схемы СН переменного и постоянного тока электростанций и подстанций должны выбираться с учетом обеспечения их надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах путем:

секционирования шин;

автоматического ввода резервного питания любой секции шин СН всех напряжений;

распределения источников питания СН по системам и секциям шин с учетом действия устройств АВР и сохранения в работе механизмов СН при исчезновении напряжения на секции. Источники рабочего и резервного питания должны быть присоединены к разным секциям шин распределительного устройства;

распределения механизмов СН по секциям шин из условия минимального нарушения работы электростанции или подстанции в случае выхода из строя любой секции;

обеспечения надежного питания механизмов СН при несинхронной работе шин (частей) электростанции (секционирование шин высокого напряжения, выделение энергоблоков на отдельную линию, выполнение схем деления энергосистемы);

обеспечения полного или частичного отделения питания механизмов СН электростанции от энергосистемы при понижении частоты и напряжения до значений, угрожающих их бесперебойной работе, с наименьшей потерей рабочей мощности.

6.6.3. Присоединение посторонних потребителей (поселков и пр.) к шинам распределительных устройств СН электростанций и подстанций должно осуществляться с учетом обеспечения надежности и качества электроснабжения потребителей.

ростанций запрещается. Исключения составляют электростанции, на которых генераторы соединены в блоки с трансформаторами, при отсутствии в данной местности распределительных сетей.

6.6.4. Нормальные и ремонтные схемы соединений электрической сети, подстанции и электростанции ежегодно должен утверждать технический руководитель энергообъекта (структурной единицы), а схемы энергосистемы – технический руководитель АО-энерго.

Указанные схемы должны быть согласованы с органом диспетчерского управления, в оперативном ведении или оперативном управлении которого находится входящее в них оборудование.

6.6.5. Схемы трубопроводов электростанций должны обеспечивать:

надежное резервирование СН основного оборудования;

минимальные гидравлические потери;

отключение аварийных участков преимущественно посредством приводов с дистанционным управлением;

локализацию аварий с минимальными потерями генерирующей мощности и отключение минимальной мощности потребителей.

6.6.6. Схемы сетевых станционных трубопроводов должны обеспечивать возможность локализации отдельных участков и предотвращение затопления помещений и оборудования электростанций в случае повреждения трубопроводов.

6.6.7. Схемы трубопроводов тепловых сетей должны обеспечивать надежное теплоснабжение потребителей, поддержание заданных параметров в тепловой сети, экономное расходование электроэнергии на транспортировку сетевой воды, а также локализацию и ликвидацию аварий с минимальным отключением потребителей.

6.7. Оперативно-диспетчерский персонал

6.7.1. К оперативно-диспетчерскому персоналу ЦДУ ЕЭС России, ОДУ, АО-энерго и энергообъектов относятся:

оперативный персонал – персонал, непосредственно воздействующий на органы управления энергоустановок и

осуществляющий управление и обслуживание энергоустановок в смене;

оперативно-ремонтный персонал — ремонтный персонал с правом непосредственного воздействия на органы управления;

оперативные руководители — персонал, осуществляющий оперативное руководство в смене работой закрепленных за ним объектов (ЕЭС России, ОЭС, энергосистемы, электрических сетей, тепловых сетей, электростанции, энергообъекта) и подчиненного ему персонала.

6.7.2. Оперативно-диспетчерский персонал должен вести безопасный, надежный и экономичный режим работы оборудования энергообъекта, энергосистемы, ОЭС, ЕЭС России в соответствии с производственными и должностными инструкциями и оперативными распоряжениями вышестоящего оперативного персонала.

Комплектация оперативно-диспетчерского персонала по численности и квалификации осуществляется в соответствии с отраслевыми нормативными документами.

Совмещение рабочих мест оперативно-диспетчерского персонала при его работе в смене неполным составом может быть разрешено только по письменному указанию соответственно технического руководителя ЦДУ ЕЭС России, ОДУ, АО-энерго или энергообъекта.

6.7.3. Оперативно-диспетчерский персонал во время смены несет ответственность за эксплуатацию оборудования, находящегося в его оперативном управлении или ведении, в соответствии с настоящими Правилами, заводскими и местными инструкциями, ПТБ и другими руководящими документами, а также за безусловное выполнение распоряжений вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

6.7.4. При нарушениях режимов работы, повреждении оборудования, а также при возникновении пожара оперативно-диспетчерский персонал должен немедленно принять меры к восстановлению нормального режима работы или ликвидации аварийного положения и предотвращению развития технологического нарушения, а также сообщить о происшедшем соответствующему оперативно-диспетчерскому персоналу по утвержденному списку.

6.7.5. Распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала по вопросам, входящим в его компетенцию, обязательно к исполнению подчиненным ему оперативно-диспетчерским персоналом.

