

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ И ТЕНДЕНЦИЙ РАЗВИТИЯ ОАО «МОЭСК».

ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ОАО «МОЭСК».

1. ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ОАО «МОЭСК».

- 1.1. Задачи диспетчерско-технологического управления процессами эксплуатационного обслуживания, ремонтов и развития сетей
- 1.2. Задачи в части информационно-аналитической деятельности
- 1.3. Типовые решения по диспетчерскому щиту управления (ДЩ)
- 1.4. Типовые решения по диспетчерскому щиту управления

2. РЕКОМЕНДУЕМОЕ К ПРИМЕНЕНИЮ ОБОРУДОВАНИЕ ПОДСТАНЦИЙ 35-220 кВ

- 2.1. Распределительные устройства 35-220 кВ и 6-20 кВ
- 2.2. Силовые трансформатора и автотрансформаторы, устанавливаемые на ПС 35-220 кВ
- 2.3. Основные требования к токоограничивающим реакторам
- 2.4. Основные требования к вольтодобавочным трансформаторам линейным
- 2.5. Коммутационные аппараты
- 2.6. Комплектные распределительные устройства элегазовые (КРУЭ)
- 2.7. Щит собственных нужд 0,4 кВ
- 2.8. Устройства компенсации реактивной мощности
- 2.9. Измерительные трансформаторы в сетях 35-220 кВ
- 2.10. Линейные вводы
- 2.11. Опорно-стержневая изоляция ПС 35-220 кВ
- 2.12. Ограничители перенапряжений нелинейные
- 2.13. Компенсация емкостных токов замыкания на землю
- 2.14. Заземляющие устройства
- 2.15. Диагностика основного оборудования подстанций
- 2.16. Ограничения по применению оборудования подстанций 35-220 кВ

3. ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 35-220 кВ

- 3.1. Требования к воздушным линиям электропередачи
- 3.2. Требования к опорам
- 3.3. Требования к проводам и грозозащитным тросам ВЛ 35-220 кВ
- 3.4. Линейная арматура и изоляторы
- 3.5. Защита изоляции ВЛ от грозовых и коммутационных перенапряжений
- 3.6. Диагностика ВЛ
- 3.7. Требования к технологиям для ВЛ
- 3.8. Запрещаются к применению



4. КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 35-220 кВ

- 4.1. Основные требования к кабельным линиям
- 4.2. Способы прокладки кабельных линий
- 4.3. Требования к кабелю
- 4.4. Основные требования к кабельной арматуре
- 4.5. Основные требования к сооружению кабельных линий 110, 220 кВ
- 4.6. Основные требования к прокладке кабелей 110-220 кВ в кабельных сооружениях
- 4.7. Диагностика и испытания кабельных линий
- 4.8. Защита от перенапряжений кабельных линий
- 4.9. Запрещаются к применению

5. ДИАГНОСТИКА

- 5.1. Диагностика распределительных устройств подстанций 35-220 кВ, ВЛ, КЛ
- 5.2. Передвижные электротехнические лаборатории и мобильные испытательные установки

6. УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

- 6.1. Автоматика
- 6.2. Определение места повреждения (ОМП)
- 6.3. Пункты автоматического включения резерва и секционирующие пункты

7. ПОСТОЯННЫЙ ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК ПОДСТАНЦИЙ

- 7.1. Аккумуляторные батареи
- 7.2. Щит постоянного тока
- 7.3. Подзарядные устройства
- 7.4. Устройство контроля АБ

8. ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И РАЗВИТИЕ СИСТЕМ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ

9. РЕКОМЕНДУЕМОЕ К ПРИМЕНЕНИЮ ОБОРУДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6-20 кВ

- 9.1. Общие требования к электрическим сетям 6-20 кВ
- 9.2. Требования к выбору системы напряжений
- 9.3. Требования к схемам построения сетей

10. ПОДСТАНЦИИ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА 6-10-20 кВ

- 10.1. Технические требования к ТП 6-20/0,4 кВ
- 10.2. Технические требования к распределительным устройствам 10-20 кВ
- 10.3. Силовые трансформаторы 6-20 кВ
- 10.4. Коммутационные аппараты
- 10.5. Защита изоляции распределительных сетей от грозовых и коммутационных перенапряжений
- 10.6. Ограничения по применению оборудования
- 10.7. Мероприятия по повышению сетевой надежности

11. ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 10-20 кВ

- 11.1. Требования к воздушным линиям электропередачи
- 11.2. Опоры
- 11.3. Провода
- 11.4. Линейная арматура и изоляторы
- 11.5. Пункты автоматического включения резерва и секционирующие пункты
- 11.6. Защита ВЛ от грозовых и коммутационных перенапряжений
- 11.7. Требования к технологиям для ВЛ
- 11.8. Запрещаются к применению

12. КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 6-20 кВ

- 12.1. Требования к кабельным линиям
- 12.2. Схемы построения кабельных линий
- 12.3. Силовые кабели
- 12.4. Требования к кабельной арматуре
- 12.5. Требования к технологиям прокладки кабельных линий
- 12.6. Защита изоляции КЛ от коммутационных перенапряжений
- 12.7. Запрещаются к применению

13. СИСТЕМА СРЕДСТВ ДИСПЕТЧЕРСКОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

- 13.1. Анализ существующих технологических сетей связи ОАО «МОЭСК»
- 13.2. Состав услуг
- 13.3. Прогноз объема спроса на услуги технологической связи ЕТСС
- Потребности в каналах связи на одну ПС
- 13.4. Основные направления развития ЕТСС ОАО «МОЭСК».
- Построение транспортной сети связи
- 13.5. Состав и размещение оборудования ЕТСС
- 13.6. Сеть диспетчерско-технологической связи
- 13.7. Построение корпоративной сети передачи данных
- 13.8. Принципы адресации и маршрутизации
- 13.9. Система тактовой сетевой синхронизации
- 13.10. Принципы построения системы управления ЕТСС
- 13.11. Система эксплуатации и технического обслуживания

14. РАЗВИТИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

- 14.1. Автоматизированная система технологического управления
- 14.2. Автоматизированная система управления технологическими процессами подстанции

15. ТЕЛЕМЕХАНИКА И ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЯ

- 15.1. Требования к комплексу телемеханики на ПС, КЛ, КВЛ
- 15.1.2. Требования к телемеханике 1 группы
- 15.1.3. Требования к телемеханике 2 групп
- 15.2. Требования к ЦППС

16. ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

17. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВА И МЕРОПРИЯТИЯ ПО КОНТРОЛЮ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

- 17.1. Требования к средствам измерений
- 17.2. Мероприятия по обеспечению качества электроэнергии

18. ТЕХНИЧЕСКИЙ АУДИТ ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ

19. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

20. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

21. ЭКОЛОГИЯ

- 21.1. Экология подстанций
- 21.2. Экология ВЛ
- 21.3. Экологическая безопасность автотранспортных предприятий
- 21.4. Запрещается использовать

22. АВТОТРАНСПОРТ И МЕХАНИЗМЫ

- 22.1. Общие требования
- 22.2. Требования к автомобилям
- 22.3. Требования к содержанию транспорта
- 22.4. Требования к спецоборудованию и механизмам, в том числе смонтированным на шасси автотракторной техники
- 22.5. Комплектование автотракторного парка автомобилями, специальной техникой и механизмами
- 22.6. Окраска автомобилей, спецтехники и механизмов
- 22.7. Комплектация фургонов бригадных машин

23. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

24. ПРИЛОЖЕНИЕ:

«Основные положения Технической политики ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» в области информационных технологий»

ВВЕДЕНИЕ

Концепция технической политики ОАО «МОЭСК» на период до 2010 года (в дальнейшем Концепция) разработана во исполнение приказа ОАО РАО «ЕЭС России» от 12.11.04 г. № 660, пункт 6, требующего повышения качества технической политики при реализации инвестиционных проектов, проведении модернизации и технического перевооружения объектов электроэнергетики

Перед Концепцией поставлена конкретная задача: определение наиболее прогрессивных технических решений и показателей технического уровня оборудования, которые должны применяться в инвестиционных программах ОАО «МОЭСК».

Необходимо подчеркнуть, что данный документ - это не концептуальные положения общего направления развития, что обычно принято относить к понятию Концепция, а совокупность конкретных технических решений и рекомендаций по применению наиболее прогрессивного оборудования и технологий в основных подотраслях электроэнергетики.

В Концепции не рассматривается эффективность предлагаемых технологий. Расчёт эффективности и выбор, из предложенного в Концепции набора технических решений, необходимо осуществлять на стадии конкретного проектирования.

АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СТРУКТУРЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕНДЕНЦИИ ЕГО РОСТА В ОАО «МОЭСК»

Устойчивый рост потребления электрической энергии в условиях дефицита инвестиционных ресурсов на развитие электроэнергетики вынуждает особенно тщательно оценивать существующие производственные возможности филиалов ОАО «МОЭСК», их способность надежно и эффективно обеспечивать растущий спрос на электроэнергию, и на этой основе определить реальные масштабы необходимой модернизации и развития.

В настоящее время в Московском регионе наблюдаются тенденции, сходные с мировыми. Потребление электроэнергии растет в среднем на 4-8 % в год.

Доля непромышленного сектора в структуре потребления увеличивается еще быстрее (в Московском регионе в 2005 году она достигла 66 %).

В ближайшие 10-15 лет рост потребления электроэнергии будет определяться умеренными темпами развития отраслей промышленности, ростом потребления электроэнергии в коммунальном и бытовом секторах. Рост потребления в непромышленной сфере ожидается вследствие роста числа коммерческих, финансовых и общественных учреждений, оснащения их различного рода техникой; в бытовой сфере - вследствие насыщения квартир изделиями бытовой электротехники и увеличения размеров жилья.

Потребление электроэнергии в промышленных отраслях (в расчете на одного жителя) составит 1,6-2,4 МВт ч в год. Ожидаемое потребление электроэнергии в коммерческом секторе будет ежегодно возрастать на 2-3 % в год.

В результате электрические нагрузки в коммунально-бытовом секторе увеличатся до 2-5 раз, потребление электроэнергии в расчете на 1 семью из 3-х человек возрастет до 3,2 МВт ч в год. При этом не следует ожидать значительного роста нагрузок и потребления электроэнергии сельскохозяйственным производством.

Следует отметить, что:

- в основных отраслях экономики (строительство, промышленность, предприятия по переработке и хранению сельскохозяйственной продукции и др.) наметилась устойчивая тенденция роста потребностей в электрической энергии и мощности;



- потребление электроэнергии в коммунально-бытовом секторе имеет устойчивую тенденцию роста (за 90-е годы оно возросло с 102 до 140 млрд. кВт ч. или ~ 5 % ежегодно);
- к 2015 году потребление электроэнергии в коммунально-бытовом секторе удвоится, а электрические нагрузки возрастут в 2-4 раза. Целью технической политики в части РЗиА является обеспечение надежного электроснабжения потребителей за счет быстрого и надежного отключения КЗ и надежной работы автоматики.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ОАО «МОЭСК»

Основной задачей ОАО «МОЭСК» является бесперебойное электроснабжение потребителей, а также надёжная работа оборудования как в нормальном, так и в аварийных режимах.

Надёжность работы оборудования обуславливается правильной эксплуатацией, а также соблюдением нормативов по его допустимой нагрузке. Особую значимость вышесказанное приобретает для ОАО «МОЭСК» в связи с тем, что огромное количество трансформаторов – старые, срок эксплуатации превышает допустимый, а также, в связи с заключениями по проведённым техобследованиям, часть оборудования не может быть загружена до номинальных параметров.

При превышении допустимых параметров по нагрузке трансформаторов (особенно в аварийных режимах) ОАО «МОЭСК» вынужден применять мероприятия, которые приводят к временному ограничению или отключению потребителей. Для исключения ввода временных ограничений и отключения потребителей нагрузка АТ и трансформаторов на ПС ОАО «МОЭСК» в аварийных режимах не должна превышать 105% от $S_{ном}$. Разрешение на подключение новых абонентов к шинам ПС различного класса напряжения также необходимо производить при условии загрузки одного трансформатора в аварийном режиме не более чем на 105% от $S_{ном}$ (на двухтрансформаторных подстанциях). Решение о подключении новых потребителей принимать только после проведения необходимых расчетов и анализа режима работы электросети необходимыми техническими службами. Проводить планомерную замену трансформаторов с целью ликвидации их перегрузки и с учетом роста нагрузок.

В случае крайней необходимости возможно увеличение нагрузки АТ или трансформаторов, установленных или вновь монтируемых на ПС ОАО «МОЭСК», до параметров, определённых заводом-изготовителем с указанием объёма нагрузки и допустимого времени эксплуатации трансформатора с указанной нагрузкой.

На всех трансформаторах с возможной аварийной нагрузкой выше 130% должны быть установлены ААПТ (автоматическая аварийная разгрузка трансформаторов).

Учитывая энергодефицитность Московского региона, планы по подключению потребителей увязывать с планами перспективного развития сети с учетом планов по увеличению генерации в этом энергорайоне. Для повышения надежности и снижения потерь электроэнергии разрабатывать мероприятия с целью снижения перетоков мощности между энергорайонами. Разделить условно сеть ОАО «МОЭСК» на энергорайоны (с привязкой к нескольким ТЭЦ).

Предусматривать и при необходимости разрабатывать меры по снижению токов короткого замыкания. При разработке схемы и выборе оборудования 220-110 кВ ограничиться уровнем тока КЗ в 60 кА.

В целях снижения уровней тока КЗ рассматривать различные методы:

- стационарное или автоматическое деление сети;
- использование токоограничивающих устройств;
- оптимизация режима заземления нейтралей элементов электрической сети и т.д.

Выбор методов и средств ограничения токов КЗ должен определяться технико-экономическими показателями в каждом конкретном случае.

Для повышения надежности сети предусматривать в точках деления сети АВРЛ (автоматическое включение резервной линии), АВШСВ (автоматическое включение шиносоединительного выключателя), и пр.

2. На ПС 35-110-220 кВ должны устанавливаться трансформаторы с устройством РПН. Для обеспечения нормированного уровня качества электрической энергии все трансформаторы 35-110 кВ должны быть оснащены автоматическими регуляторами напряжения (АРНТ).

На ПС 35-110 кВ с ПБВ, замена которых не требуется по условиям роста нагрузок и где регулирование напряжения не отвечает требованиям, необходимо устанавливать ВДТ.

Для обеспечения качества электроэнергии, снижения потерь и повышения пропускной способности сети необходима организация работы по нормализации потоков реактивной мощности:

- а) учет установленных у потребителей источников реактивной мощности;
- б) обеспечение полной оснащенности объектов приборами контроля и учета реактивной мощности;
- в) при рассмотрении и согласовании технических условий на присоединение потребителей включать в договоры требование по установке у потребителей источников компенсации реактивной мощности для поддержания заданного коэффициента реактивной мощности.

Для повышения качества напряжения, снижения потерь, снижения загруженности сетевых объектов (ВЛ, КЛ, АТ) при проектировании новых объектов предусматривать производственные площади для установки источников - реактивной мощности на ПС 110 кВ.

Выбор мощности компенсирующих устройств и мест их установки производить исходя из условий:

- обеспечения пропускной способности связей в нормальных и аварийных режимах;
- поддержание необходимых уровней напряжения и запасов устойчивости электросети;
- максимально допустимых уровней напряжения в режимах летнего минимума нагрузок.

При этом следует руководствоваться принципом:

- в первую очередь должен рассматриваться вопрос установки компенсирующих устройств непосредственно у потребителей.

Установку регулируемых устройств компенсации реактивной мощности на ПС-35-110 кВ или на шинах 6-10 кВ этих ПС рассматривать только при необходимости обеспечения быстрого и непрерывного регулирования напряжения.

- на ПС-35-110 кВ рассматривать варианты установки устройств компенсации реактивной мощности единичной мощностью не более 25 МВар (для обеспечения ступенчатого регулирования).

Вести постоянный контроль за величиной $\text{tg}\varphi$ (предельное значение коэффициента реактивной мощности на шинах 6 – 10 кВ = 0,4) - для обеспечения качества напряжения и (или) разработки мероприятий по поддержанию заданных коэффициентов реактивной мощности, для чего на всех присоединениях 6-10 кВ должны быть установлены необходимые приборы для снятия показаний, используемых при расчёте.

3. Для снижения потерь, перетоков реактивной мощности проектировать, строить и эксплуатировать сеть 35 кВ по радиальной схеме.

Технические решения должны обеспечивать надежность электроснабжения с учетом требований потребителя, Обеспечить рост электрических нагрузок и объемов потребления электроэнергии - переводом сетей на более высокий класс напряжения с соответствующим технико-экономическим обоснованием. При сравнении вариантов с разными классами среднего напряжения, имеющих равные затраты или с разностью до 10%, приоритет должен отдаваться варианту развития сети с более высоким средним напряжением.

В качестве основных линий в сети 35-110 кВ следует применять взаимно резервируемые ВЛ 35-110 кВ с автоматическим вводом резервного питания от разных ПС.



4. Для эффективного управления режимом сети необходима:

- высокая наблюдаемость режима сети средствами телеметрии, позволяющих отслеживать состояние сети в режиме реального времени, система измерения, контроля и учета электроэнергии;
- формирование расчетной модели РС, расчет режимов;
- использование в работе системы советчика диспетчера по схемным и режимным вопросам;

Расчеты электрической сети должны выполняться для нормального и послеаварийного режимов с целью:

- определения оптимальных точек потокораздела;
- проверки работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня нагрузок;
- выбор схем и параметров сети, оценка загрузки элементов сети;
- проверка выполнения требований к качеству напряжений и выбора средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- анализ пропускной способности сети, выбор оборудования.

Расчеты необходимо проводить с оценкой двух состояний электрических сетей – для условий годового максимума и минимума нагрузки.

Расчет по полной схеме сети предполагает включение в работу всех линий электропередачи и силовых трансформаторов при условии, что сети 35 кВ, имеющие двустороннее питание от разных питающих подстанций, принимаются разомкнутыми, а сети 110 кВ и выше – замкнутыми.

При проведении расчетов режима минимальной нагрузки рекомендуется рассматривать условия снижения летнего максимума до 30%.

5. Для управления режимами распределительной сети 0,4-20 кВ с целью повышения надежности электроснабжения, обеспечения качества электрической энергии, снижения потерь электрической энергии и повышения эффективности управления режимами сети необходимо:

- провести тщательное обследование режима работы распределительных сетей 0,4-20 кВ;
- создать расчетную схему сети 0,4-20 кВ для анализа нормальных, ремонтных, аварийных режимов;
- по результатам расчетов разрабатывать решения по ликвидации «узких мест», повышению надежности и качества электроснабжения;
- создать расчетную схему сети 0,4-20 кВ для анализа режимов в соответствии с перспективными планами развития сети;
- по результатам расчетов принимать решения о подключении дополнительной нагрузки, реконструкции сети, строительстве новых объектов, замене оборудования.

6. На первом этапе вышеуказанную работу выполнять на каждом филиале. Для выполнения этой работы необходимо решить вопрос введения в штат ОДГ РРС (РЭС) инженера по режиму.

7. На втором этапе создать общую расчетную схему распределительной сети ОАО «МОЭСК» и всю работу выполнять централизованно в службе режимов.

Для выполнения поставленных задач необходимо организовать:

1. Проведение регулярных контрольных измерений: замеры в максимум нагрузок, выборочные замеры в летний период, выборочные замеры перед началом осенне-зимнего максимума и внеочередные (для выполнения этой работы в полном объеме необходимо решить вопрос обеспечения распределительных сетей персоналом, участвующим в измерениях):

- обеспечение контроля за напряжением;
- обеспечения контроля за нагрузкой оборудования (определения фактической загрузки трансформаторов 6-10 кВ, определения фактической загрузки ЛЭП сети 6-10 кВ);

- определения оценки величины потери напряжения в сети 6-10-0,4 кВ (предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения в ЛЭП не должна превышать 10% от номинального значения);
- определение несимметрии нагрузки по фазам, отходящим от ТП;
- 2. Обеспечение персонала необходимыми приборами и устройствами, обеспечивающими снятие показаний на ТП и ЛЭП. (Пример прибор КВАНТ позволяет производить контроль напряжения ЛЭП 6-35 кВ, контроль тока нагрузки ВЛ-0,4-35 кВ).
- 3. Определение возможности регулирования напряжения с помощью РПН трансформаторов;
- 4. Ввод параметров схемы сети 0,4-20 кВ в программу для расчета установившегося режима и поддержание программы с внесением изменений в схеме.
- 5. Расчет установившихся режимов в разомкнутых электрических сетях 0,4-20 кВ в программном комплексе РТП-3 или другой программы, на каждом филиале.
- 6. Ввод АСКУЭ на питающих центрах - это позволит автоматизировать систему контроля и учета электроэнергии, мощности, обеспечит получение данных – показания счетчиков активной и реактивной мощности, напряжения на шинах 6-10 кВ, нагрузках отходящих фидеров, расчет $\cos\varphi$, $\tan\varphi$.

Для повышения уровня эксплуатации:

1. Использование на всех питающих центрах устройств избирательной сигнализации для отыскания поврежденного присоединения при однофазных замыканиях на землю в трехфазной электрической сети, работающей с изолированной нейтралью. (Для исключения при отыскании повреждения поочередного кратковременного отключения линий с включением их в работу от АПВ или вручную).
2. Оснащение диспетчерских щитов РРС устройствами телемеханики, сигнализирующих диспетчеру о технологических нарушениях (работа устройств РЗА, недопустимое отклонение параметров) в объеме, достаточном для анализа ситуации и принятия решений. Техническая политика в области электрических сетей определяется главными стратегическими целями развития ОАО «МОЭСК», включающих:
 - создание сетевой и технологической инфраструктуры, способствующей эффективному функционированию конкурентного рынка электроэнергии внутри Российской Федерации и обеспечивающей интеграцию в международные рынки электроэнергии;
 - преодоление старения основных фондов электрических сетей и электросетевого оборудования за счет увеличения масштабов работ по их реконструкции и техническому перевооружению (модернизация подстанций, реконструкция высоковольтных линий электропередачи, модернизация и развитие информационной инфраструктуры);
 - развитие централизованного технологического управления электрическими сетями;
 - обеспечение условий для присоединения к электрической сети участников оптового рынка на условиях не дискриминационного доступа, без снижения системной надежности;
 - доведение технического уровня ОАО «МОЭСК» до мировых стандартов, повышение её надежности и управляемости посредством использования новой высокоэффективной техники и технологий;
 - повышение эффективности функционирования за счет обоснованного упрощения главных схем, снижения издержек, удельных расходов по эксплуатации и потерь в сетях ОАО «МОЭСК»;
 - создание автоматизированных подстанций;
 - широкое применение в ОАО «МОЭСК» различных типов оборудования для регулирования реактивной мощности (линейные и шинные управляемые шунтирующие реакторы, статические тиристорные компенсаторы);
 - ввод в эксплуатацию пилотных проектов гибких систем электропередачи переменного тока (FACTS), определенных Приказом РАО "ЕЭС России" № 488 от 19.09.2003 г. и Решением Правления ОАО "ФСК ЕЭС" от 12.12.2004 г.

С учетом формирования в Российской Федерации конкурентного рынка электроэнергии устанавливаются основные показатели технического уровня электрических сетей при их функционировании и развитии.



Поэтому традиционные подходы к выбору таких показателей требуют корректировки на основе введения укрупненных комплексных параметров. Детализация этих параметров должна быть осуществлена на основе разрабатываемых программных и нормативно-технических документов.

В соответствии с принятой Стратегией развития ОАО «МОЭСК» к укрупненным комплексным показателям технического уровня электрических сетей следует отнести:

1. Надежность

Надежность характеризуется возможностью отказов элементов электрической сети, а также связанной с этими отказами невозможностью исполнения в полном объеме обязательств перед пользователями сети. Надежность ОАО «МОЭСК» определяется резервами пропускной способности сети, ее живучестью, управляемостью, надежностью отдельных элементов и систем и соответствующим построением сети.

2. Ремонтопригодность сетей

Показатели ремонтопригодности включают время простоя в ремонтах и ограничения во время ремонта передаваемой (принимаемой) пользователями сети электроэнергии.

3. Качество функционирования

Качество функционирования определяется возможностью ведения режимов сети, обеспечивающих поддержание задаваемых оптимальных уровней напряжения и возможностью контроля объемов электроэнергии во всех точках приема и отпуска электроэнергии в сети, уровня потерь, обеспечением требований по оптимальной плотности тока.

4. Удовлетворенность спроса на услуги

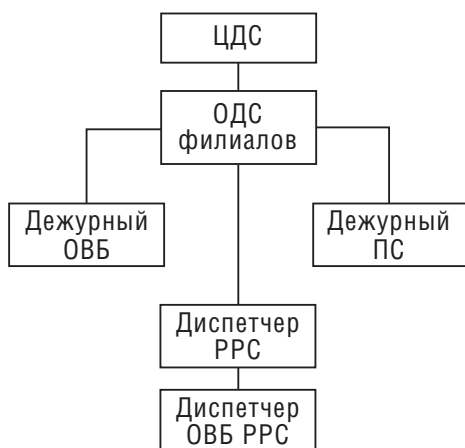
Удовлетворенность спроса на услуги ОАО «МОЭСК» оценивается возможностью сети принять и передать из сети объемы электроэнергии, востребованные рынком, как на этапе текущего функционирования, так и на этапе развития сети. Для этой оценки используются показатели ограничения пропускной способности сети и отказы сети в подключении пользователей.

1. ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ОАО «МОЭСК».

Оперативно-технологическое управление в ОАО «МОЭСК» строится по иерархическому принципу сверху - вниз. Высшей ступенью оперативно-диспетчерского управления в Московском регионе является Московское РДУ - филиал ОАО «СО ЕЭС».

Существующая структура диспетчерского управления в ОАО «МОЭСК» имеет три уровня:

- верхний уровень – Центральная диспетчерская служба, функционирующая при исполнительном аппарате ОАО «МОЭСК»;
- средний уровень – Оперативно-диспетчерские службы в электросетевых филиалах ОАО «МОЭСК»;
- нижний уровень – диспетчерские группы в РРС (РЭС).



В настоящее время в ОАО «МОЭСК» функционирует Центральная диспетчерская служба (ЦДС), выполняющая неоперационные функции, оперативно-диспетчерские службы предприятий электрических сетей, ВКС, а так же диспетчерские подразделения в РЭС (РРС), осуществляющие выполнение как операционных, так и неоперационных функций оперативно-технологического управления.

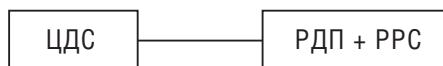
В соответствии с приказом № 68 РАО «ЕЭС России» от 30.01.2006 г. «Об утверждении целевой организационно-функциональной модели оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России» и планом-графиком формирования Центров управления сетями (ЦУС), ЦДС совместно со службой режимов, должны обеспечить выполнение операционных и неоперационных функций оперативного управления электросетевыми объектами ОАО «МОЭСК» и их ведения.

Настоящий раздел содержит основные задачи в области организации и совершенствования оперативно-технологического управления в ОАО «МОЭСК», а так же типовые требования и решения по программно-аппаратному оснащению ЦУС, РДП ПЭС, ДП РЭС (РРС) ОАО «МОЭСК», которые должны быть положены в основу технических заданий и проектов, при реконструкции и строительстве новых объектов оперативно-технологического управления компании.

Основные задачи в области организации и совершенствования оперативно-технологического управления. Основной задачей должно быть построение в компании качественной вертикали оперативно-технологического управления, использующей в своей работе самые современные методы организации и технического обеспечения процесса управления переключениями, поддержания надежной схемы, расчетной модели сети организации ремонтов и эксплуатации, контроля за производством работ, тренажерной подготовки и психологической разгрузки. Итоговой задачей реформирования оперативно-технологического управления компании должен стать поэтапный переход с трехуровневой системы управления:



на двухуровневую



Структурная схема двухуровневой системы оперативно-технологического управления должна предусматривать центр управления сетями верхнего уровня (ЦУС) ОАО «МОЭСК» и региональные центры управления сетями, расположенные при головных офисах вновь образованных филиалов компании.

Центр управления сетями верхнего уровня (ЦУС) должен выполнять операционные и неоперационные функции по оперативному управлению и ведению объектами и линиями электропередач 35-220 кВ компании, расположенными в административных границах г.Москва, а так же распределительной сетью 0,4-20кВ в настоящее время принадлежащей МГЭК. ЦУС так же осуществляет методологическое руководство, контрольные функции, информационное ведение в региональных центрах управления сетями.

ЦУС размещается при головном офисе компании. Вышестоящим органом оперативно-диспетчерского управления для ЦУС является Московское РДУ - филиал ОАО «СО ЕЭС».

Центры управления сетями второго уровня (региональные центры управления сетями) осуществляют операционные и неоперационные функции по оперативному управлению и ведению объектами и линиями электропередач 35-220 кВ, а так же распределительными сетями 0,4-20 кВ в зоне своей ответственности, расположенными на территории Московской области.

Задачи оперативно-технологического управления процессами функционирования электрических сетей.



Обеспечение участия оперативно-технологических подразделений компании в выполнении операционных функций ведения режима электрической сети:

- круглосуточный оперативный контроль электроэнергетического режима и технологического состояния электрической сети;
- оперативное управление и ведение ЛЭП, оборудованием и устройствами на объектах электросетевого хозяйства в соответствии с распределением их по способу диспетчерского управления;
- руководство оперативными переключениями на объектах диспетчеризации, находящихся в управлении или ведении соответствующего центра управления сетями, с контролем выполнения проверочных операций;
- выполнение переключений на оборудовании, находящемся в оперативном управлении на подведомственных подстанциях без постоянного дежурства оперативного персонала, с помощью устройств телеуправления при наличии систем видеонаблюдения;
- передача команд (распоряжений) на производство оперативных переключений от смежных диспетчерских центров на подведомственные объекты электрических сетей;
- предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима в электрических сетях;
- проведение контрольных измерений, совместно со службой режимов, потокораспределения мощности и определение текущей пропускной способности электрических сетей на территории ОАО «МОЭСК»;
- составление и согласование, совместно со службой режимов, с СО ЕЭС (РДУ) нормальных оперативных схем электрических соединений ПС, ведение схемной документации; формирование расчетной схемы сети в зоне технического обслуживания, внесение изменений в расчетные параметры в связи с вводом нового оборудования;
- оперативное информирование руководства компании и структурных подразделений о технологических нарушениях в работе сети и ремонтных работах, проводимых на подведомственных объектах;
- соблюдение заданного режима заземления нейтралей силовых трансформаторов;
- принятие решения и выдача команд (распоряжений) подчиненному оперативному персоналу по приведению состояния устройств РЗА и ПА в соответствие с режимом работы электрических сетей в части объектов, не относящихся к объектам диспетчеризации.

Задачи в части обеспечения противоаварийных мероприятий:

- руководство подчиненным оперативным персоналом ПС при производстве переключений и ликвидации аварий в сети;
- определение места повреждения на ВЛ; оценка характера повреждения;
- составление программы и организация аварийно-восстановительных работ;
- создание надежной послеаварийной схемы соответствующего участка сети;
- организация обходов ВЛ после их отключения;
- ликвидация недопустимого снижения напряжения посредством управления реакторами, батареями статических конденсаторов, изменением коэффициентов трансформации трансформаторов с РПН, снижением перетоков по линиям, при необходимости отключением потребителей;
- участие совместно с ДЦ СО – ЦДУ ЕЭС в ликвидации недопустимого повышения напряжения посредством управления реакторами, отключением батарей статических конденсаторов, включением шунтирующих реакторов, изменением коэффициентов трансформации трансформаторов с РПН, вывода в резерв линий передачи;
- участие совместно с ДЦ СО – ЦДУ ЕЭС в ликвидации недопустимого снижения частоты, посредством вывода из ремонта и приостановки вывода в ремонт линий, ограничивающих выдачу мощности избыточных районов, ограничения перетоков, путем отключения потребителей;
- участие совместно с ДЦ СО – ЦДУ ЕЭС в ликвидации недопустимого повышения частоты посредством разгрузки контролируемых связей, снижения перетоков до допустимых значений;
- проведение противоаварийных и противопожарных тренировок.

1.1. Задачи диспетчерско-технологического управления процессами эксплуатации, обслуживания, ремонтов и развития сетей

Помимо перечисленных выше задач по оперативно-технологическому управлению сетями, в оперативно-диспетчерских подразделениях компании (с поддержкой средствами единого ПТК) должны также решаться задачи диспетчерско-технологического управления процессами эксплуатации и ремонтов оборудования электрических сетей, в том числе:

- круглосуточный мониторинг состояния электрической сети, включая контроль состояния основного сетевого оборудования, сбор информации и анализ оперативной обстановки на объектах; анализ данных КСУПР, получаемых от Центра инфраструктурных проектов (ЦИП); ведение электронного журнала состояния сети;
- поддержание параметров работы электросетевого оборудования (токовая нагрузка, уровни напряжения, температура масла трансформаторов, соответствие настройки дугогасящих реакторов емкостному току сети 6-35 кВ и т.п.) в допустимых пределах в соответствии с заданным режимом и инструкциями по эксплуатации соответствующего оборудования;
- подготовка схемы и оборудования к организации аварийно-восстановительных работ;
- руководство оперативным персоналом при производстве переключений по выводу в ремонт и вводу в работу ВЛ и оборудования подстанций, находящихся в диспетчерском управлении или ведении персонала ЦУС;
- оперативный контроль проводимых ремонтных и аварийно-восстановительных работ на объектах;
- координация работы оперативного персонала подстанций, находящихся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании и в оперативном управлении ОАО «МОЭСК»;
- контроль загрузки работающего оборудования;
- контроль, совместно со службой режимов, соответствия отключающей способности коммутационных аппаратов токам к.з. и принятие мер по приведению их в соответствие;
- составление, согласование с СО ЕЭС, и своевременный пересмотр типовых программ (бланков) на вывод в ремонт и ввод в работу ВЛ и оборудования ПС, а также разовых программ включения вновь смонтированного или реконструированного оборудования, программ испытаний;
- разработка и согласование с СО ЕЭС графиков отключения оборудования и линий электропередачи для ремонтных работ на энергообъектах;
- подготовка режимов оборудования для ремонтов; проработка, оформление оперативных заявок на ремонт ВЛ, оборудования, устройств РЗА, ПА и СДТУ сетей, находящихся в управлении или ведении диспетчерских центров компании;
- контроль и управление допуском к выполнению работ на линиях электропередачи.

1.2. Задачи в части информационно-аналитической деятельности

- анализ, совместно со службой режимов, соответствия запланированного электроэнергетического режима и оперативного управления сетями требованиям к надежности и экономичности сетей;
- выявление рисков, совместно со службой режимов, связанных с заданным режимом сети;
- разработка, совместно со службой режимов, мер по устранению “узких мест”, выявленных на основании расчетов и контроля фактического электрического режима;
- прогнозирование, совместно со службой режимов, баланса электроэнергии на основании данных от подключенных к сетям контрагентов;
- совместно со службой режимов, текущий и ретроспективный анализ режимов работы сети, работы устройств регулирования реактивной мощности и возможностей средств регулирования напряжения на объектах;



- совместно со службой режимов, разработка рекомендаций по оптимизации электрического режима сети по напряжению и реактивной мощности;
- совместно со службой режимов, анализ пропускной способности электрических сетей, поиск и выявление «узких сечений», анализ возможностей повышения пропускной способности сетей;
- анализ эффективности функционирования устройств противоаварийной автоматики (ПА) и РЗА;
- совместно со отделом оказания услуг, анализ данных контроля электрической энергии, получаемых от ПС и разработка мероприятий по обеспечению качества электроэнергии;
- совместно со службой режимов и СРЗА, расчеты токов короткого замыкания и выбор уставок срабатывания устройств РЗА оборудования ПС и ЛЭП, находящихся в оперативном управлении диспетчерских центров компании.

