

Предисловие

Осуществляемый в настоящее время переход на свободные рыночные отношения в электроэнергетике не мог не затронуть многих важных вопросов организации и функционирования электросетевых предприятий. Это касается структуры построения энергообъектов, организации эксплуатационного обслуживания, взаимоотношений с потребителями, энергосбытовой деятельности и других важных вопросов, решаемых такими организациями. К этому следует добавить значительный объем работ, проводимых по модернизации электросетевого хозяйства, связанных с установкой нового коммутационного оборудования на подстанциях, радикальными изменениями системы релейной защиты и автоматики, внедрением нового диагностического оборудования, применением самонесущих изолированных проводов и т. д. В стадии переработки находится нормативная документация, регламентирующая деятельность электросетевых предприятий.

В учебном пособии излагаются организационные основы построения предприятий, занимающихся обслуживанием распределительных электрических сетей, и проблемы управления их деятельностью. При этом рассмотрен широкий круг вопросов, связанных с планированием работ; оперативно-диспетчерским управлением, как одной из наиболее сложных задач, решаемых персоналом электросетевых предприятий; формированием резервного фонда; потерями и хищениями электроэнергии; учетом и расчетами за электроэнергию; оценкой технического состояния электрических сетей. Все эти вопросы подчинены решению центральной задачи деятельности электросетевых предприятий – обеспечению надежного и качественного электроснабжения потребителей.

В учебном пособии учтен накопленный опыт проведения эксплуатационных мероприятий в распределительных электрических сетях, имеющийся небольшой объем технической литературы по данной проблематике и значительное количество регламентирующих документов.

При написании материала авторы придерживались позиции, что выпускник вуза электроэнергетического профиля помимо технических знаний должен иметь четкое представление об особенностях построения и функционирования электросетевых предприятий и возможных путях повышения эффективности проведения эксплуатационных мероприятий. Он должен владеть методикой оценки технического состояния электрических сетей, знать возможные направления модернизации электросетевого хозяйства, иметь навыки работы с персоналом в электроэнергетике и быть специалистом по другим направлениям деятельности таких организаций.

1 Организационные основы управления электросетевым предприятием

1.1 Электросетевое предприятие – сложный технический комплекс

Эксплуатацией распределительных электрических сетей Минэнерго РФ занимаются межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК) через производственные отделения (ПО) и районы электрических сетей (РЭС). Последние в дальнейшем будем называть электросетевыми предприятиями (ЭСП).

Электросетевые предприятия играют важную роль в обеспечении электрической энергией предприятий, организаций, учреждений и населения страны. Осуществляя передачу электрической энергии от станций, преобразование и распределение ее с помощью подстанций и распределительных сетей ЭСП являются важнейшим технологическим звеном энергосистем. При этом ЭСП оказывают серьезное влияние на формирование фондообразующих показателей работы энергосистем и на количество вырабатываемой и потребляемой электроэнергии.

С другой стороны необходимо учитывать, что ЭСП являются важным звеном территориальных социально-экономических систем, поскольку электрическая энергия прямо или косвенно участвует в большинстве технологических процессов, а также в системах жизнеобеспечения городов и населенных пунктов (системы тепло и водоснабжения, связи, транспорта и т. д.). Распределительные электрические сети отличаются значительной протяженностью и рассредоточенностью на местности. Так общая протяженность электрических сетей напряжением 0,38-110 кВ сельских территорий России составляет около 2,3 млн. км, а число трансформаторных подстанций напряжением 6-35/0,4 кВ достигает 513 тысяч при общей обеспечиваемой мощности 90 млн. кВт·А.

Нарушение электроснабжения во многих случаях приводит к серьезным негативным процессам в производственно-хозяйственной деятельности предприятий и может вызвать появление нежелательных социальных проблем. В сложившейся ситуации важной задачей администрации ЭСП является надежная работа основных объектов электрических сетей.

Электросетевое предприятие по своему функциональному назначению осуществляет передачу, распределение и изменение параметров электроэнергии, вырабатываемой на электрических станциях. В соответствии с общими положениями теории систем ЭСП можно рассматривать как большую систему, в составе которой имеется ряд подсистем типа «чело-

век-машина». Труд работников таких подсистем позволяет рассматривать ЭСП также как социально-экономическую систему.