6.7.6. Оборудование, находящееся в оперативном управлении или оперативном ведении вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, не может быть включено в работу или выведено из работы без разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, за исключением случаев явной опасности для людей и оборудования.

6.7.7. Оперативное распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала должно быть четким, кратким.

Выслушав распоряжение, подчиненный оперативно-диспетчерский персонал должен дословно повторить текст распоряжения и получить подтверждение, что распоряжение понято правильно.

Распоряжения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала должны выполняться незамедлительно и точно.

Оперативно-диспетчерский персонал, отдав или получив распоряжение или разрешение, должен записать его в оперативный журнал. При наличии магнитофонной записи объем записи в оперативный журнал определяется соответствующим административно-техническим руководством.

6.7.8. Оперативные переговоры должны вестись технически грамотно. Все энергооборудование, присоединения, устройства релейной и технологической защиты и автоматики должны называться полностью согласно установленным диспетчерским наименованиям. Отступление от технической терминологии и диспетчерских наименований категорически запрещается.

Оперативные переговоры на всех уровнях диспетчерского управления и оперативные переговоры начальников смен электростанций и крупных подстанций должны автоматически фиксироваться на магнитной ленте.

6.7.9. В распоряжениях по изменению режима работы оборудования электростанции, энергосистемы, ОЭС, ЕЭС России должны быть указаны необходимое значение изме-

няемого режимного параметра и время, к которому должно быть достигнуто указанное значение параметра, а также время отдачи распоряжения.

6.7.10. Оперативно-диспетчерский персонал, получив распоряжение руководящего административно-технического персонала по вопросам, входящим в компетенцию вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, должен выполнять его только с согласия последнего.

6.7.11. Ответственность за невыполнение или задержку выполнения распоряжения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала несут лица, не выполнившие распоряжение, а также руководители, санкционировавшие его невыполнение или задержку.

6.7.12. В случае если распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала представляется подчиненному оперативно-диспетчерскому персоналу ошибочным, он должен немедленно доложить об этом лицу, давшему распоряжение. При подтверждении распоряжения оперативно-диспетчерский персонал обязан выполнить его.

Распоряжения вышестоящего персонала, содержащие нарушения ПТБ, а также распоряжения, которые могут привести к повреждению оборудования, потере питания СН электростанции, подстанции или обесточению потребителей I категории, выполнять запрещается. О своем отказе выполнить такое распоряжение оперативно-диспетчерский персонал обязан немедленно доложить вышестоящему оперативно-диспетчерскому персоналу, отдавшему распоряжение, и соответствующему административно-техническому руководителю, а также записать в оперативный журнал.

6.7.13. Лица оперативно-диспетчерского персонала, находящиеся в резерве, могут быть привлечены к выполнению работ по обслуживанию энергоустановки в рамках должностной инструкции и только с разрешения соответствующего административно-технического или оперативного руководителя, находящегося в смене, с записью в соответствующих документах.

6.7.14. Замена одного лица из числа оперативно-диспетчерского персонала другим до начала смены в случае необ-

ходимости допускается с разрешения соответствующего административно-технического руководителя и с уведомлением вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

Работа в течение двух смен подряд запрещается.

6.7.15. Каждый работник из числа оперативно-диспетчерского персонала, заступая на рабочее место, должен принять смену от предыдущего работника, а после окончания работы сдать смену следующему по графику работнику.

Уход с дежурства без сдачи смены запрещается.

6.7.16. При приемке смены работник из числа оперативно-диспетчерского персонала должен:

ознакомиться с состоянием, схемой и режимом работы энергоустановок, находящихся в его оперативном управлении и ведении, в объеме, определяемом соответствующими инструкциями;

получить сведения от сдавшего смену об оборудовании, за которым необходимо вести особо тщательное наблюдение для предупреждения нарушений в работе, и об оборудовании, находящемся в резерве и ремонте;

выяснить, какие работы выполняются по заявкам, нарядам и распоряжениям на закрепленном за ним участке;

проверить и принять инструмент, материалы, ключи от помещений, оперативную документацию и документацию рабочего места;

ознакомиться со всеми записями и распоряжениями за время, прошедшее с его предыдущего дежурства;

принять рапорт от подчиненного персонала и доложить непосредственному начальнику по смене о вступлении в дежурство и недостатках, выявленных при приемке смены;

оформить приемку-сдачу смены записью в журнале или ведомости за его подписью и подписью сдающего смену.

6.7.17. Оперативно-диспетчерский персонал должен периодически в соответствии с местной инструкцией опробовать действие устройств автоматики, сигнализации, СДТУ, а также проверять правильность показаний часов на рабочем месте и т.д.

6.7.18. Оперативно-диспетчерский персонал должен по утвержденным графикам осуществлять переход с рабочего

оборудования на резервное, производить опробование и профилактические осмотры оборудования.