1.3. Типовые решения по диспетчерскому щиту управления (ДЩ)

Возможны два основных «типовых» варианта построения диспетчерского щита управления (ДЩ) ЦУС и РДП ПЭС:



Рис. 1.1



Рис. 1.2



Рис. 1.3

- ДЩ - видеостена на основе видеопроекционного оборудования (видеокубов) или LCD-панелей (рис. 1.1);
- комбинированный ДЩ, включающий мозаичную обзорную часть и совокупность отдельных проекционных модулей отображения видеоинформации (видеокубов или LCD-панелей) (рис. 1.2);
- для ДП РЭС (РРС) применять ДЩ с мозаичной обзорной частью и возможностью вывода схем, а так же необходимой информации на АРМ-диспетчера (рис. 1.3);
- выбор варианта построения ДЩ должен осуществляться при проектировании каждого конкретного диспетчерского пункта (ДП) с учетом целого ряда факторов, в том числе: площади помещения, необходимого для размещения ДЩ, его стоимости и др.;
- требуемая площадь помещения для размещения ДЩ зависит от количества входящих в операционную зону ДП ПС и ЛЭП, а для ДП РЭС (РРС) РП, ТП, КТП и т.п. и ЛЭП.

Общие функциональные требования к подсистемам оперативно-диспетчерского управления:



- должно быть обеспечено предоставление информации о состоянии оборудования электросетевых объектов—сигналов положения коммутационной аппаратуры (отключено/включено). Информация об изменении состояния коммутационной аппаратуры (ТС) должна отражаться в программно - аппаратном комплексе ЦУС не позднее, чем через 5 секунд после фактического изменения. При этом последовательность отображения информации должна полностью соответствовать фактической последовательности изменений состояния коммутационной аппаратуры;

- должен быть обеспечен прием данных о текущем режиме сети – активной и реактивной мощности, напряжения, тока и частоты (ТИ). Цикличность обновления информации должна быть не более 5 секунд;
- должно быть обеспечено хранение информации в программно - аппаратном комплексе. При этом должно быть организовано архивирование и предоставление (доступ) заданного набора оперативной и неоперативной технологической информации (данных о режиме сети, произошедших событиях и др.) с установленной глубиной хранения. Для всех параметров глубина хранения должна быть не менее 6 месяцев, а для параметров, характеризующих состояние оборудования, - должна обеспечиваться возможность сохранения информации в течение всего расчетного срока эксплуатации данного оборудования; при этом функция долгосрочного сохранения информации должна реализовываться с использованием специализированных программно-технических средств, в том числе внешних (резервных) накопителей данных.

Для выполнения функций оперативного управления ЛЭП и оборудованием на подстанциях без постоянного дежурства оперативного персонала, где предусматривается установка АСУТП, должна быть обеспечена возможность производства диспетчерским персоналом операций телеуправления коммутационными аппаратами подстанций, а так же система видеонаблюдения, позволяющая производить визуальный контроль за состоянием оборудования при дистанционном производстве переключений и локализации технологических нарушений.

Подсистемы должны предоставлять пользователям удобный и интуитивно понятный единообразный графический интерфейс. Должна быть обеспечена возможность вывода информации с использованием средств коллективного отображения, совместимость работы программно-аппаратного комплекса с тренажерными комплексами и комплексами «советчиков» диспетчера.

Должно быть предусмотрено создание и использование электронного оперативного журнала, отображение информации о проводимых ремонтных работах, контроль выхода параметров режимов работы оборудования за установленные пределы.

Система электропитания должна позволять сохранять работоспособность программно-аппаратного комплекса при сбое внешнего электропитания в течение нескольких часов (конкретное время определяется при проектировании).

1.4. Оперативное обслуживание ПС 35-220 кВ

Оперативное обслуживание подстанций осуществляется круглосуточно дежурным персоналом ПС, ОВБ (ОРБ) ПС.

Оперативное обслуживание ПС 35-220 кВ осуществляется постоянным дежурным (оперативным) персоналом ПС и оперативно-выездными (оперативно-ремонтными) бригадами далее ОВБ (ОРБ).

Узловые ПС 220 кВ с автотрансформаторами, имеющими класс напряжения 220/110/10 (6) кВ обслуживается дежурным инженером с 5-ти сменным режимом работы.

Узловые ПС 110 кВ, имеющие класс напряжения 110/35/10 (6) кВ обслуживаются дежурным электромонтером с 5-ти сменным или дневным (8-20) режимом работы.

ПС с дневным персоналом в ночное время обслуживаются ОВБ, а при наличии АСУ и систем видеонаблюдения могут в ночное время управляться с ДЦ г. Москва (для московских ПС) или области (для областных ПС).

В зону обслуживания ОВБ (ОРБ) входит 5-7 ПС, удаленностью от базовой ПС не более 10 км для г. Москвы и 25 км для Московской области.

ОВБ ПС состоит из 2-х человек электромонтера и электромонтера-водителя, допущенных к переключениям на ПС обслуживаемой зоны.

Электромонтер-водитель является контролирующим при производстве сложных переключений.

ОРБ состоит из 3-х человек.



Инженер ОРБ – с оперативными правами, правом выдачи наряда и аттестованный как руководитель работ.
Электромонтер ОРБ – с оперативными правами, правами допускающего в электроустановках и производителя работ.

Электромонтер-водитель – член бригады ОРБ. Выполняет оперативные переключения и работы, связанные с локализацией технологического нарушения, а так же работы в порядке текущей эксплуатации.

2. РЕКОМЕНДУЕМОЕ К ПРИМЕНЕНИЮ ОБОРУДОВАНИЕ ПОДСТАНЦИЙ 35-220 кВ

Основные требования к подстанциям нового поколения:

- компактность, комплектность и высокая степень заводской готовности;
- надежность подстанций посредством применения электрооборудования современного технического уровня;
- удобство проведения осмотра, технического обслуживания и ремонта;
- безопасность эксплуатации и обслуживания;
- создание подстанций без обслуживающего персонала с дистанционным управлением.

Технологические решения подстанций должны выбираться из условий:

- сокращения площадей ПС путем оптимизации схемно-компоновочных решений и применения жесткой ошиновки;
- применение закрытых РУ 35-220 кВ, в том числе, модульного контейнерного исполнения, а так же КРУЭ 110-220 кВ;
- применения металлоконструкций порталов повышенной прочности и устойчивых к коррозии, в том числе, новых материалов для защиты строительных конструкций от коррозии;
- применения облегченных предварительно-напряженных железобетонных стоек и свай, а также лежней под оборудование;
- максимально возможного отказа от производства земляных работ путем применения различных типов сборных железобетонных и свайных фундаментов.

При проектировании подстанций учитывать возможность замены силовых и регулировочных трансформаторов на большую мощность в соответствии с существующей шкалой мощностей.

При реконструкции и техническом перевооружении ПС 35-220 кВ рекомендуется применять трансформаторы единичной мощностью не выше 10 МВА на подстанциях 35 кВ, не выше 63 МВА – на подстанциях 110 кВ и не выше 250 МВА – на подстанциях 220 кВ.

Силовые трансформаторы на ПС 35 и 220 кВ должны быть оснащены автоматическими регуляторами напряжения.

При реконструкции подстанций для замены устаревшего электрооборудования следует предусматривать применение оборудования, прошедшего сертификацию в установленном порядке на соответствие государственным стандартам, требованиям РАО ЕЭС, ФСК в части безопасности и технических характеристик и обладающего повышенной функциональной и эксплуатационной надежностью, экологической и технологической безопасностью, позволяющее применять дистанционное управление с удаленных диспетчерских центров при минимуме эксплуатационных затрат.

Срок службы оборудования, применяемого при новом строительстве и реконструкции подстанций, должен быть не менее 25 лет, силовых трансформаторов не менее 30 лет, аккумуляторов не менее 20 лет.

Периодичность ремонтов применяемого оборудования должна быть не менее 10 лет.

2.1. Распределительные устройства 35-220 кВ и 6-20 кВ



ОРУ 220 кВ
с жесткой ошиновкой



ОРУ 220 кВ
с гибкой ошиновкой

2.1.1. Технические требования к РУ 35-220 кВ

- открытое исполнение РУ в Подмосковье и РУ закрытого исполнения (КРУЭ) в г. Москве и крупных городах. В стесненных условиях, при отсутствии площадок в Подмосковье применяется КРУЭ.
- гибкая или жесткая ошиновка блочной заводской комплектации;
- самодиагностика основного электрооборудования;
- прогрессивные технологии обслуживания оборудования.
- электрические схемы РУ 35-220 кВ должны соответствовать «Типовым принципиальным электрическим схемам РУ напряжением 6-750 кВ подстанций и указаниям по их применению».

2.1.2. Технические требования к РУ 6-20 кВ

- закрытое исполнение, в том числе, с ячейками модульного типа на базе вакуумных выключателей;
- использование сухих трансформаторов собственных нужд;
- гибкая архитектура ячейки с компактной и безопасной компоновкой функциональных элементов устройства;
- для защиты от коротких замыканий внутри шкафов КРУ должны быть предусмотрены как релейная (логическая), так и клапанная дуговые защиты, в случае недостаточной чувствительности одной из применяемых дуговых защит применяются другие типы защит (фототиристорная, с применением световодов, оптическая и т.п.)
- в конструкции РУ 6-20 кВ вакуумный выключатель должен обеспечивать функции выключателя и разъединителя в едином модуле (выкатное или выдвижное исполнение).
- рекомендуются к применению ячейки КРУ 6 – 20 кВ кассетного типа.

2.2. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы, устанавливаемые на ПС 35-220 кВ





2.2.1. Основные требования к силовым трансформаторам и автотрансформаторам

- оснащение автоматическими устройствами РПН (трансформаторы 110 кВ с вакуумными переключателями), в том числе, с микропроцессорными блоками управления;
- оснащение устройствами пленочной защиты масла (для трансформаторов 220 кВ обязательно);
- применение вводов 110-220 кВ с твердой (RIP) изоляцией на номинальные токи до 2000 А;
- применение встроенной (штатной) системы мониторинга, включая диагностику изоляции;
- потери в силовых трансформаторах должны составлять от номинальной мощности:
 - 220 кВ – не более 0,5%
(для автотрансформаторов – не более 0,3%);
 - 110 кВ – не более 0,8%;
 - 35 кВ – не более 1%;
- на трансформаторах 110-220 кВ оснащенных системой охлаждением ДЦ в обязательном порядке должны быть предусмотрены быстросъемные диффузоры;

Все трансформаторы класса 110 кВ в обязательном порядке должны быть оснащены:

- необслуживаемыми воздухоосушительными патронами с автоматическим восстановлением силикагеля,
- предохранительными клапанами,
- виброгасителями приводов РПН.

Повышение надежности силовых трансформаторов обеспечивается:

- заменой маслонаполненных вводов на вводы 110-220 кВ с твердой RIP-изоляцией (рис. 2.1);
- применением защиты масла от увлажнения (рис. 2.2).

Трансформаторы 220 кВ мощностью свыше 120 МВА должны оборудоваться системой мониторинга, включая диагностику изоляции.



Рис. 2.1.
Трансформаторный ввод 110 кВ с твердой изоляцией и полимерной внешней изоляцией



Рис. 2.2.
Фильтр для осушки масла в трансформаторе

2.2.2. Диагностика и испытания силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы 220 кВ мощностью свыше 120 МВА должны оснащаться встроенной системой мониторинга.

Диагностика силовых трансформаторов 35-220 кВ осуществляется по хроматографическому анализу газов, растворенных в масле (ХАРГ).

2.3. Основные требования к токоограничивающим реакторам



Токоограничивающий реактор 10 кВ

- Токоограничивающие реакторы должны быть выполнены из современных материалов (не бетонных) с малыми потерями электроэнергии (в соответствии с ГОСТ на сухие трансформаторы) и увеличенной динамической стойкостью (выдерживать величину полного тока короткого замыкания для данного типа реактора в течение 6 секунд), рассчитанные как на внутреннюю, так и на наружную установку;
- Камеры реакторов должны предусматривать замену реакторов на следующий габарит (большей пропускной способности);

При новом строительстве для замены существующих бетонных реакторов должны применяться современные токоограничивающие реакторы 6 и 10 кВ с полимерной изоляцией и с низким уровнем электрических потерь, не более 9 кВт на фазу.

2.4. Основные требования к вольтодобавочным трансформаторам линейным

- ВДТ рекомендуется устанавливать на ПС 35-220 кВ, где регулирование напряжения не отвечает исходным требованиям при использовании РПН;
- ВДТ должны оснащаться встроенными ТТ и блоком управления с программируемым микропроцессором для автономного управления по току, напряжению и мощности с фиксацией по времени;
- для защиты устройства РПН в схеме привода должна быть предусмотрена блокировка, не допускающая переключения при токах сверх номинальных значений;
- установка ВДТ должна предусматриваться за реактором.

2.5. Коммутационные аппараты

2.5.1. Высоковольтные выключатели



Колонковый элегазовый выключатель 110 кВ



Баковый элегазовый выключатель 110 кВ



Баковый элегазовый выключатель 110 кВ с возможностью работы при температуре до -50°C



В сетях напряжением 6-220 кВ следует применять:

- элегазовые выключатели бакового (со встроенными ТТ) и колонкового исполнения в сетях 110-220 кВ; (рис. 1 и 2);
- элегазовые или вакуумные выключатели в сетях 35 кВ;
- вакуумные выключатели на напряжении 6-20 кВ;
- разъединители горизонтально-поворотного типа с электроприводом.

Повышение надежности масляных выключателей обеспечивается заменой маслонаполненных вводов на вводы с твердой изоляцией и полимерной (силиконовой) крышкой.

2.5.2. Разъединители



Полус разъединителя серии РГ на напряжение 35 кВ с полимерной изоляцией.



РГН-110/1000 УХЛ1

Конструкция применяемых разъединителей должна предусматривать применение следующих технических решений:

- контакты главных ножей и заземлителей должны быть выполнены с использованием контактных стержней из специального сплава (бронзового);
- в основании поворотных колонок должны быть установлены закрытые шарикоподшипники с заложённой в них долговременной смазкой и не требующие дополнительной смазки в течение всего срока службы;
- все стальные части разъединителей должны быть покрыты цинком;
- должна быть обеспечена максимальная заводская готовность разъединителя (поставка укрупненными узлами либо в сборе);
- регулировка наклона поворотных оснований для установки захода контактных ножей в разъёмных контактах должна быть бесступенчатая (без применения регулировочных шайб и пластин).
- возможность дистанционного управления.

2.5.3. Вакуумные выключатели

Конструкция вакуумных выключателей должна обеспечивать:

- надёжную работу без капитального ремонта до выработки установленного ресурса по механической и коммутационной износостойкости;
- низкий уровень коммутационных перенапряжений, в ТУ на конкретные типы вакуумных выключателей должен указываться уровень перенапряжений при отключении малых индуктивных токов;
- высокую ремонтпригодность – срок периодичности капитальных ремонтов должен быть не менее 25-30 лет.

2.6. Компактные распределительные устройства элегазовые (КРУЭ)



Компактные элегазовые комплектные РУ (КРУЭ) 110-220 кВ применяются для подстанций закрытого типа. Конструкция КРУЭ должна предусматривать вывод в ремонт любого газового объема без полного отключения КРУЭ.

В КРУЭ должны быть предусмотрены вторые заземляющие ножи на системах шин и в развилке шинных разъединителей (для схемы две системы шин).

2.6.1. Требования к помещениям и технологическому оборудованию КРУЭ

- элегазовый зал (зал КРУЭ) по возможности должен располагаться на отметке «0».
- Ворота в зале КРУЭ, при расположении на отметке «0», должны обеспечивать возможность транспортировки максимальной по габаритам транспортной единицы в транспортной упаковке и провоза оборудования для испытаний, быть механизированными, герметичными и теплоизолирующими.
- При расположении зала КРУЭ на отметке выше «0» проектом должен быть предусмотрен проем, размеры которого должны позволять транспортировку максимальной транспортной единицы в транспортной упаковке. На отметке «0» должен быть обеспечен заезд грузовой машины под проем.



- кран-балка должна быть двухскоростной. Для ее обслуживания должна быть оборудована площадка обслуживания.
- в зале КРУЭ должна быть установлена кран-балка, перекрывающая всю площадь зала, в том числе и проем. Грузоподъемность кран-балки должна соответствовать максимальной массе транспортной единицы элегазового оборудования, которое будет установлено в зале КРУЭ, но не менее 3-х тонн.
- в непосредственной близости от зала КРУЭ должна располагаться туалетная комната. Она необходима для периодического мытья рук при монтаже элегазового оборудования.
- в здании подстанции должны быть предусмотрены следующие помещения:
 - помещение для хранения баллонов с элегазом (площадь не менее 8 м²) с вытяжной вентиляцией,
 - помещение для хранения запасных частей и приспособлений площадью не менее 10 м²,
 - помещение для ремонтного и наладочного персонала площадью не менее 30 м² с естественным освещением.
- температура воздуха в зале КРУЭ должна быть не менее +5°C при эксплуатации и не менее +18°C при монтажных и ремонтных работах. Температура нагревательных элементов не должна превышать +180°C. Поддержание температуры в заданных пределах должно быть организовано в автоматическом режиме.



- допуск по высоте расположения закладных деталей для установки полюсов ячеек должен соответствовать допускам, указанным в техническом описании и инструкции по эксплуатации на соответствующий тип элегазовых ячеек.
- в зале КРУЭ должно быть установлено несколько щитовых сборок (в зависимости от количества ячеек и размеров зала КРУЭ) для подключения пусконаладочного и испытательного оборудования на 380/220 В.
- вентиляционные отверстия должны располагаться на уровне пола (или в непосредственной близости от уровня пола), кратность вентиляции определяется временем, спустя которое оперативному и ремонтному персоналу необходимо войти в зал после аварийного выброса продуктов разложения элегаза.
- пол в зале КРУЭ должен быть сделан из материала, не дающего пыли при транспортировке элегазового и вспомогательного оборудования и окрашен краской устойчивой к воздействию влаги.
- отверстия в полу для обеспечения соединения кабельного ввода с КРУЭ должны иметь размеры, позволяющие проводить стыковку и расстыковку без демонтажа отдельных элементов КРУЭ.
- после выполнения монтажных (демонтажных) работ монтажные отверстия должны быть закрыты съемными панелями, предотвращающими возможность травматизма обслуживающего персонала.
- стены и потолок в зале КРУЭ должны быть окрашены краской устойчивой к воздействию влаги.
- после окончания монтажа элегазового РУ в зале должны быть проходы вдоль полюсов ячеек (достаточно со стороны фасада ячеек) шириной не менее 3-х метров для РУ-110 кВ и 4-х метров для РУ-220 кВ для транспортировки газотехнологического оборудования и площадка 30 квадратных метров для расположения высоковольтной испытательной установки и производства технологических работ на оборудовании.
- в зале КРУЭ должен быть щиток напряжением 220 В постоянного тока для подключения осциллографической установки, включенный через коммутационный аппарат, в нормально отключенном положении.
- связь между силовыми трансформаторами и элегазовым КРУ предпочтительно осуществлять кабелем.
- в составе проекта подстанции необходимо предусматривать ПОР на ремонт оборудования.
- в помещениях, где установлено элегазовое оборудование или хранятся баллоны с газом, должна быть установлена приточно-вытяжная вентиляция с заборниками на уровне пола. Вентиляция должна обеспечивать снижение концентрации элегаза в помещении до безопасного уровня 0,1 % содержания за время не более одного часа при измерениях на уровне пола (10-20 см) от уровня пола.
- воздухообмен в зале КРУЭ обеспечивается 3-х кратной общеобменной вентиляцией. Аварийная вентиляция 8-ми кратная, складывается из 3-х кратной общеобменной плюс один вентилятор той же мощности (3-х кратный), удаляется элегаз из нижней зоны и 2-х кратной вентиляции крышными вентиляторами.
- воздух приточной вентиляции должен проходить через фильтры, предотвращающие попадание в помещение пыли.

2.7. Щит собственных нужд 0,4 кВ

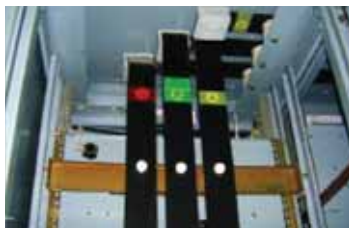


Рис. 2.4



Рис. 2.5

Щит собственных нужд подстанции должен удовлетворять следующим требованиям:

- шкафы должны быть закрытого типа во избежание попадания персонала под напряжение (рис. 2.5);
- в помещении шкафы могут располагаться как в один ряд, так и в два ряда

- все силовые шины должны быть изолированы термоусадочным материалом (рис. 2.4);
- на шинах должна быть нанесена расцветка фаз либо применение соответствующего цвета термоусадочной изоляции либо нанесением другого стойкого к выцветанию материала (рис. 2.4);
- на подстанциях где имеется пожаротушение обязательно применение резервного силового трансформатора собственных нужд;
- вводные и секционные автоматы должны быть высоконадежными и иметь продолжительный межремонтный период 15-20 лет;
- соединение автоматов отходящих линий с шинами 0,4 кВ должно быть выполнено с помощью жестких изолированных шин;
- вводной и секционный автоматы должны иметь выдвижное исполнение;
- шкафы могут быть как одностороннего, так и двухстороннего обслуживания.

2.8. Устройства компенсации реактивной мощности



Рис. 2.6

Для поддержания качества электроэнергии, снижения потерь электроэнергии и повышения пропускной способности ЛЭП рекомендуется устанавливать устройства компенсации реактивной мощности:

- СТК - статические тиристорные компенсаторы для решения задач по стабилизации напряжения и регулированию перетоков реактивной мощности и повышения пропускной способности линий 110-220 кВ;
- БСК (рис 2.6) – как неуправляемые так и со ступенчатой регулировкой батареи статических компенсаторов 6-110 кВ для компенсации реактивной мощности, поддержания напряжения и параметров качества электроэнергии. Используемые конденсаторы должны иметь защиту предохранителем в каждом элементе, негорючий и не токсичный диэлектрик, ударопрочный корпус, предохранительный клапан.

2.9. Измерительные трансформаторы в сетях 35-220 кВ

В целях повышения надежности, повышения пожаробезопасности, а также снижения затрат на эксплуатацию на подстанциях в электросетях должны применяться измерительные трансформаторы следующего исполнения:

- трансформаторы тока напряжением 110кВ и выше с элегазовой изоляцией, взрыво- и пожаробезопасные (рис. 2.8б) с классом точности измерительной обмотки 0,2 и 0,2S;
- трансформаторы тока с масляной изоляцией, герметизированные, взрывобезопасные, необслуживаемые за весь срок эксплуатации (рис. 2.7б) с классом точности измерительной обмотки 0,2 и 0,2S;
- трансформаторы тока с литой изоляцией напряжением до 35кВ, включительно (рис.2.9);
- трансформаторы напряжения 110 кВ с элегазовой изоляцией, взрыво- и пожаро-безопасные (рис.2.8а) с классом точности 0,2;



- трансформаторы напряжения с масляной изоляцией – герметизированные, взрывобезопасные, необслуживаемые за весь срок эксплуатации (рис.2.7а) с классом точности 0,2;
- антирезонансные трансформаторы напряжения 10, 35, 110 и 220 кВ, предотвращающие явление феррорезонанса на подстанциях (рис.2.10).

Уплотнения должны исключать уход элегаза и изолирующей жидкости, армировочные швы - иметь защиту от атмосферных воздействии.

Длина пути утечки внешней изоляции в зависимости от степени загрязненности атмосферы должна быть от 1,9 см/кВ до 2,25 см/кВ.

Срок эксплуатации измерительных трансформаторов 35 кВ, 110 кВ и 220 кВ с элегазовой, масляной и твердой изоляцией должен быть не менее 30 лет.

В целях соблюдения статической устойчивости строительные конструкции под измерительные трансформаторы применять из оцинкованного металла на ж/б свайных фундаментах с устройством ростверка и скрытым заходом контрольного кабеля из кабельного канала.

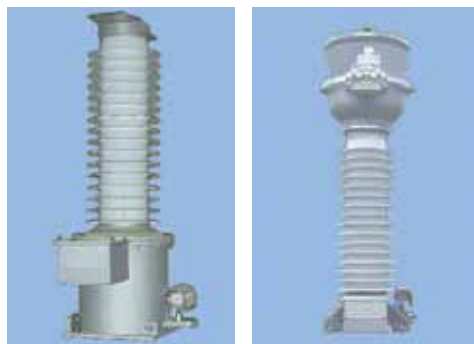


а

б

Рис. 2.7. Измерительные трансформаторы 110 кВ масляные, герметичные:

а – напряжения, **б** – тока



а

б

Рис. 2.8. Измерительные трансформаторы 110 кВ элегазовые с полимерной покрывкой:

а – напряжения, **б** – тока



а

б

Рис. 2.9. Измерительные трансформаторы тока с литой изоляцией 35 кВ:

а – наружной установки; **б** – внутренней установки



а

б

Рис. 2.10. Антирезонансные электромагнитные трансформаторы напряжения типа НАМИ:

а – 110 кВ, **б** – 220 кВ

2.10. Линейные вводы

На подстанциях и переходных пунктах закрытого типа заходы воздушных линий в здание (ЗРУ, КРУЭ) осуществляются с применением:

- линейных вводов с твердой (RIP) изоляцией и полимерной (силиконовой) покрышкой;
- линейных вводов с элегазовой изоляцией (для КРУЭ) (рис. 2.11).



Рис. 2.11. Элегазовый ввод в КРУЭ-220 кВ

2.11. Опорно-стержневая изоляция ПС 35-220 кВ

С целью предотвращения поломки фарфоровых опорно-стержневых изоляторов (ОСИ) разъединителей и шинных мостов проводится замена фарфоровых изоляторов на полимерные, не подверженные механическому разрушению, устойчивые к условиям атмосферных загрязнений, выполненные на основе высокопрочного стеклопластикового стержня, либо трубы, с заполнением изоляционным материалом, имеющим высокую адгезию с трубой (рис. 2.12).



Рис. 2.12. ОСИ 110 кВ с полимерной изоляцией

2.12. Ограничители перенапряжений нелинейные



Рис. 2.13. ОПН 10 кВ с полимерной изоляцией

В распределительных устройствах подстанций и на переходных пунктах осуществляется замена морально и физически устаревших разрядников вентильных (РВ) 6-220 кВ на ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН), взрывобезопасные, с фарфоровой и полимерной (силиконовой) изоляцией, обладающей



повышенной гидрофобностью, не требующие обслуживания и профилактических испытаний в течение всего срока эксплуатации (не менее 30 лет).

ОПН устанавливаются:

- для защиты изоляции силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
- для защиты РУ 35-220 кВ, к которым присоединены ВЛ;
- для защиты РУ 6-20 кВ, к которым присоединены ВЛ.

ОПН должны удовлетворять следующим характеристикам:

- взрывобезопасность на токи не менее 65 кА – на класс напряжения 110-220 кВ, не менее 20 кА – на класс напряжения 6-35 кВ;
- внешняя изоляция из полимерного материала (силикона).



Рис. 2.14. ОПН 220 кВ с полимерной изоляцией, подключенные к вводам силового трансформатора

2.13. Компенсация емкостных токов замыкания на землю



Рис. 2.15. Плавнорегулируемый масляный ДГР

Для компенсации емкостных токов в сетях 6-35 кВ применяются масляные заземляющие дугогасящие реакторы (ДГР), с плавной регулировкой тока настройки:

- серии РЗДПОМ, с верхним пределом регулирования до 300 А;
- сухие (для подстанций закрытого типа) и масляные ДГР импортного производства.
- в стесненных условиях подстанций закрытого типа возможно применение дугогасящих агрегатов (ДГР с трансформатором в одном корпусе).

В РУ 6-10 кВ при новом строительстве и реконструкции подстанций (вместо морально и физически устаревших ДГР со ступенчатой (ручной) настройкой устанавливаются ДГР, отвечающие следующим требованиям:

- плавнорегулируемые, оснащенные автоматикой настройки тока компенсации и устройством для определения присоединения с замыканием на землю;
- имеющие мощность, соответствующую перспективному развитию сети.

При новом строительстве и реконструкции подстанций необходимо устанавливать ДГР на каждой секции РУ 6-10 кВ, в нейтрали трансформатора собственных нужд соответствующей мощности (ТДГР), имеющего схему соединения обмоток «звезда с нулем-треугольник-11».

В сети 20 кВ применяется резистивное заземление нейтрали.



Рис. 2.16. Плавнорегулируемые масляные ДГР 10 кВ.

2.14. Заземляющие устройства

Заземляющие устройства (ЗУ) на строящихся и реконструируемых подстанциях и переходных пунктах должны пройти диагностику на соответствие сопротивления требуемым нормам, на подстанциях – на электромагнитную совместимость оборудования подстанций (по методике, принятой в РАО «ЕЭС России»), с оформлением паспорта на заземляющее устройство.

2.15. Диагностика основного оборудования подстанций

- внедрение прогрессивных методов и средств диагностики и мониторинга основного оборудования;
- внедрение единых информационно-диагностических систем для получения оперативного доступа к информации о техническом состоянии оборудования;
- диагностика состояния оборудования и мониторинг преимущественно без отключения напряжения;
- применение коммутационных аппаратов (КА), оснащенных элементами мониторинга и диагностики под рабочим напряжением;
- проведение диагностики КА в соответствии с действующими нормативами.

2.16. Ограничения по применению оборудования подстанций 35-220 кВ

2.16.1. Запрещаются к применению:

- схемы первичных соединений ПС 35-220 кВ с отделителями и короткозамыкателями;
- схемы первичных соединений ПС 35-220 кВ с беспортальным приемом ВЛ;
- трансформаторы и реакторы со сроком службы менее 30 лет;
- аккумуляторные батареи открытого исполнения, с гелевым электролитом, а так же со сроком службы менее 20 лет;
- гибких изолированных проводников для присоединения автоматов отходящих линий к шинам 0,4 кВ на щитах СН подстанций;
- открытых шкафов СН, где не обеспечена защита персонала от поражения электрическим током.

2.16.2. Не рекомендуются к применению:

- пневматические, гидравлические и электромагнитные приводы для высоковольтных выключателей;
- разъединители без моторных приводов 35-220 кВ.



3. Воздушные линии электропередачи 35-220 кВ

Основными техническими направлениями развития ВЛ являются:

- повышение электрической безопасности при эксплуатации;
- применение конструкций, элементов и оборудования, обеспечивающих надежность, минимальные затраты при строительстве, техническом перевооружении и обслуживании в течение срока службы;
- создание необслуживаемых воздушных линий;
- применение эффективных систем защиты ВЛ от гололедных и ветровых воздействий, грозовых перенапряжений, вибрации и пляски проводов (тросов), от воздействий агрессивной внешней среды.

В исключительных случаях или как временное решение рассматривается возможность размещения ПП 110-220 кВ на опоре ВЛ с установкой разъединителей.

3.1. Требования к воздушным линиям электропередачи

- элементы ВЛ должны быть рассчитаны на механические нагрузки с повторяемостью РКУ (расчетно-климатические условия) в соответствии с ПУЭ изд.7 1 раз в 25 лет для конкретных условий расположения сетевого объекта.
- в районах с повышенным уровнем воздействия гололедных и ветровых нагрузок на конструкции ВЛ (начиная с III района по ветру и гололеду) должна рассматриваться возможность (ТЭО) прокладки кабельной линии электропередачи;
- воздушные линии напряжением 35-220 кВ не должны подвергаться реконструкции путем замены проводов на протяжении всего срока службы.

3.2. Требования к опорам



На ВЛ 35-220 кВ следует применять одноцепные и многоцепные стальные опоры с применением монолитных фундаментов, вместо сборных железобетонных. Для уменьшения площади под землеотводы при строительстве и реконструкции ВЛ рекомендуется применять стальные многогранные опоры как в двухцепном так и в многоцепном исполнении. На участках ВЛ, проходящих по лесопарковым зонам, рекомендуется применение повышенных опор.

При выполнении антикоррозийной защиты металлоконструкций для опор предпочтение следует отдавать методу горячего или термодиффузного оцинкования.

Выполнение антивандалных мероприятий на металлических опорах применять на расстоянии минимум пять метров от поверхности земли. В местах миграции птиц и над магистральными автодорогами с интенсивным движением на грозозащитном тросе размещать сигнальные шары для отпугивания птиц.

3.3. Требования к проводам и грозозащитным тросам ВЛ 35-220 кВ

- провода с сердечником из стальных проволок из немагнитной стали, проводящей частью из термостойкого алюминиевого сплава с возможностью длительной эксплуатации при температуре 150-200С;
- грозовые тросы из стальных оцинкованных проволок, низколегированной стали, обладающих высокой механической прочностью и коррозионной стойкостью со сроком эксплуатации до 50 лет;
- грозовые тросы со встроенным оптико-волоконным кабелем.

3.4. Линейная арматура и изоляторы

Рекомендуется применять:

- изолирующие траверсы на ВЛ 35 кВ;
- самонесущий изолированный провод на ВЛ-35 кВ;
- стеклянные и полимерные изоляторы;
- линейную сцепную, поддерживающую, натяжную, защитную и соединительную необслуживаемую арматуру со сроком службы, соответствующим сроку службы проводов.

3.5. Защита изоляции ВЛ от грозовых и коммутационных перенапряжений

Для защиты высоковольтной изоляции ВЛ напряжением 35-220 кВ (переходы через автомобильные дороги, железную дорогу, водные преграды и т.п.) устанавливаются подвесные (линейные) ОПН, в том числе в качестве альтернативы тросовому молниеотводу.

ОПН должны удовлетворять следующим характеристикам:

- взрывобезопасность на токи не менее 65 кА – на класс напряжения 110-220 кВ, не менее 20 кА – на класс напряжения 35 кВ;
- внешняя изоляция из полимерного материала (силикона).



Рис. 3.1. Подвесной ОПН 35 кВ с полимерной изоляцией



Рис. 3.2. Подвесной ОПН 220 кВ с полимерной изоляцией

3.6. Диагностика ВЛ

Использование принципов функциональной диагностики с переходом на систему мониторинга технического состояния сетевых объектов, внедрение геоинформационной системы, применение тепловизионной аппаратуры для мониторинга состояния сетевых объектов.



3.7. Требования к технологиям для ВЛ

При строительстве ВЛ необходимо применять:

- раскаточные ролики с защитным покрытием при монтаже проводов, ВОЛС в грозотроссе и самонесущих изолированных проводов;
- применение устройств для обеспечения нормированного тяжения проводов при подвеске, которое должно соответствовать монтажным таблицам проводов, приведенных в типовых проектах).

3.8. Запрещаются к применению:



- полимерные изоляторы – серии ЛП и ЛПИС с оболочкой полиолефиновой композиции;
- стальной грозовой трос без антикоррозионного покрытия;
- технологии лакокрасочных покрытий для металлоконструкций опор, не прошедшие сертификацию.

4. Кабельные линии электропередачи 35-220 кВ



4.1. Основные требования к кабельным линиям

1. Прокладка кабельной линии должна осуществляться по требованиям проекта, который определяет тип и конструкцию силового кабеля.
2. Использование силового кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена обеспечивает выполнение компактной линии электропередачи «единого исполнения» при переходах под землей, по дну водоемов или над землей.

4.2. Способы прокладки кабельных линий

Предпочтительной является прокладка кабельных линий в земле. Трасса кабельных линий при прокладке в грунте выбирается вне проезжих частей автодорог и зоны зеленых насаждений.

При пересечении с препятствиями (авто и железные дороги и др.) кабели прокладываются в полиэтиленовых трубах. При протяженных препятствиях для прокладки кабелей следует применять метод горизонтального

направленного бурения. Расчет подтверждается необходимая пропускная способность линии и усилие тяжения кабеля, которое не должно превышать расчетного. Также возможна прокладка кабелей в кабельных тоннелях или по эстакадам.

4.3. Требования к кабелю

4.3.1. Силовые кабельные линии 35 кВ

1. Для кабельных линий 35 кВ необходимо использовать одножильные силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена различных конструкций, а также силовые кабели с оболочкой, не распространяющей горение, низким выделением токсичных газов.
 2. Применение одножильных кабелей 35 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена обеспечит экономичную прокладку кабельных линий, их эксплуатационную надежность и ремонтпригодность при больших нагрузочных токовых характеристиках в широком диапазоне сечений (35-800 мм²) с возможностью прокладки кабелей на сложных трассах с перепадом уровней и сложными грунтами.
 3. Выбор сечения жилы кабеля выполняется по величине допустимого длительного тока в нормальном режиме с учетом поправок на количество кабелей, температуру и тепловое сопротивление грунта согласно стандарту на используемый силовой кабель.
- Сечение жилы кабеля выбирается из условия роста электрических нагрузок потребителей на срок не менее 30 лет.