Рассмотрим основные понятия и определения, используемые в теории систем.

В самом общем случае *система* – это совокупность элементов, находящихся в определенных отношениях и связях между собой и образующих некоторое целостное единство. Систему характеризует определенная цель, для достижения которой она создается.

Элементы системы формируются путем дробления ее с учетом предела расчленения для целей удобства решения какой-либо конкретной задачи или проблемы. Иногда целесообразно проводить расчленение системы на составные части – *подсистемы*, представляющие собой совокупность взаимосвязанных элементов, способных выполнять относительно независимые функции, но направленные на достижение общей цели системы. Понятия системы, подсистемы, элемента относительно и зависят от цели исследования.

В любой системе между элементами существуют определенные связи, которые обеспечивают целостные свойства системы, характеризуют статическое состояние и динамику ее. По своей сущности связи могут быть физическими, логическими, организационными, причинными и т. д. В процессе исследования обычно рассматривают внешние и внутренние связи. Внешняя связь – это связь конкретной системы со средой и другими системами. Внутренние связи характеризуют структуру системы.

Структура системы представляет каналы прохождения материалов, энергии или информации в процессе передачи и преобразования этих субстанций в соответствии с целевой функцией системы. Структура системы может быть представлена графически в виде схем, матриц, графов и т. п.

Любая система помимо структуры характеризуется наличием входов и выходов. Под *входом* понимается либо конкретная субстанция, поступающая в систему (материалы, энергия, информация и др.) либо факторы внешней среды, оказывающие влияние на функционирование системы. *Выход* системы представляет конечный результат деятельности системы (продукт, новый вид информации, новый вид энергии). Характерным для нашего времени является стремление использовать формальные (математические) методы системного анализа, позволяющие установить связь между входными и выходными параметрами и провести количественную оценку результатов функционирования системы.

Как отмечалось ранее, в соответствии с положениями общей теории систем ЭСП можно рассматривать как большую систему, в составе которой имеется ряд подсистем «человек-машина». Основой для такого утверждения служат следующие признаки: наличие большого числа взаимосвязанных элементов, многофункциональность системы и входящих в нее

элементов, наличие нескольких каналов взаимодействия элементов (обмен информацией, энергией, материалами и т. д.), наличие у всей системы общей цели, стохастический характер взаимодействия системы с внешней средой, иерархический характер управления в системе.

В составе большой системы обычно имеется значительное количество элементов, входов и выходов, разнообразие выполняемых функций (техническое обслуживание, ремонт, оперативно-диспетчерское управление, модернизация электрических сетей, учет и расчеты за электроэнергию и т. д.). Большим системам свойственна многоуровневая иерархическая структура, предусматривающая сочленение централизованного и автономного управления, наличия многообразных горизонтальных и вертикальных связей между элементами и подсистемами. Применительно к распределительным электрическим сетям такая иерархия выглядит следующим образом: межрегиональная сетевая компания → филиал компании → производственное отделение → район электрических сетей. Наличие устойчивых связей между структурными подразделениями обусловлено необходимостью обеспечения технологии передачи и распределения электрической энергии, тесной связью проводимых эксплуатационных мероприятий по обслуживанию электрических сетей.

1.2 Особенности построения и функционирования систем управления эксплуатационным обслуживанием и ремонтом электрических сетей

Электросетевое предприятие, как сложная техническая и социально-экономическая система должна обладать свойствами высокой надежности, оперативной управляемости, адаптации к быстро изменяющимся условиям, устойчивости в отношении внешних и внутренних воздействий, безопасности, экономичности, социальной гармонии. Управление такими предприятиями представляет довольно сложную задачу в виду разноплановости решаемых задач, сложности и быстродействия протекающих процессов, необходимости оперативного принятия решений, серьезности последствий перерывов в подаче электроэнергии.

Существует несколько трактовок понятия управление. Наиболее общим и универсальным на наш взгляд является такая формулировка: *управление* – это процесс воздействия на систему в целях сохранения ее свойств или перевода ее в новое состояние. Заслуживает внимания и такая трактовка: управление – процесс получения и переработки информации, выработки и проведения в жизнь решений для достижения определенных целей.