6.7.19. Оперативные и административно-технические руководители имеют право снять с рабочего места подчиненный ему оперативно-диспетчерский персонал, не выполняющий свои обязанности, и произвести соответствующую замену или перераспределение обязанностей в смене. При этом делается запись в оперативном журнале или выпускается письменное распоряжение и уведомляется по соподчиненности персонал соответствующих уровней оперативно-диспетчерского управления.

6.7.20. Оперативно-диспетчерский персонал по разрешению вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала может кратковременно привлекаться к ремонтным работам и испытаниям с освобождением на это время от исполнения обязанностей на рабочем месте и записью в оперативном журнале. При этом должны быть соблюдены требования ПТБ.

6.8. Переключения в электрических установках

6.8.1. Все изменения в схемах электрических соединений электрических сетей и электроустановок энергообъектов и АО-энерго и в цепях устройств РЗА, выполненные при производстве переключений, а также места установки заземлений должны быть отражены на оперативной схеме или мнемосхеме (схеме-макете) по окончании переключений.

6.8.2. Сложные переключения, а также все переключения (кроме одиночных) на электроустановках, не оборудованных блокировочными устройствами или имеющих неисправные блокировочные устройства, должны выполняться по программам, бланкам переключений.

К сложным относятся переключения, требующие строгой последовательности операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями и устройствами релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики.

Перечни сложных переключений, утверждаемые техническими руководителями соответствующих АО-энерго и энергообъектов, должны храниться на диспетчерских пунктах

АО-энерго и энергообъектов, центральных (главных) щитах управления электрических станций и подстанций.

Перечни сложных переключений должны пересматриваться при изменении схемы, состава оборудования, устройств защиты и автоматики.

6.8.3. Для повторяющихся сложных переключений должны быть использованы типовые программы, бланки переключений.

При ликвидации технологических нарушений или для их предотвращения разрешается производить переключения без бланков переключений с последующей записью в оперативном журнале.

6.8.4. В программах и бланках переключений, которые являются оперативными документами, должны быть установлены порядок и последовательность операций при проведении переключений в схемах электрических соединений электроустановок и цепях РЗА.

Бланки переключений (типовые бланки) должен использовать оперативно-диспетчерский персонал, непосредственно выполняющий переключения.

Программы переключений (типовые программы) должны применять оперативные руководители при производстве переключений в электроустановках разных уровней управления и разных энергообъектов.

Степень детализации программ должна соответствовать уровню диспетчерского управления.

Лицам, непосредственно выполняющим переключения, разрешается применять программы переключений соответствующего диспетчера, дополненные бланками переключений.

Типовые программы и бланки переключений должны быть скорректированы при изменениях в главной схеме электрических соединений электроустановок, связанных с вводом нового оборудования, заменой или частичным демонтажем устаревшего оборудования, реконструкцией распределительных устройств, а также при включении новых или изменениях в установленных устройствах РЗА.

6.8.5. При планируемых изменениях схемы и режимов работы ЕЭС России, ОЭС, энергосистемы и изменениях в устройствах РЗА производственными службами ОДУ и

АО-энерго, в управлении которых находится оборудование и устройства РЗА, должны быть заранее внесены необходимые изменения и дополнения в типовые программы и бланки переключений на соответствующих уровнях оперативно-го управления.

6.8.6. Все переключения на электростанциях и подстанциях должны выполняться в соответствии с инструкциями по производству переключений.

6.8.7. Переключения на электрооборудовании и в устройствах РЗА, находящихся в оперативном управлении вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, должны производиться по распоряжению, а находящихся в его ведении – с его разрешения.

Переключения без распоряжения и разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, но с последующим его уведомлением разрешается выполнять в случаях, не терпящих отлагательства (несчастный случай, стихийное бедствие, пожар, авария).

При пожаре и ликвидации аварии оперативно-диспетчерский персонал должен действовать в соответствии с местными инструкциями и оперативным планом пожаротушения.

6.8.8. В распоряжении о переключениях должна быть указана последовательность операций в схеме электроустановки и цепях РЗА с необходимой степенью детализации, определяемой вышестоящим оперативно-диспетчерским персоналом.

Исполнителю переключений должно быть одновременно выдано не более одного задания на проведение оперативных переключений, содержащего операции одного целевого назначения.

6.8.9. Сложные переключения должны выполнять, как правило, два лица, из которых одно является контролирующим.

При выполнении переключений двумя лицами контролирующим, как правило, должен быть старший по должности, который, находясь на данном энергообъекте, помимо функций пооперационного контроля должен осуществлять контроль за переключениями в целом. Ответственность за правильность переключений возлагается на оба лица, производящих переключения.

