

2. Организация эксплуатации электрических сетей

2.1. Состав и назначение района электрических сетей

Район электрических сетей (РЭС) — базовое производственное подразделение электросетевой организации, осуществляющее техническую эксплуатацию, оперативное управление и обслуживание электрических сетей на закрепленной территории. Понимание структуры, функций и границ ответственности РЭС — отправная точка эффективного руководства.

2.1.1. Назначение и задачи РЭС

Основное назначение района электрических сетей — обеспечение надежного, бесперебойного и качественного электроснабжения потребителей в зоне обслуживания при соблюдении требований безопасности и экономической эффективности.

Ключевые задачи РЭС:

1. **Оперативно-технологическое управление электрическими сетями** — управление режимами работы оборудования, выполнение переключений, поддержание параметров электроэнергии в допустимых пределах, оперативное реагирование на нарушения нормального режима.
2. **Техническое обслуживание и ремонт** электросетевого оборудования — проведение планово-предупредительных ремонтов, технических осмотров, испытаний и измерений, устранение дефектов и неисправностей, модернизация оборудования.
3. **Контроль технического состояния** электроустановок — мониторинг параметров работы оборудования, диагностика, выявление дефектов, анализ тенденций изменения технического состояния, прогнозирование отказов.
4. **Обеспечение безопасности** при эксплуатации электроустановок — соблюдение правил охраны труда и электробезопасности, организация безопасного производства работ, предотвращение несчастных случаев и профессиональных заболеваний.
5. **Учет и контроль электроэнергии** — обслуживание приборов учета, контроль точности учета, выявление безучетного потребления и потерь электроэнергии.
6. **Взаимодействие с потребителями** — технологическое присоединение новых потребителей, рассмотрение заявок на временное отключение, реагирование на обращения по качеству электроснабжения.
7. **Подготовка и развитие персонала** — обучение, инструктажи, проверка знаний, повышение квалификации работников РЭС.
8. **Документирование** деятельности — ведение эксплуатационной документации, журналов, актов, отчетности по техническому состоянию и аварийности.

2.1.2. Типовая структура РЭС

Организационная структура РЭС зависит от масштаба обслуживаемой территории, количества и мощности электроустановок, численности персонала. Типовая структура среднего РЭС включает следующие категории персонала:

Административно-технический персонал:

- **Начальник РЭС** — руководитель подразделения, отвечает за все направления деятельности района.
- **Заместитель начальника РЭС** (по эксплуатации, по оперативной работе) — распределяют функции управления, замещают начальника.
- **Инженер по эксплуатации** — организует техническое обслуживание, ремонт, ведет техническую документацию.
- **Инженер по охране труда** (в крупных РЭС) или совмещение этих функций одним из специалистов — контролирует соблюдение требований охраны труда.

Оперативный персонал:

- **Дежурный электромонтер подстанции** — осуществляет оперативное обслуживание подстанций, выполняет переключения, контролирует режим работы оборудования, ведет оперативную документацию.
- **Дежурный диспетчер РЭС** (если РЭС имеет собственную диспетчерскую службу) — координирует действия персонала, управляет режимом сети, принимает решения при нарушениях.

Оперативно-ремонтный персонал:

- **Электромонтер по эксплуатации распределительных сетей** — совмещает функции оперативного обслуживания сетей 0,4–10 кВ и выполнения ремонтных работ (наиболее распространенная категория в сельских и малых городских РЭС).

Ремонтный персонал:

- **Электромонтер по ремонту воздушных линий электропередачи** — выполняет ремонт воздушных линий, замену опор, проводов, изоляторов.
- **Электромонтер по ремонту оборудования подстанций** — осуществляет ремонт трансформаторов, коммутационных аппаратов, РЗА.
- **Электромонтер по испытаниям и измерениям** — проводит испытания оборудования, измерения параметров сети, проверку средств защиты.
- **Электрогазосварщик** — выполняет сварочные работы при ремонте оборудования.
- **Водитель** (машинист автовышки, крана) — обеспечивает транспортировку персонала и материалов, подъем на высоту.

Вспомогательный персонал:

- **Кладовщик** — ведет учет материалов, инструментов, запасных частей.
- **Уборщик производственных помещений** — обеспечивает санитарное содержание подстанций и помещений.

В небольших РЭС функции могут совмещаться одним работником (например, инженер по эксплуатации является заместителем начальника и специалистом по охране труда).

2.1.3. Состав оборудования и сооружений РЭС

Воздушные линии электропередачи (ВЛ) — основная часть распределительных сетей. РЭС обслуживает ВЛ различных классов напряжения:

- **ВЛ 110 кВ** (в крупных РЭС) — магистральные линии, питающие центры питания (ЦП) или крупные подстанции.
- **ВЛ 35 кВ** — распределительные линии, связывающие подстанции 110/35/6(10) кВ с трансформаторными подстанциями 35/6(10) кВ.
- **ВЛ 6–10 кВ** — основная сеть среднего напряжения, питающая трансформаторные подстанции 6(10)/0,4 кВ.
- **ВЛ 0,4 кВ** — сеть низкого напряжения, непосредственно питающая потребителей.

Кабельные линии электропередачи (КЛ) — применяются в городской застройке, на промышленных объектах, при пересечении водных преград. Обслуживаются КЛ 6–10 кВ, реже 35 и 110 кВ.

Трансформаторные подстанции:

- **Подстанции 110/35/6(10) кВ** — понижающие подстанции, обеспечивающие распределение электроэнергии по сетям среднего напряжения. Состав оборудования: силовые трансформаторы, распределительные устройства (открытого или закрытого типа), системы РЗА, учета, связи.
- **Подстанции 35/6(10) кВ** — промежуточное звено в сетях с напряжением 35 кВ.
- **Трансформаторные подстанции (ТП) 6(10)/0,4 кВ** — конечные точки распределения, питающие потребителей низкого напряжения. Типы ТП: комплектные трансформаторные подстанции (КТП), мачтовые трансформаторные подстанции (МТП), киосковые и столбовые подстанции.