С понятием управление тесно связано понятие организации (дословный перевод с позднелатинского – устраиваю, сообщаю строгий вид). Под *организацией* следует понимать совокупность людей, устройств, машин и

механизмов упорядоченную определенным образом и связанную с помощью информации и материальных потоков в единое целое для достижения определенной цели.

Любой сложный комплекс, если подходить к нему с позиций технической кибернетики, состоит из управляющей и управляемой систем, связанных между собой каналами передачи информации. Рассматривая ЭСП как сложную взаимосвязанную систему, можно выделить в ней управляемую часть – персонал и комплекс машин и оборудования, участвующих в проведении эксплуатационных мероприятий, и управляющую часть – коллектив людей, оснащенных комплексом устройств, разрабатывающих план-график проведения мероприятий, контролирующих ход их выполнения и осуществляющих корректировку графика, а также осуществляющих оперативно-диспетчерское обслуживание, модернизацию и развитие электрических сетей.

Процессу обслуживания электрооборудования соответствует некоторая многополюсная система с несколькими входами (по количеству входных переменных, участвующих в производственном процессе) и несколькими выходами и по количеству получаемых результатов. Векторы \bar{X} и \bar{K} ориентируют все параметры, характеризующие входную и выходную информацию.

Считая, что вся доступная информация о поведении объекта содержится в m функциях времени $\{\psi_{ij}\}$ ($i = 1, 2, \dots, n; j = 1, 2, \dots, m$), где n – количество учитываемых параметров процесса на j участке, m – количество производственных участков, можно рассматривать $\{\psi_{ij}\}$ как компоненты mn мерного вектора $\bar{\psi}(t)$, называемого вектором состояния $\bar{F}(t)$ управляемого объекта

$$\bar{\Psi}(t) = \begin{pmatrix} \{\psi_{i1}\} \\ \{\psi_{i2}\} \\ \dots \\ \dots \\ \dots \\ \{\psi_{im}\} \end{pmatrix}.$$

Состояние объекта может изменяться под влиянием трех факторов: внешней среды, неконтролируемого изменения динамических свойств объекта, управляющих воздействий.

Функциональные уравнения, описывающие управляемый производственный процесс, в общем виде могут быть представлены тремя группами:

1. Уравнения связи, устанавливающие зависимость выходных параметров от входных параметров

$$S_i(\bar{X}, \bar{K}, \bar{\Psi}, \bar{F}, \bar{Z}, t) = 0. \quad (1.1)$$

При этом ограничения, определяющие допустимые пределы изменения управляемых параметров, а также характеризующие требования к выходным параметрам (технические условия), могут быть в общем виде представлены совокупностью неравенств

$$\left\{ c_{\varphi}(\bar{X}, \bar{K}, \bar{\Psi}, \bar{F}, \bar{Z}, t) \right\} > (<) \left\{ c_{\varphi}^*(\bar{X}, \bar{Y}, \bar{\Psi}, \bar{F}, \bar{Z}, t) \right\}. \quad (1.2)$$

2. Уравнения, позволяющие выполнить оценку технико-экономической эффективности управления и оценить степень соответствия того или иного управления поставленной перед системой цели управления

$$E(\bar{X}, \bar{Y}, \bar{F}, \bar{Z}, t) = \text{extr}. \quad (1.3)$$

3. Уравнения управления, представляющие собой алгоритм управления, обеспечивающий выполнение показателей эффективности (1.3) при известных уравнениях связи (1.1) и заданных ограничениях (1.2)

$$\bar{Z} = Z(\bar{X}, \bar{K}, \bar{\Psi}, \bar{F}, t). \quad (1.4)$$

4. Дополнительные уравнения связи

$$S(\bar{Z}, r) = 0. \quad (1.5)$$

Дополнительные уравнения связи определяют функциональную зависимость управляемых параметров S от решений \bar{Z} , вырабатываемых управляющей системой.

Задача управления производственным процессом может быть сформулирована в общем виде следующим образом: при заданных уравнениях связи (1.1) и ограничениях (1.2) найти и реализовать алгоритм управления

(1.4), обеспечивающий значение показателей технико-экономической эффективности (1.3) не меньше (не больше) допустимых для них значений.