При наличии в смене одного лица из числа оперативно-диспетчерского персонала контролирующим лицом может быть работник из административно-технического персонала, знающий схему данной электроустановки, правила производства переключений и допущенный к выполнению переключений распоряжением по энергообъекту.

Список лиц административно-технического персонала, имеющих право контролировать переключения, должен быть утвержден техническим руководителем энергообъекта и передан в ЦДС АО-энерго (ОДУ).

При сложных переключениях допускается привлекать для операций в цепях РЗА третьего человека из персонала служб РЗА. Этот работник, предварительно ознакомленный с бланком переключения и подписавший его, должен выполнять каждую операцию по распоряжению лица, выполняющего переключения.

Все остальные переключения при наличии работоспособного блокировочного устройства могут быть выполнены единолично независимо от состава смены.

6.8.10. При исчезновении напряжения на электроустановке оперативно-диспетчерский персонал должен быть готов к его подаче без предупреждения.

6.8.11. Отключение и включение под напряжение и в работу присоединения, имеющего в своей цепи выключатель, должно производиться этим выключателем.

Разрешается отключение и включение отделителями, разъединителями, разъемными контактами соединений КРУ (КРУН): нейтралей силовых трансформаторов 110-220 кВ; заземляющих дугогасящих реакторов 6-35 кВ при отсутствии в сети замыкания на землю;

намагничивающего тока силовых трансформаторов 6-500 кВ; зарядного тока и тока замыкания на землю воздушных и кабельных линий электропередачи;

зарядного тока систем шин, а также зарядного тока присоединений с соблюдением требований нормативных документов.

В кольцевых сетях 6-10 кВ разрешается отключение разъединителями уравнильных токов до 70 А и замыкание сети

в кольцо при разности напряжений на разомкнутых контактах разъединителей на более 5%.

Допускается отключение и включение трехполюсными разъединителями наружной установки при напряжении 10 кВ и ниже нагрузочного тока до 15 А.

Допускается дистанционное отключение разъединителями неисправного выключателя 220 кВ и выше, зашунтированного одним выключателем или цепочкой из нескольких выключателей других присоединений системы шин (схема четырехугольника, полуторная и т.п.), если отключение выключателя может привести к его разрушению и обесточению подстанции.

Допустимые значения отключаемых и включаемых разъединителями токов должны быть определены нормативными документами.

Порядок и условия выполнения операций для различных электроустановок должны быть регламентированы местными инструкциями.

6.8.12. Оперативно-диспетчерскому персоналу, непосредственно выполняющему переключения, самовольно выводить из работы блокировки безопасности запрещается.

Деблокирование разрешается только после проверки на месте отключенного положения выключателя и выяснения причины отказа блокировки по разрешению и под руководством лиц, уполномоченных на это письменным указанием по энергообъекту.

В случае необходимости деблокирования составляется бланк переключений с внесением в него операций по деблокированию.

6.9. Переключения в тепловых схемах электростанций и тепловых сетей

6.9.1. Все переключения в тепловых схемах должны выполняться в соответствии с местными инструкциями по эксплуатации и отражаться в оперативной документации.

6.9.2. В случаях, не предусмотренных инструкциями, а также при участии двух и более смежных подразделений или энергообъектов переключения должны выполняться по программе.

Сложные переключения, описанные в инструкциях, также должны выполняться по программе.

6.9.3. К сложным относятся переключения:

в тепловых схемах со сложными связями;

длительные по времени;

на объектах большой протяженности;

редко выполняемые.

К редко выполняемым переключениям могут быть отнесены: ввод основного оборудования после монтажа и реконструкции;

гидравлическое испытание оборудования и тепловых сетей;

изменения в схемах паропроводов свежего и отборного пара и питательных трубопроводов;

специальные испытания оборудования;

проверка и испытания новых нетрадиционных способов эксплуатации оборудования и т.п.

Степень сложности переключений и необходимость составления программы для их выполнения определяются техническим руководителем энергообъекта в зависимости от условий работы.

6.9.4. На каждом энергообъекте должен быть разработан перечень сложных переключений, утвержденный техническим руководителем. Перечень должен корректироваться с учетом ввода, реконструкции или демонтажа оборудования, изменения технологических схем и схем технологических защит и автоматики и т.п. Перечень должен пересматриваться 1 раз в 3 года. Копии перечня должны находиться на рабочем месте оперативно-диспетчерского персонала цеха и энергообъекта.

6.9.5. Техническим руководителем энергообъекта должен быть утвержден список лиц из административно-технического персонала, имеющих право контролировать выполнение переключений, проводимых по программам. Список должен быть скорректирован при изменении состава персонала. Копии списка должны находиться на рабочем месте оперативно-диспетчерского персонала цеха и энергообъекта.