Распределительные пункты (РП) — устройства для распределения электроэнергии между отходящими линиями без трансформации напряжения. Применяются в сетях 6–10 кВ для деления магистральных линий на участки.

Коммутационные аппараты:

- Выключатели (масляные, вакуумные, элегазовые) — обеспечивают отключение токов нагрузки и коротких замыканий.
- Разъединители — производят видимый разрыв цепи для безопасности персонала при ремонте.
- Отделители, короткозамыкатели — применяются на ВЛ 6–10 кВ для автоматического выделения поврежденного участка.
- Предохранители — защитные аппараты для отключения перегрузок и КЗ в сетях 6–10 кВ и 0,4 кВ.

Устройства релейной защиты и автоматики (РЗА):

- Защиты линий и трансформаторов (дифференциальная, токовая отсечка, максимальная токовая защита, земляная защита).
- Автоматика повторного включения (АПВ).
- Автоматика ввода резерва (АВР).
- Устройства телемеханики и диспетчерской связи.

Системы учета электроэнергии — приборы коммерческого и технического учета на границах балансовой принадлежности, на линиях и трансформаторах.

Вспомогательное оборудование:

- Аккумуляторные батареи и зарядные устройства (для оперативного тока).
- Системы освещения, отопления, вентиляции подстанций.
- Системы пожаротушения и сигнализации.

2.1.4. Территориальные и функциональные границы ответственности

Территориальная зона обслуживания РЭС определяется приказом по сетевой организации и закрепляется в Положении о РЭС. Границы проводятся с учетом:

- Географии (административные районы, населенные пункты).
- Конфигурации сети (центры питания, направления линий).
- Численности и квалификации персонала.

Граница балансовой принадлежности — точка раздела имущественной ответственности между сетевой организацией и потребителем. Как правило, проходит по вводному коммутационному аппарату на стороне потребителя или по согласованию в акте разграничения. До границы балансовой принадлежности оборудование обслуживается РЭС.

Граница эксплуатационной ответственности — линия раздела ответственности за техническое состояние и эксплуатацию между сетевой организацией и потребителем. Может не совпадать с границей балансовой принадлежности (например, имущество потребителя, но обслуживается сетевой компанией по договору).

Функциональные границы ответственности РЭС:

- **По классам напряжения:** РЭС, как правило, обслуживает сети 0,4–10 кВ, иногда 35 и 110 кВ (в зависимости от структуры организации).
- **По видам работ:** РЭС выполняет эксплуатацию, техническое обслуживание, текущий ремонт. Капитальный ремонт и реконструкция могут выполняться централизованными ремонтными или строительными подразделениями.
- **По диспетчерскому управлению:** оперативное управление сетями 110 кВ и выше, как правило, осуществляется региональным диспетчерским управлением (РДУ) или центральным диспетчерским управлением (ЦДУ), сети 35 кВ и ниже — диспетчером распределительной сети (ДРС) или диспетчером РЭС.

Практический совет: обеспечьте четкое документирование границ ответственности. На каждом объекте должны быть схемы с обозначением границ балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности. Это исключает споры при авариях и определяет, кто несет расходы на восстановление.

2.1.5. Взаимодействие РЭС с другими подразделениями сетевой организации

РЭС не функционирует изолированно. Эффективная работа зависит от взаимодействия с множеством служб:

Производственно-технический отдел (ПТО) — планирует ремонты, формирует заявки на материалы и оборудование, разрабатывает мероприятия по повышению надежности, ведет техническую политику.

Служба релейной защиты и автоматики (РЗА) — проектирует, настраивает, обслуживает устройства РЗА, проводит релейные испытания и наладку.

Служба диспетчерского управления — координирует режим работы сети, выдает распоряжения на переключения, управляет режимом при авариях.

Служба измерений и испытаний (или лаборатория) — выполняет электрические испытания оборудования (изоляции, выключателей, трансформаторов), периодические проверки приборов учета.

Материально-техническое обеспечение (МТО) — снабжает РЭС материалами, запасными частями, инструментом, спецодеждой, средствами защиты.

Служба охраны труда — методически руководит работой по охране труда, проводит проверки, организует обучение.

Отдел кадров — оформляет прием и увольнение работников, ведет кадровое делопроизводство.

Юридическая служба — сопровождает договорную работу, представляет интересы в судах, консультирует по правовым вопросам.

Служба технологического присоединения — согласовывает условия присоединения новых потребителей, организует выполнение мероприятий по присоединению.

Начальник РЭС организует взаимодействие через служебные записки, заявки, совещания, электронный документооборот. Четкое регламентирование процедур взаимодействия (например, порядок заявки на материалы, согласование графиков ремонтов) минимизирует задержки и конфликты.

2.2. Организация технической эксплуатации распределительных сетей

Техническая эксплуатация — комплекс мероприятий по поддержанию работоспособности электросетевого оборудования, обеспечению его надежной и экономичной работы. Правильная организация эксплуатации — основа безаварийной работы РЭС.

2.2.1. Принципы технической эксплуатации

Принцип планово-предупредительной системы — все виды технического обслуживания и ремонта выполняются по заранее разработанным графикам на основе нормативных сроков службы и периодичности работ. Это позволяет предупредить отказы оборудования, а не реагировать на них постфактум.

Принцип дифференциации объема работ — в зависимости от технического состояния, условий эксплуатации, важности оборудования объем и периодичность обслуживания корректируются. Ответственное оборудование (питающие центры, магистральные линии) обслуживается чаще и тщательнее.

Принцип ответственности за техническое состояние — за каждую электроустановку закрепляется ответственный работник (дежурный, мастер участка), который обязан знать ее состояние, своевременно выявлять дефекты и докладывать руководству.