4.3.2. Силовые кабельные линии 110-220 кВ

Для кабельных линий 110-220 кВ при строительстве новых и реконструкции действующих необходимо применять кабель с полиэтиленовой изоляцией, медной жилой, усиленной оболочкой, продольной и поперечной герметизацией экрана и продольной герметизацией жилы, оптоволоконными проводниками для контроля температуры нагрева кабеля.

Кабели с полиэтиленовой изоляцией прокладываются при:

- реконструкции действующих дефектных и изношенных маслонаполненных кабельных линий 110-220 кВ с заменой маслонаполненного кабеля на кабель с полиэтиленовой изоляцией;
- при повышении пропускной способности кабельных линий или их головных участков с заменой существующих кабелей на кабель с полиэтиленовой изоляцией и повышенным сечением жил с учетом перспективы развития сети;
- строительстве новых кабельных линий 110, 220 кВ.
- переустройстве воздушных ЛЭП в кабель для высвобождения территорий под городскую застройку.

4.4. Основные требования к кабельной арматуре

4.4.1. Силовые кабельные линии 35 кВ

Для прокладки кабельных линий 35 кВ необходимо применять кабельную арматуру на основе технологии термоусаживаемых материалов. Материалы, применяемые для кабельной полимерной арматуры должны быть устойчивыми к воздействию солнечной радиации, обладать высокими диэлектрическими свойствами, предназначенными для прокладки в любых климатических и производственных условиях. Срок службы кабельной арматуры должен быть не менее 30 лет.



4.4.2. Силовые кабельные линии 110-220 кВ

Для монтажа силовых кабелей 110-220 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена следует применять концевые и соединительные муфты, кабельные вводы в КРУЭ современной конструкции с максимальной заводской готовностью к монтажу, а для соединения с маслонаполненными кабелями низкого давления - переходные муфты.

Для обеспечения надежности работы, вновь вводимые кабельные линии (КЛ) 110-220 кВ с полиэтиленовой изоляцией оснащаются системой диагностики концевых кабельных муфт, контролирующей уровень частичных разрядов в теле муфты.

На КЛ 110-220 кВ с полиэтиленовой изоляцией должны проводиться периодические высоковольтные профилактические испытания с измерением частичных разрядов для оценки состояния изоляции кабеля, концевых и соединительных муфт.



Рис. 4.1. Компьютерная система диагностики концевых муфт кабелей и кабельных перемычек 110-220 кВ с полиэтиленовой изоляцией



Концевые муфты КЛ 110 кВ

4.5. Основные требования к сооружению кабельных линий 110, 220 кВ

Для увеличения пропускной способности кабельных линий применяются различные способы соединения экранов:

- транспозиция экранов;
- одностороннее заземление.

При строительстве новых кабельных линий 110 кВ в г. Москве применяется также кабель напряжением 220 кВ в случае перспективного перевода сети на данный класс напряжения с минимальными затратами.

При ремонте, проектировании и строительстве кабельных линий и кабельных сооружений необходимо переходить на новые технологии:

- использование силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена со встроенным оптоволоконном для выполнения контроля температуры кабелей;
- применение электронных маркеров для определения места прохождения трассы кабелей;
- металлоконструкции под концевые муфты кабелей должны быть с цинковым антикоррозионным покрытием.

Строительство кабельных линий и кабельных сооружений необходимо выполнять с высокой технологической и информативной оснащенностью и уровнем управления - сбор и передача на диспетчерский пункт эксплуатирующей организации информации:

- о работе систем пожарной и охранной сигнализации;
- о состоянии систем водоудаления и электроснабжения;
- о температуре и загазованности кабельных сооружений;
- автоматизированной системы учета электроэнергии.

При строительстве новых переходных пунктов (переход воздушной линии в кабельную) их следует выбирать, как правило, закрытого типа или в малогабаритном исполнении контейнерного типа с элегазовым оборудованием.

4.6. Основные требования к прокладке кабелей 110-220 кВ в кабельных сооружениях:

- покрывать все кабели, проходящие в сооружении, огнезащитной пастой;
- применять только кабели с полиэтиленовой изоляцией в оболочке из материала, не поддерживающего горение;
- применять металлоконструкции в кабельных сооружениях с цинковым антикоррозионным покрытием;
- исключить совместную прокладку в кабельных сооружениях кабелей 110-220 кВ с кабелями других сетей более низкого напряжения (6 – 35 кВ), за исключением технологических кабелей подземного сооружения и кабельных линий;
- отделять технологические кабели от силовых кабелей негорючей перегородкой из асбоцементных листов;
- выполнять раскладку кабелей на расстоянии не менее 250 мм друг от друга, но не более двух фаз на полке;
- кабельные сооружения должны быть оборудованы устройствами пожарной и охранной сигнализации с выводом предупредительных и тревожных сигналов на диспетчерский пункт организаций, эксплуатирующих кабельные линии и кабельные сооружения.



4.7. Диагностика и испытания кабельных линий

1. в кабельных сетях следует применять неразрушающие методы диагностики состояния изоляции кабеля с прогнозированием состояния изоляции кабелей.
2. для испытания кабельных линий 35 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена должно применяться повышенное переменное напряжение с частотой 0,01-1 Гц.

4.8. Защита от перенапряжений кабельных линий

- для защиты КЛ 35 кВ от однофазных замыканий на землю следует применять устройства релейной защиты на отключение поврежденных линий.
- для ограничения перенапряжений, локализации развития повреждений, повышения безопасности и надежности КЛ следует применять:
- в действующих сетях плавно регулируемые дугогасящие реакторы с автоматическими регуляторами настройки компенсации;
- во вновь строящихся сетях плавно регулируемые дугогасящие реакторы с автоматическими регуляторами настройки компенсации, а также низкоомное резистивное заземление нейтрали.

Для защиты КЛ 35-220 кВ от коммутационных перенапряжений устанавливаются ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН), взрывобезопасные, с фарфоровой и полимерной (силиконовой) изоляцией, не требующие обслуживания и профилактических испытаний в течение всего срока эксплуатации.

ОПН должны удовлетворять следующим характеристикам:

- взрывобезопасность на токи не менее 65 кА – на класс напряжения 110-220 кВ, не менее 20 кА – на класс напряжения 35 кВ.



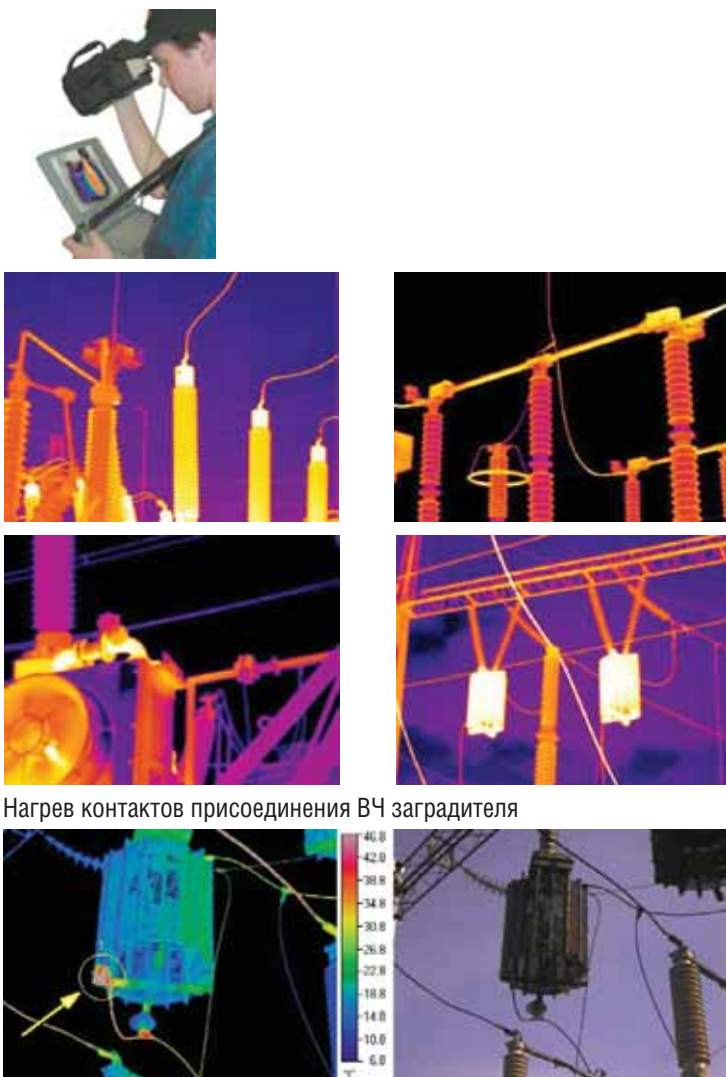
4.9. Запрещаются к применению:

- все типы силовых кабелей 35 кВ исполнения «нг», не удовлетворяющие современным требованиям по показателям пожарной безопасности и содержанию больших концентраций токсичных продуктов горения;
- силовые маслонаполненные кабели 110-220 кВ

5. Диагностика

5.1. Диагностика распределительных устройств подстанций 35-220 кВ, ВЛ, КЛ

Диагностика высоковольтного оборудования ЗРУ, ОРУ, ВЛ, КЛ проводится методом тепловизионного контроля.



Нагрев контактов присоединения ВЧ заградителя

Рис. 5.1. Тепловизор и вид характерных термограмм с локальными нагревами оборудования

Дистанционно без отключения оборудования проводится диагностика ЗРУ, ОРУ подстанций с помощью специальной аппаратуры (зондов ЧР) с измерением (контролем) частичных разрядов.

5.2. Передвижные электротехнические лаборатории и мобильные испытательные установки

Передвижная лаборатория для диагностики и испытания силовых трансформаторов (рис. 5.3) оснащена компьютерной системой мониторинга процесса измерения с выводом результатов измерений на экран дисплея и принтер, имеется соответствующее программное обеспечение.

Лаборатория укомплектована следующим оборудованием:

- персональным компьютером, принтером для печати протоколов;
- щитовым прибором контроля напряжения в питающей сети;
- системой для измерения сопротивления обмоток постоянному току и измерения коэффициента трансформации;
- прибором для измерения параметров холостого хода и короткого замыкания испытуемого трансформатора;
- мегомметром для измерения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции;
- прибором для измерения тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток трансформатора и вводов при испытательном напряжении 0-10 кВ;
- аппаратурой для измерения временных характеристик переключающих устройств трансформаторов и отображение временных характеристик при измерении омического сопротивления;
- установкой для подачи повышенного напряжения с измерением токов утечки.

Лаборатория для испытания оборудования распределительных устройств 6, 10, 20, 35, 110 и 220 кВ и определения места повреждения в кабельных и воздушных линиях, в токопроводах (рис. 5.4) укомплектована следующим высоковольтным оборудованием:

- модуль испытаний/прожига;
- модуль высоковольтных импульсов (акустика);
- система управления на базе сетевого блока и блока высоковольтных переключателей;
- модуль высоковольтных измерений 70 кВ;
- модуль предварительной локализации мест повреждения силовых кабелей;
- модуль испытания переменным напряжением;
- трассопоисковый комплект;
- модуль измерения диэлектрических параметров изоляции электрооборудования;
- модуль кабельных барабанов с испытательным кабелем длиной 50 м;
- модуль электробезопасности и автономного энергообеспечения.

Лаборатория для испытания кабелей с полиэтиленовой и бумажно-масляной изоляцией в своем составе имеет модули:

- испытания кабелей 10 кВ переменным напряжением частоты 0,1 Гц;
- испытания и определения мест повреждения оболочки кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена;
- безпрожигового определения места повреждения кабеля;
- определения качества монтажа муфт и разделок кабеля методом частичных разрядов.
- лаборатория для испытания кабелей с полиэтиленовой и бумажно-масляной изоляцией резонансного типа (рис. 5.5, 5.6).
- модуль для испытания КРУЭ повышенным напряжением с измерением частичных разрядов в КРУЭ (рис. 5.7, 5.8).



Рис. 5.3. Высоковольтная передвижная лаборатория для испытания силовых трансформаторов



Рис. 5.4. Высоковольтная передвижная испытательная лаборатория поиска мест повреждения кабелей



Рис. 5.5. Мобильная установка для диагностики изоляции силовых кабелей

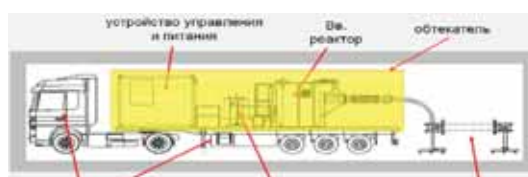


Рис. 5.6. Передвижная резонансная испытательная установка с переменной частотой для испытания полиэтиленовых кабелей



Рис. 5.7. Мобильный комплекс для испытания КРУЭ

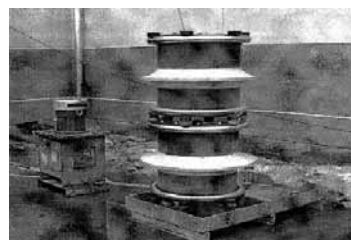


Рис. 5.8. Мобильная установка для испытания КРУЭ 110-220 кВ

6. Устройства релейной защиты и автоматики



Управление системами релейной защиты и автоматики системообразующей сети 110-220 кВ оперативным персоналом на всех уровнях иерархии оперативно-диспетчерского управления должно упрощаться по мере развития систем и не должно вносить дополнительных трудностей.

Количество ТТ, вторичных обмоток и их классов точности должны обеспечивать отдельное подключение устройств разного назначения.

Каждое устройство основной и резервной защиты любого элемента сети должно включаться на разные вторичные обмотки ТТ.

По цепям питания защит от ТН должно предусматриваться резервирование с ручным переводом цепей на другой ТН.

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии должна подключаться к отдельной вторичной обмотке ТН, ТТ.

При развитии системы релейной защиты и автоматики системообразующей сети 110-220 кВ должны учитываться вопросы интеграции систем релейной защиты и автоматики с АСУ ТП энергообъектов. При этом основные функции релейной защиты и автоматики должны быть автономными и не связываться с АСУ ТП. Интеграция должна осуществляться на информационном уровне.

Резервная защита должна обладать достаточной чувствительностью в пределах всей зоны дальнего резервирования. В противном случае необходимо предусматривать дополнительные мероприятия по усилению ближнего резервирования элементов, не имеющих дальнего резервирования.

Ступенчатые резервные защиты могут выполняться как в виде отдельного устройства защиты, действующего при всех видах КЗ, так и в виде нескольких устройств защиты, каждое из которых действует при определенных видах КЗ.

Устройства релейной защиты и автоматики, устанавливаемые на одной ЛЭП со всех ее сторон, должны удовлетворять требованию функциональной совместимости.

Устройства релейной защиты смежных ЛЭП, обеспечивающие резервирование устройств защиты рассматриваемой ЛЭП, должны отвечать требованию взаимной совместимости с защитами рассматриваемой ЛЭП для обеспечения селективности действия.

Быстродействие защит должно удовлетворять требованиям обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов энергосистемы при отключении КЗ и требованиям обеспечения устойчивости нагрузки потребителей. В случае если невозможно обеспечить требуемое быстродействие защит, при отсутствии основной защиты на линиях должно предусматриваться установка двух основных защит.

На ступенчатых резервных защитах от междофазных КЗ и от КЗ на землю должно предусматриваться оперативное ускорение по времени ступеней, действующих с выдержкой времени и охватывающих всю длину ЛЭП с коэффициентом чувствительности не менее 1,2.

Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых может привести к неправильному действию защиты, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.

Дистанционные защиты должны иметь блокировку от качаний в энергосистеме.

При пофазном управлении выключателями для ликвидации неполнофазных режимов на ЛЭП должна предусматриваться защита от неполнофазного режима (ЗНР), действующая на отключение 3-х фаз с запретом



АПВ, пуском УРОВ, остановом высокочастотного передатчика дифференциально-фазной защиты на данном конце и на передачу команды телеотключения на противоположный конец ЛЭП, если канал для передачи команд на данной ЛЭП предусматривается по другим причинам.

С каждой стороны ЛЭП должна осуществляться цифровая регистрация аварийных событий (РАС).

При этом осциллографированию подлежат электромагнитные переходные процессы, связанные с короткими замыканиями и работой устройств РЗА (токи, напряжения, дискретные сигналы о работе устройств РЗА, состояние выключателей, параметры системы оперативного постоянного тока и т.п.).

Должны также регистрироваться параметры электромагнитных процессов, вызванных нарушениями в работе сетей 220 кВ и выше, сопровождающихся работой устройств ПА.

Регистрация указанных электромагнитных переходных процессов должна обеспечивать возможность решения следующих основных задач:

- анализ функционирования устройств РЗА (в том числе -автоматики управления выключателем);
- анализ функционирования устройств ПА (КПР, АЛАР, АОПН, ЛАДВ и др.);
- анализ состояния и режим работы силового электрооборудования (диагностика неисправностей, расчет остаточного ресурса, периодическая проверка и т.п.);
- определение места повреждения на ЛЭП.

Должна предусматриваться передача информации от устройств регистрации на верхние уровни оперативно-диспетчерского управления.

Устройства релейной защиты и автоматики каждого конца ЛЭП должны удовлетворять требованиям действующих нормативно-технических документов, регламентирующих выполнение и эксплуатацию этих устройств.

Допускается при реконструкции систем релейной защиты оставлять в работе электромеханические и микро-электронные устройства, если они обеспечивают функциональную совместимость и требуемые технические характеристики и надежность.

Устройства защиты ЛЭП 110-220 кВ могут дополняться устройствами передачи команд по высокочастотному каналу или по оптоволоконному каналу.

В качестве основной защиты ЛЭП 110-220 кВ должны предусматриваться защиты от всех видов КЗ с абсолютной селективностью. Преимущество должно отдаваться высокочастотной защите, работающей по высокочастотному каналу данной ЛЭП, при необходимости с устройствами блокировки при КЗ за отпаечными трансформаторами. При наличии ВОЛС целесообразно применять ДЗЛ.

Конструктивно в каждой защите ЛЭП должна быть предусмотрена возможность полного вывода защиты из работы с выводом всех внешних цепей, по которым возможно ошибочное отключение выключателей или ошибочный пуск УРОВ при работе на панели защиты.

Для повышения надежности действия релейной защиты АТ (Т) она должна быть разделена минимум на две группы по цепям питания оперативным током, цепям переменного напряжения и тока.

На АТ 220 кВ и Т 110-220 кВ мощностью 63 МВ А и более должно устанавливаться по два комплекта дифференциальных защит в целях повышения надежности отключения КЗ в АТ (Т) и улучшения условий селективности действия резервных защит, установленных на примыкающих к АТ (Т) ЛЭП разного класса напряжений. Указанные комплекты защит должны быть включены по цепям оперативного тока и цепям трансформаторов тока с соблюдением принципов ближнего резервирования.

Газовая защита АТ (Т) 110-220 кВ должна иметь устройство контроля изоляции цепей оперативного тока, входящих на газовое реле, и действующее в случае неисправности цепей с выдержкой времени на сигнал. Газовая защита АТ (Т) 110- 220кВ должна иметь по два контакта на газовом реле для каждой ступени для возможности их отдельного использования в разных комплектах защиты.

Резервные защиты АТ (Т) должны удовлетворять требованию совместимости в части согласования их характеристик с характеристиками резервных защит ЛЭП прилегающей сети.

Резервная защита АТ (Т) должна обладать достаточной чувствительностью в пределах всей зоны дальнего ре-

резервирования. В противном случае необходимо предусматривать дополнительные мероприятия по усилению ближнего резервирования элементов, не имеющих дальнего резервирования.

В резервных защитах АТ (Т) должно предусматриваться автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней.

Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых может привести к неправильному действию защиты, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.

Дистанционные защиты должны иметь блокировку от качаний в энергосистеме.

На АТ (Т) с высшим напряжением 110-220 кВ должна осуществляться цифровая регистрация переходных процессов при КЗ с записью параметров предаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе срабатываний устройств и ступеней релейной защиты и автоматики. Должна предусматриваться передача информации от устройств регистрации в диспетчерские центры, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление.

Защиты должны удовлетворять требованиям действующих нормативно-технических документов по РЗА.

Конструктивно в каждой защите АТ (Т) должна быть предусмотрена возможность полного вывода защиты из работы с выводом всех внешних цепей, по которым возможно ошибочное отключение выключателей или ошибочный пуск УРОВ при работе на панели защиты.

Измерительные органы ДЗШ должны иметь специальную отстройку от переходных и установившихся токов небаланса (например, измерительные органы, включенные через насыщающиеся трансформаторы тока, органы с торможением и др.)

Релейная защиты и ТАПВ шин энергообъектов должны удовлетворять требованию действующих нормативно-технических документов.

Для двойной системы шин с одним выключателем на присоединение ДЗШ должна выполняться по схеме для фиксированного распределения присоединений. При этом в ДЗШ и УРОВ должны предусматриваться возможность изменения фиксации токовых и оперативных цепей при переводе присоединений с одной системы шин на другую.

ДЗШ должна иметь контроль исправности вторичных цепей трансформаторов тока, действующий с выдержкой времени на вывод защиты из работы и на сигнал. При этом весьма желательно иметь контроль исправности нулевых проводов от ТТ.

Выключатели присоединений должны входить в зону ДЗШ.

При наличии ТТ с двух сторон выключателей схема релейной защиты должна выполняться так, чтобы выключатель входил в зону действия ДЗШ и в зону действия защиты присоединения.

При выполнении ДЗШ на микропроцессорной элементной базе в терминале ДЗШ должна осуществляться цифровая регистрация переходных процессов при КЗ с записью параметров предаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе отключений выключателей присоединений. Должна предусматриваться передача информации от устройств регистрации на верхние уровни оперативно-диспетчерского управления.

Конструктивно в ДЗШ должна быть предусмотрена возможность полного вывода защиты из работы с выводом всех внешних цепей, по которым возможно ошибочное отключение выключателей или ошибочный пуск УРОВ при работе на панели защиты.

На напряжении 110-220 кВ УРОВ должен устанавливаться во всех случаях.

Конструктивно УРОВ 110-220 кВ может выполняться как одно целое устройство на систему шин, секцию, распределительное устройство или отдельно для каждого выключателя, что дает возможность независимого обслуживания каждого устройства.

УРОВ 110-220 кВ должен действовать на отключение смежных с отказавшим выключателей и на запрет их АПВ путем отключения присоединений.

При КЗ на шинах и отказе выключателя линии, через который она коммутируется на шины, УРОВ должен предусматривать останов высокочастотного передатчика высокочастотной защиты на данном конце ЛЭП и по-



сылка команды телеотключения на противоположный конец этой ЛЭП с запретом АПВ при наличии такой возможности.

При КЗ на присоединении и отказе общего выключателя данного присоединения и смежной ЛЭП УРОВ должен предусматривать останов высокочастотного передатчика высокочастотной защиты на данном конце смежной ЛЭП и посылку команды телеотключения на противоположный конец этой ЛЭП с запретом АПВ, если таковая возможность имеется.

Релейная защита обходного выключателя 110-220 кВ должна быть выполнена так, чтобы в полном, штатном объеме можно было обеспечить защиту любого из элемента, присоединенного к шинам, при заводе его через обходной выключатель. Основная защита переводимого элемента при этом по цепям оперативного тока, цепям переменного тока и напряжения должна переводиться на обходной выключатель.

Релейная защита ШСВ и СВ должна выполняться так, чтобы ее можно было использовать при опробовании напряжением системы шин и элементов, подключенных к шинам.

Устройства ПА на ЛЭП 110-220 кВ.

При необходимости выполнения функций АПНУ или централизованной разгрузки оборудования для предотвращения каскадного развития аварийной ситуации на ЛЭП должны устанавливаться следующие устройства ПА:

- ФОЛ;
- УПАСК;
- КПР;
- АРПМ.

Если ЛЭП 110-220 кВ входят в сечение, где возможен асинхронный режим, то для выполнения функций АЛАР на ЛЭП 220 кВ обязательно должны устанавливаться устройства АЛАР, имеющие функции основного и резервного действия.

Основное действие устройства АЛАР должно осуществляться на первом цикле АР, иметь контроль изменения знака активной мощности, контроль электрического центра качаний.

Резервное действие устройства АЛАР должно выполняться на принципе отсчета определенного числа циклов АР. Пусковые органы могут выполняться на различных принципах, которые определяются на основе расчетов электрических режимов.

На ЛЭП 110 кВ должны устанавливаться либо устройства АЛАР, аналогичные устройствам для ЛЭП 220 кВ, либо простые делительные устройства, действующие без выдержки времени после отключения шунтирующей ее ЛЭП 220-750 кВ.

Для реализации УВ от ПА, выполняющей функции системного значения, должны устанавливаться устройства САОН.

Для микропроцессорных и микроэлектронных устройств РЗиА должны быть обеспечены условия эксплуатации (ЭМС, температура, влажность и т.п.) не превышающие указанных в паспорте устройства. Обеспечение условий эксплуатации (ЭМС, температура, влажность и т.п.) должно осуществляться в соответствии с требованиями действующих нормативных и руководящих материалов.

Принципы размещения, типы и количество используемых устройств РЗиА должны обеспечивать надежную работу защит от всех видов КЗ первичного оборудования при существующих схемах и параметрах первичной сети, а так же надежную работу автоматики. Принятые технические решения должны согласовываться с заинтересованными участниками оптового рынка электроэнергии на территории Московского региона.

На вновь включаемых и реконструируемых ПС ОАО «МОЭСК» используются только микропроцессорные устройства РЗиА. Количество поставщиков устройств РЗиА должно быть не более трех. Применяемые микропроцессорные устройства РЗиА должны соответствовать по своим техническим характеристикам мировому уровню предъявляемым к ним требованиям со стороны ЦСРЗА ОАО «МОЭСК».

На воздушных транзитных линиях 110-220 кВ имеющих особые условия (малая протяженность, наличие многих параллельностей по схеме сети, прохождение в черте г. Москва или в другой густонаселенной местности) должны устанавливаться две быстродействующие защиты. Две быстродействующие защиты также должны устанавливаться на кабельно-воздушных и кабельных линиях 110-220 кВ. Желательно использование защит на разных принципах и с независимыми каналами связи. На остальных линиях допускается применение одной быстродействующей защиты.

Для защиты шин 110-220 кВ, выполненных с использованием ячеек КРУЭ, применять две защиты шин. Две защиты шин 110-220 кВ с использованием открытых РУ используются в тех случаях, когда шины находятся в сложносвязанной сети. В остальных случаях для защиты шин 110-220 кВ может использоваться одна защита шин.

Для дифференциальной защиты автотрансформаторов, трансформаторов их ошиновки и реакторов должны использоваться две микропроцессорные дифференциальные защиты.

На шинах 35 кВ вновь включаемых и реконструируемых ПС должна устанавливаться ДЗШ и УРОВ. Для защиты шин 6-20 кВ с ячейками КРУ и КРУН должны использоваться две дуговые защиты на разных принципах, один из которых релейный, а второй клапанный или при невозможности применения клапанного типа – другого типа дуговой защиты по согласованию с ЦСРЗА ОАО «МОЭСК». Зона между двумя секционными выключателями 6-20 кВ должна защищаться отдельной дифференциальной отсечкой или дифференциальной защитой.

Другие технические решения в части РЗА согласовываются с ЦСРЗА ОАО «МОЭСК».

Эксплуатация устройств РЗА в соответствии с действующими нормами и правилами должна обеспечиваться собственным персоналом предприятий. Крупные реконструктивные работы устройств РЗА могут осуществляться с привлечением стороннего персонала.

6.1. Автоматика

6.1.1. АПВ

Исходя из совокупности конкретных условий места установки ТАПВ в энергосистеме, могут быть использованы следующие функциональные возможности в ТАПВ:

- автоматическое ускорение релейной защиты после неуспешного ТАПВ;
- контроль отсутствия напряжения на линии;
- контроль наличия напряжения на линии;
- контроль отсутствия напряжения на шинах;
- контроль наличия напряжения на шинах;
- проверка синхронизма (при необходимости улавливание синхронизма);
- несинхронное включение от ТАПВ;
- ускоренное включение от ТАПВ;
- фиксация действия быстродействующих защит;
- однократность действия;
- двукратность действия.

При подсоединении ЛЭП к шинам через два выключателя, ТАПВ следует предусматривать отдельно на каждый выключатель.

Автоматическое повторное включение (АПВ) используется в соответствии с действующими нормами и правилами и в соответствии с особенностями выполнения электрических сетей Общества. В соответствии с разграничением функций между СРЗА филиала ОАО «СО ЕЭС» Московского РДУ и ЦСРЗА ОАО «МОЭСК» режимы работы АПВ на выключателях транзитных линий, на выключателях АТ и ШСМВ, СМВ 110 кВ и 220 кВ опре-



деляет СРЗА филиала ОАО "СО ЕЭС" Московского РДУ. Режимы работы АПВ на тупиковых линиях 110 кВ, 220 кВ и на всех линиях 35 кВ определяет ЦСРЗА ОАО «МОЭСК».



Режимы работы АПВ на транзитных воздушных линиях 110 кВ и 220 кВ определяются СРЗА Московского РДУ в соответствии с действующим нормами и правилами.

На кабельных и кабельно-воздушных линиях (КВЛ) 110 кВ и 220 кВ принимается следующий режим работы АПВ:

- АПВ на транзитных кабельных линиях 110 кВ и 220 кВ независимо от типа кабеля не используется;
- АПВ на транзитных КВЛ с полиэтиленовыми кабелями и маслонаполненными кабелями высокого давления не используется независимо от длины кабельного участка;
- АПВ на транзитных КВЛ с маслонаполненными кабелями низкого давления используется независимо от длины кабельного участка. При этом постановка отключившейся от защит КВЛ под напряжение должно осуществляться, как правило, со стороны ПС с воздушным участком, а замыкаться в транзит с контролем наличия напряжения на КВЛ со стороны ПС с кабельным участком;
- АПВ на тупиковых КЛ и КВЛ разрешается независимо от типа кабеля.

Режимы АПВ шин 110 кВ и 220 кВ определяет СРЗА филиала ОАО "СО ЕЭС" Московского РДУ. При этом в АПВ шин не участвуют выключатели присоединений, не отключаемых от ДЗШ (тупиковые линии и трансформаторы). АПВ шин 110 кВ и 220 кВ используется только для воздушной ошиновки и не используется для КРУЭ. АПВ в сети 35 кВ на выключателях линий 35 кВ, выключателях 35 кВ трансформаторов должно быть отключено по условию обеспечения безопасности населения при КЗ и замыканиях на «землю» в сети 35 кВ.

6.1.2. АВР



Автоматический ввод резерва (АВР) ячеек КРУ и КРУН 6-20 кВ (включение одного или двух секционных выключателей) должен осуществляться только при отключении вводного выключателя секции шин защитами от повреждения рабочего источника питания (трансформатора) или от защиты минимального напряжения (ЗМН). АВР должен запрещаться при отключении вводного выключателя от защит, действующих при наличии КЗ в приемной сети. Это необходимо для исключения уменьшения объемов разрушений и отказов из-за повторной подачи напряжения на неустранившееся КЗ в ячейках КРУ и КРУН и в приемной сети. Режим работы АВР в распределительных устройствах 6-20 кВ, выполненных без использования ячеек КРУ и КРУН, определяется решением главного инженера предприятия.

6.1.3. АЧР



Для выполнения функций АОСЧ на подстанциях должны устанавливаться устройства АЧР.

Устройства АЧР должны действовать на отключение ЛЭП 6-10-35-110 кВ, а в отдельных случаях и 220 кВ, питающих потребителей электроэнергии.

Для обеспечения быстрого восстановления питания потребителей после восстановления частоты должны устанавливаться устройства ЧАПВ, включающие потребителей, отключенных от АЧР.

Автоматика частотной разгрузки (АЧР) должна соответствовать действующим требованиям к подобным устройствам по техническим характеристикам и параметрам срабатывания. Устройства АЧР должны быть выполнены на микропроцессорной элементной базе. Имеющиеся в эксплуатации устройства АЧР должны быть оборудованы блокировками от ложных срабатываний при снижении частоты, вызванном не системными параметрами, а погашением участка сети или подстанции в тех случаях, когда такую блокировку возможно выполнить. По цепям напряжения устройство АЧР должно подключаться к ТН наиболее высокого напряжения ПС, если на этом напряжении установлены ТН.

6.1.4. АРНТ



Устройства автоматического регулирования напряжения трансформаторов (АРНТ) должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах 6-20 кВ ПС в соответствии с заданным графиком в зависимости от времени суток, времени года и выходных и праздничных дней. АРНТ должно выполняться на микропроцессорной элементной базе и должно обеспечивать управление приводом переключателя трансформатора, по возможности, для любого типа используемых приводов и индикацию положения и неисправности привода.

6.2. Определение места повреждения (ОМП)

На каждой стороне ЛЭП должна быть реализована функция определения места повреждения на линии (как правило, двухстороннее). Для определения места повреждения на воздушных линиях ОАО «МОЭСК» 35кВ и выше должны использоваться средства ОМП с максимально возможной точностью. На сегодняшний день наиболее точным методом определения места повреждения является алгоритм Лямца Ю.Я., который реализован в терминалах фирмы «ИЦ Бреслер» и позволяет определять место повреждения на линии до пролета. Устройства с использованием указанного алгоритма прошли опытную эксплуатацию в Можайских ЭС и показали высокую точность.



Максимально возможная точность определения места повреждения может быть достигнута при установке данного типа устройств с двух сторон линии.

Определение места повреждения на воздушных линиях распределительных сетей 6-10 кВ будет выполнено при оснащении данных линий устройствами фирмы «ИЦ Бреслер» типа TOP-100 ЛОК.

При появлении на рынке удобных в эксплуатации топографических средств ОМП их внедрение будет осуществляться на воздушных линиях ОАО «МОЭСК».

6.3. Пункты автоматического включения резерва и секционирующие пункты

ВЛ напряжением 6-20 кВ должны быть оснащены (независимо от параметров линии):

- устройствами 2-кратного АПВ на головном выключателе линии и секционирующими пунктами;
- устройствами защиты для отключения ВЛЗ при ОЗЗ.

Пункты АВР и секционирующие пункты должны быть оснащены вакуумными выключателями, микропроцессорными устройствами РЗА, а также устройствами передачи сигналов о состоянии выключателей на диспетчерский пункт с возможностью телеуправления.

Не устанавливать секционирующие пункты на отпайках, длина которых от магистрали составляет менее 1,5 км.

7. Постоянный оперативный ток подстанций

Целью настоящего раздела технической политики ОАО «МОЭСК» является утверждение и использование на подстанциях Общества самых современных, передовых и оптимальных решений, позволяющих обеспечить высокую надежность работы сети оперативного постоянного тока (СОПТ) подстанций, являющейся важнейшим элементом обеспечения надежной работы ПС в целом.

7.1. Аккумуляторные батареи



рис. 6.1 На ПС должны устанавливаться аккумуляторные батареи типа Groe (Грое) или Varta block (Варта блок) рис. 6.1. Указанные типы АБ имеют лучшие технические и эксплуатационные характеристики для электроэнергетики. Название АБ не имеет значения, поскольку различные фирмы-производители АБ выпускают АБ указанных типов под разными названиями. Необходимо обеспечить применение АБ только указанных типов.

В соответствии с требованием пункта 6.3. «Норм технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (СО 153-34.20.122-2006) на ПС ОАО «МОЭСК» напряжением 110 кВ и выше на вновь сооружаемых и реконструируемых ПС должны устанавливаться две АБ, одинаковые по своим техническим характеристикам. Каждая из АБ должна обеспечивать надежную работу СОПТ ПС в течение

ние всего срока службы. На ПС с высшим напряжением 35 кВ должна устанавливаться одна АБ. Применение переменного оперативного тока на ПС с высшим напряжением 35, 110 кВ разрешается в исключительных случаях решением технического руководства Общества. На ПС с высшим напряжением 220 кВ разрешается применение только постоянного оперативного тока.

Емкость одной АБ на ПС должна обеспечивать питание от одной АБ всех потребителей СОПТ ПС в течение не менее 3 часов в конце срока службы АБ (при снижении емкости АБ в конце срока службы на 20%) при отсутствии подзаряда АБ.