Предполагая использование обобщенного показателя качества системы в виде свертки частных показателей качества, эти требования можно представить следующим образом

$$(Z_1, Z_2, \dots, Z_w) \rightarrow E = \text{extr.} \quad (1.6)$$

Представленная на рисунке 1.1 функциональная схема автоматизированной системы управления (АСУ) производственным процессом ЭСП состоит из управляемой и управляющей систем.

Управляемая система представляет собой участок производства, на котором реализуется ряд процессов: проводятся плановые мероприятия по техническому обслуживанию (ТО), текущему и капитальному ремонтам, а также выполняются оперативные мероприятия (ОО). Ход производственного процесса контролируется управляющей системой (УС). Первичная информация, поступающая с объектов, является оперативной (ОИ). На вход входного устройства передается информация ψ_i .

После обработки эта информация поступает на вход системы ввода – вывода информации и вводится в вычислительную часть АСУ. Туда же вводятся задаваемые системой более высокого ранга задания \bar{M} , установленный рассматриваемому производственному участку критерий эффективности \bar{E}_0 и ограничения технологического процесса C^* .

Основным блоком вычислительной части АСУ является блок, реализующий модель управляющей части системы. В соответствии с заранее разработанными правилами (алгоритмами оптимизации) модель прогнозирует ход процесса и вырабатывает вектор управления \bar{Z} , который с помощью алгоритма управляющих воздействий преобразуется в план-график последовательных воздействий $\{q\}$ на управляемую часть системы. Управляющие воздействия, приказы и команды на проведение мероприятий выдаются вычислительной частью АСУ через выходное устройство.

Так как модель является лишь приближенным отображением реального объекта, то практически достигаемая величина критерия эффективности E_T будет отличаться от идеального (заданного) значения величины E_0 . Анализ величины $\Delta = E_0 - E_T$ позволяет выявить расхождение между моделью и реальной системой и выработать корректирующее воздействие на модель Δ_μ , уменьшающее это расхождение.