Принцип непрерывности контроля — техническое состояние контролируется постоянно: оперативным персоналом в процессе дежурства, ремонтным персоналом при осмотрах и ремонтах, автоматизированными системами мониторинга.

Принцип документирования — все выполненные работы, выявленные дефекты, изменения в схемах фиксируются в эксплуатационной документации. Это обеспечивает преемственность информации, возможность анализа и планирования.

2.2.2. Виды технического обслуживания и ремонта

Правила технической эксплуатации (приказ № 1070) устанавливают следующую систему технического обслуживания и ремонта:

Техническое обслуживание (ТО) — комплекс операций по поддержанию работоспособности оборудования в процессе эксплуатации. Включает:

- **Осмотры** — визуальный контроль состояния оборудования, выявление внешних дефектов, течи масла, состояния изоляторов, контактных соединений. Периодичность зависит от типа оборудования и условий (например, ВЛ 6–10 кВ — не реже 1 раза в год, подстанции — ежемесячно).
- **Проверки** — контроль параметров работы оборудования (напряжения, токов, температуры), проверка работоспособности защит и автоматики.
- **Профилактические работы** — чистка, смазка, подтяжка контактов, дозаправка масла, мелкий ремонт без вывода оборудования из работы.

Текущий ремонт (ТР) — плановый ремонт с частичной разборкой оборудования, заменой изношенных деталей, устранением выявленных дефектов. Выполняется, как правило, ежегодно или с периодичностью 2–3 года в зависимости от типа оборудования.

Средний ремонт (СР) — ремонт с заменой или восстановлением основных узлов оборудования. Периодичность 5–8 лет (для трансформаторов, выключателей).

Капитальный ремонт (КР) — полное восстановление или замена оборудования с целью восстановления ресурса. Периодичность 10–20 лет в зависимости от типа оборудования.

Аварийно-восстановительный ремонт — внеплановый ремонт, выполняемый при отказе оборудования для восстановления электроснабжения.

В распределительных сетях наиболее распространены ТО и ТР. Средний и капитальный ремонт подстанционного оборудования часто выполняются специализированными подразделениями или подрядными организациями.

2.2.3. Организация планово-предупредительного ремонта (ППР)

Планово-предупредительный ремонт — система организации и проведения ремонтов в заранее установленные сроки с целью предупреждения преждевременного износа и аварийных отказов.

Этапы организации ППР:

1. **Разработка нормативов** — установление межремонтных периодов, трудоемкости, перечня работ для каждого типа оборудования на основе Правил технической эксплуатации, рекомендаций заводов-изготовителей, опыта эксплуатации.
2. **Составление годового графика ППР** — на основе нормативов формируется график проведения ремонтов всего оборудования РЭС на предстоящий год. График утверждается главным инженером сетевой организации.

Пример структуры графика:

- Перечень оборудования (линии, трансформаторы, выключатели).
 - Вид ремонта (ТО, ТР, СР, КР).
 - Срок проведения (месяц, декада).
 - Продолжительность ремонта (количество дней).
 - Ответственный исполнитель (бригада, подразделение).
3. **Разработка месячных и декадных графиков** — детализация годового плана с указанием конкретных дат, состава бригады, необходимых материалов и механизмов.
 4. **Подготовка к ремонту** — оформление наряда-допуска, подготовка рабочего места (отключения, заземления), доставка материалов и инструмента, инструктаж персонала.
 5. **Выполнение ремонта** — проведение работ в соответствии с технологическими картами и инструкциями под руководством производителя работ.
 6. **Приемка оборудования из ремонта** — проведение испытаний (измерение сопротивления изоляции, проверка работы механизмов, испытание РЗА), оформление акта приемки, внесение записи в паспорт оборудования и журнал ремонтов.

Особенности планирования ППР в РЭС:

- **Сезонность:** объем ремонтов воздушных линий планируется на летний период (благоприятные погодные условия), ремонт оборудования подстанций — на периоды минимальной нагрузки (весна, осень).
- **Координация с диспетчерским графиком:** вывод в ремонт линий и оборудования согласуется с диспетчерской службой для обеспечения режима сети и электроснабжения потребителей.
- **Резервирование:** при планировании учитывается возможность резервирования нагрузки с отключаемого оборудования на другие линии или трансформаторы.

Практический совет: формируйте график ППР в электронном виде с возможностью оперативной корректировки. Учитывайте факторы риска (прогноз погоды, отпуска ключевых работников, поставки материалов). Вносите корректировки при изменении обстановки, но с обязательным согласованием и документированием.

2.2.4. Техническое обслуживание воздушных линий электропередачи

Воздушные линии составляют основную протяженность сетей РЭС (десятки и сотни километров), поэтому организация их обслуживания критически важна.

Виды работ по техническому обслуживанию ВЛ:

1. Осмотры:

- **Плановые осмотры** — проводятся по графику с периодичностью не реже 1 раза в год (для ВЛ 6–10 кВ). Осуществляется обход или объезд трассы с визуальным контролем состояния опор, проводов, изоляторов, арматуры, просек. Выявляются: наклон опор, повреждения проводов, разрушение изоляторов, зарастание просек, посторонние предметы на проводах.
- **Внеочередные осмотры** — после стихийных бедствий (ураган, ледяной дождь, грозовая активность), при получении сигналов от населения о повреждениях.
- **Верховые осмотры** — осмотр с подъемом на опору для детального контроля состояния арматуры, контактных соединений, крепления проводов. Проводятся выборочно на участках с неудовлетворительным техническим состоянием или при подготовке к ремонту.

2. Расчистка трассы — вырубка деревьев и кустарников, угрожающих падением на провода или сокращающих габариты приближения (допустимые расстояния от провода до веток). Проводится не реже 1 раза в 3 года, в охранной зоне ВЛ — по мере необходимости.