Напряжение обоих АБ, установленных на ПС должно быть одинаковым. В настоящее время напряжение АБ принимается равным 220 В. В дальнейшем напряжение АБ может приниматься равным 110 В. Решение о принятии напряжения АБ равным 110 В может быть принято только техническим руководством Общества. Каждая из двух АБ ПС должна устанавливаться в отдельном помещении. Помещение, в котором располагается АБ (аккумуляторная, помещение АБ), должно обеспечивать выполнение всех требований производителя АБ, направленных на обеспечение максимального срока службы АБ, указанного в технических характеристиках АБ (освещенность, номинальные температуры, градиент температур по высоте банки АБ и т.п.). Для обеспечения номинальных температур в помещении АБ допускается установка систем кондиционирования или климат контроля атмосферы, если указанные номинальные параметры невозможно обеспечить другими способами. Помещения аккумуляторных должны располагаться на ПС таким образом, чтобы при всех возможных нештатных ситуациях на ПС (пожар, протечка крыши и т.п.) была обеспечена невозможность одновременного выхода из работы обеих АБ.

Батарея должна быть разделена на две одинаковые несвязанные и независимые части. Проводники от каждого конца обеих частей АБ должны проходить через стену помещения АБ в щиток, установленный на стене помещения, смежного с помещением АБ. АБ в помещении аккумуляторной должна располагаться таким образом, чтобы минимизировать длину проводников от выводов АБ до стены аккумуляторной.

Проводники + и – идущие от аккумуляторной батареи до ЩПТ должны располагаться в отдельных кабельных лотках. Допускается расположение в одном лотке при условии разделения проводников несгораемой перегородкой. Запрещается прокладывать кабели от аккумуляторной батареи до ЩПТ в одном лотке с отходящими кабелями от ЩПТ.

7.2. Щит постоянного тока

ЩПТ должны находиться на минимально возможном расстоянии от АБ в помещении через стенку от помещения АБ.





Технические требования на щиты постоянного оперативного тока для установки на подстанциях ОАО «МОЭСК» предназначены для предварительного отбора участников торгов на поставку щитов оперативного постоянного тока (ЩПТ) для ПС ОАО «МОЭСК».

В состав ЩПТ должны входить:

- не менее трех вводно-распределительных шкафов;
- два шкафа зарядно-подзарядных устройств (ЗПУ);
- устройство контроля изоляции и мониторинга состояния оборудования ЩПТ;
- стационарное и переносное устройства поиска «земли» в сети оперативного постоянного тока;
- защита от коммутационных перенапряжений и высокочастотных помех;
- устройство регистрации аварийных событий (опционно).

Конструктивно шкафы ЩПТ и ЗПУ должны быть шкафами двухстороннего обслуживания, имеющие открывающиеся дверцы на лицевой и тыльной стороне, позволяющие выполнять технический контроль. Каждая дверца должна иметь замок, запирающийся на ключ. Размер каждого шкафа должен составлять по ширине не более 800 мм, по глубине не более 800 мм, по высоте не более 2400 мм (шкафы ЗПУ могут иметь высоту менее 2400 мм). Шкафы ЩПТ и ЗПУ должны устанавливаться в один ряд без зазоров между собой. Шкафы должны обеспечивать защиту установленного в нем оборудования от пыли, строительного мусора, льющейся сверху струей воды, мелких животных и насекомых, иметь герметизируемые кабельные проходки и соответствовать ГОСТ 14254-96 (Степени защиты, обеспечиваемые оболочками), ГОСТ 15543.1-89 («Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам»)

По степени безопасности персонала от воздействия опасных и вредных факторов шкафы должны удовлетворять ГОСТ 12.2.007.0-75.

Дверцы шкафа должны быть цельнометаллическими. Допускается на дверцах шкафов делать окна для установки в них приборов контроля. Для защиты цепей оперативного постоянного тока от коротких замыканий в ЩПТ должны использоваться только плавкие предохранители, сертифицированные для использования в цепях постоянного тока. Предохранители должны устанавливаться в комбинированных держателях, совмещающих функции разъединителя и выключателя (например, аналогичных выпускаемых фирмой «Апатор»). Комбинированные держатели должны иметь сертификат для применения в цепях постоянного тока, а также протоколы испытаний на коммутационную способность номинальных токов. Номинальные токи предохранителей должны соответствовать условиям термической стойкости и невосгораемости кабелей и проводников вторичной коммутации ЩПТ. В шкафах должно быть расположено не менее двух отдельных (необъединенных) силовых сборок для питания приводов выключателей с количеством отходящих присоединений от каждой сборки не менее 5 и не менее четырех сборок для питания устройств релейной защиты и автоматики с количеством отходящих присоединений от каждой сборки не менее 10. Общее количество отходящих присоединений должно быть не менее 50. Допускается снижение общего количества присоединений до 46 при использовании в силовых шинках потребителей с присоединением на 800-1000 А.

В шкафах должно быть предусмотрено место для установки измерительных приборов, устройства контроля изоляции и поиска «земли» сети оперативного постоянного тока. Кабели в шкафах ЩПТ должны прокладываться с учетом требований по надежности и ЭМС. Компоновка оборудования в шкафах ЩПТ должна быть однослойной. Должна быть обеспечена повышенная пожароустойчивость и пожаробезопасность шкафов ЩПТ и удобство их эксплуатации. Оборудование ЩПТ должно иметь примерно одинаковые сроки службы. При поставке оборудования поставщиками должен указываться объем необходимого обслуживания и четкие сроки обслуживания ЩПТ с перечнем регламентных работ по замене отработавших узлов и деталей. Конструкция ЩПТ должна обеспечивать минимальную вероятность попадания персонала под напряжение при проведении эксплуатационных работ. Все установленное оборудование на ЩПТ должно соответствовать ГОСТ и иметь сертификаты соответствия. Ввод кабелей от АБ в ЩПТ должен быть выполнен по отдельной от отходящих кабелей трассе, кабели должны быть с кислотостойкой изоляцией, не допускается состыковка кабелей на всем протяжении от АБ до ЩПТ.

Каждый из двух шкафов ЗПУ должен представлять собой законченное шкафное изделие. В состав ЗПУ должна входить аппаратура контроля и термокомпенсации режима заряда АБ. Максимальная величина пульсаций напряжения на выходе ЗПУ не должна превышать 1,0 %. Отклонение напряжения в режиме постоянного подзаряда от заданного уровня не должно превышать 1,0 %. (проценты должны соответствовать требованиям заводов – изготовителей АБ и устройств защиты). Нароботка на отказ ЗПУ должна быть не менее 25 лет. Все элементы ЗПУ должны быть смонтированы в шкафу. ЗПУ, по желанию заказчика, должно иметь два отдельных канала для заряда основной и «хвостовой» частей АБ. ЗПУ должно обеспечивать дистанционный контроль и изменение всех необходимых параметров режима заряда АБ. Два ЗПУ должны иметь возможность работать параллельно с примерно равномерным делением тока нагрузки между собой, иметь встроенные системы защиты от КЗ и аномальных режимов со стороны сети переменного тока и выходных зажимов. ЗПУ должно иметь информационный выход на верхний уровень АСУ ТП и поддерживать протокол обмена информацией по одному из стандартов МЭК, предпочтительно МЭК-61850. ЗПУ должно иметь вход блокировки режима заряда АБ при остановке приточно-вытяжной (вытяжной) вентиляции. При остановке приточно-вытяжной (вытяжной) вентиляции ЗПУ из режима заряда АБ должен автоматически переходить в режим подзаряда АБ. В составе ЗПУ запрещается применение для охлаждения вентиляторов, охлаждение элементов ЗПУ должно быть обеспечено с помощью естественной вентиляции.

Устройства контроля сети оперативного постоянного тока должны обеспечивать:

- контроль сопротивления изоляции системы оперативного постоянного тока (СОПТ) от нуля до 1,5 МОм;
- выдачу сигнала, при снижении сопротивления изоляции на землю одного полюса или при одновременном симметричном снижении сопротивления изоляции относительно земли обоих полюсов;
- контроль состояния АБ, путем сравнения напряжений полюсов относительно средней точки и периодической оценки параметров аккумуляторов;
- контроль отсутствия обрывов в цепи АБ;
- контроль целостности предохранителей в силовых цепях;
- определение сборки ЩПТ со сниженным сопротивлением одного или обоих полюсов относительно земли без инъекции в распределительную сеть сигналов, потенциально способных привести к ложному срабатыванию дискретных входов терминалов микропроцессорных защит.

Устройство контроля сети оперативного постоянного тока должно иметь информационный выход на верхний уровень АСУ ТП и использовать при этом протокол обмена информацией соответствующий стандартам МЭК, предпочтительно МЭК-61850.

Переносное устройство поиска «земли» в сети оперативного постоянного тока должно определять место замыкания на землю в СОПТ через переходное сопротивление от нуля до 100 кОм. Работа устройства не должна снижать надежность работы СОПТ ПС и создавать помехи для микропроцессорных терминалов релейных защит и автоматики.

Конструкция ЩПТ и его отдельных элементов должна обеспечивать удобство наладки, эксплуатационного и оперативного обслуживания ЩПТ. Способ присоединения кабелей распределительной сети к клемникам ЩПТ должен обеспечивать возможность использования токовых клещей при поиске «земли».

В качестве дополнительной изоляции открыто расположенных токоведущих частей, использовать термоусадочную трубку синего и красного цвета соответственно. Шины необходимо выполнять строго из электротехнической меди. Болтовые соединения шин должны быть выполнены без использования пружинных шайб «гроверов».

В ЩПТ должны быть предусмотрены места хранения, предпочтительно в виде карманов на внутренней стороне дверей шкафов, схемы СОПТ, запасных предохранителей, временно снятых крышек блоков держателей предохранителей. Дверцы шкафа должны закрываться при открытой (но не снятой) крышке держателей предохранителей. Вместе со ЩПТ должны поставляться руководства по эксплуатации его отдельных элементов с указанием периодичности и объемов технического обслуживания.



ЩПТ должен поставляться в полной заводской готовности. Зарядно-подзарядные устройства должны поставляться строго в той конфигурации, которая указана в задании заводу на изготовление. Запрещается поставка ЗПУ некомплектно (с последующим наращиванием мощности ЗПУ).

В договор поставки должно входить:

- обучение эксплуатационного персонала, как на месте, так и в учебных заведениях по использованию и обслуживанию, установленного на ЩПТ оборудованию;
- обязательства по гарантийному обслуживанию ЩПТ;
- обязательства по послегарантийному обслуживанию ЩПТ;
- обязательства поставке по заказам эксплуатации в течение срока службы ЩПТ (но не менее чем 25 лет) плавких вставок необходимых типов и номиналов и другого оборудования, необходимого для выполнения ремонтных работ.

7.3. Подзарядные устройства



Каждое из подзарядных устройств должно обеспечивать выполнение необходимых работ по вводу АБ в работу и последующие эксплуатационные работы. Каждое из подзарядных устройств должно размещаться в одном шкафу двухстороннего обслуживания. Подзарядное устройство должно иметь микропроцессорный блок управления с информационным выходом в СКАДА систему ПС по согласованному протоколу обмена. Точность поддержания заданного напряжения подзарядным устройством должна быть не более $\pm 0,1\%$ (СВЭС – 1%), величина пульсаций на выходе подзарядного устройства при работе на активную нагрузку не должна превышать 0,1% (СВЭС – 1%). На фасаде подзарядного устройства должны располагаться индикаторы приборного контроля режима работы подзарядного устройства и ручки управления.

7.4. Устройство контроля АБ

Устройство контроля АБ должно располагаться на фасаде среднего шкафа ЩПТ и должно обеспечивать:

- индикацию режима работы АБ (напряжение АБ, ток подзаряда АБ, ток нагрузки подзарядных устройств);
- индикацию наличия «земли» в СОПТ АБ;
- индикацию сопротивления изоляции относительно земли в СОПТ АБ от 2 МОм до 0 Ом по каждому из полюсов АБ при симметричном и несимметричном снижении изоляции полюсов;
- индикацию направления (кабеля или группы кабелей) со сниженной изоляцией;

- контроль симметрии напряжений между половинками АБ и сигнализация разности напряжений между половинками АБ больше уставки;
- порт связи со СКАДА системой, устанавливаемой на ПС по согласованному протоколу обмена и контакты для внешней сигнализации.

Вся ответственная нагрузка на ПС должна иметь возможность питаться от каждой из двух, имеющихся на ПС АБ. К такой нагрузке относится РЗиА, связь, телемеханика, блокировки и управление выключателями, включая питание двигателей завода пружин выключателей. Потребители, имеющие особые требования к электропитанию в части диапазона изменения напряжения питания или питающиеся переменным напряжением должны запитываться от АБ через преобразователи или стабилизаторы постоянного напряжения. Установка у таких потребителей собственных АБ не допускается.

Текущую эксплуатацию АБ (контроль АБ, установка режима работы АБ, проверка исправности АБ и устранение текущих неисправностей) должен осуществлять специально обученный персонал. Оценку состояния АБ, ремонт АБ и восстановление отдельных банок, периодическую проверку токов КЗ АБ, исправности цепей и защитных аппаратов СОПТ, выбор типов и уставок защитных аппаратов АБ и другие работы, выходящие за рамки текущей эксплуатации должна выполнять внешняя специализированная организация.

на шинах 6–20 кВ ПС в соответствии с заданным графиком в зависимости от времени суток, времени года и выходных и праздничных дней. АРНТ должно выполняться на микропроцессорной элементной базе и должно обеспечивать управление приводом переключателя трансформатора, по возможности, для любого типа используемых приводов и индикацию положения и неисправности привода.

8. Системы противоаварийной и режимной автоматики

8.1. Противоаварийная автоматика

Создание систем, комплексов и устройств противоаварийной автоматики (ПА) является одной из важных задач повышения надежности энергоснабжения потребителей г.Москвы и Московской области, позволяющих обеспечить заданные нормативы статической и динамической устойчивости за счет выполнения устройств ПА в соответствии с повышенными требованиями к принципам и точности управления нормальными, аварийными и послеаварийными режимами работы энергосистемы.

При проектировании ПА должны учитываться требования «Руководящих указаний по противоаварийной автоматике энергосистем», а также целесообразно придерживаться существующей концепции иерархического построения ПА.

Система противоаварийной автоматики должна состоять из подсистем, решающих следующие задачи:

- предотвращение нарушения устойчивости;
- ликвидация асинхронного режима;
- ограничение снижения частоты;
- ограничение повышения частоты;
- ограничение снижения напряжения;
- ограничение повышения напряжения;
- ограничение перегрузки оборудования.

Указанные подсистемы должны выполняться в виде совокупности локальных устройств, действия которых должны быть согласованы между собой, а также с другими устройствами и системами ПАУ. Необходимость модернизации и создания новых систем или подсистем ПА, определяется по результатам расчетов электри-



ческих режимов, а также с учетом физического и морального износа существующих устройств ПА и согласовывается с Системным оператором.

Каждая подсистема противоаварийной автоматики в реальном времени должна осуществлять:

- выявление аварийной ситуации;
- определение места реализации, вида и значения (дозировки) УВ;
- реализацию управляющих воздействий (УВ).

Для обеспечения функций системы ПА на подстанциях должны устанавливаться пусковые органы (ПО), устройства автоматической дозировки управляющих воздействий (АДВ), исполнительные устройства (ИУ), которые могут выполняться в виде отдельных устройств или в виде совмещенных, выполняющих функции двух или всех трех устройств.

Для передачи доаварийной информации, аварийных сигналов и команд управления должны использоваться высокочастотные каналы по ЛЭП, КЛС и ВОЛС, удовлетворяющие требованиям быстродействия и надежности функционирования устройств ПА. В целях обеспечения требований по надежности функционирования систем ПА, каналы передачи аварийной и доаварийной информации ПА должны выполняться дублированными, проходящими, как правило, по разным трассам.

Учитывая этапность реконструкции действующих энергообъектов, вновь вводимые устройства ПА должны интегрироваться в существующие комплексы ПА энергоузлов и энергообъединений и проектироваться с учетом возможности модернизации всей системы ПА энергообъединения.

При реконструкции энергообъектов морально и физически устаревшие устройства ПА должны заменяться на современные, выполненные на микропроцессорной элементной базе с более высокими техническими характеристиками (селективность, надежность, диагностика исправности, удобство и простота обращения, интеграция в АСУТП ПС), позволяющие обеспечить более высокую эффективность противоаварийного управления и снижение ущерба. При этом на энергообъектах должны быть решены вопросы электромагнитной совместимости.

При реконструкции или новом строительстве энергообъектов должны учитываться вопросы информационной интеграции устройств ПА с АСУТП энергообъектов. При этом система ПА является функционально самостоятельной от АСУТП энергообъекта. Аварийная информация для ПА и управляющие воздействия от ПА должны передаваться отдельно от АСУТП энергообъекта.

С помощью АСУТП ПС должны осуществляться следующие функции для каждого из устройств ПА:

- отображение и регистрация факта срабатывания и факта неисправности с привязкой к астрономическому времени;
- диагностика состояния;
- настройка параметров.

При необходимости выполнения функций АПНУ или централизованной разгрузки оборудования для предотвращения каскадного развития аварийной ситуации на ЛЭП должны устанавливаться следующие устройства ПА:

- фиксации отключения линии (ФОЛ);
- устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК);
- контроля предшествующего режима (КПР);
- автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ).

Для выполнения функций автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) на ЛЭП 110-220кВ может устанавливаться устройство от перегрузки ЛЭП, обеспечивающее автоматическую разгрузку ЛЭП при значительных перегрузках по току или отключение перегружаемой ЛЭП.

Для выполнения функций автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН) и недопущения лавины напряжения на подстанциях электроэнергетических объектов должны устанавливаться устройств АОСН. Устройства должны действовать на отключение ЛЭП 6-10-35-110 кВ, а в отдельных случаях и 220 кВ, питающих потребителей электроэнергии. Для обеспечения быстрого восстановления питания потребителей после восстановления напряжения должны устанавливаться устройства АПВ после АОСН.



Оборудование АОСН, АОПО



Контроллеры АОСН, АОПО

Программные задачи создания систем противоаварийной автоматики:

- определение критериев надежности энергоснабжения потребителей Московского региона;
- разработка оптимальных принципов, структуры и алгоритмов противоаварийного управления (ПАУ) с реализацией широкого спектра управляющих воздействий, а в исключительных случаях, при наличии обоснования, отключения части нагрузки;
- разработка мероприятий по восстановлению нормального режима работы энергосистемы после технологических нарушений и инцидентов;
- создание единой полномасштабной модели Московской энергосистемы, позволяющей прогнозировать и рассчитывать режимы энергосистемы при длительных переходных процессах с учетом действия системной ПА, АРВ генераторов, СК, СТК и других факторов;
- разработка информационного, технического и программного обеспечения.

Противоаварийное управление должно обеспечивать:

- в предаварийных (нормальном, утяжеленном и ремонтном) режимах регулирование параметров и оценку надежности режима, включающее расчет и подготовку управляющих воздействий на вероятные аварийные ситуации, исследование кратковременных и длительных переходных процессов;
- сохранение динамической устойчивости и обеспечение нормативного запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах;
- в послеаварийном режиме нормализацию частоты и напряжения, восстановление питания отключенных устройствами ПА потребителей, ресурсов противоаварийного управления, резервов активной и реактивной мощности;



- управляемость распределительной сети 0,4-6-10 кВ и адресность воздействий системной противоаварийной автоматики на потребителей с обеспечением возможности существенного ограничения их нагрузки в случае возникновения аварийной ситуации с применением автоматики управления селективным отключением нагрузки потребителей (АУСОНП), без погашения социально-значимых потребителей.

8.2. Режимная автоматика

Режимная автоматика, выполняющая функции системного значения, и предназначенная для поддержания параметров нормального режима энергосистемы в допустимых пределах, должна реализовывать следующие функции в нормальном режиме:

- автоматического регулирования напряжения;
- автоматического регулирования частоты и активной мощности (АРЧМ).

Развитие автоматизированной системы регулирования напряжения и реактивной мощности в Московской энергосистеме, а также улучшение качества такого регулирования позволит обеспечить требуемые показатели качества электроэнергии и снижение потерь за счет оптимизации режимов по U и Q.

Принципы действия устройств режимной автоматики, выполняющей функции системного значения, и их объем должны определяться при проектировании реконструкции или сооружения энергообъекта в соответствии с требованиями ПУЭ и согласовываться с Системным оператором.

На трансформаторах и автотрансформаторах должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения под нагрузкой. На синхронных и статических компенсаторах должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения.

На подстанциях необходимо предусматривать установку аппаратуры и организацию каналов связи для системы АРЧМ.

При экономической и технологической целесообразности необходимо предусматривать использование гибких систем передачи переменного тока - FACTS (СТАТКОМ, УШР, АСК, СТК и др.) для поддержания нормируемого уровня напряжения в опорных точках и автоматических устройств управления их режимами работы.



Блок реакторов



Блок конденсаторов

Статический тиристорный компенсатор СТК 100 МС



Система охлаждения со шкафом автоматики



Тиристорные вентили

Система охлаждения тиристорных вентилях (СТК 100 МВАр) со шкафом автоматики, контроля и сигнализации.

9. Рекомендуемое к применению оборудование распределительных сетей 6-20 кВ

9.1. Общие требования к электрическим сетям 6-20 кВ

1. Развитие производства, сферы обслуживания, повышение условий проживания населения предопределяет повышение требований к качеству электроснабжения, следовательно, к качеству функционирования электрических сетей.

2. Технические и экономико-экологические требования к РС сетям нового поколения:

- электрическая и экологическая безопасность функционирования сетевых объектов;
- надежность электроснабжения с учетом требований потребителя, роста электрических нагрузок и объемов потребления электроэнергии;
- нормированный уровень качества электрической энергии;
- адаптивность РС к динамично развивающимся условиям регионов, росту электрических нагрузок, применению новых технологий обслуживания сетевых объектов и их автоматизации;
- эффективность электрических сетей;
- снижение в 2-3 раза номенклатуры применяемого оборудования;
- высокий уровень информационных технологий при управлении распределительными электрическими сетями.

9.2. Требования к выбору системы напряжений

1. Учитывая отечественный и зарубежный опыт эксплуатации и развития сетей, в рассматриваемый период в Московском регионе следует приступить к переходу на более высокие классы среднего напряжения (с 6 на 10 - 20 кВ).

2. При проведении больших объемов работ по реконструкции (восстановлению) сетевых объектов необходимо рассматривать варианты перевода распределительных сетей на более высокий класс среднего напряжения.

3. Выбор системы напряжений распределения электроэнергии должен уточняться в процессе разработки схем перспективного развития на основе анализа роста перспективных электрических нагрузок. При этом, не должны подвергаться развитию сети 6 кВ, которые в перспективе необходимо переводить на 10 и, при технико-экономическом обосновании, 20 кВ.

4. До разработки схем перспективного развития распределительных сетей напряжением 10-20 кВ вопрос перевода сетей среднего напряжения на более высокий класс напряжений должен решаться в отдельной вне-стадийной работе в виде соответствующего Технико-экономического обоснования.

5. В случае, если отсутствуют технические, экономические и другие условия для перевода РС на более высокий класс среднего напряжения, в техническом задании на проектирование сетевого объекта должно быть предусмотрено выполнение ВЛ напряжением 10 кВ в габаритах и изоляции 20-35 кВ, что позволит в дальнейшем осуществлять перевод сетевого объекта на более высокий класса среднего напряжения без существенных затрат.

6. При новом строительстве и реконструкции (восстановлении) РС необходимо применять вариант проектного решения сети с нейтралью, заземленной через низкоомный или высокоомный резистор.

7. Критерием выбора системы напряжения являются суммарные затраты в сети всех классов напряжения. При сравнении вариантов электрических сетей с разными классами среднего напряжения, имеющих равные затраты или затраты, отличающиеся до 10%, приоритет должен отдаваться варианту развития сетей с более высоким средним напряжением распределительной сети.



9.3. Требования к схемам построения сетей

1. Распределительная электрическая сеть должна быть построена таким образом и с такими параметрами, чтобы была обеспечена возможность поставки электроэнергии (мощности) потребителям в нормальном и послеаварийном режиме работы электрических сетей.

2. В период до 2015 года при проектировании нового строительства, реконструкции, модернизации и технического перевооружения объектов распределительных сетей необходимо:

- применять сетевое резервирование в качестве основного схемного решения для обеспечения сетевой надежности электроснабжения;
- формировать систему электроснабжения потребителей из условия однократного сетевого резервирования. Для ответственных потребителей необходимо предусматривать резервный (автономный) источник питания.

3. Основным принципом построения электрических сетей с ВЛ напряжением 6-20 кВ следует принять магистральный принцип, предусматривающий:

- радиальную (древовидную) схему построения с магистралью, выполненной проводом одного сечения по всей длине линии;
- автоматическое секционирование и резервирование магистрали.

Применение указанного принципа создаст условия для обеспечения качественного электроснабжения электроприемников по степени надежности с учетом роста электрических нагрузок и присоединения новых потребителей с электроприемниками второй категории надежности.

4. Как основную, необходимо использовать схему развития сети от РП (РТП) 6-20 кВ, подключенных к питающему центру двумя линиями с большой пропускной способностью. В перспективе, вместо РП следует применять РТП 10-20 кВ и проводить реконструкцию высоковольтных ячеек с применением малогабаритных выключателей. РП 6-20 кВ и РТП 6-20/0,4 кВ рекомендуется выполнять в виде отдельно стоящих объектов.

5. Схема построения сети должна обеспечивать равномерную загрузку ячеек на питающих центрах и РП (РТП) 10-20 кВ.

6. При выборе схемы построения сети необходимо избегать подключения электроприемников III категории надежности к основным источникам питания потребителей I и II категорий, в целях обеспечения возможности для реализации графиков временного отключения. Допускается использование резервного источника питания потребителей I и II категорий надежности для электроснабжения электроприемников III категории.

7. В сетях с кабельными линиями напряжением 6-20 кВ следует применять 2-лучевую или петлевую схему. Выбор схем построения следует осуществлять на основании технико-экономического анализа.

8. Схема построения сети не должна содержать элементов, включенных без нагрузки под сохранное напряжение.

9. Строительство новых линий электропередачи следует осуществлять на расчетный срок службы не менее 40 лет. Элементы линий электропередачи следует выбирать из условия расчетного срока.

10. При новом строительстве и реконструкции протяженных воздушных ЛЭП 6-20 кВ необходимо предусматривать установку вольтодобавочных трансформаторов.



Вольтодобавочный трансформатор

11. Выбор конструкций сетевых объектов всех классов напряжения необходимо выполнять из условий:

- минимума затрат на их техническое обслуживание;
- возможности проведения технического обслуживания и ремонта на ВЛ без снятия напряжения (горизонтальное расположение проводов, специальные типы вязок, разъемные зажимы и т. д.).

12. В сетях 6-20 кВ следует применять сетевой АВР в пункте АВР (РП, РТП), соединяющем две линии, отходящие от разных ПС 35-220 кВ или разных секций шин 6-20 кВ одной ПС 35-220 кВ.

13. Электроприемники I и II категории должны дополнительно обеспечиваться устройствами АВР непосредственно на вводе 0,4 кВ и 6-20 кВ.

10. Подстанции и распределительные устройства 10-20 кВ

10.1. Технические требования к ТП 6-20/0,4 кВ

1. Для электроснабжения электроустановок мощностью свыше 4 кВА в распределительных электрических сетях следует применять, в основном, комплектные трансформаторные подстанции (КТП) различных модификаций (столбовые, закрытого типа или в виде быстромонтируемой комплектной трансформаторной подстанции (БМКТП) на металлическом фундаменте, исполняющем роль контура заземления).

2. Для электрических сетей городов следует применять малогабаритные БКТП нового поколения с элегазовыми КРУ (КРУЭ), вписывающиеся в архитектуру города.

3. Подстанции 6-20/0,4 кВ мощностью 4-63 кВА, предназначенные для электроснабжения индивидуальных потребителей, должны иметь возможность установки на опоре (подстанции столбовые - СТП).



Рис. 10.1. Столбовая трансформаторная подстанция мощностью 4-63 кВА напряжением 6 (10) - 0,4 кВ



Рис. 10.2. Мачтовая трансформаторная подстанция мощностью 25-250 кВА напряжением 6 (10) - 0,4 кВ

При технико-экономическом обосновании, такие подстанции возможно использовать и для электроснабжения большего числа потребителей, при условии, что вся сеть 0,4 кВ выполнена самонесущим изолированным проводом, имеет не более двух фидеров общей протяженностью до 600 м, а также отсутствуют дальнейшие перспективы развития.

Тип опор и относительное размещение трансформатора должны соответствовать конструкции ввода высокого напряжения и вывода низкого напряжения. Конструкция должна обеспечить постепенный отказ от разъединителей и предохранителей. Вместо щита 0,4 кВ должны использоваться общие рубильники (мачтовые со встроенными предохранителями) в количестве не более двух, размещенные на уровне установки силового трансформатора на недоступной высоте. Выполнение переключений осуществляется с помощью специальной оперативной штанги.

4. При нагрузках 100 кВА и более рекомендуется применять конструкции ТП закрытого типа (ЗТП), блочные комплектные трансформаторные подстанции (БКТП), а также в виде комплектной трансформаторной подстанции универсальной (КТПУ) на металлическом фундаменте, выполняющем роль контура заземления.



Рис. 10.3. Блочная комплектная трансформаторная подстанция в бетонной оболочке мощностью 100-1600 кВА напряжением 6(10) – 0,4 кВ



Рис. 10.4. Распределительный пункт 10 кВ с кабельным полуэтажом



Рис. 10.5. Комплектная трансформаторная подстанция универсальная (КТПУ) на металлическом фундаменте мощностью 25-630 кВА напряжением 6(10) – 0,4 кВ

5. Кровля трансформаторных подстанций закрытого типа должна иметь скатную, двухскатную конструкцию.

6. Конструкция трансформаторных подстанций закрытого типа (РП, РТП) должна предусматривать наличие кабельных полуэтажей.



7. Стальные конструкции трансформаторных подстанций с внешней стороны должны иметь единую сплошную отличительную окраску синего цвета.

10.2. Технические требования к распределительным устройствам 10-20 кВ

1. Основные требования к РУ 10-20 кВ:

- закрытое исполнение, в том числе, с ячейками модульного типа на базе вакуумных или элегазовых выключателей;



Рис. 10.6. Камера сборная одностороннего обслуживания малогабаритная

- использование литых измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), сухих трансформаторов собственных нужд;
 - гибкая архитектура ячейки с компактной и безопасной компоновкой функциональных элементов устройства, разделенных на отсеки;
 - оснащение устройствами РЗА, аппаратами телеуправления, телесигнализации и приборами для определения наличия мест междуфазных однофазных замыканий на землю в линии 6-20 кВ, установленными вне ячеек РУ (отдельная панель (набор панелей) устройств РЗА, вынесенная в отдельное помещение или на противоположную сторону РУ), с единым микропроцессорным модулем управления, контролирующим работу устройств РЗА на всех присоединениях.
2. В конструкции РУ 6-20 кВ выключатель должен обеспечивать функции выключателя и разъединителя в едином модуле (выдвижное исполнение).
3. Схемы РУ 6-20 кВ не должны предусматривать наличие более двух секций, при этом, в качестве секционных необходимо использовать два выключателя.
4. Конструкция РУ 6-20 кВ должна исключать нахождение оперативного персонала при производстве переключений вблизи задействованных коммутационных аппаратов.
5. По условиям установки и эксплуатации ячейки должны соответствовать требованиям рекомендаций МЭК 298 и технического регламента на высоковольтное оборудование.

10.3. Силовые трансформаторы 6-20 кВ

Основные требования для трансформаторов устанавливаемых на ТП 6-20/0,4 кВ:

- герметичные масляные трансформаторы с уменьшенными потерями электроэнергии и массогабаритными параметрами, в том числе, специальные конструкции трансформаторов мощностью до 100 кВА, позволяющие их подвеску на опоре;



Рис. 10.7. Трансформатор герметичный масляный напряжением 6-10 кВ

- трансформаторы со схемой соединения /УН и симметрирующим устройством или звезда-зигзаг с нулем;
- оснащение трансформаторов жесткой ошиновкой для связи трансформатора с РУ 6-20 кВ и 0,4 кВ, либо гибкой ошиновкой в виде однофазных кабелей;
- трансформаторы должны соответствовать требованиям ГОСТ 11677-85;
- трансформаторы должны иметь климатическое исполнение - У по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89 (температура окружающей среды от -45С до +40С, высота установки над уровнем моря не более 1000 м);
- конструкция бака должна предусматривать возможность крепления трансформатора к фундаменту, платформе;
- трансформаторы должны быть заполнены трансформаторным маслом, по физико-химическим показателям (кроме натровой пробы и цвета) не уступающим показателям масла по ГОСТ 10121-76 и ГОСТ 982-80. Пробивное напряжение заливаемого в трансформатор масла должно быть не менее 40 кВ при его определении по ГОСТ 6581-75;
- в стесненных условиях и условиях плотной городской застройки, а также для встроенных подстанций могут применяться сухие трансформаторы.



Рис. 10.8. Сухой трансформатор с изоляцией NOMEX напряжением 6-10 кВ



Рис.10.9. Сухой трансформатор в защитном кожухе напряжением 6-10 кВ

10.4. Коммутационные аппараты

В сетях напряжением 6-20 кВ следует применять:

- вакуумные и элегазовые выключатели;
- вакуумные и элегазовые выключатели нагрузки с большой коммутационной способностью (на предельный ток отключения не менее 12 кА);
- разъединители нового типа (взамен РЛНД)



Рис. 10.10. Вакуумный выключатель производства фирмы «Сименс»

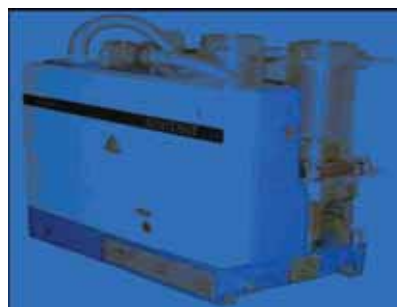


Рис. 10.11. Вакуумный выключатель ВБП-10



Рис. 10.12. Разъединитель качающегося типа РЛКВ 2-10 IV/400

Конструкция выключателей должна обеспечивать:

- надежную работу без ремонта до выработки установленного ресурса по механической и коммутационной износостойкости;
- низкий уровень коммутационных перенапряжений. В ТУ на конкретные типы выключателей должен указываться уровень перенапряжений при отключении малых индуктивных токов.

Плановая замена деталей выключателей в процессе эксплуатации должна производиться без последующей регулировки и настройки хода контактов и механизмов привода.

Для секционирования ВЛ напряжением 0,38 кВ следует применять автоматические выключатели наружного исполнения на токи до 250 А.

В РУ низкого напряжения следует применять автоматические выключатели 0,4 кВ исполнения У2, с предельными токами отключения не менее 35 кА. Автоматические выключатели на номинальные токи 100 А и более должны быть вакуумными.

В РУ 0,4 кВ, от которых отходят кабельные сети, а также, при технико-экономическом обосновании и в воздушных сетях, возможна установка предохранителей.

10.5. Защита изоляции распределительных сетей от грозовых и коммутационных перенапряжений.

В настоящее время в сетях 6-10 кВ с изолированной или резонансно заземленной (с компенсацией емкостных токов) нейтралью устанавливаются взрывобезопасные ОПН с повышенной энергоемкостью (пропускной способностью), а также разрядники серии РВО.

10.6. Ограничения по применению оборудования

10.6.1. Запрещаются к применению:

- комплектные трансформаторные подстанции 6-20/0,4 кВ шкафного типа с вертикальным расположением оборудования;
- трансформаторы с расчётным сроком службы менее 30 лет;
- воздушные выключатели и маломасляные выключатели «горшкового типа».

10.6.2. Не рекомендуются к применению:

- вакуумные выключатели 6-20 кВ с электромагнитными приводами;
- масляные и маломасляные выключатели в сетях 6-20 кВ;



- комплектные трансформаторные подстанции 6-20/0,4 кВ киоскового типа;
- негерметичные силовые трансформаторы марки ТМ;
- ячейки, оборудованные выключателями выкатного исполнения;
- распределительные пункты, выполненные из отдельных ячеек КРУН.

10.7. Мероприятия по повышению сетевой надежности

1. Основная цель – снизить продолжительность и частоту плановых отключений, а также вероятность аварийных отключений электроустановок потребителей.