6.9.6. В программе выполнения переключений должны быть указаны:

цель выполнения переключений;

- объект переключений;
 - перечень мероприятий по подготовке к выполнению переключений;
 - условия выполнения переключений;
 - плановое время начала и окончания переключений, которое может уточняться в оперативном порядке;
 - в случае необходимости — схема объекта переключений (наименования и нумерация элементов объекта на схеме должны полностью соответствовать наименованиям и нумерации, принятым на объекте);
 - порядок и последовательность выполнения операций с указанием положения запорных и регулирующих органов и элементов цепей технологических защит и автоматики;
 - оперативно-диспетчерский персонал, выполняющий переключения;
 - персонал, привлеченный к участию в переключениях;
 - оперативно-диспетчерский персонал, руководящий выполнением переключений;
 - в случае участия в переключениях двух и более подразделений энергообъекта — лицо административно-технического персонала, осуществляющее общее руководство;
 - в случае участия в переключениях двух и более энергообъектов — лица из числа административно-технического персонала, ответственные за выполнение переключений на каждом энергообъекте, и лицо из числа административно-технического персонала, осуществляющее общее руководство проведением переключений;
 - обязанности и ответственность лиц, указанных в программе;
 - перечень мероприятий по обеспечению проведения работ;
 - действия персонала при возникновении аварийной ситуации или положения, угрожающего жизни людей и целостности оборудования.
- 6.9.7. Программа утверждается техническим руководителем энергообъекта, а при выходе действия программы за рамки одного энергообъекта — техническими руководителями участвующих в программе энергообъектов.

6.9.8. Для повторяющихся переключений, указанных в п.6.9.3 настоящих Правил, на энергообъектах должны применяться заранее составленные типовые программы.

Типовые программы должны пересматриваться 1 раз в 3 года и корректироваться с вводом, реконструкцией или демонтажем оборудования, изменением технологических схем и схем технологических защит и автоматики.

6.9.9. Программа переключений и типовые программы переключений применяются оперативно-диспетчерским персоналом и являются оперативными документами при выполнении переключений.

6.9.10. При наличии на объекте мнемосхемы все изменения отражаются на ней после окончания переключений.

6.9.11. Программы переключений должны храниться наравне с другой оперативной документацией.

6.10. Автоматизированные системы диспетчерского управления

6.10.1. Диспетчерские пункты всех уровней управления должны быть оснащены автоматизированными системами диспетчерского управления (АСДУ), которые должны обеспечивать решение задач оперативно-диспетчерского управления энергопроизводством, передачей и распределением электрической энергии и тепла и могут функционировать как самостоятельные системы или интегрироваться с АСУ энергосистем или АСУ ТП энергообъектов. Связанные между собой АСДУ разных уровней управления образуют единую иерархическую АСДУ ЕЭС России в соответствии с иерархией диспетчерского управления.

6.10.2. Задачи оперативно-диспетчерского управления, решаемые с помощью АСДУ, в общем случае включают:

долгосрочное и краткосрочное планирование режимов ЕЭС России, ОЭС и энергосистем (прогнозирование нагрузки, составление балансов мощности и энергии, выбор состава оборудования, оптимизация режимов по активной и реактивной мощности, расчеты установившихся режимов, устойчивости, токов короткого замыкания, уставок релейной защиты и противоаварийной автоматики и др.);

оперативный контроль и управление режимами работы объекта управления (автоматический сбор, ретрансляция и обработка телеинформации и данных суточной диспетчерской ведомости; формирование базы данных реального времени и архивов оперативной информации; контроль состояния электрической сети и оборудования; контроль отклонения параметров режима от плановых заданий и допустимых пределов; отображение и документирование оперативной информации; прием и обработка ремонтных заявок и др.);

оперативные расчеты (прогнозирование нагрузки, моделирование и оценка надежности режимов, использование советов диспетчеру по ведению надежного и экономичного режима);

сбор, обработка и анализ производственно-статистической информации (балансов электрической и тепловой энергии, топлива, гидроресурсов, технико-экономических показателей);

автоматическое управление (системы АРЧМ, системы централизованного регулирования напряжения, централизованные системы противоаварийной автоматики, системы телеуправления оборудованием).

Необходимый перечень и объем решаемых задач, а также способы их решения определяются исходя из иерархического уровня и функций данного диспетчерского пункта с учетом обеспечения надежности и экономичности работы объекта управления.

6.10.3. В состав технических средств АСДУ должны входить: оперативный информационно-управляющий комплекс (ОИУК) и система сбора и передачи информации (ССПИ).