3. Ремонтные работы:

- Замена дефектных изоляторов.
- Подтяжка и замена бандажей на проводах.
- Замена дефектной арматуры (крюков, траверс, штырей).
- Восстановление просевших проводов (регулировка стрел провеса).
- Выправка наклонившихся опор.
- Замена опор при критическом износе.

4. Измерения и испытания:

- Измерение сопротивления заземляющих устройств опор с грозозащитным тросом — не реже 1 раза в 6 лет (для ВЛ 110 кВ — ежегодно).
- Проверка фазировки при строительстве или реконструкции.
- Тепловизионное обследование контактных соединений (проводится избирательно при подозрении на дефект).

Организация работ на ВЛ:

- **Бригадный метод:** работы выполняются бригадами электромонтеров по ремонту ВЛ под руководством производителя работ (бригадира).
- **Наряд-допуск:** работы на ВЛ напряжением выше 1000 В выполняются по наряду. Линия отключается, заземляется с двух сторон участка работ, вывешиваются запрещающие плакаты.
- **Работы под напряжением:** в отдельных случаях (замена изоляторов, ремонт арматуры) могут выполняться работы без снятия напряжения с применением изолирующих средств защиты. Требуется специальное обучение персонала и разрешение технического руководителя.

Документирование: результаты осмотров заносятся в **журнал осмотра ВЛ**, выявленные дефекты — в **журнал дефектов и неполадок**. Начальник РЭС организует анализ дефектности и принятие мер по устранению.

2.2.5. Техническое обслуживание подстанций

Подстанции — узлы сети, обеспечивающие трансформацию и распределение электроэнергии. Их техническое состояние определяет надежность электроснабжения.

Виды работ по обслуживанию подстанций:

1. Осмотры оборудования:

- **Ежедневные осмотры** (при наличии дежурного персонала) — контроль показаний приборов, отсутствия посторонних звуков, запахов, визуальный осмотр оборудования.
- **Периодические осмотры** (при отсутствии постоянного дежурства) — не реже 1 раза в месяц для подстанций 35 кВ и выше, не реже 1 раза в квартал для ТП 6(10)/0,4 кВ. Проверяется состояние трансформаторов (уровень масла, отсутствие течи, показания термометров), коммутационной аппаратуры, шинных конструкций, изоляторов, заземлений, РЗА, устройств связи.

2. Техническое обслуживание оборудования:

- Трансформаторы: отбор проб масла для анализа (1 раз в 3–6 лет в зависимости от мощности), доливка или замена масла, чистка охлаждающих элементов, проверка работы газовой защиты.
- Выключатели: контроль привода, смазка механизмов, проверка синхронности работы контактов, измерение времени срабатывания.
- Разъединители: проверка состояния контактов, смазка шарниров, проверка дугогасительных камер (для разъединителей с ДГК).
- Изоляторы: очистка от загрязнений, замена треснувших.

3. Испытания:

- Измерение сопротивления изоляции оборудования (проводится перед вводом из ремонта, при межремонтных испытаниях).
- Испытание повышенным напряжением (для кабельных линий, вводов трансформаторов).
- Проверка срабатывания защит и автоматики.
- Проверка работы приборов учета.

4. Ремонтные работы:

- Замена уплотнений, прокладок.
- Ремонт приводов выключателей.
- Замена вводов трансформаторов.
- Окраска оборудования и конструкций.

Организация обслуживания подстанций:

- **Подстанции с постоянным дежурством:** дежурный электромонтер несет круглосуточную вахту, осуществляет оперативные переключения, контроль режима, ведет оперативный журнал. Техническое обслуживание и ремонт выполняются ремонтным персоналом.
- **Подстанции без постоянного дежурства** (автоматизированные ТП): обслуживаются выездными бригадами по графику осмотров. Оперативное управление осуществляется дистанционно диспетчером или ответственным оперативно-ремонтным персоналом.

Документирование: на каждой подстанции ведутся:

- **Журнал учета работ, выполняемых по нарядам и распоряжениям** — регистрация всех работ в электроустановке.
- **Журнал дефектов и неполадок** — фиксация выявленных дефектов, сроков и результатов устранения.

- **Журнал релейной защиты и автоматики** — учет срабатываний защит, работ по проверке и настройке РЗА.
- **Оперативный журнал** (на подстанциях с дежурным персоналом) — хронология событий, переключений, распоряжений.

2.2.6. Техническое обслуживание кабельных линий

Кабельные линии требуют специфического подхода к эксплуатации ввиду скрытой прокладки и высокой стоимости ремонта.

Виды работ по обслуживанию КЛ:

1. **Осмотры трассы** — проверка состояния кабельных колодцев, отсутствия несанкционированных земляных работ в охранной зоне, наличия и состояния указательных знаков. Периодичность — не реже 2 раз в год.
2. **Контроль нагрузки** — кабели чувствительны к перегрузкам, поэтому контролируется соблюдение допустимой токовой нагрузки. При систематических перегрузках планируется замена кабеля или разгрузка линии.
3. **Измерение сопротивления изоляции** — проводится не реже 1 раза в 3 года для кабелей 6–10 кВ, ежегодно — для кабелей 35 кВ и выше. Снижение сопротивления изоляции — признак старения, увлажнения изоляции, предвестник пробоя.
4. **Испытания повышенным напряжением** — проверка электрической прочности изоляции кабеля. Проводятся после монтажа, после ремонта, а также при межремонтных испытаниях (периодичность устанавливается локальным актом организации, обычно 1 раз в 3–6 лет).
5. **Ревизия концевых муфт** — проверка герметичности, состояния изоляции, контактных соединений. Выполняется при текущем ремонте.
6. **Определение места повреждения** — при пробое кабеля применяются методы импульсной и акустической локализации для точного определения места дефекта перед раскопкой.

Особенности эксплуатации: кабельные линии, как правило, обслуживаются специализированными бригадами (электромонтеры по ремонту КЛ, кабельщики), оснащенными специальным оборудованием (кабелеискатели, приборы диагностики, испытательные установки).