2. Основные задачи:

- анализ послеаварийных режимов, вызванных климатическими аномалиями;
- периодическая проверка соответствия параметров оборудования меняющимся условиям их работы в сети;
- изучение наиболее характерных причин повреждений в сети и внедрения мер по предотвращению аварийных ситуаций;
- совершенствование ремонтной политики, направленной на сокращение числа отключений в сети;
- внедрение работ на ВЛ под напряжением, позволяющих максимально сократить время перерывов электроснабжения при устранении повреждений и замене оборудования.

3. Основные мероприятия по повышению сетевой надежности:

- совершенствование схем электроснабжения объектов жизнеобеспечения;
- применение ЛЭП и оборудования повышенной надежности (ВЛ 6-20 кВ в габаритах 35-110 кВ, ВЛИ 0,4 кВ, вакуумное (элегазовое) оборудование и т. п.)
- приведение схемы электроснабжения ко II категории надежности
- совершенствование структуры сети:
- секционирование и АВР магистралей;
- установка пунктов автоматического включения на резервных переключателях;
- строительство участков линий 6-20 кВ, предназначенных для резервирования магистралей;
- повышение надежности участков сети посредством замены наиболее ответственных элементов на новую элементную базу, позволяющую уменьшить риски повреждений:
- совершенствование требований по надежности к электрооборудованию линий электропередачи и подстанций, включая устройства РЗА, на этапах проектирования, закупок и эксплуатации;
- строительство (восстановление) ВЛ напряжением 6-20 кВ с использованием подвесных изоляторов на опорах повышенной механической прочности с минимальным изгибающим моментом не менее 50 кНм (центрифугированные железобетонные или стальные многогранные опоры);
- создание оптимального аварийного запаса опор, проводов и других материалов (конструкций) для проведения ремонтов;
- отработка системы взаимодействия обслуживающего персонала при массовых гололедных и ветровых авариях, несанкционированных актах населения;
- приобретение предприятиями электрических сетей электростанций мощностью до 630 кВА для обеспечения бесперебойного электроснабжения электроустановок потребителей при проведении плановых и/или аварийных ремонтов;
- развитие методического обеспечения по организации анализа, формированию и поддержанию информационных баз технологических нарушений;
- разработка НТД по оценке надежности сетей по результатам эксплуатации, а также оптимизация надежности на этапе проектирования (нормирование надежности сетей РСК);
- совершенствование планирования и организации ремонтов с учетом фактора надежности.

11. Воздушные линии электропередачи 10-20 кВ

11.1. Требования к воздушным линиям электропередачи

Основными техническими направлениями развития ВЛ являются:

- вновь сооружаемые воздушные магистральные линии 6-20 кВ должны иметь конструкции опор и изоляторы, позволяющие осуществить в перспективе перевод сетей на более высокий класс напряжения без существенных дополнительных затрат;
- считать приоритетным строительство воздушных линий 6-20 кВ в двухцепном исполнении;



Двухцепная ВЛ 110 кВ с защищенными проводами на стойках СВ - 164



Двухцепная ВЛ 10 кВ с неизолированными проводами в габаритах 110 кВ



Рис.11.1. Воздушная линия 10 кВ с защищенными проводами в двухцепном исполнении, Мульти-Виски и СИП-2.



Рис. 11.2. Воздушная линия в многоцепном исполнении с подвеской одной цепи 10 кВ с защищенными проводами, одной цепи 0,4 кВ с самонесущими изолированными проводами и ЛП

- повышение электрической безопасности при эксплуатации;
- применение конструкций, элементов и оборудования, обеспечивающих надежность, минимальные затраты при строительстве, техническом перевооружении и обслуживании в течение срока службы;
- создание необслуживаемых воздушных линий;

Общие требования к линиям электропередачи:

- элементы ВЛ должны быть рассчитаны на механические нагрузки с повторяемостью РКУ 1 раз в 25 лет для конкретных условий расположения сетевого объекта.

В этой связи должны применяться железобетонные опоры со стойками с минимальным изгибающим моментом стоек не менее 50 кНм для ВЛ 6-20 кВ и не менее 30 кНм – для ВЛ 0,4 кВ:

- в районах с повышенным уровнем воздействия гололедных и ветровых нагрузок на конструкции ВЛ (начиная с III района по ветру и гололеду) должна рассматриваться возможность (ТЭО) прокладки кабельной линии электропередачи;
- воздушные линии напряжением 0,4-20 кВ не должны подвергаться реконструкции путем замены проводов на протяжении всего срока службы.



На воздушных линиях напряжением 6-20 кВ необходимо:

- на магистральных линиях должны быть установлены пункты секционирования и пункты АВР (подтвержденные расчетом схемы РЗА и ТЭО);
- на ответвлениях, в соответствии с ТЭО, должны быть установлены пункты секционирования с вакуумными выключателями, выключателями нагрузки или разъединителями наружной установки;
- предусматривать мероприятия, препятствующие развитию «каскадных» разрушений (в том числе, снижение анкерных пролетов до 1,0 км) в районах прохождения ВЛ с интенсивными явлениями образования гололеда и налипания снега.

Воздушные линии 6-20 кВ в населенной местности, лесопарковой зоне и заповедниках выполнять на деревянных опорах с использованием защищенных проводов типа СИП-3 (ВЛЗ).



Рис. 11.3. Провод с защитным покрытием (СИП-3)



Рис. 11.4. Прохождение ВЛ 10 кВ с защищенными проводами по лесной местности

Воздушные линии напряжением 0,4 кВ выполнять с использованием самонесущего изолированного провода марки СИП-2 (ГОСТ Р 52373-2005) в пятипроводном исполнении для подключения абонентов и уличного освещения.



Рис. 11.5. Самонесущий изолированный провод (СИП-2)

Должны быть разработаны варианты конструкций опор и других элементов ВЛ 0,4 кВ и 6-20 кВ, позволяющие выполнение работ без снятия напряжения (специальные способы крепления проводов, разъемные зажимы и др.).

11.2. Опоры

На ВЛ 6-20 кВ рекомендуется применять деревянные опоры (материал стойки – сосна, район заготовки – Республика Коми) без приставок, обработанные специальными консервантами семейства ССА (окись меди, триокись хрома, пентокись мышьяка), способом пропитки по ГОСТ 20022.6-93 (вакуум-давление-вакуум) и обеспечивающими срок службы не менее 40 лет. Глубина пропитки в соответствии с ГОСТ 20022.0-93. – не менее 85% ширины заболоневой части бревна (3-4 см и более).

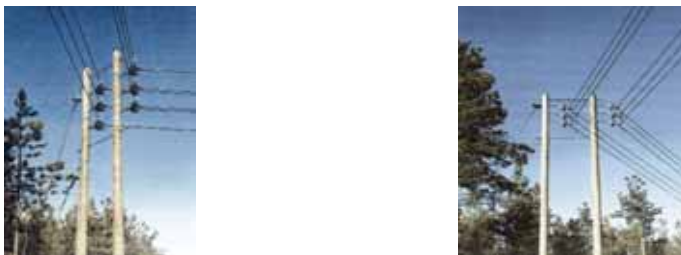


Рис. 11.6. Двухцепная ВЛ 10 кВ выполненная с применением деревянных опор

Допускается, при соответствующем обосновании, применение железобетонных опор со стойками с минимальным изгибающим моментом стоек не менее 50 кНм для ВЛ 6-20 кВ и не менее 30 кНм для ВЛ 0,4 кВ и стальных многогранных опор.



Рис. 11.7. Двухцепная ВЛ 10 кВ выполненная с применением стальных многогранных опор

На воздушных линиях напряжением 0,4 кВ должны применяться деревянные опоры без приставок с пропиткой консервантом семейства ССА.

При применении на воздушных линиях напряжением 0,4-10 кВ деревянных опор без приставок, необходимо руководствоваться техническими требованиями ОАО «МОЭСК» к деталям деревянных опор.

Применяемые железобетонные и деревянные опоры должны предусматривать возможность, по механической прочности, подвеску нескольких линий электропередачи.



Рис. 11.8. Совместная подвеска на деревянной опоре СИП-2 (3 линии) и универсального кабеля типа Мульти-Виски.

В рассматриваемый период на ВЛ 0,4 кВ допускается применение железобетонных опор с изгибающим моментом стоек 30 кНм.



11.3. Провода

На ВЛ напряжением 0,4 кВ необходимо применять самонесущий изолированный провод марки СИП-2, а на ВЛ 6-20 кВ сталеалюминиевые неизолированные провода (АС). Сечение проводов на магистралях ВЛ 0,4-6-10 кВ применять не менее 70 мм². При технико-экономическом обосновании допускается применение на ВЛ 6-20 кВ защищенных проводов типа СИП-3 (ВЛЗ). На ВЛИ 0,4 кВ и ВЛЗ 6-10 кВ необходимо применять провод марки СИП-2 и СИП-3 соответственно изготовленный по ГОСТ Р 52373-2005, и согласно техническим требованиям ОАО «МОЭСК».

11.4. Линейная арматура и изоляторы.



Рекомендуется применять:

- полимерные изоляторы (в том числе, опорно-стержневые изоляторы), что повышает изоляционные свойства ВЛ 6-20 кВ и делает их сопоставимыми с ВЛ 35 кВ;
- изолирующие траверсы на ВЛ 6-20 кВ;
- линейная сцепная, поддерживающая, натяжная, защитная и соединительная необслуживаемая арматура;
- линейная арматура, позволяющая выполнение работ без снятия напряжения;
- штыревые изоляторы на 20 кВ (для СИП-3);



На вновь сооружаемых ВЛ 6-20 кВ применять изоляторы линейные подвесные типа ПС: на промежуточной опоре по 2 ед., а на анкерной опоре по 3 ед. на каждый провод.

11.5. Пункты автоматического включения резерва и секционирующие пункты.

ВЛ напряжением 6-20 кВ должны быть оснащены (независимо от параметров линии):

- устройствами 2-кратного АПВ на головном выключателе линии и секционирующих пунктах;
- устройствами защиты для отключения ВЛЗ при ОЗЗ.

Пункты АВР и секционирующие пункты должны быть оснащены вакуумными выключателями, микропроцессорными устройствами РЗА, а также устройствами передачи сигналов о состоянии выключателей на диспетчерский пункт с возможностью телеуправления.

Не устанавливать секционирующие пункты на отпайках, длина которых от магистрали составляет менее 1,5 км.



11.6. Защита ВЛ и ВЛЗ напряжением 6-20 кВ от грозовых и коммутационных перенапряжений

Для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений ВЛ и ВЛЗ следует применять:

- разрядники серии РВО;
- ограничители перенапряжений нелинейные;
- разрядники длинно-искровые (РДИ) для ВЛЗ.

11.7. Требования к технологиям для ВЛ

При строительстве ВЛ необходимо применять:

- раскаточные ролики при монтаже проводов, особенно, при монтаже защищенных проводов и СИП;
- нормированное тяжение проводов при подвеске, которое должно соответствовать монтажным таблицам проводов, приведенных в рабочих проектах;
- установку анкерных плит в соответствии с проектом.

11.8. Запрещаются к применению:

- при реконструкции и новом строительстве неизолированные провода на ВЛ напряжением 0,4 кВ;
- неизолированный провод марки А;
- подвесные тарельчатые изоляторы типов ПФ6-А и ПФ6-Б;
- полимерные изоляторы – серии ЛП и ЛПИС с оболочкой полиолефиновой композиции;
- стальной грозовой трос без антикоррозионного покрытия на ВЛ 6-20 кВ, построенный в габаритах 35-110 кВ;
- технологии лакокрасочных покрытий для металлоконструкций опор, не прошедшие сертификацию;
- железобетонные стойки СВ 110-3,5 и СВ 105-3,6 на ВЛ 10-20 кВ.
- устройства защиты от повреждений дугой и искровые промежутки на ВЛЗ 10-20 кВ;
- трубчатые разрядники 6-10 кВ.

12. Кабельные линии электропередачи 6-20 кВ

12.1. Требования к кабельным линиям

Прокладка кабельных линий должна осуществляться по требованиям проекта, который определяет тип и конструкцию кабеля. Кабельные линии, являющиеся взаиморезервируемыми источниками питания для РП (РТП, ЗТП), должны прокладываться в разных траншеях на расстоянии друг от друга не менее 2-х метров.



В труднодоступных местах и при невозможности прокладки кабельных линий открытым (траншейным) способом необходимо использовать бестраншейный метод горизонтального бурения. Кабельные линии должны прокладываться в земле на глубине не менее 1,2 м. В парковых зонах и заповедниках при строительстве линий электропередачи без вырубki просек, при прокладке под землей, под водой и с подвеской на опорах ВЛ рекомендуется подвеска силового кабеля с изоляцией из СПЭ на напряжение 10 кВ типа «Мульти - Виски» производства Финляндия.



Рис. 12.1. Универсальный кабель типа «Мульти – Виски» производства Финляндия



Рис. 12.2. Совместная подвеска на деревянной опоре СИП-2 и универсального кабеля типа Мульти-Виски (анкерная опора).

12.2. Схемы построения кабельных линий

Основными принципами построения кабельных линий 6-20 кВ в городах следует принимать петлевые и многолучевые схемы (2 и более луча) со связанными лучами в петлевую схему (смешанные схемы), как правило, с ручным включением резервной линии. В крупных городах (с числом жителей 1 млн. и более) рекомендуется применять 2-лучевые с автоматическим включением резерва.

12.3. Силовые кабели

В кабельных линиях напряжением 6-20 кВ необходимо использовать следующие кабели:

- силовые кабели с бумажной пропитанной изоляцией с герметичной оболочкой из свинца или алюминия и кабели с бумажной изоляцией, пропитанной не стекающим составом;
- силовые кабели с изоляцией из СПЭ различных конструкций, в том числе, одножильные, а так же силовые кабели с изоляцией, не распространяющей горение, низким выделением токсичных газов.

Применение одножильных кабелей с изоляцией из СПЭ в максимально возможной мере обеспечат экономичную прокладку кабельных линий, их эксплуатационную надежность и ремонтпригодность:

- большие нагрузочные токовые характеристики;
- широкий диапазон сечений (35-800 мм²);
- большие строительные длины (до 2,5 км);
- возможность прокладки кабелей на сложных трассах с перепадом уровней и сложными грунтами;
- относительно низкие (в сравнении с трехжильным кабелем) массогабаритные размеры.

Силовой кабель с изоляцией из СПЭ рекомендуется применять:

- при необходимости передать большую электрическую мощность со сниженными затратами на строительную часть и техническое обслуживание (прокладка кабеля сечением от 300 до 800 мм²);
- когда кабель с бумажной изоляцией не обеспечивает необходимую пропускную способность линии;
- если по допустимому току нагрузки необходимо проложить двойной кабель с бумажной изоляцией (в этом случае двойной кабель можно заменить тремя одножильными кабелями с изоляцией из СПЭ и равной пропускной способностью);
- при проектировании КЛ с большой разностью уровней по трассе или на круто наклонных и вертикальных участках ее трассы.

Выбор сечения кабеля должен выполняться по величине допустимого длительного тока в нормальном режиме с учетом поправок на количество кабелей, допустимую перегрузку в послеаварийном режиме, температуру и тепловое сопротивление грунта, согласно стандарту на используемый силовой кабель

При этом необходимо выполнить расчеты кабеля на термическую стойкость при коротком замыкании и, при необходимости, на потери и отклонение напряжения в линии. Выбор сечений экранов однофазных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена 6-20 кВ определяется из термической устойчивости по току однофазного замыкания «на землю». При этом сечения экранов для сети 6-10 кВ применять не менее 35 мм². Для сетей 20 кВ сечения экранов выбираются по индивидуальным проектам.

Сечение силового кабеля выбирается из условия роста электрических нагрузок потребителей на срок не менее 30 лет. Реконструкция кабельных линий всех напряжений должна проводиться на основании инженерных изысканий грунтов кабельных трасс.

12.4. Требования к кабельной арматуре

Необходимо применять кабельные муфты, выполненные по технологии поперечно-сшитых полимеров с пластичной памятью форм.

Кабельные концевые муфты внутренней и наружной установки на основе термоусаживаемых материалов для 4-х и 5-ти жильных концевых кабелей на напряжение до 1 кВ

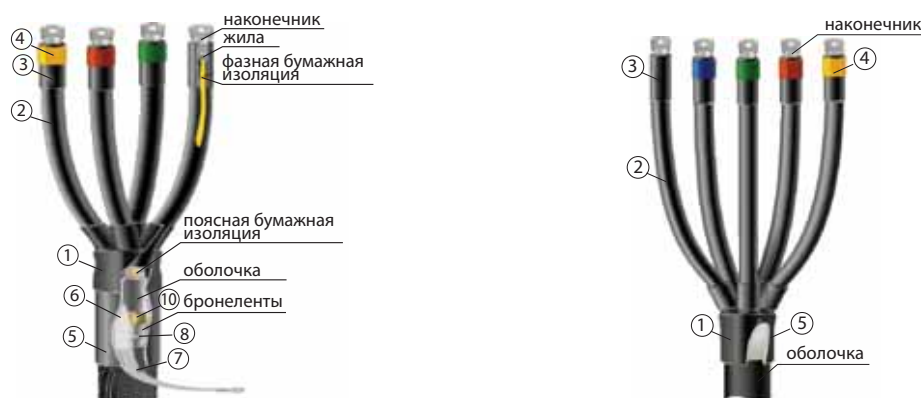


Рис. 12.3. Кабельная соединительная муфта на основе термоусаживаемых материалов для 4-х и 5-ти жильного кабеля на напряжение до 1 кВ



Рис. 12.4. Кабельные концевые муфты внутренней и наружной установки на основе термоусаживаемых материалов для 3-х жильных концевых кабелей на напряжение 6 и 10 кВ

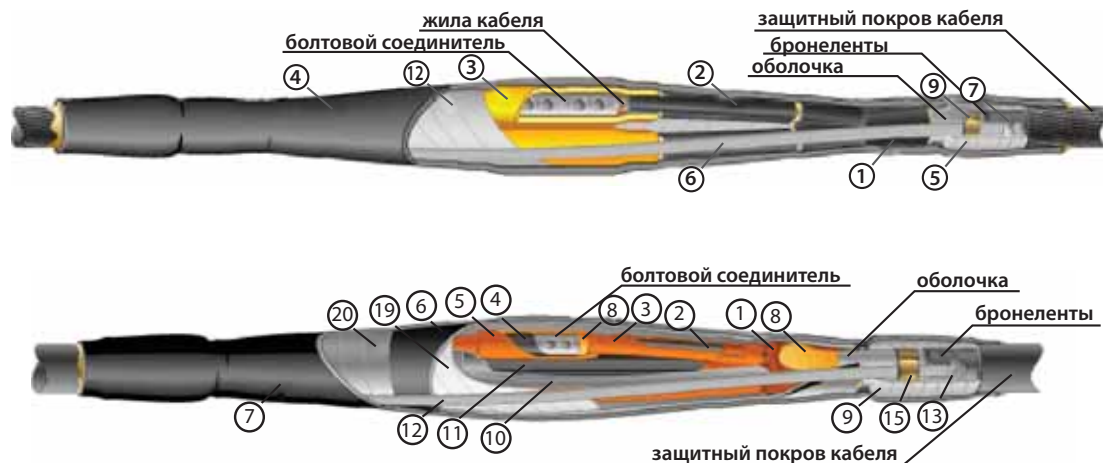


Рис. 12.5. Кабельная соединительная муфта на основе термоусаживаемых материалов для 3-х жильного кабеля на напряжение 6 и 10 кВ.

Материалы, применяемые для кабельной полимерной арматуры должны быть устойчивыми к воздействию солнечной радиации, обладать высокими диэлектрическими характеристиками, предназначенными для прокладки в любых климатических и производственных условиях. Срок службы кабельной арматуры должен быть не менее 30 лет.

12.5. Требования к технологиям прокладки кабельных линий

Проведение работ в соответствии с требованиями Правил и норм прокладки силовых кабелей с изоляцией из СПЭ на основании инженерных изысканий грунтов и условий прокладки трассы.

Прокладка кабельных линий на территориях подстанций и в кабельных сооружениях:

- организованный выход кабельных линий 6-20 кВ от распределительного устройства, как правило, в кабельных туннелях до ограждения подстанции;
- в подстанционном туннеле кабельные линии 6-20 кВ должны прокладываться, как правило, без устройства соединительных муфт.

12.6. Защита изоляции КЛ от коммутационных перенапряжений

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН), взрывобезопасные, с фарфоровой и полимерной (силиконовой) изоляцией, не требующие обслуживания и профилактических испытаний в течение всего срока эксплуатации, устанавливаются:

- для защиты КЛ 35-220 кВ;
- для защиты КЛ 6-20 кВ.

ОПН должны удовлетворять следующим характеристикам:

- взрывобезопасность на токи не менее 65 кА – на класс напряжения 110-220 кВ, не менее 20 кА – на класс напряжения 6-35 кВ.

Для защиты КЛ 6-10 кВ применяются взрывобезопасные ОПН с повышенной энергоемкостью (пропускной способностью).

12.7. Запрещаются к применению:

- все типы кабелей исполнения «нг», не удовлетворяющие современным требованиям по показателям пожарной безопасности и содержанию больших концентраций токсичных продуктов горения.

13. Система средств диспетчерского и технологического управления

Техническая политика в области развития средств диспетчерского и технологического управления определяется созданием Единой технологической сети связи (ЕТСС) ОАО «Московская объединенная электросетевая компания». ЕТСС создается как телекоммуникационная основа для единой информационной инфраструктуры с целью обеспечения всех видов информационного взаимодействия, необходимых для надежного функционирования компании.

В составе ЕТСС предусматриваются две составляющие:

- корпоративная сеть связи – сеть, предназначенная для обеспечения производственной деятельности электроэнергетики;
- технологическая сеть связи – сеть, предназначенная для обеспечения управления технологическими процессами в производстве.

Создаваемая ЕТСС обеспечит:

- передачу всех видов информации пользовательских (технологических и корпоративных) сетей по единой транспортной среде, включая телеметрическую информацию и сигналы телеуправления, технологическую и диспетчерскую телефонию;
- возможность предоставления широкого набора современных услуг связи (IP-телефонии и видеоконференцсвязи и др.), создания новых информационных услуг;
- возможность интеграции всех существующих структур связи электроэнергетического комплекса с учетом особенностей функционирования каждой составляющей в единое инфокоммуникационное пространство.

13.1. Анализ существующих технологических сетей связи ОАО «МОЭСК»

Существующие технологические сети связи базируются на кабельных линиях связи (КЛС), волоконно-оптических линиях связи (ВОЛС), высокочастотных каналах, организованных по воздушным линиям электропередачи (ВЧ-каналы по ВЛ), УКВ и КВ радиосвязи, арендованных каналах связи.

Состояние технических средств связи компании не соответствует современному уровню требований систем сбора и передачи технологической информации. Сеть связи более чем на 70% является аналоговой и не обеспечивает нужного качества, надежности, скорости и объемов передачи технологической информации различного вида и назначения.

ЕТСС создается на базе широкого внедрения современных цифровых коммутационных узлов, за счет строительства ВОЛС, использования аппаратуры синхронной цифровой иерархии (SDH), применения технологии временного разделения каналов и пакетной коммутации на основе межсетевого протокола (IP), использования арендованных цифровых каналов.

Необходимость использования арендованных каналов на отдельных направлениях определяется отсутствием линий связи с высокой пропускной способностью в собственной сетевой инфраструктуре технологической системы связи электроэнергетики, а также необходимостью организации передачи определенной диспетчерско-технологической информации по двум независимым трактам.

13.2. Состав услуг

В соответствии с делением пользовательских сетей ЕТСС на технологический и корпоративный сегменты должны предоставляться услуги технологической связи и услуги корпоративной связи.



Услуги технологической связи:

- диспетчерско-технологическая телефонная связь;
- каналы телемеханики;
- услуги по обеспечению функционирования АСДУ;
- услуги по обеспечению функционирования систем противоаварийной автоматики, релейной защиты;
- услуги по обеспечению функционирования АИИС КУЭ.

Услуги корпоративной связи:

- телефонная связь (местная, междугородная, международная), в том числе и сотовая связь;
- передача факсимильных сообщений;
- электронная почта;
- организация VPN;
- доступ к услугам сети Интернет;
- видеоконференцсвязь;
- аудиоконференцсвязь;
- видеотелефония;
- IP-телефония;
- услуги call-центров;
- услуги единой информационно-справочной инфраструктуры.

Принципы построения ЕТСС должны учитывать возможность наращивания номенклатуры телекоммуникационных и информационных услуг в соответствии с тенденциями развития телекоммуникаций без замены базового оборудования сети с добавлением необходимых функций путем доукомплектации аппаратной и программной частями оборудования.

Основные принципы организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и центрами управления сетями и подстанциями. Подключение к Единой технологической сети связи электроэнергетики (ЕТССЭ)

1. Диспетчерские центры (ДЦ), центры управления сетями (ЦУС), РДП ПЭС, ПС должны подключаться к ЕТСС через соответствующие (ближайшие) сетевые узлы связи, которые являются узлами доступа ЕТСС.
2. Для автоматизированных систем управления, в том числе для передачи телеметрической информации и диспетчерских команд, технологическая связь должна иметь коэффициент готовности не менее 0,999 и время восстановления не более 11 минут в неделю.
3. Для систем управления, работающих в автоматическом режиме, без участия человека, технологическая связь должна иметь коэффициент готовности и время восстановления, устанавливаемые требованиями надежности работы этих систем.
4. Коэффициент ошибок в каналах технологической связи должен быть не более 10^{-8}
5. Подключение ДЦ, ЦУС, РДП ПЭС, ПС должно осуществляться по двум цифровым каналам (основному и резервному), проходящим по географически разнесенным трассам и организованным по разным средам передачи.
6. Емкость (пропускная способность) основного и резервного цифровых каналов связи должна выбираться так, чтобы в каждом цифровом канале обеспечивалась передача телефонных сообщений (передача команд, разрешений, переговоры технологического персонала), телеметрической и другой необходимой информации для функционирования системы диспетчерского и технологического управления.
7. ЕТСС ОАО «МОЭСК» должна обеспечивать передачу информации по основному и резервному каналам по схеме «Точка- точка» в следующих направлениях:

ДЦ – ЦУС;
ДЦ – РДП ПЭС;
ДЦ – ПС;

ЦУС – РДП ПЭС;
ЦУС – ПС;
РДП ПЭС – ПС.

13.3. Прогноз объема спроса на услуги технологической связи ЕТСС.

Потребности в каналах связи на одну ПС

Оперативно-диспетчерская телефонная связь

- на ДЦ- 2 канала 64 кбит/с
- на РДП ПЭС -2 канала 64 кбит/с
- на ЦУС -2 канала 64 кбит/с

Телемеханика

- на ДЦ- 2 канала 64 кбит/с
- на РДП ПЭС -2 канала 64 кбит/с
- на ЦУС -2 канала 64 кбит/с

АСУТП

- на РДП ПЭС - 2 канала 2,048 Мбит/с

Видеонаблюдение

- на РДП ПЭС - 1 канал 2,048 Мбит/с

Передача сигналов РЗ

- по 2 канала 64 кбит/с на защиту каждой ВЛ
- Телемеханика для ПА
- на РДП ПЭС 2 - канал 64 кбит/с

АИИС КУЭ

- на РДП ПЭС 2 - канала 64 кбит/с

Телефония

- на РДП ПЭС – 4 канала 64 кбит/с

Таким образом, для технологической связи подстанции 110/220 кВ требуется канальная емкость системы передачи до уровня STM-1 (скорость передачи 155 Мбит/с) только для собственных нужд, без учета транзитного трафика.

13.4. Основные направления развития ЕТСС ОАО «МОЭСК».

Построение транспортной сети связи

Основным направлением развития ЕТСС ОАО «МОЭСК» является создание цифровой сети связи, которая позволит объединить все филиалы и структурные подразделения компании в единое информационное поле и обеспечить доступ ко всем разделяемым ресурсам сети, (телефонная сеть, сеть передачи данных, ЛВС, Ethernet), а также обеспечить надежные каналы диспетчерской и технологической связи, телемеханики и телеизмерений, передачи команд РЗ, ПА, каналов АСКУЭ, позволит в будущем сократить расходы на аренду каналов (зависимость от арендодателей), обеспечить надежную управляемость и взаимодействие, а также возможность предоставления услуг связи сторонним компаниям и потребителям.

Основой развития ЕТСС является сеть волоконно-оптических линий связи (ВОЛС). Данная среда передачи обеспечивает самую высокую надежность, скорость и безопасность передачи информации. ВОЛС важнейший, но и самый дорогостоящий элемент сети.



Рис. 13.1. Оптический кабель для прокладки в телефонной канализации в негорючем исполнении (ЭКБ-СПЛ-Н-24Е)



Рис. 13.2. Оптический самонесущий кабель (ЭКБ-ДПМ-П-24Г)



Рис. 13.3. Исполнение оптического кабеля связи встроенного в грозотрос ASLH-D(S)bb 1x24 SMF AA/ACS производства «Draka Comteq Germany GmbH & Co» Германия

Учитывая высокую стоимость прокладки оптических кабелей с целью минимизации затрат предлагаются следующие подходы при развитии сети:

- при строительстве новых и реконструкции действующих энергообъектов предусматривать прокладку к ним волоконно-оптических кабелей (ВОК), учитывая как потребности конкретного объекта, так и планы развития корпоративной сети в целом.
- за счёт целевого финансирования на построение корпоративной сети связи, осуществлять строительство участков, имеющих небольшую протяжённость, но имеющих важное значение развития (создание кольцевых и ячеистых структур).
- для развития сети привлекать операторов связи, заинтересованных в совместной подвеске ВОЛС на ВЛ.
- использовать схемы выкупа части ёмкости ВОК у операторов связи, ведущих строительство ВОЛС на важных для компании направлениях.
- использовать арендованные пары ВОК или цифровые каналы связи до удалённых энергообъектов.
- на участках существующих ВОЛС, имеющих недостаточную ёмкость, использовать систему волнового уплотнения WDM, позволяющую увеличить пропускную способность ВОК.

Исходя из этого, первоочередной задачей по созданию ЕТСС является создание магистральной, транспортной среды передачи на основе волоконно-оптических линий связи и системы передачи на технологии синхронной цифровой иерархии (СЦИ/SDH). Данная технология учитывает основные требования к каналам связи в энергетике, главными из которых – надёжность, качество и возможность «горячего резервирования», автоматический переход на резервный канал связи при повреждении основного.

Этапы строительства транспортной магистрали:

- строительство ядра транспортной сети связи ОАО «МОЭСК» уровня STM-16 со скоростью передачи 2,4 Гбит/с, объединяющей филиалы, расположенные в Москве, на основе использования существующих в филиалах фрагментов волоконно-оптических линий связи (ВОЛС), а также строительства собственных ВОЛС на наиболее важных участках.



Рис. 13.4. Цифровая система передачи уровня STM-16 OME 6500 «NORTEL»



Рис. 13.5. Цифровая система передачи уровня PDH- «RAD» МП-2100

Все филиалы ОАО «МОЭСК», расположенные в Московской области, подключаются по арендованным цифровым каналам связи со скоростью передачи 2 Мбит/с. Для передачи диспетчерских телефонных каналов связи, каналов телемеханики, телефонных соединительных линий, прямых телефонных номеров и т.д. организованы цифровые системы передачи уровня PDH;

- объединение линейно-кольцевой топологией все филиалы компании в Москве и Московской области с созданием взаимосвязанных коммуникационных узлов. Уровень СЦИ предлагается выбрать STM-4 со скоростями передачи 622 Мбит/с, что позволит решить любые технологические задачи построения ETСС;
- объединить линейно-кольцевой топологией РРС, ПС с созданием точек доступа к магистральной сети. Уровень СЦИ предлагается выбрать STM-1 со скоростями передачи 155 Мбит/с или доступа к сети (СЦИ/SDH) на канальном уровне использовать мультиплексоры, которые, имея различные интерфейсы доступа, позволят решать все необходимые задачи в рамках управляемости и наблюдаемости энергообъектов.



Рис. 13.6. Цифровая система передачи уровня STM-1 «FOX-515»



Рис. 13.7. Оборудование ВЧ связи по ЛЭП «ETL»

Наряду со строительством транспортной сети в качестве резервных каналов связи или решения задач управляемости удаленными ПС широко использовать системы передачи по высоковольтным линиям электропередачи «ETL», «ЕТ».

13.5. Состав и размещение оборудования ETСС

Для формирования узлов связи и подключения пользовательских сетей должно использоваться оборудование производства компаний мировых лидеров телекоммуникационной продукции, которое способно обеспечить использование всех современных технологических решений при создании ETСС.

В состав оборудования ETСС входят:

- оборудование транспортной сети связи (системы передачи SDH, PDH);
- оборудование, необходимое для организации пользовательских сетей (маршрутизаторы, мультиплексоры, IP-шлюзы, коммутаторы Ethernet и т.п.);
- система управления (серверы, рабочие станции, локальные терминалы);
- программное обеспечение;
- оборудование электропитания и электрозащиты;
- монтажно-сборочное оборудование (стойки, кроссы, кабели, монтажные принадлежности и т.п.);
- контрольно-измерительная аппаратура;
- запасные части и принадлежности;
- программная и эксплуатационно-техническая документация.



Оборудование транспортной сети должно обеспечивать:

- передачу телеметрической информации сигналов телеуправления, а также технологической и диспетчерской связи;
- передачу цифровой информации корпоративных сетей ЕТСС;
- поддержку канальной и пакетной коммутации;
- назначаемое оперативное перераспределение полосы пропускания между технологическим и корпоративным трафиком;
- сопряжение по медному и оптическому кабелям;
- качество обслуживания в сети, параметры качества услуги, классы приоритетного обслуживания пользовательского трафика, механизмы управления трафиком и перегрузками;
- динамическую маршрутизацию;
- передачу информации широкополосной видеоконференцсвязи;
- возможность поддержки различных аналоговых и цифровых интерфейсов.

Оборудование пользовательских сетей должно быть сопрягаемо с оборудованием транспортной сети, и обеспечивать возможность организации технологических и корпоративных сетей. Системы управления пользовательскими сетями должны являться составной частью единой системы управления ЕТССЭ. Оборудование должно быть сертифицировано в Минсвязи и на использование в отрасли «Электроэнергетика».

13.6. Сеть диспетчерско-технологической связи

Сеть диспетчерско-технологической телефонной связи организуется на базе телефонной сети связи, построенной по радиально-узловому принципу.

Все УПАТС уровня РДП ПЭС должны иметь возможность выхода на сеть общего пользования и отвечать техническим нормам и правилам присоединения.

В комплект станции должна входить система технических средств по обеспечению оперативно-розыскных мероприятий. Система оперативно-розыскных мероприятий (СОРМ) должна удовлетворять требованиям, приведенным в Приложении №5 к Приказу №70 Госкомсвязи России от 20.04.1999г. «Технические требования каналам обмена информацией между системой технических средств по обеспечению функций оперативно-розыскных мероприятий и пунктом управления» и Приложения №4 к Приказу №70 от 20.04.1999г. «Технические требования к системе технических средств по обеспечению функций оперативно-розыскных мероприятий на электронных УПАТС».



Рис. 13.8. УПАТС «DEFINITY»



Рис. 13.9. Диспетчерский коммутатор «CORAL»

Система нумерации в ЕТСС ОАО «МОЭСК» должна обеспечивать достаточную номерную емкость для всех объектов связи с учетом развития сетей связи компании, единое поле нумерации со встречными оконечными

УПАТС. Система и план нумерации разрабатывается на длительный срок и должна обеспечивать достаточно простую реализацию в оборудовании сетей связи.

Диспетчерская УПАТС должна обеспечивать оперативно- диспетчерскую связь без набора номера, путем нажатия соответствующей кнопки по схеме «точка-точка».

Оконечным оборудованием диспетчерской телефонной связи должны быть диспетчерские пульта, обеспечивающие связь без набора номера, при этом должна осуществляться запись диспетчерских переговоров с сохранением записей в соответствии с установленным порядком.

При организации диспетчерской телефонной связи должны применяться автоматические телефонные станции, сертифицированные для применения в электроэнергетике в диспетчерской телефонной связи.