6.10.4. Оперативный информационно-управляющий комплекс должен быть выполнен на базе локальной сети (ЛС) компьютеров общесистемного назначения (серверов телемеханики, файл-серверов, серверов базы данных и приложений), автоматизированных рабочих мест пользователей (диспетчеров, технологов) и сетевого оборудования (мультиплексоров, маршрутизаторов и др.). Структура и состав конкретных ОИУК могут быть различными в зависимости от уровня иерархии, функций, объема обрабатываемой информации, но при этом должны обеспечиваться:

способность полноценного решения всех задач, предусмотренных для данного диспетчерского пункта;

наличие программируемого интерфейса с устройствами телемеханики различных типов;

межмашинный обмен информацией со смежными ОИУК с интерфейсом, заданным на верхнем уровне диспетчерского управления;

наличие вычислительных ресурсов, обеспечивающих:

– время вывода телеинформации на диспетчерский щит не более 10 с;

– время обновления телеинформации на дисплеях рабочих мест диспетчеров не более 10 с, на рабочих местах технологов – 10–20 с;

– цикл обработки телеинформации 5–10 с;

– время реакции системы на диалоговый запрос пользователя 2–5 с;

– возможность просмотра телеинформации с дискретностью не более 1–2 с;

возможность развития комплекса для расширения круга решаемых задач, увеличения объема обрабатываемой информации и количества пользователей;

высокая степень надежности при круглосуточной работе за счет дублирования всех общесистемных компьютеров с автоматическим взаиморезервированием, автоматический рестарт при сбоях комплекса, способность к постепенной деградации (сохранение работоспособности комплекса с понижением качества при отказе отдельных элементов технических или программных средств);

возможность управления средствами отображения индивидуального (мониторы, дисплеи) и коллективного (диспетчерский щит, информационные табло) пользования;

“дружественный” человеко-машинный интерфейс;

развитая система контроля и диагностики технических и программных средств комплекса;

возможность сбора и передачи оперативной информации с использованием коммутируемых и прямых аналоговых каналов связи, а также цифровых каналов связи;

защита информации от несанкционированного доступа.

6.10.5. Программные средства ОИУК должны состоять из стандартного и прикладного программного обеспечения. Стандартное программное обеспечение должно соответствовать современному мировому уровню и в обязательном порядке быть лицензионным. Прикладное программное обеспечение, реализующее основные функции ОИУК (SCADA), должно быть аттестовано организациями, уполномоченными РАО "ЕЭС России" на проведение экспертизы средств АСДУ.

6.10.6. Информационное обеспечение должно предусматривать решение всех задач, используемых в ОИУК. Минимально необходимый объем телеинформации, поступающий в ОИУК, должен обеспечивать оперативный контроль в реальном времени за состоянием и параметрами оборудования, находящегося в оперативном управлении и ведении персонала конкретного диспетчерского пункта. Оптимальный объем телеинформации должен обеспечивать наблюдаемость расчетной схемы модели реального времени контролируемой электрической сети.

6.10.7. В состав ССПИ должны входить:

- измерительные преобразователи;
- системы телемеханики:
 - передающие устройства (КП);
 - приемно-передающие устройства (ПУ, ЦППС);
 - каналы телемеханики;
- каналы передачи данных.

Система сбора и передачи информации должна обеспечивать:

передачу телеинформации между энергообъектами и ОИУК соответствующего диспетчерского пункта, а также между ОИУК смежных уровней управления по двум взаиморезервируемым каналам;

передачу данных между ОИУК смежных уровней управления;

совместно с ОИУК организацию распределенной базы данных на основе высокоскоростных каналов связи между локальными сетями ОИУК смежных уровней управления.

6.10.8. Устройства АСДУ должны быть оборудованы системами гарантированного электропитания. Исправность сис-

тем электропитания должна периодически проверяться по графику, утвержденному главным диспетчером (начальником диспетчерской службы) энергообъекта.

6.10.9. Оборудование ОИУК и ССПИ должно размещаться в специальных помещениях, отвечающих требованиям технических условий на оборудование и технические средства, оснащенных средствами пожарной сигнализации и пожаротушения и обеспечивающих ограниченный доступ персонала (в соответствии с требованиями защиты от несанкционированного доступа). Способ выполнения цепей ввода-вывода информации, защитные заземления и заземления информационных цепей должны обеспечивать помехозащищенность систем.

6.10.10. Вывод из работы отдельных элементов технических и программных средств ОИУК и ССПИ должен проводиться по оперативной заявке с разрешения диспетчера, в ведении которого они находятся.

6.11. Средства диспетчерского и технологического управления

6.11.1. Диспетчерские управления, энергосистемы, электростанции, электрические и тепловые сети, электрические подстанции должны быть оснащены средствами СДТУ в соответствии с "Нормами технологического проектирования диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем", "Руководящими указаниями по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах" и другими действующими нормативными документами.

Эксплуатация СДТУ должна обеспечивать постоянное их функционирование и готовность к действию при установленном качестве передачи информации в нормальных и аварийных режимах энергосистем.