Практический совет: ведите паспорта кабельных линий с указанием трассы, глубины залегания, типа кабеля, даты прокладки, результатов испытаний. Это ускорит поиск повреждений и планирование замены.

2.3. Режимы работы сетей и оборудования

Режим работы электрической сети — совокупность условий, характеризующихся значениями напряжений, токов, мощностей, частоты в узлах и элементах сети.

Управление режимом — ключевая задача оперативно-технологического управления РЭС.

2.3.1. Нормальный режим работы

Нормальный режим — режим, при котором обеспечивается электроснабжение всех потребителей в соответствии с договорными обязательствами, параметры электроэнергии

(напряжение, частота) находятся в допустимых пределах, оборудование работает в номинальных условиях.

Признаки нормального режима:

- Все потребители обеспечены электроэнергией.
- Напряжение на шинах подстанций и у потребителей соответствует нормально допустимым отклонениям: $\pm 5\%$ от номинального (ГОСТ 32144-2013).
- Частота $50 \text{ Гц} \pm 0,2 \text{ Гц}$ (нормально допустимое отклонение).
- Токи в линиях и трансформаторах не превышают длительно допустимые значения.
- Все коммутационные аппараты, устройства РЗА находятся в работоспособном состоянии.

Задачи оперативного персонала в нормальном режиме:

- Контроль параметров режима (напряжений, токов, мощностей).
- Регулирование напряжения переключением ответвлений трансформаторов (РПН или ПБВ).
- Оптимизация конфигурации сети (включение/отключение секционных выключателей, перевод нагрузки).
- Ведение оперативной документации.

2.3.2. Послеаварийный и ремонтный режимы

Послеаварийный режим — режим, возникающий после аварийного отключения части оборудования, при котором сеть продолжает работу с измененной конфигурацией (например, после отключения одной из двух питающих линий нагрузка переведена на резервную). Характеризуется:

- Возможной перегрузкой оставшегося в работе оборудования.
- Снижением уровня напряжения у потребителей.
- Уменьшением устойчивости режима.

Задачи: восстановить электроснабжение отключенных потребителей от резервных источников, принять меры по нормализации режима (разгрузка перегруженного оборудования, регулирование напряжения), подготовить вывод поврежденного оборудования в ремонт.

Ремонтный режим — режим, при котором часть оборудования выведена в плановый ремонт. Отличается от послеаварийного тем, что вывод заранее запланирован, приняты меры по обеспечению электроснабжения на период ремонта.

Требования к ремонтному режиму:

- Заблаговременное согласование с диспетчерской службой.
- Оценка допустимости режима (перегрузок, отклонений напряжения).
- Информирование потребителей о возможных ограничениях.

2.3.3. Аварийный режим

Аварийный режим — режим, возникающий при внезапном нарушении нормального функционирования оборудования (короткое замыкание, обрыв провода, пожар на

подстанции), сопровождающийся отключением потребителей или опасностью для персонала и оборудования.

Типы аварийных режимов:

- **Короткое замыкание (КЗ)** — наиболее распространенный вид аварии. Возникает при нарушении изоляции, падении деревьев на провода, набросах посторонних предметов. Сопровождается резким увеличением токов, снижением напряжения, срабатыванием защит.
- **Обрыв провода** — приводит к отключению участка сети, возможны несимметричные режимы на оставшихся фазах.
- **Перегрузка оборудования** — может возникнуть при неправильном распределении нагрузки, отказе резервного оборудования. Ведет к перегреву и ускоренному старению изоляции.

Действия персонала при аварии:

- Локализация аварии (отключение поврежденного участка защитами или оперативным персоналом).
- Восстановление электроснабжения неповрежденной части сети и потребителей.
- Обеспечение безопасности персонала и населения (при обрыве провода — установка ограждения, оповещение населения).
- Информирование вышестоящего руководства и диспетчерской службы.
- Организация ремонта поврежденного оборудования.

2.3.4. Регулирование напряжения

Поддержание напряжения у потребителей в допустимых пределах — важнейшая задача управления режимом сети. Отклонения напряжения приводят к ухудшению качества работы электроприемников, снижению срока службы оборудования, потерям электроэнергии.

Средства регулирования напряжения:

1. **Переключение ответвлений обмоток трансформаторов:**
 - **ПБВ (переключение без возбуждения)** — переключение выполняется при отключенном трансформаторе. Применяется для сезонного регулирования (весна — снижение нагрузки, повышенное напряжение; зима — максимум нагрузки, пониженное напряжение).
 - **РПН (регулирование под нагрузкой)** — переключение производится без отключения трансформатора, позволяет оперативно изменять напряжение в течение суток. Применяется на подстанциях 35 кВ и выше.
2. **Изменение конфигурации сети** — перевод нагрузки с одной линии на другую, изменение точек питания позволяют перераспределить потоки мощности и выровнять напряжение.
3. **Установка компенсирующих устройств** — конденсаторные батареи (для компенсации реактивной мощности и повышения напряжения), реакторы (для снижения напряжения при малых нагрузках). Применяются на подстанциях с большой протяженностью линий или значительными колебаниями нагрузки.

Практический пример: в сельской сети 10 кВ протяженностью 15 км в часы максимума нагрузки напряжение у потребителей падает до 0,90–0,92 от номинального (9,0–9,2 кВ при номинале 10 кВ), что ниже допустимого. Меры:

- Перевести РПН трансформатора на подстанции на ответвление +5 % (повышение вторичного напряжения до 10,5 кВ).
- Установить конденсаторную батарею мощностью 200–300 квар на середине линии для компенсации реактивной мощности и подъема напряжения.
- В перспективе рассмотреть строительство дополнительной линии для разгрузки.

2.3.5. Контроль потерь электроэнергии

Потери электроэнергии в сетях складываются из технических потерь (обусловленных физическими процессами передачи) и коммерческих потерь (хищения, погрешности учета).