Технологическая телефонная связь может организовываться как по каналам диспетчерской телефонной связи с приоритетом диспетчера, так и по соединительным линиям, организованным между соответствующими автоматическими телефонными станциями технологической связи.

13.7. Построение корпоративной сети передачи данных

Корпоративная сеть передачи данных строится как IP-сеть и обеспечивает все основные преимущества сетей, основанных на протоколах TCP/IP. В качестве активного сетевого оборудования предусматривается сертифицированное Госстандартом и Министерством по связи и информатизации России оборудование, разрешенное к применению на ВСС РФ, производства ведущих фирм-производителей, таких как Cisco Systems.

Активное сетевое оборудование обеспечивает высокое качество обслуживания и надежность предоставления услуг, поддерживает возможность создания виртуальных сетей и транковых соединений между коммутаторами.

Требования к оборудованию определяются исходя из оценок нагрузок и трафика. Аппаратные платформы выбраны из широты практики применения в ОАО "МОЭСК", соображений функциональной полноценности и обеспечения технической поддержки, современности и перспективности технических решений, используемых производителями. Оборудование должно поддерживать TCP/IP маршрутизацию, но отличаться по производительности, емкости и приспособленности к работе на каналах в общем случае со скоростями от 128 Кбит/с до 2 Гбит/с и с возможностью интеграции разнородного трафика (данных, видео и телефонии).

При рассмотрении вопроса о выборе производителя оборудования были рассмотрены предложения фирм имеющих собственные решения для построения мультисервисных сетей на базе IP оборудования. Такой подход объясняется возможностью организации единой среды управления для всех уровней КСПД ОАО "МОЭСК".

На узлах передачи данных различных уровней иерархии КСПД используется следующее сетевое оборудование производства компании Cisco:

- на уровне опорной (магистральной) сети - маршрутизаторы серии 7500/7600 (рекомендуемый тип - Cisco 7604);
- на уровне распределительной сети (предприятий – филиалов МОЭСК) - маршрутизаторы серии 3700/3800 (рекомендуемый тип - Cisco 3845);
- на уровне распределительной сети (филиалов предприятий МОЭСК) - маршрутизаторы серии 2800 (рекомендуемый тип - Cisco 2811);
- на уровне сети доступа (подстанции МОЭСК) - маршрутизаторы серии 1800 (рекомендуемый тип - Cisco 1841);
- на всех уровнях КСПД в зависимости от потребностей в сервисах и количества автоматизированных рабочих мест локальных вычислительных сетей - коммутаторы серий 2900/3500/3700 и др.



Рис. 13.10. Оборудование для построения КСПД компании «CISCO»

13.8. Принципы адресации и маршрутизации

Основными принципами построения системы адресации ЕТСС должны являться иерархическая структура адресации и достаточность количества IP-адресов.

Иерархическая структура обеспечивает единые принципы выделения сетей или подсетей на объектах ЕТСС и тем самым создает распределенное адресное пространство, которое позволяет минимизировать служебный трафик и снизить влияние отдельных сетей, узлов или каналов на производительность всей сети в целом.

Основной задачей построения системы маршрутизации является надежность функционирования, оптимизация производительности сети, как в случае нормального режима функционирования сети, так и в случае сбоев на отдельных соединениях.

Организуемая на ЕТСС система маршрутизации должна обеспечивать:

- устойчивость процесса маршрутизации к изменениям конфигурации сети;
- своевременное динамическое обновление таблиц маршрутизации.

Задача маршрутизации в ЕТСС решается на основе таблиц маршрутизации, размещаемых во всех маршрутизаторах и конечных узлах сети.

Для построения таблиц маршрутизации маршрутизаторы должны обмениваться информацией о топологии сети в соответствии со специальным служебным протоколом. На сегодняшний день самыми распространенными являются протоколы, основанные на алгоритме динамической маршрутизации, позволяющие автоматически обновлять таблицы маршрутизации после изменения конфигурации в сети. В качестве основного принципа маршрутизации берется устойчивость процесса маршрутизации к изменениям конфигурации ЕТСС.

13.9. Система тактовой сетевой синхронизации

Синхронизация – это важнейшее свойство телекоммуникационной сети, от которого зависит надежность управления потоками информации и обеспечение их устойчивости.

Основным назначением тактовой сетевой синхронизации (ТСС) является обеспечение установки и поддержания определенной тактовой частоты цифровых сигналов, которые предназначены для цифровой коммутации и цифрового транзита, а с тем, чтобы временные соотношения между этими сигналами не выходили за определенные пределы.

Цель синхронизации ЕТСС состоит в обеспечении двух условий информационного обмена между пользователями:

- непрерывность информационного обмена за счет обеспечения равенства средних скоростей передачи информации в оконечных устройствах, связанных между собой цифровыми каналами связи;
- целостность информационного обмена, т.е. обеспечение доставки информационных блоков в приемное оконечное устройство в той же последовательности, в какой эти информационные блоки были переданы с передающего устройства через цифровой канал связи.

Все операции по обработке сигналов в цифровых системах передачи и цифровых коммутационных станциях должны выполняться в строгой последовательности во времени и синхронно.

Для синхронизации на узлах и станциях оборудования, нуждающегося в синхронизации, предусматривается использование стандартизированных сигналов 2048 кГц и 2048 кбит/с.

В качестве источника сигналов синхронизации для ЕТСС могут использоваться сигналы от базовой сети ТСС ОАО «Ростелеком», ОАО «Транстелеком» или сетей альтернативных операторов связи, если установлено, что от этих сетей можно получать синхросигналы необходимого качества.

В качестве эталонного сигнала, по которому происходит настройка синхронизации, используется автоматически получаемый тактовый сигнал от задающего генератора того же или более высокого уровня.

Схема синхронизации для ЕТСС должна строиться так, чтобы тактовый сигнал поступал, по крайней мере, с двух направлений синхронизации – основного и резервного. При этом указанные генераторы должны иметь возможность принимать сигнал синхронизации с резервного направления, когда основное нарушается. По возможности, основное и резервное направления сигналов синхронизации должны проходить по разным маршрутам.



Рис. 13.12. Вторичный задающий генератор US4G

13.10. Принципы построения системы управления ЕТСС

Единая технологическая сеть связи является совокупностью сетей связи (аналоговых и цифровых) электроэнергетики, реализованных на базе оборудования различных типов и производителей с единой системой управления (СУ).

СУ ЕТСС формируется на базе систем управления различных производителей, обеспечивающих управление различными объектами ЕТСС, обеспечивая как управление отдельными сетями связи, входящими в состав ЕТСС, так и управление ЕТСС в целом.

Архитектура СУЕТСС предполагает наличие следующих уровней управления:

- уровень управления элементами сети (СЭ);
- уровень управления сетью;
- уровень управления услугами.

На различных уровнях управления СУ ЕТСС реализует следующие группы функций управления:

- управление устранением неисправностей;
- управление конфигурацией;
- управление качеством передачи.



Управление устранением неисправностей:

- сбор и отображение информации о состоянии контролируемых СЭ в реальном масштабе времени;
- сбор, регистрация и сохранение в базе данных (БД) сообщений о неисправностях в реальном масштабе времени;
- разделение сообщений о неисправностях по категории срочности: критические, срочные, несрочные, предупредительные, информационные;
- ведение подробных журналов регистрации неисправностей;
- выборка и сортировка информации журналов по типам аварий (событий), по категории срочности, по дате и времени, по типам СЭ;
- фильтрация сообщений о неисправностях по всем параметрам, входящим в структуру сообщения о неисправности;
- маршрутизация сообщений о неисправностях, поступающих от СЭ;
- поддержка датчиков контроля и управления внешней аварийной сигнализацией на контролируемых СЭ.

Управление конфигурацией:

- установка параметров элементов сети (установка сетевых адресов, выбор источника синхронизации, установка параметров качества источника и приоритетов синхронизации; установка пороговых значений качественных параметров для выработки аварийных сообщений; установка параметров резервирования и т.п.);
- сбор идентификационной информации об элементах сети (место расположения, тип и серийный номер);
- накопление и упорядочивание информации о конфигурации;
- синхронизация показаний часов всех элементов сети.

Управление качеством:

- активация/деактивация измерения показателей качества на СЭ, периодический сбор данных по показателям качества с элементов сети;
- проведение измерений параметров оборудования (мощность/уровень сигнала, параметры соединительных линий, напряжение первичных источников электропитания и т.п.);
- ведение подробного журнала регистрации показателей качества;
- статистическая обработка измеряемых значений параметров;
- установка пороговых значений, контроль значений определенных параметров рабочих характеристик по пороговым значениям.

13.11. Система эксплуатации и технического обслуживания

Определяя техническую эксплуатацию как процесс поддержания работоспособности оборудования и каналов связи в стабильном рабочем состоянии, техническая эксплуатация должна проводиться при:

- вводе в эксплуатацию нового оборудования связи (паспортизация);
- поддержании в состоянии исправности оборудования связи в процессе его эксплуатации (техническое обслуживание);
- восстановлении работоспособности (ремонтно-настроечные и ремонтно-восстановительные работы).

В процесс технической эксплуатации должны быть включены следующие основные виды работ:

- измерение рабочих характеристик;
- обнаружение отказов;
- сигнализация об отказах и рабочих характеристиках;
- резервирование;
- восстановление работоспособности;
- проверка (после восстановления).

Для проведения технической эксплуатации ЕТСС на сети могут использоваться различные средства, в том числе: контрольно-измерительные приборы, тестеры, отладчики и другое необходимое специализированное оборудование. Также, для выполнения постоянного эксплуатационного контроля могут применяться программно-технические комплексы (ПТК), позволяющие контролировать работу оборудования в реальном режиме времени и своевременно оповещать службу эксплуатации о возможных неисправностях. Такие комплексы могут быть установлены на всех центральных и региональных узлах.

Для организации системы эксплуатации на ЕТСС необходимо разработать и внедрить комплекс нормативно-технической документации, включающей: инструкции и правила по эксплуатации, алгоритмы ТО, нормы времени на техническое обслуживание и ремонт оборудования, для проведения всех работ по техническому обслуживанию оборудования, трактов и каналов передачи.

Важнейшим элементом эксплуатации ЕТСС в части обеспечения бесперебойной работы средств диспетчерского и технологического управления является создание комплекса электропитания. Электропитание средств связи должно осуществляться от системы гарантированного и стабилизированного электропитания и обеспечивать питание нагрузки в течение не менее 6 часов. Устройства системы электропитания - выпрямители, преобразователи, герметичные аккумуляторы должны располагаться в специальных шкафах.

Основными задачами системы эксплуатации ЕТСС являются обеспечение четкой, эффективной, бесперебойной и высококачественной работы оборудования связи, входящих в состав ЕТСС.

14. Развитие автоматизированных систем технологического управления

В развитии автоматизированной системы технологического управления (АСТУ) электросетевого комплекса выделяются два направления, обеспечивающих решение задач технологического управления электрическими сетями ОАО «МОЭСК»:

- автоматизированная система диспетчерско-технологического управления (АСДТУ);
- автоматизированные системы управления технологическим процессом подстанций (АСУТП ПС).

14.1. Автоматизированная система технологического управления - система

управления диспетчерско-технологической и производственно-технической деятельностью ОАО «МОЭСК», обеспечивающая всестороннюю поддержку процессов сбора, обработки и использования технологической информации (информации о режимах электрических сетей, состоянии сетевых объектов и их оборудования, состоянии средств и систем управления).

АСТУ, как комплексная многокомпонентная автоматизированная система управления, должна обеспечивать выполнение следующих основных функций:

- оперативно-диспетчерское управление технологическими объектами электросетевого комплекса ОАО «МОЭСК»;
- сбор, обработка и передача оперативных данных для поддержки оперативно-диспетчерского и технологического управления;
- мониторинг и диагностика состояния оборудования, оценка состояния оборудования электрических подстанций ОАО «МОЭСК»;
- формирование заявок на ремонт оборудования, контроль их прохождения и согласования;
- управление хранением информации о пространственно-распределенных ресурсах ОАО «МОЭСК»;
- интеграцию различных автоматизированных подсистем АСТУ между собой;
- интеграцию автоматизированных подсистем с системами класса автоматического управления и регулирования;
- создание информационной основы верхнего уровня автоматизированных систем ОАО «МОЭСК» (корпоративной информационной системы управления - КИСУ) в части обеспечения доступа подсистем КИСУ к технологическим данным;



- информационное взаимодействие с технологическими АСТУ инфраструктурных организаций (ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», НП АТС, ОГК, МРСК);
- поддержка моделей электрических сетей и объектов, используемых для прогнозов, планирования и расчетов, тренировки оперативного персонала.

Для обеспечения информационного взаимодействия автоматизированных систем различных уровней и функциональной направленности рекомендуется, чтобы интегрируемые системы соответствовали единым стандартам Международной электротехнической комиссии (МЭК 61968, 61970, 61850, 60870-6). Информационная совместимость АСТУ всех уровней позволит создать Единое Информационное Пространство энергетического системы Московского региона.

В составе ОАО «МОЭСК» можно выделить три уровня иерархии технологического управления (рис. 14.1). «Центральный уровень управления» - Центральный диспетчерский пункт ОАО «МОЭСК». Решение задач, связанных оперативно-диспетчерским управлением режимами сети 220-35 кВ СК, согласованное с ОАО «СО ЕЭС», обеспечением надежности работы оборудования электрических сетей и энергоснабжения потребителей.

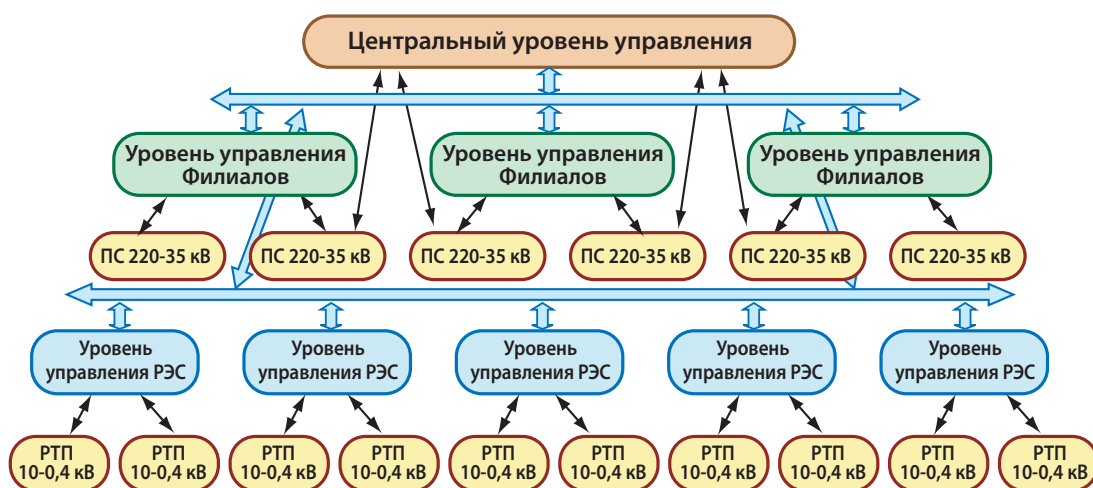


Рис. 14.1 Иерархия технологического управления ОАО «МОЭСК»

«Уровень управления Филиалов». Филиалы ОАО «МОЭСК» регионального уровня, выполняющие соответствующие функции по эксплуатационному обслуживанию и оперативно-диспетчерскому управлению фрагментом электрических сетей, включенных в его зону ответственности. Решение задач, направленных на техническую эксплуатацию оборудования, оптимизацию режимов в сетях 220 - 35 кВ с целью снижения потерь и т.д.

«Уровень управления районом электрических сетей (РЭС)». Технологическое управление электрическими сетями и объектами 10 - 0,4 кВ, являющихся последним звеном в технологической цепи передачи и распределения электроэнергии. Уровень, на котором обеспечивается требуемое качество и надежность электроснабжения потребителей.

В составе АСТУ Центров управления выделяется несколько функциональных блоков:

- оперативно-диспетчерского и технологического управления;
- сбора, обработки и передачи оперативной информации;
- сбора, долговременного хранения и представления технологической информации;
- управления информацией о пространственно распределенных ресурсах;

- управления технической и проектной документацией;
- мониторинга и диагностики состояния оборудования;
- коммерческого и технического учета электроэнергии;
- взаимодействия с клиентами и технологического развития сети;
- интеграции компонентов прикладных систем АСТУ и модулей автоматизированной системы управления предприятием (АСУП);
- обеспечения доступа к информации АСТУ для внешних пользователей и систем.

Пример структуры АСТУ Центра управления сетями ОАО «МОЭСК» представлен на рис. 14.2.

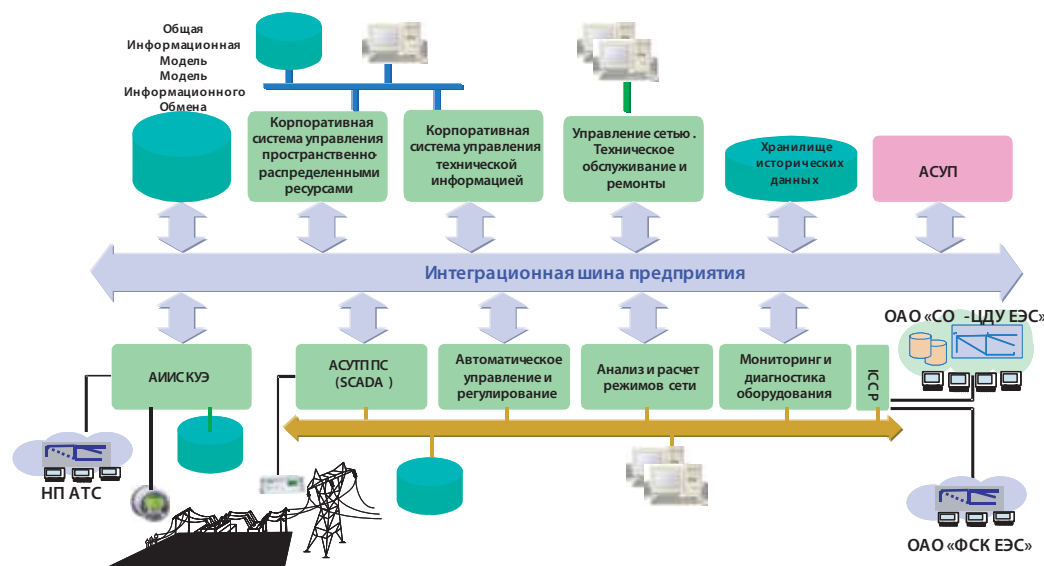


Рис. 14.2. Структура АСТУ Центра управления сетями ОАО «МОЭСК»

Необходима разработка отдельной Концепции развития АСТУ ОАО «МОЭСК», в которой будут отражены:

- цели и задачи автоматизации технологического управления в ОАО «МОЭСК»;
- выделение уровней управления автоматизированной системы технологического управления (АСТУ);
- определение основных функций, выполняемых системами на различных уровнях;
- выбор и обоснование архитектуры системы технологического управления, принципов построения, выполняемых функций;
- основные принципы интеграции систем, стандарты и правила интеграции. Правила взаимодействия с внешними и внутренними автоматизированными системами;
- основные требования к программно-аппаратным комплексам на каждом уровне управления, структуры построения;
- очередность создания системы;
- система единой классификации и кодирования информации;
- критерии ранжирования подстанций с целью определения очередности и объемов их автоматизации;
- программы «полной» (создание полноценной АСУ ТП ПС) и «малой» (основанной на системе сбора/передачи технологической информации) автоматизации;
- требования к структурам данных информационного взаимодействия между всеми интегрируемыми системами;
- типовые технические решения на всех уровнях автоматизации и др.



АСТУ компании должна строиться как единый, интегрированный, многомашинный комплекс, работающий в темпе протекания технологического процесса.

АСТУ всех уровней технологического управления должны быть полностью интегрированы друг с другом для обеспечения надежной бесперебойной работы системы в целом. Создаваемая АСТУ должна иметь резервируемую архитектуру для обеспечения высокого уровня надежности.

Архитектура и основные принципы построения архитектуры АСТУ должны позволять, при дальнейшем развитии системы, расширение функциональных задач.

Построение АСТУ целесообразно осуществлять на базе единого информационного программного комплекса. Это позволит:

- решить задачи оперативно-диспетчерского и технологического управления в соответствии с иерархической структурой уровней управления;
- создать резервируемую схему функционирования программно-технических средств и информационного обеспечения путем использования сервиса репликации, обеспечивающего высокую степень надежности и отказоустойчивости системы, репликацию данных и распределение загрузки между серверами системы;
- исключить необходимость совмещения систем контроля и технологического управления различных производителей, создать корпоративный стандарт оперативно-информационных комплексов;
- осуществлять централизованную поддержку и эксплуатацию программно-технических комплексов АСТУ, обучение персонала;
- унифицировать программное обеспечение АСТУ, сократить затраты на лицензионное обеспечение.

В рамках компании внедряется продукт ENMAC корпорации General Electric - интегрированный комплекс программных модулей, предназначенных для управления распределением электроэнергии и эксплуатации электрических сетей в режиме реального времени.

На рис. 14.3 приведена архитектура системы ENMAC, обладающая такими свойствами как:

- гибкая и масштабируемая архитектура;
- наличие уровней иерархии управления;
- возможность интеграции с другими системами;
- модульная архитектура, обеспечивает высокую живучесть/надежность/отказоустойчивость системы в целом и ее отдельных компонентов.

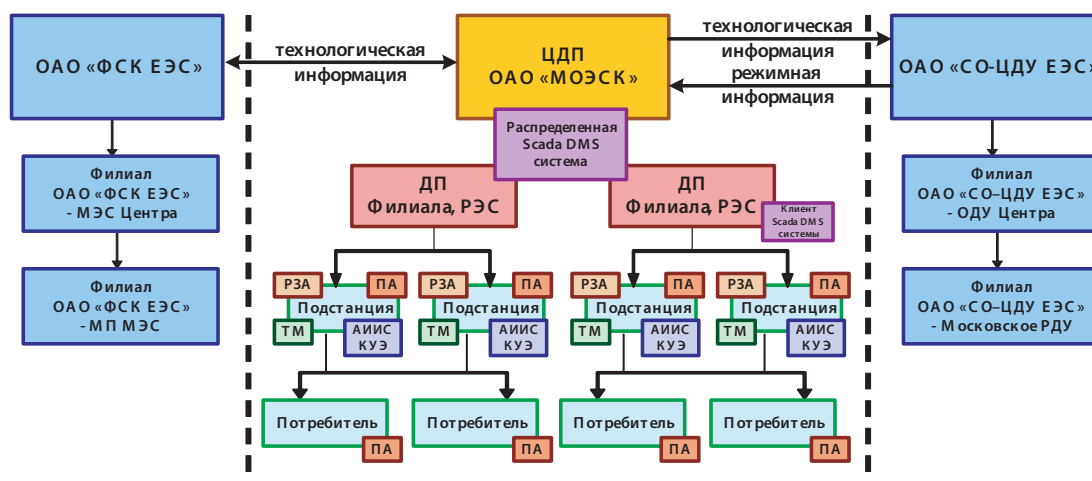


Рис. 14.3 Архитектура комплекса АСТУ



- управление нагрузкой;
- проведение переключений в сети;
- планирование ремонтов электрооборудования.

Комплекс программно-технических средств АСТУ диспетчерского центра (рис. 14.5) также обладает соответствующими показателями надежности, дублирования, резервирования, вследствие структурированности архитектуры (использование распределенного управления, автономности отдельных программно-технических компонентов системы).

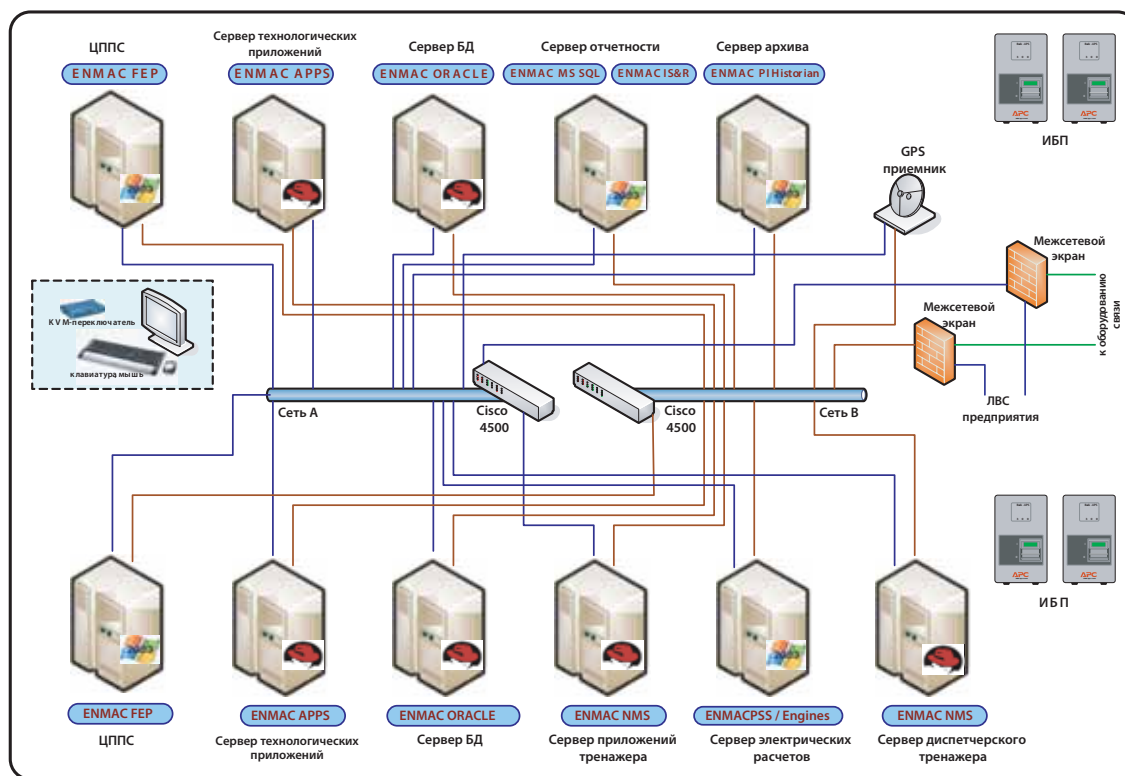


Рис. 14.5 Комплекс технических средств АСТУ диспетчерского центра

АСТУ - система управления различными видами деятельности ОАО «МОЭСК», прежде всего, оперативно-диспетчерского и технологического управления, производственно-технической деятельности, эффективность которых невозможна без значительных объемов технологической информации. Источниками информации являются АСУТП подстанций и их внедрение обеспечит необходимое информационное наполнение АСТУ ОАО «МОЭСК».

14.2. Автоматизированная система управления технологическими процессами подстанции (АСУТП ПС) – единая интегрированная система автоматизации подстанции, предназначенная для реализации функций оперативно-диспетчерского и технологического управления подстанцией (рис. 14.6).

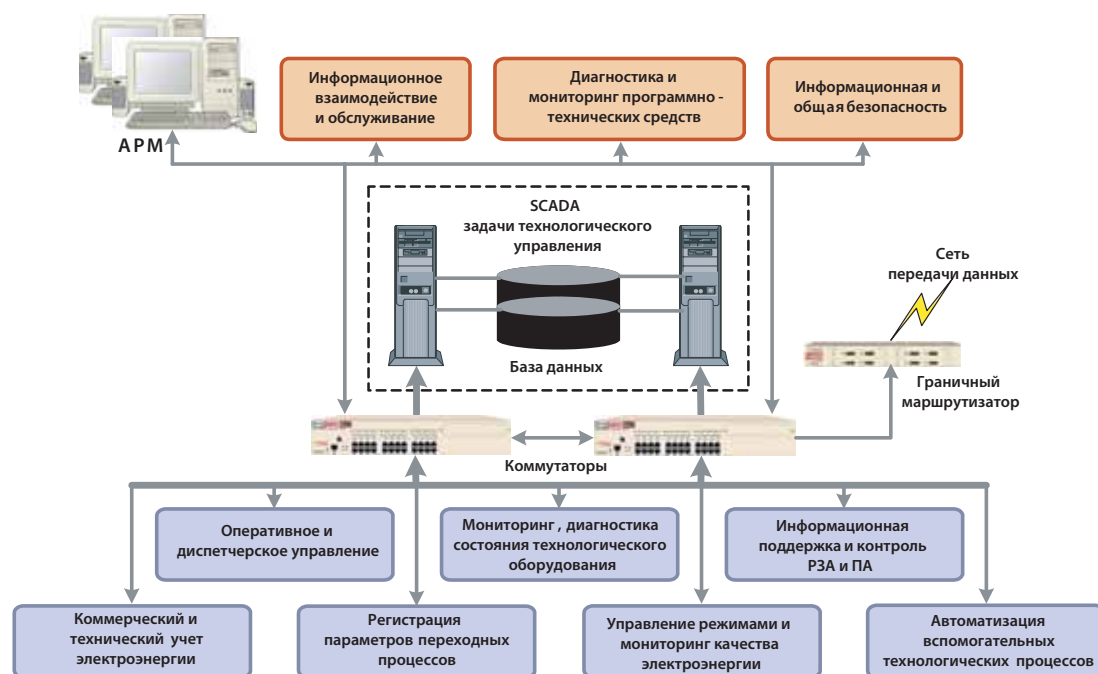


Рис. 14.6. Функциональная структура АСУТП ПК

АСУТП подстанции является объектом двойного назначения, с одной стороны – как информационный ресурс для внешних систем автоматизации различного назначения (АСТУ), с другой стороны - АСУТП подстанций имеет самостоятельное важное значение для конкретной подстанции в плане повышения эффективности, оперативности, качества управления технологическими процессами, снижения уровня аварийности и т. д. Необходимость создания АСУТП ПК в реализуемых проектах строительства и реконструкции основного оборудования подстанций закладывается в обязательном порядке.

АСУТП ПК должна отвечать следующим общим требованиям к сетевым технологиям:

- соответствие основным архитектурным принципам АСУТП ПК: открытость, масштабируемость, расширяемость, стандартность протоколов и сетевых технологий, недопустимость использования фирменных сетевых технологий;
- повышенная надежность, живучесть и приспособленность для работы в условиях подстанции с соответствующими уровнями внешних воздействий для оборудования, находящегося в промышленной зоне;
- совместимость и интеграция с современными информационными технологиями.

К технологическому оборудованию, к подсистемам АСУТП, к системе управления в целом предъявляются требования различного характера и направлений, изложенные в нормативно-справочной документации:

- «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» - СО 153 – 34. 20.122-2006;
- «Основные положения по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) подстанций напряжением 35 - 1150 кВ» - РД 34.35.120-90;
- «Концепции построения интегрированных систем управления технологическими процессами на подстанциях ЕНЭС и др.»



Технические решения АСУТП ПС должны соответствовать международным стандартам МЭК, что обеспечивает интеграционную основу информационного взаимодействия оборудования и устройств различных производителей.

Структурная схема комплекса технических средств АСУТП должна отвечать требованиям по надежности и отказоустойчивости на всех уровнях системы (рис. 14.7).

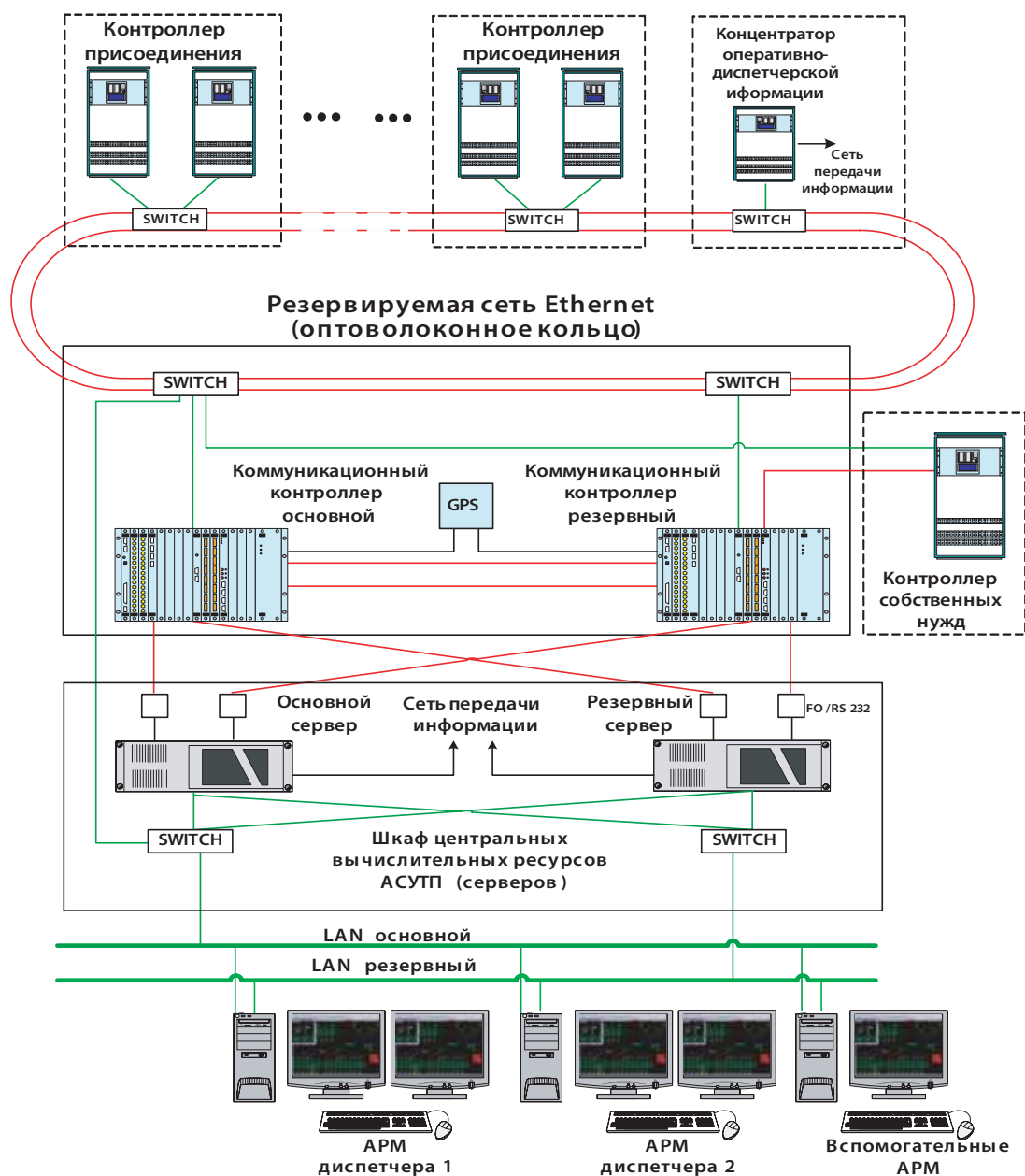


Рис. 14.7. Структура комплекса технических средств АСУТП ПС

В процессе оснащения ПС ОАО «МОЭСК» комплексами АСУТП принимают участие мировые производители средств автоматизации - группы компаний ABB и SIEMENS.

Система контроля и управления компании SIEMENS SICAM PAS - это открытая модульная цифровая система, предназначенная для автоматизации процесса передачи и распределения электроэнергии. Специфические функции автоматизированной системы объединяются с функциями системы программируемого логического контроллера и включают коммуникационные возможности современных информационных технологий. Благодаря своей распределенной архитектуре система SICAM PAS легко масштабируема.



Рис. 14.8 Комплекс технических средств АСУТП ПС компании SIEMENS



Рис. 14.9. Коммуникационный контроллер SICAM PAS («Full Server») промышленного исполнения с размещением в 19" стойке, оптимален для работы без охлаждения, имеет невращающийся жесткий (кремниевый) диск. В зависимости от специфики решаемых задач SICAM PAS может быть дополнен: приемником временного сигнала для GPS, коммуникационными блоками и интерфейсными модулями

На подстанциях ОАО «МОЭСК» с 1997г. функционируют АСУ ТП на базе MicroSCADA компании ABB. MicroSCADA - это микрокомпьютерная программируемая и распределенная система диспетчерского управления и сбора данных, работающая на любом серийном персональном компьютере.