6.11.2. Ведомственные диспетчерские пункты электрифицированных железных дорог, газо- и нефтепроводов, промышленных предприятий должны иметь необходимые средства связи и телемеханики с диспетчерскими пунктами энергосистем в объеме, согласованном с этими энергосистемами.

Информация с абонентских подстанций напряжением 35 кВ и выше должна передаваться в зависимости от конкретных условий как на ведомственные диспетчерские пункты, так и на диспетчерские пункты энергосистем. Объемы и направления передаваемой информации с абонентских подстанций должны быть согласованы с АО-энерго.

6.11.3. Аппаратура СДТУ, установленная на диспетчерских пунктах различных уровней управления и контролируемых энергообъектах, должна быть закреплена за службами телемеханики и связи, службами (предприятиями, подразделениями) СДТУ соответствующего уровня управления и эксплуатироваться ими. Аппаратура СДТУ, установленная на объектах РАО "ЕЭС России", должна быть закреплена за соответствующими подразделениями этих объектов и эксплуатироваться ими. Аппаратура СДТУ высшего уровня управления, установленная на объектах низшего уровня, должна эксплуатироваться персоналом, обслуживающим СДТУ данного энергообъекта.

6.11.4. Техническое обслуживание и поверка датчиков (преобразователей) телеизмерений, включаемых в цепи вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения, должны производиться персоналом соответствующих служб РЗА (ЭТЛ) и метрологического обеспечения.

6.11.5. Персонал служб (предприятий, подразделений) СДТУ низшего уровня управления, включая подразделения СДТУ объектов РАО "ЕЭС России", должен находиться в оперативном подчинении соответствующих служб верхнего уровня в части эксплуатации оборудования СДТУ, находящегося в его оперативном управлении (ведении).

6.11.6. Техническая эксплуатация магистральных кабельных линий связи должна быть организована в соответствии с "Правилами технической эксплуатации магистральной и внутризоновых первичных сетей ЕАСС".

6.11.7. Техническая эксплуатация волоконно-оптических линий связи, размещенных на опорах линий электропередачи, должна быть организована в соответствии с "Правилами проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи".

6.11.8. Оперативное и техническое обслуживание СДТУ должно быть обеспечено:

центральными узлами средств управления (ЦУСУ) ЦДУ ЕЭС России, ОДУ, АО-энерго, АО-электростанций;

местными узлами средств управления (МУСУ) предприятий электрических сетей и электростанций;

лабораториями, входящими в состав служб (предприятий) СДТУ.

В целях обеспечения бесперебойной работы СДТУ на центральных и местных узлах средств управления должно быть организовано круглосуточное дежурство оперативного персонала; ЦУСУ и МУСУ должны быть оснащены вводно-коммутационными, измерительными и проверочными устройствами, а также обеспечены инструментом, материалами и запасными частями.

6.11.9. Автотранспорт, закрепленный за подразделениями СДТУ, приравнивается по режиму работы к оперативно-диспетчерскому и выделяется без предварительной заявки.

6.11.10. Средства диспетчерского и технологического управления должны быть обеспечены гарантированным электропитанием в соответствии с действующими нормативными документами.

6.11.11. Ввод в работу и эксплуатация радиорелейных линий и средств радиосвязи (УКВ и КВ радиостанций) должны быть организованы в соответствии с действующими нормативными документами.

6.11.12. Структура и качественные показатели производственных телефонных сетей всех уровней должны соответствовать действующим нормативным документам по системам автоматизированной телефонной связи РАО "ЕЭС России" и Минсвязи РФ.

6.11.13. Устройства проводной связи должны быть защищены от опасных и мешающих влияний электроустановок высокого напряжения в соответствии с действующими нормативными документами.

6.11.14. Порядок и периодичность измерений мешающих воздействий и помех, а также порядок действия персонала узлов связи при превышении допустимых значений мешаю-

щих влияний или помех должны быть установлены местными инструкциями.

6.11.15. Измеренные значения напряженности поля радиопомех, создаваемых ВЛ и электрическими подстанциями, должны соответствовать "Общесоюзным нормам допускаемых индустриальных радиопомех".

6.11.16. На линиях электропередачи, по которым организованы высокочастотные каналы связи и телемеханики, при работах, требующих наложения заземления, должны применяться переносные заземляющие высокочастотные заградители.

6.11.17. Плановый и аварийный вывод из работы СДТУ должен оформляться оперативной или аварийной заявкой.

6.11.18. Устройства телеуправления должны исключать возможность ложного отключения (включения) управляемого оборудования при повреждении любого элемента этих устройств. На сборках зажимов устройств и панелей телемеханики зажимы, случайное соединение которых может вызвать отключение или включение оборудования, не должны располагаться рядом.