Технические потери зависят от:

- Сопротивления проводов и кабелей (потери пропорциональны квадрату тока и сопротивлению).
- Потерь в трансформаторах (потери холостого хода и нагрузочные потери).
- Потерь в коммутационных аппаратах.

Мероприятия по снижению технических потерь:

- Оптимизация режима (отключение холостого хода трансформаторов при малой нагрузке, выбор рациональной конфигурации сети).
- Замена перегруженных и протяженных линий на сечения большего диаметра.
- Компенсация реактивной мощности (установка конденсаторных батарей снижает ток и, соответственно, потери).
- Балансирование нагрузки по фазам в сетях 0,4 кВ.

Коммерческие потери выявляются путем:

- Сопоставления отпуска электроэнергии с объемом оплаченного потребления.
- Рейдов по выявлению безучетного потребления (несанкционированные подключения, повреждения приборов учета).
- Анализа показаний приборов учета (выявление аномально низких показаний).

Начальник РЭС организует контроль потерь, анализирует их структуру, разрабатывает мероприятия по снижению. Результаты докладываются руководству и учитываются при оценке эффективности работы района.

2.4. Планирование технического обслуживания и ремонта

Планирование — основа системы ППР. Качественное планирование обеспечивает равномерную загрузку персонала, своевременное выполнение работ, минимизацию отключений потребителей.

2.4.1. Исходные данные для планирования

Нормативная база:

- Правила технической эксплуатации (межремонтные сроки).
- Рекомендации заводов-изготовителей (руководства по эксплуатации).
- Стандарты организации (локальные нормативы ППР).

Техническая информация:

- Перечень оборудования с указанием года ввода, типа, технических характеристик (формируется на основе инвентаризации).
- История ремонтов (даты последних ремонтов, выявленные дефекты, замененные узлы).
- Данные диагностики (результаты измерений, тепловизионного обследования, анализа масла).

Ресурсные ограничения:

- Численность и квалификация персонала.
- Наличие материалов, запасных частей.
- Доступность механизмов (автовышки, краны).
- Бюджет на ремонтную программу.

2.4.2. Формирование годового плана ремонтов

Этапы разработки:

1. **Формирование предварительного перечня работ** — на основе нормативных сроков определяется оборудование, подлежащее ремонту в планируемом году.
2. **Приоритизация** — работы ранжируются по значимости:
 - Критичное оборудование (питающие линии, трансформаторы ЦП) — первый приоритет.
 - Оборудование с выявленными дефектами — второй приоритет.
 - Плановые ремонты оборудования в удовлетворительном состоянии — третий приоритет.
3. **Распределение по срокам** — с учетом сезонности, режима работы сети, возможности резервирования. Например:
 - Ремонт ВЛ — апрель–сентябрь (летний период).
 - Ремонт трансформаторов на подстанциях с двумя трансформаторами — апрель–май, сентябрь–октябрь (периоды минимальной нагрузки).
 - Подготовка к осенне-зимнему максимуму нагрузки — завершение всех ремонтов до ноября.
4. **Расчет трудозатрат и потребности в ресурсах** — определяется необходимое количество человеко-часов, материалов, механизмов для каждого вида работ.
5. **Балансировка плана** — если потребности превышают возможности, производится корректировка (перенос части работ на следующий год, привлечение подрядных организаций, перераспределение ресурсов).
6. **Согласование и утверждение** — проект плана согласовывается с производственно-техническим отделом, службой МТО, диспетчерской службой, утверждается главным инженером или техническим директором.

Структура годового плана (типовая форма):

№	Наименование объекта	Вид ремонта	Объем работ	Срок выполнения	Ответственный	Примечание
1	ВЛ-10 кВ «Заречье»	ТР	Замена 15 опор, 50 изоляторов	Май–июнь	Бригада ВЛ	Согласовано с ДРС
2	Т-1 ПС «Центральная»	СР	Ревизия РПН, замена масла	Апрель	Подрядная орг.	Требуется отключение

2.4.3. Оперативное планирование (месячное, декадное)

Годовой план детализируется в месячных и декадных графиках:

Месячный график включает:

- Перечень конкретных работ на месяц.
- Даты начала и окончания.
- Состав бригад.
- Перечень необходимых материалов и механизмов (с подтверждением наличия).

Декадный график (на 10 дней) формируется в начале декады и содержит:

- Ежедневное распределение работ.
- Конкретные объекты и виды работ.
- Ответственных исполнителей.
- Номера нарядов-допусков.

Практический совет: проводите еженедельные планерки с участием производителей работ для корректировки текущих планов, обсуждения проблем (задержки поставок материалов, неблагоприятная погода, изменения в режиме сети). Фиксируйте решения в протоколе.

2.4.4. Контроль выполнения планов ремонтов

Планирование бесполезно без контроля исполнения. Начальник РЭС организует систему контроля:

Ежедневный контроль — анализ выполненных работ по докладам производителей работ, записям в журналах.

Еженедельный контроль — сверка выполнения с декадным графиком, выявление отставаний, принятие корректирующих мер.

Ежемесячный контроль — подведение итогов месяца, оформление отчета о выполнении месячного плана, анализ причин невыполнения (если есть).

Показатели выполнения плана ремонтов:

- Процент выполнения плана по объему работ.
- Соблюдение сроков.
- Качество выполненных работ (отсутствие повторных отказов после ремонта).

Причины невыполнения планов:

- Дефицит материалов и запчастей.
- Нехватка квалифицированного персонала.
- Аварийные ситуации, отвлекающие ресурсы.
- Погодные условия (для работ на ВЛ).
- Изменения в режиме сети, не позволяющие вывести оборудование.

При систематическом невыполнении план корректируется с обоснованием причин и утверждением у вышестоящего руководства.

2.5. Контроль технического состояния, дефектов и ограничений в сети

Своевременное выявление дефектов и контроль технического состояния позволяют предотвратить аварии и оптимизировать затраты на ремонт.