В ближайшее время компания ABB приступает к внедрению новой линейки микропроцессорных терминалов защиты и управления типа RE_670 - PCM600, а также разработанной на базе системы управления и контроля технологическими процессами подстанции MicroSCADA новой версии системы MicroSCADA Pro с дополнительными функциональными возможностями, улучшенной графикой и полной поддержкой стандарта МЭК 61850. Важной особенностью MicroSCADA Pro является встроенный в ядро OPC-сервер, что позволяет осуществлять взаимодействия с любой внешней системой управления, а также удобные и более эффективные средства для работы с базой данных и структурой системы.



Рис. 14.10. Уровень центральных вычислительных ресурсов АСУТП ПС компании ABB

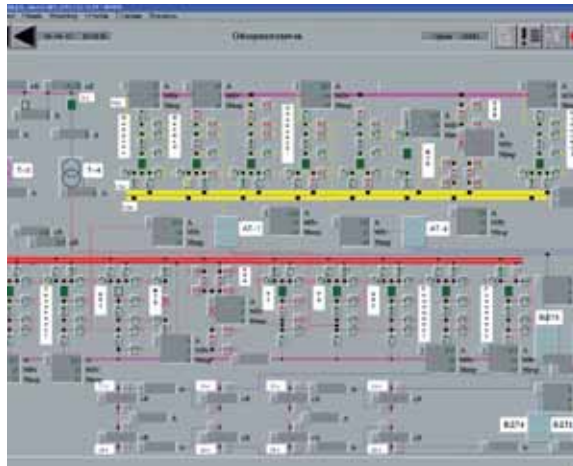


Рис. 14.11. Экранная форма схемы ПС человеко-машинного интерфейса MicroSCADA

Наряду с апробированными в Московской энергосистеме АСУТП ПС, указанных производителей, допустимы к применению программно-технические средства систем контроля и управления компаний, имеющих положительный опыт внедрения в энергетике России (General Electric, Mikronika, Elcomtech и др.) и удовлетворяющих требованиям руководящих документов.

Запрещаются к применению программно-технические средства в составе подсистем АСУТП ПС, не удовлетворяющих требованиям:

- модульности построения, возможность создания типовых решений;
- масштабируемости и расширяемости, для наращивания функциональных возможностей и модернизации;
- открытости программного обеспечения, возможность развития и модификации технологических задач;
- открытости протоколов, соответствующих международным стандартам, недопустимость использования фирменных сетевых технологий;
- поддержки режима реального времени;
- по стойкости к климатическим и механическим факторам, электромагнитной совместимости и электрической прочности изоляции.

15. Телемеханика и телеизмерения

Система телемеханики входит в состав системы сбора, передачи и отображения информации (ССПИ) и включает в себя:

- цепи от измерительных преобразователей, реле-повторителей телесигнализации и исполнительных реле телеуправления;
- передающие устройства телемеханики контролируемых пунктов (УТМ КП), устанавливаемые на подстанциях (ПС), высоковольтных кабельных линиях (КЛ), высоковольтных кабельно-воздушных линиях (КВЛ);
- приемные устройства телемеханики пунктов управления (УТМ ПУ), устанавливаемые на диспетчерском пункте;
- центральные приемно-передающие устройства (ЦППС), выполняющие функции УТМ ПУ, устанавливаемые на диспетчерском пункте;
- коллективные средства отображения информации (диспетчерские щиты).

При наличии на ПС комплексов АСУ ТП устройства телемеханики должны входить в ее состав как подсистема нижнего уровня.

15.1. Требования к комплексу телемеханики на ПС, КЛ, КВЛ

Требования к телемеханике для ПС, КЛ, КВЛ определяются требованиями к наблюдаемости и управляемости энергообъекта (рис. 15.1.). В настоящее время можно выделить три таких уровня требований к наблюдаемости:

1 уровень – телеинформацию необходимо передавать на ЦДП филиала ОАО "СО ЕЭС" Московского РДУ и Центр управления сетями (ЦУС) ОАО «МОЭСК»;

2 уровень – ДП предприятий электрических сетей и ДП ВКС;

3 уровень – ДП района распределительных сетей.

В соответствии с этим все типы аппаратуры телемеханики делятся на 3 группы:

1 группа – аппаратура телемеханики, работающая на ЦДП филиала ОАО "СО ЕЭС" Московского РДУ и ЦУС ОАО «МОЭСК»;

2 группа – аппаратура телемеханики; работающая только на ДП предприятий электрических сетей (в том числе 2А и 2Б – на РДП ПЭС, группа 2В - только на ДП ВКС);

3 группа – на ДП района распределительных сетей.

Уровень диспетчерского управления	МосРДУ ЦУС МОЭСК			256 ПС, в том числе ЦУС - 66	35 ПС, в том числе ЦУС - 17	1
	РДП ПЭС ДП ВКС	211 ПС	101 ПС, не требуемые МосРДУ и ЦУС (всего 357 ПС)	3 ПС, не требуемые МосРДУ и ЦУС (всего 38 ПС)		2А
			168 ПП КЛ, КВЛ	42 ПП ВЛ, КВЛ		2Б
			124 КЛ, КВЛ	31 КЛ, КВЛ		2В
	ДП РРС	629 РП				3
		6, 10 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ	
		Класс напряжения ПС, КЛ, КВЛ				

Рис. 15.1. Распределение ПС, КЛ, КВЛ ОАО «МОЭСК» по классам напряжения

15.1.2. Требования к телемеханике 1 группы

Требования к объемам телеинформации, ее качеству и количеству точек съема телеинформации определяются «Целевой моделью прохождения и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и ЦУС сетевых организаций, подстанциями» (Приказ № 68 РАО «ЕЭС России») и дополнительным требованиям, которые выставляет филиала ОАО "СО ЕЭС" Московского РДУ.

Телеинформация должна включать:

- телесигнализацию о положении выключателей присоединений подстанции, разъединителей в цепях телеуправляемых выключателей и т.п., включая аварийно предупредительную телесигнализацию (АПТС), содержащую общие предупредительные и аварийные сигналы о возникновении ненормальных ситуаций.



■ телеизмерения

- измерения активной, реактивной мощности и токов (не пофазно) с каждого присоединения 220, 110, 35 кВ;
- напряжений на секциях и системах шин 35 кВ и выше;
- Величины токов, активной и реактивной мощности перетоков отдельно по каждому трансформатору(ам) 35 кВ и выше и автотрансформатору(ам) связи распределительных устройств различных классов номинальных напряжений на подстанциях (со стороны обмоток высшего, среднего и низшего напряжений). Измерения на стороне низшего напряжения должны быть организованы в случае наличия потребителей, получающих электроснабжение на низшем напряжении или при наличии на подстанции средств регулирования реактивной мощности, присоединённых к обмотке низшего напряжения трансформатора или автотрансформатора (синхронный компенсатор, батарея конденсаторов, статический тиристорный компенсатор, шунтирующий реактор и т.п.).
- Измерения номера положения анцапф РПН автотрансформаторов (при наличии РПН), установленных на подстанции.
- Величины реактивных мощностей компенсирующих устройств (шунтирующих реакторов, синхронных компенсаторов, статических тиристорных компенсаторов, батарей конденсаторов и т.п.).
- Величины частоты электрического тока на шинах 110 кВ и выше подстанции, если существует вероятность разделения энергосистемы на части и раздельной работы распределительных устройств.
- В тракте телеметрической информации должны использоваться multifunctional измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0.5, подключаемые к клеммам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 1 (при замене измерительных трансформаторов — не хуже 0.5).
- Вероятность появления ошибки телеметрической информации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88.
- Передача телеметрической информации в диспетчерский центр Системного оператора должна осуществляться без промежуточной обработки (напрямую).
- Телеизмерение температуры наружного воздуха на подстанции и других неэлектрических параметров
- При наличии на подстанциях ниже 110 кВ средств регулирования реактивной мощности установленной мощностью более 5 МВар необходимо передавать в диспетчерские центры Системного оператора телеизмерения напряжений на всех секциях и системах шин распределительного устройства, к которому присоединены средства компенсации/выработки реактивной мощности, а также мощность, вырабатываемую/потребляемую указанными средствами.
- Детализированный перечень сигналов и измеряемых величин по каждому объекту электроэнергетики согласовывается с Системным оператором.

При наличии в энергосистеме электростанций с установленной мощностью 25 МВт и выше, выдача мощности которых осуществляется по электрическим сетям с номинальным напряжением ниже 110 кВ, необходимо обеспечить передачу следующих телеизмерений:

- величины перетоков активной и реактивной мощности по линиям электропередачи с номинальным напряжением, равным номинальному напряжению обмотки трансформатора или автотрансформатора, через которую осуществляется связь района электростанции с остальной энергосистемой;
- величины напряжения на секциях и системах шин, к которым присоединяются вышеуказанные электропередачи (за исключением тупиковых подстанций, присоединённых к электропередачам отпайками).

Телеизмерения должны иметь высокий класс точности (0.5S), телеинформация должна передаваться по выделенному каналу на скорости не менее 9600 бит/с.

Кроме того, согласно требованиям ЦДС ОАО «МОЭСК», с этих же ПС на РДП предприятий электросетей должна передаваться телеинформация для контроля нагрузок фидеров 6, 10 кВ и осуществляться телеуправление всеми высоковольтными выключателями на ПС для исполнения графика ТУ-АГ.

Для строящихся и реконструируемых ПС, на которых запланировано создание АСУТП, целесообразно применять телемеханику того же производителя, что и самой системы управления. При этом телемеханика должна интегрироваться в АСУТП на уровне взаимного обмена информацией, и передавать телеинформацию на диспетчерский пункт по независимым каналам.

К комплексу телемеханики в составе АСУТП ПС необходимо отнести концентратор телемеханики (устройство RTU), которое собирает телеинформацию с терминалов присоединений, и сами терминалы присоединения, если они не выполняют функцию релейной защиты (Рис. 15.2 и 15.3).

Если комплекс телемеханики на ПС не может работать без АСУТП и не может передавать телеинформацию на диспетчерские пункты, минуя АСУТП, то он не может быть рекомендован для применения.



Рис. 15.2. Устройство eRTU фирмы «Сименс»



Рис. 15.3. Терминал измерений «SIMIAS» фирмы «Сименс»

Для ПС, на которых планируется только реконструкция телемеханики без создания или реконструкции АСУТП ПС, необходимо применять устройства, обеспечивающие выполнение требований «Целевой модели прохождения и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и ЦУС сетевых организаций, подстанциями» (Приказ № 68 РАО «ЕЭС России»). Кроме того, необходимо чтобы устройства телемеханики имели все необходимые сертификаты на электромагнитную совместимость и на средства измерений.

Запрещаются к применению при строительстве и реконструкции устройства телемеханики:

- не обеспечивающие возможность интеграции в АСУ ТП на ПС;
- интегрированные в АСУТП ПС, но не обеспечивающие возможности сбора и передачи телеинформации при неисправностях и отключениях оборудования АСУТП;
- работающие по закрытым или не сертифицированным протоколам обмена информацией;
- имеющие закрытое внутреннее программное обеспечение;
- не обеспечивающее хранение информации в концентраторе телемеханики на время прерывания канала передачи данных;
- не обеспечивающие требования:
 - сбор и передачу мощностей, напряжений и телесигнализации по всем присоединениям 110, 220 кВ, частоты;



- обеспечение точности измерений не хуже 0,5%;
- передачу информации на скорости не менее 9600 бит/с в протоколе МЭК 870-5-101/104;
- не обеспечивающие протоколы передачи информации, совместимые с ЦППС «Smart-FEP» филиала "СО ЕЭС" Московского РДУ и FEP процессором «ENMAC» ЦУС ОАО «МОЭСК»;
- не имеющие функции ввода меток времени;
- не обеспечивающие требования электромагнитной совместимости;
- не обеспечивающие надежного телеуправления,
- не обеспечивающие синхронизацию внутреннего времени с единым временем;
- устройства телемеханики и измерительные преобразователи, не внесенные в Госреестр как средство измерения;
- аналоговые измерительные преобразователи;
- не обеспечивающих суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объекта диспетчеризации в диспетчерский центр Системного оператора устанавливается требованиями подсистем системы оперативно-диспетчерского управления, использующих эту информацию, и должно лежать в пределах 1—2 секунды.

Рекомендуются к применению:

1. Устройства КП на основе контроллера "Деконт-182" с цифровыми преобразователями ЕМ-3 (ООО "Лаборатория ДЭП", г. Москва).



Рис. 15.4. Контроллер "Деконт-182"



Рис. 15.5. Измерительные преобразователи цифровые ЕМ-3

2. Устройства КП "Москад" (НПА "Вира Реалтайм", г. Москва) с цифровыми измерительными преобразователями серии Е.



Рис. 15.6. КП "Москад"



Рис. 15.7. Измерительные преобразователи цифровые ЕМ-3

3. Контролируемый пункт телемеханики МТК-30.КП с многофункциональным измерительным цифровым преобразователем «Систел-ИП» или «Протон» (ЗАО «Систел А», г. Москва).



Рис. 15.8. МТК-30

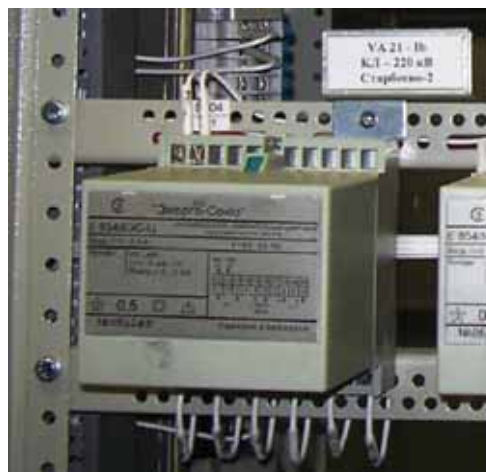


Рис. 15.9. Измерительный преобразователь цифровой «Систел-ИП»

Кроме указанных выше комплексов телемеханики на объектах ОАО «МОЭСК» могут применяться и другие устройства, удовлетворяющие требованиям Соглашения и «Норм технологического проектирования ПС» ФСК.

15.1.3. Требования к телемеханике 2 группы

Телемеханика 2-й группы делится на три подгруппы в соответствии с тем, с какого объекта передается телеинформация, и на какой диспетчерский пункт она поступает:

- 2А - с ПС на РДП электрических сетей;
- 2Б - с переходных пунктов кабельно-воздушных линий на РДП электрических сетей;
- 2В - с кабельных сооружений и высоковольтных выключателей КЛ, КВЛ на диспетчерский пункт ВКС.

Группа 2А

На ПС 2-го уровня наблюдаемости, на которых не планируется создание АСУ ТП, необходимо устанавливать комплексы телемеханики отечественных производителей, имеющие апробацию в электроэнергетике. Требования к объемам телеинформации должны быть такими же, как и для телемеханики 1 группы. Допускаются пониженные требования к точности телеизмерений для некоторых ПС, т.е. включение измерительных преобразователей в керны 10Р измерительных трансформаторов при отсутствии возможности включения в керны 0,5S. Допускается организовывать сбор по фидерам телеизмерения только токов без активной и реактивной мощности. Для этого допускается использование аналоговых измерительных преобразователей тока с выходом 0-5 мА. Допускается передача телеинформации по низкоскоростным каналам со скоростью 100 – 1200 бит/с.

Запрещаются к применению устройства телемеханики:

- запрещенные к применению по 1 группе телемеханики;
- не обеспечивающие совместную работу с ЦППС, установленными на РДП электросетей;
- не позволяющие в дальнейшем при необходимости осуществить совместную работу с АСУ ТП ПС;
- не позволяющие увеличить скорость передачи телеинформации до 9600 бит/с.

Кроме уже указанных комплексов телемеханики производителей «ДЭП», «Вира Реалтайм» и «Систел» допускается применение комплексов «Телеканал – М2», производства ЗАО «Системы связи и телемеханики», г. С.Петербург (рис. 14.10) и других комплексов, удовлетворяющих требованиям ко второй группе телемеханики.



Рис. 15.10. Комплекс телемеханики «Телеканал-М2» с прямым вводом телеизмерений

Группа 2В

К этой группе телемеханики относится аппаратура, предназначенная для контроля высоковольтных кабелей 220, 110 кВ и передающая телеинформацию на ДП ВКС.

Телеуправление выключателями не требуется. Требования к объемам, точности и скорости передачи определены ОДС Высоковольтных кабельных сетей. Необходимо передавать для маслonaполненных кабелей:

- телесигнализацию положения выключателей с обоих концов (один телесигнал на выключатель);
- телеизмерения токов по каждой линии пофазно с обоих концов;
- давление масла;
- обобщенный сигнал срабатывания РЗА по линии с обоих концов;
- телесигнализацию оборудования жизнеобеспечения кабельных сооружений - сигнал срабатывания пожарной и охранной сигнализации, сигнал наличия питания системы водоудаления.

Для высоковольтных кабелей из сшитого полиэтилена вместо давления масла необходимо передавать данные по температуре кабеля.

Скорость передачи должна быть не менее 50 бит/с. Допускается применение аналоговых и цифровых измерительных преобразователей, подключаемых как к ядрам 0,5 S, так и к ядрам 10P.

Рекомендуется к применению аппаратура телемеханики МТК-20 и МТК-30 с измерительным цифровым преобразователем «Систел-ИП» (ЗАО «Систел А», г. Москва) или с цифровыми измерительными преобразователями серии Е.

Запрещаются к применению устройства телемеханики:

- не обеспечивающие совместной работы с устройствами телемеханики, выполняющими функции сбора и передачи информации на питающих центрах,
- не обеспечивающие совместной работы с ЦППС, установленной на ДП ВКС;
- не обеспечивающие совместную работу с аппаратурой контроля температуры кабеля;
- не обеспечивающие передачу телеинформации на скорости до 9600 бит/с;
- не обеспечивающую передачу телеинформации по цифровым каналам с использованием TCP/IP.

При отсутствии возможности организовать сбор телеинформации с обратных концов высоковольтных линий допускается возможность получения этой телеинформации путем ретрансляции с РДП электросетей через ЦУС ОАО «МОЭСК».

Группа 2Б

К этой группе относится телемеханика, передающая телеинформацию с переходных пунктов высоковольтных кабельно-воздушных линий на РДП электросетей.

Требования к объему и точности телеинформации определены ОДС предприятий электросетей и включает в себя:

- пожарную сигнализацию;
- охранную сигнализацию.

Для работы в переходных пунктах рекомендуется использовать контроллеры фирмы «ДЭП» в шкафной комплектации или Шкаф учета комплектный фирмы «Энтелс», г. Москва (Рис. 15.11).

Группа 3

К третьей группе относится телемеханика, передающая информацию с распределительных пунктов РРС на соответствующий диспетчерский пункт.

Требования к объемам и качеству телеинформации согласованы со службой распределительных сетей ОАО «МОЭСК»:

Наименование телесигнала:

- положение всех силовых выключателей;
- срабатывание блинкера однофазного замыкания на землю;
- контроль открывания дверей в помещении;
- охранная сигнализация;
- пожарная сигнализация;
- сигналы срабатывания имеющихся комплектных систем защиты и автоматики.

Наименование телеизмерения:

- ток в каждой фазе по присоединениям и I_0 ;
- напряжения: 3 фазных (U_a , U_b , U_c) и одно линейное (U_{ab}) на каждое присоединение;
- активная мощность средняя по присоединениям;
- реактивная мощность средняя по присоединениям;
- значение $\cos\varphi$ в каждой фазе по присоединениям.

Рекомендуются к применению:

- аппаратура телемеханики с расширенными функциями ОМП и «Земля»;
- со сроком службы не менее 15 лет;
- обеспечивающие ЭМС оборудования в условиях работы на РП;
- обеспечивающие работу аппаратуры в течение 10 мин. после отключения питания с помощью конденсаторов высокой емкости;
- подключаемая к обмоткам 0,5S или 10P (по месту);
- обеспечивающие совместную работу с измерительными цифровыми преобразователями РЗА-33 или ЕМ-3.

Для работы в распределительных сетях рекомендуется использовать также контроллеры фирмы «ДЭП» в шкафной комплектации или Шкаф учета комплектный фирмы «Энтелс», г. Москва.



Рис. 15.11. Шкаф учета комплектный фирмы «Энтелс»



15.2. Требования к ЦППС

ЦППС должны быть реализованы отдельно от ОИК как программно, так и аппаратно. Допускается совмещение функций ЦППС и ОИК в одном комплексе при небольшом объеме информации.

ЦППС предназначена для выполнения следующих задач:

- прием телеинформации от устройств телемеханики и АСУ ТП на подстанциях, первичная обработка и хранение телеинформации;
- передача телеинформации в режиме реального времени на ДП филиала ОАО "СО ЕЭС" Московского РДУ по согласованным протоколам в соответствии с рекомендациями МЭК 870-5-101/104;
- передача телеинформации в режиме реального времени в ЦУС ОАО "МОЭСК" по протоколам в соответствии с рекомендациями МЭК 870-5-101/104;
- передача полного объема телемеханической информации в режиме реального времени в ОИК для обработки и прием из ОИК команд для передачи устройствам телемеханики на подстанциях;
- передача заданного объема телеинформации для отображения на диспетчерском щите;
- организации АРМ телемеханики;
- автоматического контроля достоверности телеинформации (по факту превышения установленного времени обновления ТИ и ТС, по расхождению значений параметров и дискретных сигналов в различных точках каналов измерения, по результатам сравнения значения от независимых источников, по факту усреднения значений за время передачи и т.п.);
- мониторинг и администрирование устройств телемеханики в реальном времени без остановки функционирования;
- автоматическое тестирование работоспособности и правильности функционирования вычислительных устройств и каналов обмена информацией.

Рекомендуется применять ЦППС «Систел-32» производства ЗАО «Систел А», г. Москва (Рис.12.).

Запрещаются к применению ЦППС:

- не обладающие возможностью масштабирования по числу каналов приема/передачи телеинформации, объему обрабатываемой информации и числу параметров;
- не обладающие возможностью функционирования под управлением операционных систем Windows и Linux;
- не обладающие функциями первичной обработки и архивирования телеинформации;
- не имеющие функции вывода телеинформации на диспетчерский мозаичный щит;
- не имеющие возможности работать в протоколах МЭК 870-5-101/104;
- не обладающие функцией удаленного мониторинга оборудования телемеханики;
- не работающие с установленными на ПС устаревшими комплексами телемеханики, в том числе и релейного типа.



Рис. 15.12. ЦППС «Систел-32»

16. Информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии

1. Целью технической политики в области коммерческого учёта электроэнергии (мощности) является повышение точности и достоверности измерения получаемой на оптовом рынке электроэнергии (активной и реактивной мощности) (АИИС КУЭ оптового рынка) и отпуску её потребителям розничного рынка (АИИС КУЭ розничного рынка), что определяет круг основных задач:

- определение технико-экономических показателей работы ОАО «МОЭСК»;
- определение и мониторинг потерь электроэнергии в сетях ОАО «МОЭСК»;
- предоставление администратору торговой сети и энергосбытовым организациям данных по учёту электроэнергии (мощности) на присоединениях подстанций ОАО «МОЭСК».

2. Достижение указанной цели и реализация задач обеспечивается:

- созданием в ОАО «МОЭСК» единой системы учёта электроэнергии отвечающей требованиям нормативной базы оптового и розничного рынков электроэнергии, «Норм технологического проектирования подстанций», утвержденных Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006 №187 и Закона РФ «О единстве измерений»;
- автоматизацией расчета потерь электроэнергии в сетях ОАО «МОЭСК» на всех уровнях технологического управления;
- применением передовых методов и средств измерения электрических величин и их обработки, в том числе, установкой на отходящих присоединениях интервальных счётчиков электроэнергии с цифровыми интерфейсами;
- заменой существующих трансформаторов тока и напряжения на трансформаторы с более высоким классом точности;
- приведение нагрузки трансформаторов тока и напряжения в соответствие с требованиями нормативной базы оптового и розничного рынков электроэнергии.

В соответствии с ТУ ОАО «МОЭСК» №73-01/427/409-3448 от 04.09.06 г. ко всем комплексам технического учета на подстанциях предъявляются требования по метрологическому обеспечению аналогичные требованиям к расчетному учету.

При организации учета у потребителей в распределительных сетях 6-10-0.4 кВ предусматривается:

- применение интервальных счетчиков с возможностью измерения активной и реактивной энергии по зонам суток, фиксацией почасовых объемов электроэнергии и удаленного сбора данных;
- модернизация учета потребителей с установкой средств учета в электроустановках ОАО «МОЭСК» на границе балансовой принадлежности;
- организация выносного учета электроэнергии на фасадах частных владений;
- при невозможности установки средств учета в электроустановках сетевой компании применение отдельных щитов учета с установкой в электроустановках потребителя, с защитой от несанкционированного доступа;
- установка учета электроэнергии на вводах в многоквартирные дома;
- при необходимости разделение вводов в частные жилые дома при наличии двух и более собственников;
- установка приборов учета на отходящих фидерах 0.4 кВ на ТП с целью проведения контроля за потреблением электроэнергии;
- при несоответствии/выходе из строя расчетного учета потребителей предусматривается возможность придания статуса расчетного учета учету контрольному, организованному на объектах сетевой компании.

При новом строительстве предъявляются требования по организации учета на границе раздела балансовой принадлежности с монтажом вводных проводов и вводно-распределительных устройств исключающих несанкционированный доступ к приборам учета, а так же предусматривающий передачу данных в АИИС КУЭ БП на сервера филиалов.



В соответствии с документами НП «АТС» к компонентам информационно-измерительных систем предъявляются следующие технические требования:

- информационно-измерительные комплексы:
- автоматическое измерение величин активной и реактивной электроэнергии;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерения, информации о состоянии средств измерения в специализированной базе данных;
- безопасность хранения информации и программного обеспечения в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 и ГОСТ Р 51275;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны устройства сбора и передачи данных (ИВКЭ) и сервера (ИВК).
- счётчики:
- класс точности 0,5S и выше;
- обеспечивать подключение резервного источника питания;
- наличие энергонезависимой памяти для хранения профиля нагрузки;
- учёт активной и реактивной энергии по двум направлениям;
- наличие цифрового канала связи для передачи данных в ИВКЭ и/или автономного чтения;
- наличие энергонезависимых встроенных часов;
- наличие «Журнала событий» с фиксацией следующих событий;
- попытки несанкционированного доступа;
- связи со счётчиком приведшие к каким-либо изменениям данных;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях
- перерыва питания.
- обеспечение защиты от несанкционированных изменений параметров;
- обеспечение автоматической самодиагностики;
- средняя наработка на отказ не менее 35000 час;
- межповерочный интервал не менее 8 лет.
- трансформаторы тока и напряжения:
- класс точности не хуже 0,5;
- при новом строительстве или реконструкции энергообъектов для присоединений с номинальным напряжением 220 кВ использовать трансформаторы тока классом точности 0,2S и выше, для остальных присоединений с классом точности – 0,5S и выше;
- при новом строительстве или реконструкции энергообъектов для присоединений с номинальным напряжением 220 кВ использовать трансформаторы напряжения классом точности 0,2 и выше, для остальных присоединений с классом точности – 0,5 и выше;
- при новом строительстве и реконструкции энергообъектов применять трансформаторы тока и напряжения с отдельной обмоткой для учёта электроэнергии;
- при новом строительстве энергообъектов выводы измерительных трансформаторов, используемые в измерительных цепях коммерческого учёта, должны быть защищены от несанкционированного доступа.
- вторичные цепи:
- подключение счётчика через испытательную коробку;
- для вторичных цепей трансформатора напряжения – подключение счётчиков к трансформаторам напряжения отдельным кабелем с обеспечением потерь во вторичных цепях не более 0,25%;
- для вторичных цепей трансформатора тока – при новом строительстве или реконструкции энергообъектов – подключение счётчика к трансформаторам тока отдельным кабелем;



Рис 1. Измерительный трансформатор тока, с дополнительной обмоткой для учета, общий вид.

- при новом строительстве энергообъектов вторичные измерительные цепи должны быть защищены от несанкционированного доступа;

Устройства сбора и передачи данных (ИБКЭ):

- автоматический сбор результатов измерений;
- сбор данных о состоянии средств измерений;
- возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии и других физических величин;
- ведение журнала событий;
- предоставление доступа ИБК к результатам измерений и «Журналу событий»;
- хранение результатов измерений;
- диагностику работы технических средств;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу доступа к данным;

Для обеспечения передачи данных к каналам связи между ИБКЭ и ИБК в соответствии с документами НП «АТС» предъявляются следующие требования:

- необходимость резервирования каналов связи;
 - в качестве основного канала рекомендовано использовать выделенный канал связи;
 - скорость передачи не менее 9600 бит/сек;
 - коэффициент готовности не хуже 0,95.
- 3.** В состав единой системы учёта электроэнергии в ОАО «МОЭСК» должны входить:
- микропроцессорные счётчики электроэнергии с формированием профиля мощности, обеспечивающие выдачу информации в цифровом виде;



Рис.2 Счётчик СЭТ-4ТМ-03, общий вид.



- устройства сбора и передачи данных от счётчиков, её накопление, первичная обработка и хранение, а также передача информации по каналам связи в центр сбора и обработки информации;



а) б) в)
Рис. 3. а) Шкаф для установки УСПД RTU-325 L в сборе
б) Устройство сбора и передачи данных RTU-325 L (вид спереди)
в) Устройство сбора и передачи данных RTU-325 L (вид сбоку)

- допускается наличие электросчётчиков, установленных на сетевых объектах ОАО «МОЭСК», находящихся в собственности субъектов оптового или розничного рынков, при безусловном их соответствии техническим требованиям оптового и розничного рынка электроэнергии, «Нормам технологического проектирования подстанций»;
 - для обеспечения энергетической безопасности счётчики, находящиеся в собственности субъектов оптового и розничного рынков, должны быть переданы на техническое обслуживание персоналу РСК или уполномоченной РСК организации.
4. Основные принципы создания и развития АИИС КУЭ:
- формирование АИИС КУЭ в филиалах ОАО «МОЭСК» с дополнительным центром сбора информации в ОАО «МОЭСК»;
 - автоматизация учёта электроэнергии на подстанции в объеме необходимом для расчетов баланса электроэнергии на подстанции и сети в целом;
 - АИИС КУЭ должна быть внесена в Государственный реестр технических средств измерений как единичное средство измерений

Система учёта электроэнергии в ОАО «МОЭСК» должна обеспечивать:

- Выполнение оперативных расчетов балансов и потерь электроэнергии для различных интервалов времени (час, сутки, месяц, квартал, год) на всех уровнях обработки информации;
- Обмен данными коммерческого учёта с субъектами рынка электроэнергии (НП «АТС», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС», сбытовые компании, генерирующие компании, потребители), с которыми с ОАО «МОЭСК» в соответствии с регламентом работы рынка есть соглашения об информационном обмене.



Рис. 4. Шкаф для установки сервера.

17. Метрологического обеспечения производства и мероприятия по контролю качества электроэнергии

Основные документы, послужившие основой для разработки Положения

1. Федеральные Законы:

- «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ;
- «Об обеспечении единства измерений» от 27.04.1993 № 4871-1;
- «Об энергосбережении» от 3.04.1996 № 28-ФЗ.

2. Приказы ОАО РАО «ЕЭС России»:

- «Об организации исполнения требований ФЗ «Об обеспечении единства измерений» в условиях реформирования ОАО РАО «ЕЭС России» от 20.09.2006 № 667.

17.1. Требования к средствам измерений

1. Средства измерений, подлежащие государственному метрологическому контролю и надзору, подлежат поверке в соответствии с утвержденными графиками.



Поверка ТТ и ТН

2. Средства измерений, не подлежащие поверке, должны подвергаться калибровке в соответствии с утвержденными графиками.

3. Средства измерений используются для определения величин, единицы которых допущены в установленном порядке к применению в РФ и должны соответствовать условиям эксплуатации и установленным требованиям.



4. Средства измерений, планируемые для оснащения и модернизации подстанции, должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений, иметь сертификат об утверждении типа средства измерений, и разрешены к применению на территории РФ.

5. Средства измерений, поставляемые для оснащения подстанции, должны иметь на момент установки действующие оттиски поверительных клейм или свидетельства о поверке.

6. Предусмотреть поэтапную замену стрелочных щитовых электротехнических средств измерений на цифровые щитовые приборы класса точности не хуже 0,5, для модернизации, повышения точности и достоверности измерений.



7. Предусмотреть установку на присоединениях, подлежащих коммерческому учету, ТТ класса не ниже 0.2S (РД 153-34.0-35.301-2002 «Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты и измерения», разд.1.5).

8. Оснастить калибровочные лаборатории метрологических служб современными установками для калибровки средств измерений и эталонными средствами измерений класса точности не хуже 0,1, необходимой вычислительной техникой, транспортными средствами.



9. Измерения должны осуществляться в соответствии с аттестованными в установленном порядке методиками.

10. Каждая единица средств калибровки должна иметь свидетельство о поверке или оттиск поверительного клейма и должна быть учтена.

11. Учетный документ (паспорт) средства измерения должен включать следующие сведения: наименование, тип; предприятие изготовитель; заводской номер; дата изготовления, ввода в эксплуатацию; данные о неисправностях, ремонтах; дату последней поверки; межповерочный интервал.

12. Паспорта на все эксплуатируемые средства измерений вести в электронном виде в программе АРМ «Метролог».

17.2. Мероприятия по обеспечению качества электроэнергии

Управление качеством электроэнергии предусматривает:

1. Организация системы управления качеством электроэнергии на сетевых филиалах:

- выполнение плана-графика контроля качества электрической энергии;
- проведение анализа результатов измерений ПКЭ. В случае отклонения показателей от нормативных требований - разработка мероприятий по приведению их в соответствие с ГОСТ и проведение работ по их осуществлению, совместно со службами филиалов;
- выявление потребителей, ухудшающих качество электроэнергии;
- согласование периодичности контроля качества электроэнергии с потребителями, являющимися источником кондуктивных электромагнитных помех.

2. Разработка и внедрение методического обеспечения: разработка, внедрение и периодическая актуализация документов, подтверждающих способность энергоснабжающей организации обеспечить соответствие электрической энергии требованиям к ее качеству.
3. Создание и ведение единой базы данных по качеству электроэнергии в интересах ОАО «МОЭСК».
4. Организация мониторинга качества электроэнергии в сетевых филиалах.
5. Оснащение сетевых филиалов устройствами регулирования напряжения (вольтодобавочными трансформаторами, управляемыми конденсаторными установками и приборами контроля показателей качества электроэнергии).
6. Приборы контроля качества электроэнергии должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений, иметь сертификат об утверждении типа и метрологические характеристики, нормируемые ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»:

№ п/п	Показатель качества электроэнергии (КЭ)	Пределы допустимых погрешностей измерений показателя КЭ		Интервал усреднения (сек)
		абсолютной	относительной	
1	Установившееся отклонение напряжения	$\pm 0,5$	-	60
2	Размах изменения напряжения	-	± 8	-
3	Доза фликера	-	± 5	-
4	Коэффициент искажения синусоидальности напряжения	-	± 10	3
5	Коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения KU(n)	$\pm 0,05$ при KU(n) < 1,0	± 5 при KU(n) $\geq 1,0$	3
6	Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности	$\pm 0,3$	-	3
7	Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности	$\pm 0,5$	-	3
8	Отклонение частоты	$\pm 0,03$	-	20
9	Длительность провала напряжения	$\pm 0,01$	-	-
10	Импульсное напряжение	-	± 10	-
11	Коэффициент временного перенапряжения	-	± 10	-

Средства измерений (СИ) КЭ должны быть рассчитаны на нормальное функционирование при температурах от -30 до 40 °С и относительной влажности до 90 %.

Электропитание приборов должно обеспечивать возможность подключения к сети переменного напряжения 220 В и ко вторичным цепям трансформаторов напряжением 57,7 и 100 В, допуская функционирование СИ провалах напряжения и кратковременных перенапряжениях в диапазоне ± 40 % номинального напряжения сети.

Система автономного питания переносных СИ должна обеспечивать продолжительность их работы не менее 7 суток. Максимальная потребляемая мощность блока электропитания не должна превышать 20 ВА.

Электромагнитная совместимость приборов должна удовлетворять требованиям устойчивости к воздействию внешних помех (ГОСТ 29156, ГОСТ 29191, ГОСТ Р 50008, ГОСТ Р 50627).

СИ непрерывного и периодического контроля КЭ должны обладать энергонезависимой памятью, позволяющей сохранять результаты измерений не менее 2-х месяцев, в зависимости от степени подробности данных.