6.11.19. Способ выполнения и режим эксплуатации электрических цепей от датчиков (преобразователей) телеизмерений и телесигнализации до устройств сбора, обработки и передачи информации должны исключать помехи, приводящие к искажению этой информации.

6.11.20. Сопротивление изоляции выходных цепей телеуправления и цепей питания устройств телемеханики напряжением 220 В должно измеряться мегаомметром 1000-2500 В и быть не ниже 10 МОм.

6.11.21. Для вывода из работы цепей формирования команд и выходных цепей телеуправления на электростанциях, подстанциях и диспетчерских пунктах должны применяться специальные общие ключи или отключающие устройства. При формировании команд телеуправления с компьютеризованного рабочего места диспетчера должны использоваться надежные программные способы вывода из работы функции формирования команд телеуправления.

6.11.22. Персонал производственных подразделений, обслуживающий СДТУ, должен периодически осматривать ап-

паратуру в соответствии с производственными инструкциями, обращая особое внимание на правильность положения переключающих устройств и состояние сигнализации неисправностей.

6.11.23. Оборудование СДТУ должно иметь маркировку в соответствии с исполнительными схемами. На аппаратуре должна быть надпись с указанием коммутационного устройства источника электропитания.

6.11.24. Полные и частичные проверки и ремонт СДТУ должны выполняться по утвержденному графику, согласованному с диспетчерской службой и вышестоящей службой СДТУ.

6.11.25. Все неисправности и неправильные действия СДТУ должны немедленно устраняться, учитываться и анализироваться в установленном порядке.

В случае неправильного действия устройств, их повреждения или отклонения параметров от нормированных показателей должны проводиться дополнительная проверка и устранение указанных нарушений с уведомлением диспетчера и вышестоящей службы СДТУ.

6.12. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии и мощности (АСКУЭ)

6.12.1. В целях обеспечения эффективности оперативно-технологического и оперативно-коммерческого управления режимами работы ЕЭС в ОЭС и АО-энерго должны максимально использоваться АСКУЭ.

6.12.2. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии и мощности должны обеспечивать получение данных о средних 30-минутных (коммерческих) значениях электрической мощности и об учтенной электроэнергии по зонам суток за календарные сутки и накопительно за заданный отрезок времени (неделю, месяц, год и т.д.).

6.12.3. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии и мощности должны быть метрологически аттестованы органами Госстандарта России в соответствии с действующими нормативными документами.

6.12.4. Функционирование АСКУЭ должно обеспечиваться на основе сбора и передачи информации от энергообъектов по структуре, соответствующей, как правило, структуре системы сбора и передачи информации АСДУ: энергообъект – АО-энерго – ОДУ – ЦДУ.

6.12.5. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии и мощности на всех уровнях управления должны быть защищены от несанкционированного доступа к информации и ее произвольного изменения как путем пломбирования отдельных элементов, так и программными средствами.

6.12.6. На всех межсистемных (между субъектами рынка) ВЛ напряжением 110 кВ и выше и всех ВЛ 220-1150 кВ учет электроэнергии должен выполняться на обоих концах ВЛ.

6.12.7. В условиях эксплуатации должна обеспечиваться работа измерительных трансформаторов в требуемом классе точности. В схемах учета на всех ВЛ напряжением 110 кВ и выше должны применяться трехфазные трехэлементные счетчики электроэнергии с трансформаторами тока в каждой фазе. На каждую единицу учета должен быть заведен паспорт-протокол.

6.12.8. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии и мощности на всех уровнях должны быть оснащены системами точного астрономического времени и гарантированным электропитанием.

6.12.9. Исходными нормативными документами для схемы коммерческого учета на рынке электрической энергии и мощности являются действующие правила работы рынка и договоры (контракты) на поставку (покупку) электроэнергии и мощности между субъектами рынка. При этом должен обеспечиваться учет количества переданной (полученной) электрической энергии и мощности, а также инструментальное определение потерь электроэнергии при ее передаче. Учет должен обеспечивать получение данных по сальдо перетокам субъектов рынка, выработке, отпуску и потреблению, а также по межгосударственным перетокам."

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Организация эксплуатации	2
2. Территория, производственные здания и сооружения	3
3. Гидротехнические сооружения и водное хозяйство электростанций, гидротурбинные установки	4
4. Тепломеханическое оборудование электростанций и тепловых сетей	5
5. Электрическое оборудование электростанций и сетей	9
6. Оперативно-диспетчерское управление	12

Подписано к печати 20.12.2000

Формат 60 x 84 1/16

Печать ризография

Усл. печ. л. 3,4 Уч. - изд. л. 3,5

Тираж 500 экз.

Заказ № *279*

Издат. № 00-08(06)

Лицензия № 040998 от 27.08.99 г.

Производственная служба передового опыта эксплуатации
энергопредприятий ОРГРЭС

105023, Москва, Семеновский пер., д. 15