2.5.1. Системы и методы контроля технического состояния

Визуальный контроль — основной метод, доступный любому работнику. Включает осмотры оборудования с выявлением внешних признаков дефектов: трещин изоляторов, течи масла, коррозии металлоконструкций, изменения цвета изоляции.

Инструментальный контроль:

- **Измерения электрических параметров:** сопротивление изоляции (мегаомметром), сопротивление заземлений, токов утечки, тангенса угла диэлектрических потерь (для диагностики состояния изоляции трансформаторов и кабелей).
- **Тепловизионное обследование:** выявление мест перегрева контактных соединений, обмоток трансформаторов, токоведущих частей. Проводится специализированными бригадами с применением тепловизоров. Периодичность — 1 раз в год для ответственного оборудования.
- **Хроматографический анализ масла:** определение газов, растворенных в масле трансформаторов. Повышенное содержание ацетилена, этилена, водорода свидетельствует о наличии внутренних дефектов (частичные разряды, перегрев, пробой). Проводится в лаборатории, периодичность — 1 раз в 3–6 лет для трансформаторов мощностью выше 1 МВА.
- **Акустическая диагностика:** выявление частичных разрядов в изоляции по акустическим сигналам. Применяется для кабельных линий, трансформаторов.

Автоматизированные системы мониторинга:

- Системы АСКУЭ (автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии) — позволяют контролировать потребление, выявлять небаланс, анализировать нагрузки.
- Системы телемеханики — передают данные о состоянии коммутационных аппаратов, параметрах режима (напряжения, токи, мощности) на диспетчерский пункт в реальном времени.

- Системы мониторинга состояния оборудования — датчики температуры, вибрации, уровня масла передают информацию на сервер, система сигнализирует о превышении пороговых значений.

2.5.2. Ведение учета дефектов

Журнал дефектов и неполадок — основной документ учета выявленных дефектов. Ведется на каждой подстанции и в целом по РЭС.

Содержание записи в журнале:

- Дата и время выявления.
- Описание дефекта (наименование оборудования, характер неисправности).
- Кем выявлено (фамилия работника).
- Принятые меры (временные, постоянные).
- Срок устранения.
- Отметка об устранении (дата, кем выполнено, подпись).

Классификация дефектов:

- **Критические** — угрожают немедленным отказом оборудования или безопасности (трещина изолятора под напряжением, течь масла из бака трансформатора). Требуют немедленного вывода оборудования или принятия временных мер.
- **Значительные** — могут привести к отказу в ближайшее время (износ контактов выключателя, снижение сопротивления изоляции). Требуют планирования ремонта в кратчайшие сроки (недели–месяцы).
- **Незначительные** — не влияют на работоспособность в краткосрочной перспективе (коррозия конструкций, незначительные повреждения окраски). Устраняются при плановом ремонте.

Начальник РЭС организует ежемесячный анализ дефектов: количество, типы, причины возникновения, своевременность устранения. На основе анализа корректируются планы ремонтов, принимаются меры по предотвращению аналогичных дефектов.

2.5.3. Ограничения в сети и их учет

Ограничение — временное изменение режима работы оборудования (снижение нагрузки, отключение) в связи с техническим состоянием, не позволяющим эксплуатацию в номинальном режиме.

Причины введения ограничений:

- Дефекты оборудования, не позволяющие полную нагрузку (износ контактов, снижение охлаждающей способности трансформатора).
- Отсутствие резервного оборудования (при выводе одного трансформатора оставшийся работает с перегрузкой, вводится ограничение нагрузки).
- Аварийные ситуации (обрыв одной фазы ВЛ, работа на двух фазах с ограничением мощности).

Порядок введения ограничений:

1. Выявление необходимости ограничения (на основе диагностики, измерений, визуального осмотра).
2. Оформление документа (служебная записка начальника РЭС на имя главного инженера с обоснованием).
3. Согласование с диспетчерской службой (оценка влияния на режим сети).
4. Издание приказа (распоряжения) о введении ограничения с указанием срока и условий.
5. Внесение в оперативную документацию (журналы, схемы).
6. Контроль соблюдения ограничения оперативным персоналом.
7. Снятие ограничения после устранения причины (с оформлением документа).

Учет ограничений: ведется специальный журнал или раздел в журнале дефектов, где фиксируются действующие ограничения. При передаче смены дежурный персонал обязательно докладывает о наличии ограничений.

Практический совет: минимизируйте количество и длительность ограничений — они снижают надежность сети и создают риски перегрузок. Планируйте устранение причин ограничений в приоритетном порядке.

2.6. Надежность электроснабжения и показатели качества электроэнергии

Надежность и качество — ключевые показатели работы РЭС, определяющие удовлетворенность потребителей и эффективность эксплуатации.

2.6.1. Понятие надежности электроснабжения

Надежность электроснабжения — способность системы электроснабжения обеспечивать потребителей электроэнергией в необходимом количестве и требуемого качества.

Показатели надежности:

SAIDI (System Average Interruption Duration Index) — средняя продолжительность прерываний на одного потребителя в год (измеряется в минутах). Рассчитывается как отношение суммарной длительности перерывов всех потребителей к общему числу потребителей.

Формула: $SAIDI = \sum (N_i \times T_i) / N_{total}$, где N_i — количество отключенных потребителей при i -м перерыве, T_i — длительность i -го перерыва, N_{total} — общее количество потребителей.

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) — средняя частота прерываний на одного потребителя в год (количество раз). Показывает, сколько раз в среднем потребитель испытывал перерыв электроснабжения.

Формула: $SAIFI = \sum N_i / N_{total}$.

Целевые значения показателей надежности устанавливаются регулирующими органами (региональными энергетическими комиссиями) и могут различаться в зависимости от категории потребителей и региона. Типовые ориентиры для распределительных сетей в России:

- SAIDI: 200–400 минут/год (для городских сетей), 400–800 минут/год (для сельских сетей).
- SAIFI: 2–5 раз/год.