7. Средства измерения показателей качества электроэнергии (ПКЭ) должны обеспечивать возможность отображения результатов измерений текущих параметров режима и архивной информации.



8. Периодичность контроля КЭ должна составлять:

- для установившегося отклонения напряжения – не реже 2 раз в год;
- для остальных ПКЭ, кроме отклонения частоты и провалов напряжения, – не реже 1 раза в год.

Продолжительность непрерывного контроля КЭ – не менее 24 ч.



Прибор контроля ПКЭ

9. Пунктами контроля ПКЭ являются:

- границы раздела балансовой принадлежности при покупке электрической энергии;
- выводы питающих фидеров РП;
- выводы электроприемников, потери напряжения до которых наибольшие;
- точки общего присоединения, от которых получают питание потребители, ухудшающие КЭ, такие, как тяговая нагрузка, промышленные предприятия, мощные осветительные установки;
- выводы электроприемников, восприимчивых к ухудшению КЭ (электронная аппаратура и вычислительная техника);
- точки электрической сети, по которым заявляются претензии к качеству электроэнергии;
- пункт контроля отклонения частоты – любой пункт электрической сети.

10. Обязательной сертификации подлежит электрическая энергия в электрических сетях общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока, поставляемая бытовым потребителям, на соответствие требованиям ГОСТ 13109-97 по установившемуся отклонению напряжения и частоте.

11. Требования к КЭ подлежат включению в технические условия на присоединение потребителей электрической энергии. Проведение работ по сертификации качества электроэнергии в соответствии с положениями Федерального Закона «О техническом регулировании» от 27 декабря 2002 года № 184-ФЗ и Закона «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 года № 35 ФЗ.

18. Технический аудит энергооборудования

Техническая политика ОАО «МОЭСК» предусматривает совершенствование и развитие распределительного электросетевого комплекса путем решения основных задач по поддержанию и модернизации основного оборудования для бесперебойной подачи электропитания до потребителей.

В связи с этим необходимо:

1. Проведение технического аудита и диагностики технического состояния энергооборудования:

- выполнение хроматографического анализа проб масла из силовых трансформаторов и высоковольтных вводов;
- выполнение комплексного обследования силовых трансформаторов;
- выполнение технического освидетельствования ЛЭП и ПС, в том числе с привлечением специализированных организаций, в соответствии с требованиями ПТЭ;
- профилактические испытания;
- тепловизионное обследование;
- оснащение нового оборудования системой диагностики трансформатора.

Периодичность профилактических испытаний

№ п/п	Наименование оборудования	Очередной срок	Примечание
1.	Силовые трансформаторы	По мере необходимости (при проведении ремонта)	- По ХАРГ (2 раза в год) - По маслу (ежегодно) - По тепловизионному контролю (110-220 кВ - 1 раз в 2 года, 35 кВ - 1 раз в 3 года) после близких КЗ.
	Силовые трансформаторы, отработавшие нормативный срок	Раз в 5 лет (не реже)	Комплексное обследование (освидетельствование).
2.	Резервное оборудование	Раз в 2 года	
3.	Измерительные трансформаторы, конденсаторы	По мере необходимости	- Высоковольтные испытания измерительных трансформаторов на заводе РЭТО после ремонта. - После ввода в эксплуатацию из ремонта измерения проводятся через 4 года. - Тепловизионный контроль в эксплуатации после ремонта.
4.	Масляные выключатели	Раз в 8 лет	По числу отключений КЗ (ВМТ по числу отключений КЗ, испытание мегомметром).
5.	Воздушные выключатели	220–110 кВ	Раз в 8 лет
6.	Вакуумные выключатели	Раз в 4 года	
7.	Вводы:	— негерметичные;	- Маслобарьерные вводы не испытываются. Испытание через год после ввода в эксплуатацию. - Вводы линейные, оборудованные устройствами «Альфа-Л», не испытываются. Вводы 110-220 кВ фирмы АВВ и «Электроизолит-Бушинг» (Хотьково) испытываются 1 раз в 8 лет. - Вводы 110-220 кВ фирмы «Бушинг» (поставщик «Электро-завод») испытываются 1 раз в 5 лет.
		— герметичные;	
		— с твердой изоляцией	
8.	Силовые кабельные линии 6-35 кВ	Раз в 4 года	
	Кабельные линии, присоединенные к агрегатам	При капремонте агрегатов	Внутриподстанционные кабели сетевых предприятий.
9.	Кабельные полиэтиленовые перемычки 110-220 кВ	Постоянная диагностика под рабочим напряжением	Датчики ЧР
10.	Оборудование элегазовых распределительных устройств	По мере необходимости (при проведении ремонта, замены оборудования)	
11.	Измерение контура заземления	Раз в 12 лет	
	Контур заземления, отработавший свой нормативный срок	По мере необходимости	Измерение, ремонт.



№ п/п	Наименование оборудования	Очередной срок	Примечание
1.	Силовые трансформаторы, дугогасящие реакторы	Раз в 4 года	- Внеочередные — по результатам ХАРГ, по заключению химлаборатории. - Отбор проб масла на ХАРГ по инструкции. - Из трансформаторов до 630 кВА включительно не отбираются.
2.	РПН силовых трансформаторов	По заводским инструкциям	
3.	Измерительные трансформаторы 110-220 кВ:	— негерметичные;	При положительных температурах окружающего воздуха
		— герметичные	
4.	Маслонаполненные вводы 110-220 кВ:	— негерметичные;	ХАРГ
		— герметичные	
5.	Баки масляных выключателей	Раз в 4 года	- Пробой; - СХА при сливе масла
6.	ВМ-35 кВ наружной установки, ММО-110 (оп. изол.)	Раз в год	Пробой
7.	ВМТ-110, ВМТ-220	По мере необходимости	По числу отключения КЗ

В целом задача ТА это выявление отступлений от правил ПТЭ, ППБ, ПУЭ, Госстандартов, выявление узких мест, аварийных очагов; последующая разработка мероприятий по ликвидации этих выявленных недостатков совместно с руководителями филиалов, контроль за исполнением мероприятий.

2. Анализ технического состояния электрооборудования, срок службы которых превысил заводские нормативы эксплуатации.

Оборудование, эксплуатируемое сверх нормативного срока должно пройти ТО, по результатам которого комиссия определяет срок эксплуатации, и срок следующего Технического освидетельствование.

За техническое состояние оборудования, за ремонт, эксплуатацию несет ответственность собственник.

3. Анализ послеаварийных режимов оборудования.

Анализ необходим для предупреждения аналогичных технологических нарушений.

4. Изучение наиболее характерных причин повреждения оборудования и внедрения мер по снижению аварийности.

Должен накапливаться опыт эксплуатации для выдачи предложений по его модернизации.

Меры по снижению аварийности:

- заменена трансформаторных вводов, выключательных вводов на вводы с твердой изоляцией и полимерным покрытием;
 - тепловизионный контроль электрооборудования;
 - профилактические испытания;
 - проведение обследования на наличие частичных разрядов (вводы 110-220 кВ силовых трансформаторов, концевые муфты КЛ);
 - заменена опорно-стержневой изоляции разъединителях 110-220 кВ на полимерную, более надежную в эксплуатации, что позволит уменьшить число отказов из-за поломки изоляторов;
 - применение нового более надежного оборудования (элегазового, вакуумного, фирм АББ, Сименс, Германии).
- 5. Совершенствование менеджмента управления качеством организации ремонтов оборудования, направленное на сокращение количества плановых отключений с учетом фактора надежности.**

При выводе оборудования в ремонт нарушается нормальная схема работы ПС, что влияет на возможность резервирования оборудования при автоматических отключениях. Должен быть обеспечен рациональный подход к выводу в ремонт оборудования, обеспечено согласование со всеми заинтересованными лицами.

Например: при плановом ремонте ВЛ, одновременно целесообразно вести ремонты и профилактику выключателей этой ВЛ на ПС, ремонт трансформаторов и их коммутационных аппаратов (если ВЛ с отпайками).

Внедрение современных методов ремонта без снятия напряжения на ВЛ.

6. Строительство новых подстанций без обслуживающего персонала.

Современные закрытые ПС, не требующего постоянного контроля, коммутационными аппаратами управляются по телемеханике диспетчером.

ПС более экономичные, не требуется создание бытовых условий для персонала (горячая вода, комната приема пищи, и т.д.).

7. Применение оборудования и технологии обеспечивающих надежную работу в условиях экстремальных природных явлений (ветер; гроза; период перепада температур) для Московской области.

Атмосферные воздействия, стихийные явления составляют от 25 до 35% от всех причин технологических нарушений.

Строительство ПС закрытого типа, применение изолирующих проводов на ВЛ 0,4-110 кВ, прокладка кабельных ЛЭП снизит зависимость оборудования от климатических условий.

Применение опор повышенной высоты в местах пересечения лесных массивов.

Совершенствование схем электроснабжения объектов жизнеобеспечения (секционирование, АВР магистралей, пункты автоматического включения на резервных переключателях).

Применение ВЛ повышенной надежности (в габаритах на более высокий класс напряжения).

8. Совместимость вновь вводимого оборудования с действующим.

Современные микропроцессорные защиты предъявляют требования по ЭМС. Высокие требования к выполнению ЗУ на ПС.

Выкатные элементы с вакуумными выключателями 10 кВ делают по чертежам ячеек КРУ старых серий.

9. Удобство проведения осмотра, технического обслуживания, ремонта и безопасность эксплуатации.

Строительство закрытых подстанций, оборудованными смотровыми площадками.

Элегазовое оборудование – КРУЭ – надежное оборудование (техобслуживание).

Разъединители с электродвигательными приводами с дистанционным управлением.

Применение видеокамер (безопасность персонала).

10. Повышения квалификации и регулярного проведения тренировок персонала используя современные тренажеры и полигоны.

Требование ПРП.

- Каждый работник должен повышать квалификацию постоянно (1 раз в 5 лет с отрывом от производства).
- Тренировки для оперативного и оперативно-ремонтного персонала 1 раз в 3 месяца.
- Тренажеры и полигоны позволяют более квалифицированно подготовить персонал к работе.
- Смотры профессионального мастерства.

19. Промышленная безопасность

1. Повышение качества технической политики ОАО «МОЭСК» определяется требованиями по решению ряда основных задач, одной из которых является обеспечение промышленной безопасности;

2. Техническая политика ОАО «МОЭСК» определяется главными стратегическими целями, включающими:

- преодоление старения оборудования за счёт увеличения масштабов работ по их реконструкции и техническому перевооружению.

3. Стратегическими целями ОАО «МОЭСК» в области промышленной безопасности являются:



- обеспечение уровня промышленной безопасности опасных производственных объектов ОАО «МОЭСК», при котором риск возникновения промышленных аварий и инцидентов на этих объектах минимален;
 - предупреждение аварий и обеспечение готовности филиалов к локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте за счёт осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности в соответствии с федеральным законом от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
 - координация работ филиалов, направленных на предупреждение аварий на опасных производственных объектах и обеспечение готовности персонала к локализации аварий и ликвидации их последствий;
 - создание условий для устойчивого функционирования и развития ОАО «МОЭСК» посредством обеспечения, в том числе и на основе страхования соответствующих промышленных рисков, полной и своевременной компенсации внеплановых потерь, обусловленных производственными неполадками и промышленными авариями;
 - снижение затрат на страхование гражданской ответственности за причинение вреда жизни, здоровью или имуществу третьих лиц и окружающей природной среде в результате аварии на опасных производственных объектах;
 - разработка мер, направленных на улучшение состояния опасных производственных объектов и предотвращение нанесения ущерба окружающей среде;
 - анализ состояния опасных производственных объектов на филиалах ОАО «МОЭСК», в том числе, путём проведения соответствующих экспертиз;
 - контроль за своевременным проведением необходимых испытаний и технического освидетельствования технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах, ремонтом и проверкой контрольных средств измерений.
4. В части реконструкции и технического перевооружения целями ОАО «МОЭСК» в области промышленной безопасности являются:
- модернизация подстанций 110/220кВ с заменой в перспективе воздушных выключателей на элегазовые, включающая ликвидацию и вывод из эксплуатации опасного производственного объекта, повышение уровня промышленной безопасности подстанций;
 - на подстанциях, не вошедших в ближнесрочные планы по реконструкции и техническому перевооружению – замена ресиверов, отработавших расчетный срок службы и подлежащие экспертизе промышленной безопасности на новые.
 - замена подъёмных сооружений, отработавших нормативный (расчетный) срок службы и прошедших более двух экспертиз промышленной безопасности по продлению срока эксплуатации.

По пожарной безопасности:

Проведение поэтапной замены стационарных батарей из негерметичных свинцово-кислотных аккумуляторов, выделяющих водород при работе зарядных устройств на герметичные батареи, исключаящие выделение водорода (РД 34.03.350-98 п. 8, п. 11).

20. Организация и проведение капитального ремонта

1. Планирование ремонтов должно осуществляться на основе оценки фактического технического состояния электрооборудования с учетом его важности и с использованием средств мониторинга состояния и надежных методов и средств диагностики. Данный подход сократит затраты на проведение работ по сравнению с планово-предупредительной организацией ремонтных работ.
2. Организация ремонтов должна осуществляться на основе:
 - применения методов дистанционного контроля и возможности изменения схем электрических сетей;
 - совершенствования структур управления и обслуживания;

- анализа показателей технического состояния оборудования и объектов до и после ремонта по результатам диагностики;
 - функционального выделения персонала для работ по техническому обслуживанию и ремонтам;
 - применения новых технологий обслуживания и ремонта оборудования подстанций, линий электропередач и новых материалов, обеспечивающих повышение качества и снижение затрат;
 - внедрения новых технологий и методов расчистки трасс ВЛ от деревьев и кустарников;
 - механизации выполнения работ на линиях электропередачи и подстанциях, в первую очередь, наиболее трудоемких видов работ;
 - обучения и регулярного проведения тренировок персонала;
 - разработки и совершенствования нормативно-технической и ремонтной документации, технологических карт на выполнение ремонтов;
 - применения методов проведения ремонтного обслуживания для разных типов оборудования с учетом факторов риска и надежности;
 - повышения надежности и безопасности работы оборудования, снижения аварийности и несчастных случаев;
 - моделирования показателей эффективности сети при различных вариантах ремонтных схем;
 - расчетов вероятности отказов и времени ремонта оборудования.
3. В целях наиболее полного и рационального выполнения ремонтных работ следует применять комплексную систему планирования (прогнозирования) объемов работ и организацию их выполнения, что позволит:
- повысить производительность труда за счет исключения повторяющихся непроизводительных затрат рабочего времени на подготовку и завершение каждого вида работ на объекте;
 - сократить продолжительность и количество плановых отключений для проведения ремонтов;
 - повысить эффективность использования машин и механизмов, сократить время на переезды к месту работ;
 - улучшить организацию труда и качество выполняемых работ на объекте.
4. Все работы должны выполняться в регламентированной последовательности для отдельных комплексов с прогнозированием затрат и объемов последующих ремонтов. Комплексы включают в себя техническое обслуживание и капитальный ремонт объектов.
5. Физические объемы работ определяются исходя из уровня технического состояния объектов сети.
6. При проведении ремонтов должны выполняться требования нормативно-технических документов с разработкой мероприятий, направленных на повышение надежности электроснабжения и снижение потерь электроэнергии.
7. Для планирования и организации работ по проведению ремонтов электрические сети следует разбивать на комплексные объекты. В качестве комплексного объекта рекомендуется принимать:
- ВЛ 6-20 кВ с присоединенными к ней подстанциями 6-20/0,4 кВ и ВЛ 0,38 кВ, питающихся от подстанций;
 - участки ВЛ 6-20 кВ, ограниченные коммутационными аппаратами, с присоединенными к ним подстанциями 6-20/0,4 кВ и ВЛ 0,38 кВ, питающимися от подстанций;
 - линии или участки ВЛ 6-20 кВ, ограниченные коммутационными аппаратами, без подстанций;
 - подстанции напряжением 6-20/0,4 кВ и ВЛ 0,38 кВ, питающиеся от подстанций;
 - распределительные пункты и подстанции 6-220 кВ;
 - ВЛ 35- 220 кВ или ее участки.
- Рекомендуется производить комплексный ремонт подстанций 6-20/0,4 кВ и ВЛ 0,38 кВ, отходящих от подстанций, в одни и те же годы.
8. Основой планирования работ являются перспективные планы комплексного ремонта, составляемые на утвержденный период по фактическому техническому состоянию электрооборудования, отраженному в листах обхода, дефектных ведомостях и журналах дефектов, протоколах испытаний, актах экспертной



оценки, и годовые графики с учетом обеспеченности трудовыми, материальными и финансовыми ресурсами, годовые планы ремонтных работ и сводные графики ремонтов. На объекты капитального ремонта, составляются ведомости объемов ремонта объекта, объектовая и сводная сметы, ведомости потребностей в материалах, оборудовании, машинах и механизмах.

9. График производства работ должен составляться из условий:

- максимально возможный объем работ на объекте должен выполняться без перерыва электроснабжения потребителей;
- работы, связанные с отключением, проводить в максимально сжатые и удобные для потребителя сроки при минимуме ущерба от перерыва электроснабжения.

10. Работы по проведению капитального ремонта сетей должны выполняться по откорректированным, применительно к местным условиям, технологическим картам или проектам производства работ.

11. При приемке объектов из капитального ремонта производится проверка:

- соответствия фактически выполненных работ объемам, включенным в дефектную ведомость объема ремонта;
- наличие протоколов, актов, ведомостей;
- оформление ремонтно-технической документации;
- выборочно, с выездом на место, объема и качества выполненных работ.

Результаты работы комиссии оформляются Актом приемки отремонтированных объектов электрических сетей с указанием оценки качества выполнения ремонта в соответствии с СО 34.04.181-2003.

21. Экология

При проведении проектирования реконструкции и строительстве новых объектов ОАО «МОЭСК» должно пользоваться основными законно-правовыми документами, регламентирующими деятельность предприятия в области охраны окружающей среды.

Должны учитываться нормативы допустимой антропогенной нагрузки на окружающую среду, предусматриваться мероприятия по предупреждению и устранению загрязнения окружающей среды, а также способы размещения отходов производства и потребления, применяться ресурсосберегающие, малоотходные, безотходные и иные наилучшие существующие технологии, способствующие охране окружающей среды, восстановлению природной среды, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов.

Строительство и реконструкция зданий, строений, сооружений и иных объектов должны осуществляться по утвержденным проектам, имеющим положительное заключение государственной экологической экспертизы, с соблюдением требований в области охраны окружающей среды, а также санитарных и строительных требований, норм и правил.

При проектировании, строительстве и реконструкции подстанций рекомендуется осуществлять мероприятия, повышающие уровень экологической безопасности, оказывающие минимальное негативное воздействие на окружающую среду и человека.

21.1. Экология подстанций

21.1.1. Для снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух:

- применять сухие трансформаторы собственных нужд и конденсаторы с экологически чистым жидким диэлектриком, исключающие содержания экологически опасных ПХБ;
- применять стационарные герметичные батареи из свинцово-кислотных аккумуляторов, снабжённых ЭПУ (электропитающими устройствами), гарантирующими ограничение величины напряжения заряда без выделения водорода. (РД 34.03.350-98).

21.1.2. Для уменьшения сбросов загрязняющих веществ в водные объекты:

- для предотвращения попадания трансформаторного масла на рельеф предусматривать строительство маслосточков и маслоприёмников с подачей сигнала на пульт управления;
- применять вакуумные выключатели на подстанциях напряжением 6-35 кВ, элегазовые выключатели и оборудование - на подстанции напряжением 110-220 кВ;
- предусматривать строительство сети ливневого стока на территории подстанции;
- оборудовать площадки для сбора и временного хранения отходов производства (на открытых подстанциях – площадки под металлолом, контейнеры под твердо-бытовые отходы, на закрытых подстанциях – контейнеры под ветошь, люминесцентные лампы, твердо-бытовые отходы).

21.1.3. Для снижения уровня шума электрооборудования:

Применение мероприятий, обеспечивающих требуемое снижение воздействия шума на окружающую среду:

- создавать звуковые экраны между распределительными устройствами и территорией жилой застройки в виде стенки необходимой высоты и толщины с использованием рельефа местности;
- устанавливать глушители шума в приточных и вытяжных системах вентиляции;
- разрабатывать проекты санитарно – защитных зон для вновь строящихся подстанций с согласованием в органах Роспотребнадзора (СанПин 2.2.1/2.1.1.1200-03, Градостроительный кодекс РФ, Земельный кодекс РФ).

21.1.4. Восстановление земель, защита их от разрушений:

- восстанавливать нарушенные в процессе строительства, реконструкции земли;
- предусматривать места временного хранения отходов на площадке с последующим вывозом образовавшихся отходов производства на утилизацию;
- в период строительства подстанции не допускать захламливание, загрязнение и порчу прилегающих земель;
- на участках производства работ выполнять микропланировку, из условий выполнения наименьшего объема земельных работ с максимальным приближением к естественному рельефу;
- после завершения строительства подстанции все насыпи разбирать, а образовавшиеся выемки засыпать;
- предусматривать проектом площадку под ОРУ без травяного покрова, с применением песчано-гравийной смеси;
- принимать меры по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций, приводящих к негативным экологическим последствиям.

21.2. Экология ВЛ

При проектировании, проведении строительно-монтажных работ и во время эксплуатации ВЛ всех классов напряжения необходимо:

- применять экологически чистые технологии:
 - механизированная очистка трасс ВЛ от древесно-кустарниковой растительности, а также механическая очистка без применения пестицидов и агрохимикатов;
 - при установке деревянных опор применять опоры с пропиткой сертифицируемой и разрешенной в РФ, при установке металлических опор применять опоры с оцинкованным покрытием;
 - применять устройства для отпугивания птиц, предотвращающие их гибель;



- применять меры и средства, обеспечивающие минимальное негативное воздействие на окружающую среду и безопасность человека:
 - удалять ВЛ от жилой застройки за пределы санитарно-защитной зоны;
 - применять для строительства воздушных линий в распределительных сетях изолированный провод;
 - восстанавливать нарушенный в процессе строительства и реконструкции почвенный покров;
 - вывозить образовавшиеся в процессе реконструкции или строительства отходы производства с дальнейшей их переработкой и утилизацией.

21.3. Экологическая безопасность автотранспортных предприятий

В целях соблюдения природоохранных требований:

- в местах стоянок автомобилей построить автомойки с обратным водоснабжением и насосами высокого давления, с очистными сооружениями;
- в гаражах оборудовать места сбора и временного хранения черного и цветного металлолома, отработанных аккумуляторных батарей, изношенной авторезины, контейнерами для промасленных опилок и ве-тоши, отработанных масляных фильтров, ёмкостями для отработанных масел и технических жидкостей, оборудованных поддонами для исключения проливов масел;
- при проектировании АТП учесть строительство цехов для покраски автомобилей с отдельными постами подготовки автомобиля, его окраски и сушки.

21.4. Запрещается использовать

- установки стационарных батарей из негерметичных свинцово-кислотных аккумуляторов, выделяющих водород при работе зарядных устройств;
- масляные выключатели;
- в закрытых подстанциях масляные выключатели и трансформаторы собственных нужд.

22. Автотранспорт и механизмы

22.1. Общие требования

Автотракторная техника, спецоборудование и механизмы должны максимально удовлетворять потребностям для эксплуатации электросетевого оборудования. Автотранспорт и механизмы должны быть обеспечены мойкой, отапливаемыми помещениями для стоянки, технического обслуживания и ремонта, отвечающими требованиям по обеспечению экологической безопасности.

22.2. Требования к автомобилям:

- должны быть рассчитаны на эксплуатацию в местных природных условиях;
- обладать высокой эффективностью, надежностью в эксплуатации;
- обеспечивать требуемый уровень экологической безопасности;
- быть экономичными в эксплуатации;
- обладать повышенной проходимостью;
- обладать достаточным уровнем комфорта для водителя и пассажиров.

22.3. Требования к содержанию транспорта

Организовать планомерный перевод на централизованное техническое обслуживание и ремонт автомобилей и механизмов в специализированных сервисных центрах, авторемонтных мастерских, ремонтных предприятиях, заводах, в первую очередь шиномонтажные работы, моечно-уборочные работы, капитальный ремонт автомобилей, механизмов, агрегатов и узлов.

22.4. Требования к спецоборудованию и механизмам, в том числе смонтированным на шасси автотракторной техники:

- должны быть рассчитаны на эксплуатацию в тех же природных условиях, что и шасси, на которых они смонтированы;
- обладать высокой производительностью, универсальностью и надежностью в работе;
- должны быть просты в управлении;
- конструкция и исполнение спецоборудования и механизмов должны обеспечивать безопасное производство выполняемых работ.

22.5. Комплектование автотракторного парка автомобилями, специальной техникой и механизмами

Применять для обслуживания энергообъектов следующую технику:

- автомобиль легковой ГАЗ- 31105;
- автомобиль легковой Шевроле-Нива (4х4);
- автомобиль для перевозки людей - микроавтобус ГАЗ-32213-414 «Газель»;
- автомобиль легковой Reno-Kango CO 1,4 E, с кондиционером;
- автомобиль грузопассажирский ГАЗ- 27527 -114 Комби «Соболь» (4х4), (Евро-2), 7-местный, г/п 830 кг (багажный отсек- объем 3,7 м³);
- автомобиль грузопассажирский ГАЗ- 27057-438 Комби «Газель» (4х4), (Евро-2), 7-местный, г/п до 950 кг, багажный отсек объемом 6 м³, люк в крыше;
- автомобиль грузопассажирский УАЗ- 3309 «Фермер» (4х4), цельнометаллический с перегородкой, 7-местный;
- автомобиль грузовой КАМАЗ-4308 (4х2) - бортовой, (Евро-2), г/п 5500 кг;
- автомобиль грузовой КАМАЗ 43253 (4х2) - бортовой, (Евро-2);
- седельный тягач КАМАЗ- 5460 (4х2), нагрузка на заднюю тележку 10500 кг, полная масса буксируемого полуприцепа 32500 кг;
- автомобиль грузовой КАМАЗ-53215 (6х4) - бортовой, г/п 11000 кг;
- седельный тягач КАМАЗ-44108 (6х6) - нагрузка на заднюю тележку 13555 кг, полная масса буксируемого полуприцепа 23000 кг;
- седельный тягач КАМАЗ-65226 (6х6) - нагрузка на заднюю тележку 21000 кг, полная масса буксируемого прицепа 85000 кг;
- автомобиль грузовой ГАЗ-3307-бортовой, двигатель бензиновый;
- автомобиль грузовой ГАЗ-3303 «Газель» - бортовой, (Евро-2), г/п 1000 кг;
- автомобиль самосвал 45392 Д на шасси КАМАЗ-53229 - бортовой, с трехсторонней разгрузкой, г/п 11000 кг, (Евро-2);
- автомобиль с кузовом - фургоном на шасси а/м КАМАЗ-4326 (4х4) с лебедкой, оборудованный автономным отопителем фургона, аварийно- вентиляционным люком, переговорным устройством с водителем;
- автомобиль с кузовом - фургоном на шасси ГАЗ-3307, ГАЗ-3308 с лебедкой, оборудованный автономным отопителем фургона, аварийно-вентиляционным люком, переговорным устройством с водителем;



- автоподъемник АПТ-28 на шасси автомобиля КАМАЗ-43114 (6х6)- телескопический, высота подъема 28 метров, грузоподъемность 250 кг, электрозащита люльки;
- автогидроподъемник АГП-28 на шасси автомобиля КАМАЗ-43114(6х6)- локтевой, высота подъема 28 метров, грузоподъемность 250 кг, электрозащита люльки;
- автоподъемник АПТ-17М на шасси ГАЗ- 3308 (4х4)- телескопический, вылет 12 метров, грузоподъемность 300 кг, электрозащита люльки;
- автовышка ТВ-26 на шасси а/м КАМАЗ- 43114(6х6)- телескопическая, высота подъема 26 метров, грузоподъемность 350 кг;
- автокран «Ивановец» КС -35714.К-2 на шасси а/м КАМАЗ-43118 (6х6)-г/п 16 тонн;
- автокран «Ивановец» КС -35714.К-3 на шасси а/м КАМАЗ-53605(4х2)-г/п 16 тонн;
- автокран КС-45717 К-1 на шасси КАМАЗ-53229,55111,53215-г/п 25 тонн;
- кран-манипулятор БАКМ-1600-3 на шасси а/м КАМАЗ-43114 (6х6)-г/п 5100 кг при вылете стрелы 2,4 м; 1250 кг при вылете стрелы 9,3 м;
- бурильно-крановая машина БКМ-317 на шасси ГАЗ-3308 - глубина бурения 3 м, грузоподъемность 1250 кг;
- автоцистерна масловоз 66061 на шасси а/м КАМАЗ-43114 (6х6) - цистерна объемом 7,3 м³, с насосом;
- прицеп-ропуск 1-Р-5- одноосный;
- экскаватор-бульдозер ЭО-2621 на базе трактора МТЗ-82 - вместимость ковша - 0,25 м³, глубина копания - 4,15 м;
- машина универсальная уборочная КО-707 на базе трактора МТЗ-82 (4х4).

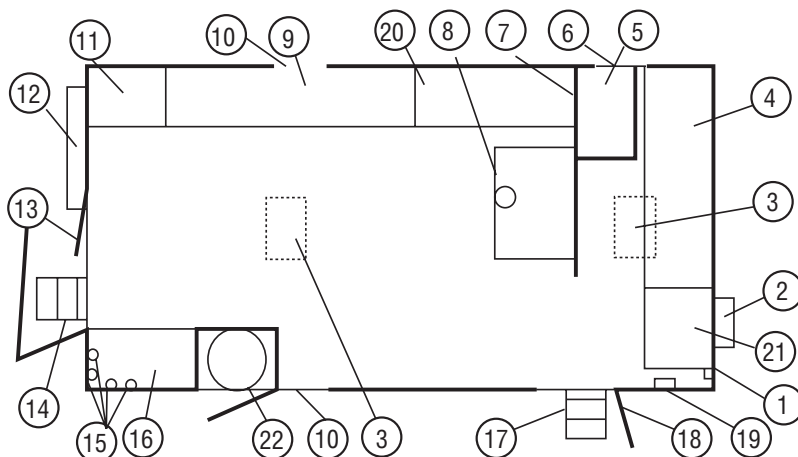
22.6. Окраска автомобилей, спецтехники и механизмов

Автомобили, спецтехника и механизмы должны быть окрашены согласно цветографической схеме по ГОСТ Р50574 с надписью «Аварийная служба» и оборудованы проблесковыми маяками синего цвета.

22.7. Комплектация фургонов бригадных машин

Компоновка и оснащение фургонов аварийных служб должны быть выполнены согласно установленных технических требований, в соответствии с прилагаемой схемой.

Схема компоновки и оснащения фургонов



- 1 – Переговорное устройство между пассажирами фургона и водителем;
 - 2 – Отопитель воздушный на дизельном топливе с подачей тепла в нижнюю часть фургона;
 - 3 – Аварийно-вентиляционный люк автобусный 600х800 мм. 2 шт;
 - 4 – Диван-рундук с откидной крышкой 1900х500х500мм;
 - 5 – Стол откидной;
 - 6 – Окно задвижное (свозможностью использования его в качестве эвакуовыхода);
 - 7 – Перегородка фургона высотой 1200мм;
 - 8 – Верстак (2ТМБ) с тисками Т-160;
 - 9 – Ящик для инструмента 800х600х500мм;
 - 10 – Окно задвижное 2 шт;
 - 11 – Шкаф для шанцевого инструмента (лопаты, ломы и пр.) 400х600х1900мм;
 - 12 – Держатель запасного колеса на лебедке устройство зу-01/пр-1240;
 - 13 – Полупорастворчатая дверь с устройством фиксирующим её в открытом положении, с Т-образным замком (ZF-форд);
 - 14 – Выдвижная лестница с рифленой ступенькой;
 - 15 – Огнетушители на кронштейнах;
 - 16 – Стеллаж для крепления переносной эл. станции 6 кВт и сварочного аппарата;
 - 17 – Выдвижная лестница с рифленой ступенькой;
 - 18 – Дверь боковая с Т-образным замком (ZF-форд);
 - 19 – Аптечка;
 - 20 – Шкаф для хранения электроинструмента 700х600х1900мм;
 - 21 – Отсек для хранения средств защиты 600х500х500мм;
 - 22 – Отсек для газового баллона 500х500х1000мм;
- Двери должны быть оборудованы сигнализацией открытого состояния дверей.
- На раме автомобиля под фургоном располагается деревянная лестница для выполнения монтажных работ.

23. Эксплуатация зданий и сооружений

Техническая политика в эксплуатации производственных зданий и сооружений должна в себя включать:

- Эксплуатацию производственных зданий и сооружений в соответствии с положениями и указаниями Типовой инструкции, ПТЭ;
 - Организацию надзора за эксплуатацией производственных зданий и сооружений на филиалах ОАО «МОЭСК» в соответствии указаниям Типовой инструкции;
 - Надзор за своевременным выполнением планов комплексных технических обследований и ремонтов зданий и сооружений;
 - Использование новых технологий и современных материалов при ремонте строительных конструкций.
- Предлагается разработать типовые проекты устройства одно, двух, четырёхскатных крыш для существующих зданий подстанций распределительных сетей, с кровлей из профнастила и металлочерепицы. Срок их службы 20-30 лет. Если по проекту на здании должна быть мягкая кровля, то предлагается использовать современные рулонные синтетические мембранные материалы. Мембрана может приклеиваться к стяжке кровли, может крепиться комплексным методом, а может быть свободно лежащей, пригруженной балластом. Срок службы кровли из ПВХ мембраны 40 лет.
- При строительстве новых, реконструкции и ремонте старых зданий, если допускается проектом, можно использовать в качестве кровельного материала керамическую черепицу срок службы которой более 100 лет.
- Новые здания подстанций со сроком эксплуатации более 30 лет предлагается строить из кирпича, долговечного и не меняющего с течением времени свой внешний вид, строительного материала.



Полы в зданиях и сооружениях должны отвечать ряду обязательных требований, как прочность, сопротивление износу, сухость, теплота и внешняя эстетичность.

В служебных и производственных помещениях, в зависимости от функционального назначения, предлагается использовать хорошо зарекомендовавшие себя напольные покрытия, как коммерческий линолеум, ламинат, керамическая плитка, плитка из керамогранита, а также новое покрытие – наливные полы на основе полиуретана или эпоксидных смол. Самыми прочными и износостойкими являются полиуретановые полы.

Наливные полы обладают свойствами, соответствующими современным требованиям, предъявляемым к промышленным полам:

- незначительная истираемость;
- беспыльность;
- химическая стойкость;
- высокая скорость проведения работ, полы могут укладываться при плюсовых и отрицательных температурах;
- легко обновляются и ремонтируются при износе;
- широкий спектр фактур – от зеркальных поверхностей до шероховатых;
- покрытие может выдерживать значительные нагрузки или быть рассчитано на пешеходные нагрузки.

Основанием для наливного пола может служить бетонный пол из бетона марки 200-300, пол из кислотоупорной и керамической плитки, на поверхности не должно быть трещин и сколов, влажность основания не более 4-5 %.

При ремонте фасадов административных зданий, кроме традиционного использования фасадных красок, предлагается использовать технологию – вентилируемые фасады, эти работы проводить только после комплексного обследования технического состояния строительных конструкций зданий и сооружений специализированной организацией.

Для своевременного выявления неисправностей в строительных конструкциях зданий КРУ, ЗРУ, ЗТП фасады допускается ремонтировать без укрытия стен каркасными фасадными материалами.

Предлагается при строительстве новых и реконструкции старых открытых распределительных устройств на подстанциях, территорию, прилегающую к действующему оборудованию покрывать тротуарными плитками или асфальтом с устройством системы водоотвода. Такое покрытие будет препятствовать росту травы и обводнению территории атмосферными осадками.

Для создания благоприятных условий эксплуатации зданий и сооружений необходимо контролировать, чтобы при строительстве новых и реконструкции старых зданий планировка и благоустройство территории, системы водоотвода атмосферных осадков и грунтовых вод были выполнены по проекту и в дальнейшем поддерживались в исправном состоянии в соответствии требованиям типовой инструкции.