Факторы, влияющие на надежность:

- Техническое состояние оборудования (износ, своевременность ремонтов).
- Резервирование (наличие резервных линий, трансформаторов, возможность переключения нагрузки).
- Автоматизация (АВР, телемеханика, автоматическое определение места повреждения сокращают время восстановления).
- Квалификация персонала (быстрота и правильность действий при авариях).
- Внешние воздействия (грозы, ураганы, гололед).

2.6.2. Мероприятия по повышению надежности

Техническое перевооружение:

- Замена воздушных линий на кабельные в районах с интенсивной грозовой активностью или плотной застройкой.
- Установка секционирующих аппаратов с автоматикой (реклоузеров) на ВЛ 6–10 кВ для автоматического выделения поврежденного участка и сохранения питания остальной части линии.
- Установка систем АВР на подстанциях для автоматического переключения нагрузки при отказе основного источника.
- Применение самонесущих изолированных проводов (СИП) на ВЛ 0,4–10 кВ для снижения аварийности от схлестывания проводов, падения веток.

Организационные меры:

- Повышение квалификации персонала (тренировки по ликвидации аварий, обучение новым технологиям).
- Резервирование бригад и механизмов (наличие дежурной бригады для быстрого выезда на аварию).
- Заключение договоров с подрядными организациями для оперативного привлечения дополнительных сил при массовых авариях (ураганы, снегопады).

Совершенствование системы ППР:

- Переход от планово-предупредительного ремонта к ремонту по фактическому состоянию на основе диагностики (для ответственного оборудования).
- Применение предиктивной диагностики (прогнозирование отказов по трендам изменения параметров).

Практический пример: в РЭС ежегодно происходит 8–10 отключений ВЛ 10 кВ из-за падения деревьев. Меры:

- Организовать расчистку просек в полном объеме (привлечь лесхоз или подрядную организацию).
- Установить на линии 3 реклоузера, разделяющих линию на 4 участка — при повреждении одного участка остальные 3 продолжают работу, SAIFI снизится в 3–4 раза.

- Рассмотреть замену неизолированного провода на СИП на наиболее проблемных участках.

2.6.3. Качество электроэнергии

Качество электроэнергии — совокупность характеристик электроэнергии, определяющих ее пригодность для использования электроприемниками. Регламентируется ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

Основные показатели качества:

Отклонение напряжения — разность между фактическим и номинальным напряжением. Нормально допустимые значения: $\pm 5\%$ от номинального, предельно допустимые: $\pm 10\%$. Отклонения вызваны изменением нагрузки, потерями напряжения в сети.

Колебания напряжения — быстрые изменения напряжения, вызванные резкопеременной нагрузкой (сварочные аппараты, электродуговые печи). Приводят к миганию ламп, сбоям в работе электроники.

Несимметрия напряжений — неравенство напряжений по фазам в трехфазной сети. Возникает при неравномерном распределении однофазной нагрузки, обрывах нулевого провода. Вызывает перегрев электродвигателей, снижение срока их службы.

Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения (THD) — характеризует наличие высших гармоник. Источники: нелинейная нагрузка (преобразователи частоты, источники бесперебойного питания, светодиодные светильники). Высокие значения THD приводят к дополнительным потерям, перегреву оборудования, ложным срабатываниям защит.

Частота — должна поддерживаться на уровне $50 \text{ Гц} \pm 0,2 \text{ Гц}$ (нормально допустимое), $\pm 0,4 \text{ Гц}$ (предельно допустимое). Регулируется на уровне энергосистемы.

Провалы напряжения — кратковременные (от 10 мс до 1 мин) снижения напряжения ниже 90% от номинального. Возникают при коротких замыканиях, пусках мощных электродвигателей. Приводят к отключению чувствительного оборудования.

Перенапряжения — кратковременные повышения напряжения выше 110% от номинального. Могут быть вызваны грозовыми разрядами, коммутационными процессами. Опасны для изоляции оборудования.

Контроль качества электроэнергии:

- Стационарные приборы мониторинга качества на крупных подстанциях (регистрируют все показатели в реальном времени).
- Периодические измерения переносными приборами (анализаторами качества электроэнергии) в точках присоединения потребителей.
- Рассмотрение претензий потребителей (при жалобах на качество проводятся внеочередные измерения).

Меры по обеспечению качества:

- Регулирование напряжения (описано выше).
- Балансирование нагрузки по фазам (в сетях 0,4 кВ).
- Установка фильтров высших гармоник у потребителей с нелинейной нагрузкой.
- Ограничение мощности резкопеременной нагрузки или применение специальных устройств (стабилизаторов, источников реактивной мощности).

Практический совет: при получении жалобы потребителя на качество электроэнергии не игнорируйте ее. Организуйте измерения, выявите причину, примите меры. Это не только обязанность (по договору энергоснабжения сетевая организация отвечает за качество до границы балансовой принадлежности), но и возможность выявить проблемы в сети до того, как они приведут к массовым отказам или авариям.

Заключение по модулю

Организация эксплуатации электрических сетей — многогранная задача, требующая от начальника РЭС знаний в области техники, технологии, экономики, управления персоналом. Ключевые принципы успешной эксплуатации:

- **Системность** — эксплуатация как система взаимосвязанных процессов (обслуживание, ремонт, диагностика, управление режимом).
- **Плановость** — приоритет предупреждающих действий перед реагированием на отказы.
- **Контроль** — непрерывный мониторинг технического состояния и параметров режима.
- **Документирование** — фиксация всех значимых событий и решений.
- **Ориентация на надежность и качество** — главные критерии оценки работы РЭС.

Овладение этими принципами и их последовательная реализация обеспечивают безаварийную работу электрических сетей, удовлетворенность потребителей и профессиональное развитие коллектива.