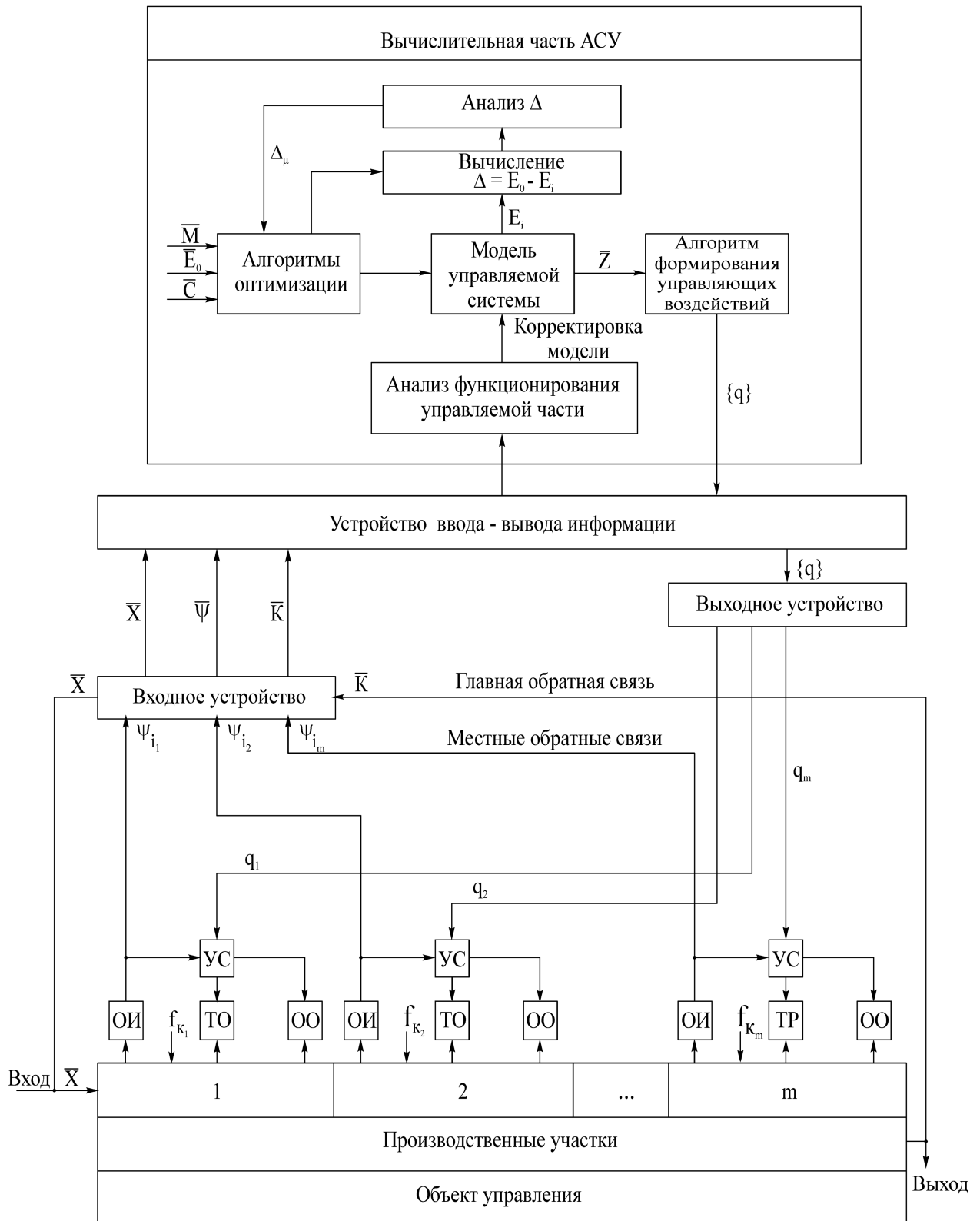


Рисунок 1.1 – Функциональная схема автоматизированного управления производственной деятельностью ЭСП

1.3 Организационные структуры производственных отделений и районов электрических сетей

Межрегиональные распределительные сетевые компании могут иметь в своем составе несколько филиалов. Например, филиалом МРСК Северного Кавказа является ОАО «Ставропольэнерго». Структурные подразделения МРСК осуществляют весь комплекс работ по управлению электрическими сетями.

Подобные акционерные общества являются достаточно мощными организациями. Так, протяженность трасс линий электропередачи, эксплуатируемых в ОАО «Ставропольэнерго» составляет порядка 50 000 км (ЛЭП напряжением 35-110 кВ – 7 000 км, ЛЭП напряжением 6-20 кВ – 24 000 км, ЛЭП напряжением 0,38 кВ – 19 000 км). На балансе ОАО «Ставропольэнерго» находится 10 509 трансформаторных подстанций напряжением 6-35/0,4 кВ. Количество производственных отделений в ОАО «Ставропольэнерго» – 6, районов электрических сетей – 26. Все они обслуживают электрические сети преимущественно сельскохозяйственного назначения.

В общем случае филиалы МРСК включают управления, отделы, службы и производственные отделения. Ниже на рисунке 1.2 показана укрупненная организационная структура филиала МРСК Северного Кавказа «Ставропольэнерго». Организационная структура филиала МРСК определяется с учетом численности персонала. Разработаны экономически обоснованные нормы для формирования подразделений и включения их в состав филиала. При этом рассматривается достаточно широкий возможный диапазон изменения численности работников от 300 до 1200 человек.

Как видим, центральное место в такой организации принадлежит подразделениям, связанным с техническими вопросами и подчиненных главному инженеру. При этом для организации ремонтов электрических сетей создаются специализированные службы. Кроме этого имеются диспетчерская служба, служба электрических режимов и другие подразделения.

Непосредственно вопросами технического обслуживания и ремонта распределительных электрических сетей наряду с их реконструкцией и развитием занимаются производственные отделения филиалов МРСК и РЭС, как структурные подразделения ПО. Основная задача функционирования таких предприятий заключается в обеспечении надежного электрообеспечения потребителей на закрепленной территории электрической энергией соответствующего качества.

Для ее выполнения осуществляются: надзор за состоянием сооружений и оборудования; профилактические испытания; ремонт; оперативная ликвидация повреждений, а также технические мероприятия по улучшению параметров и характеристик электроустановок; реконструкция и развитие электрических сетей.

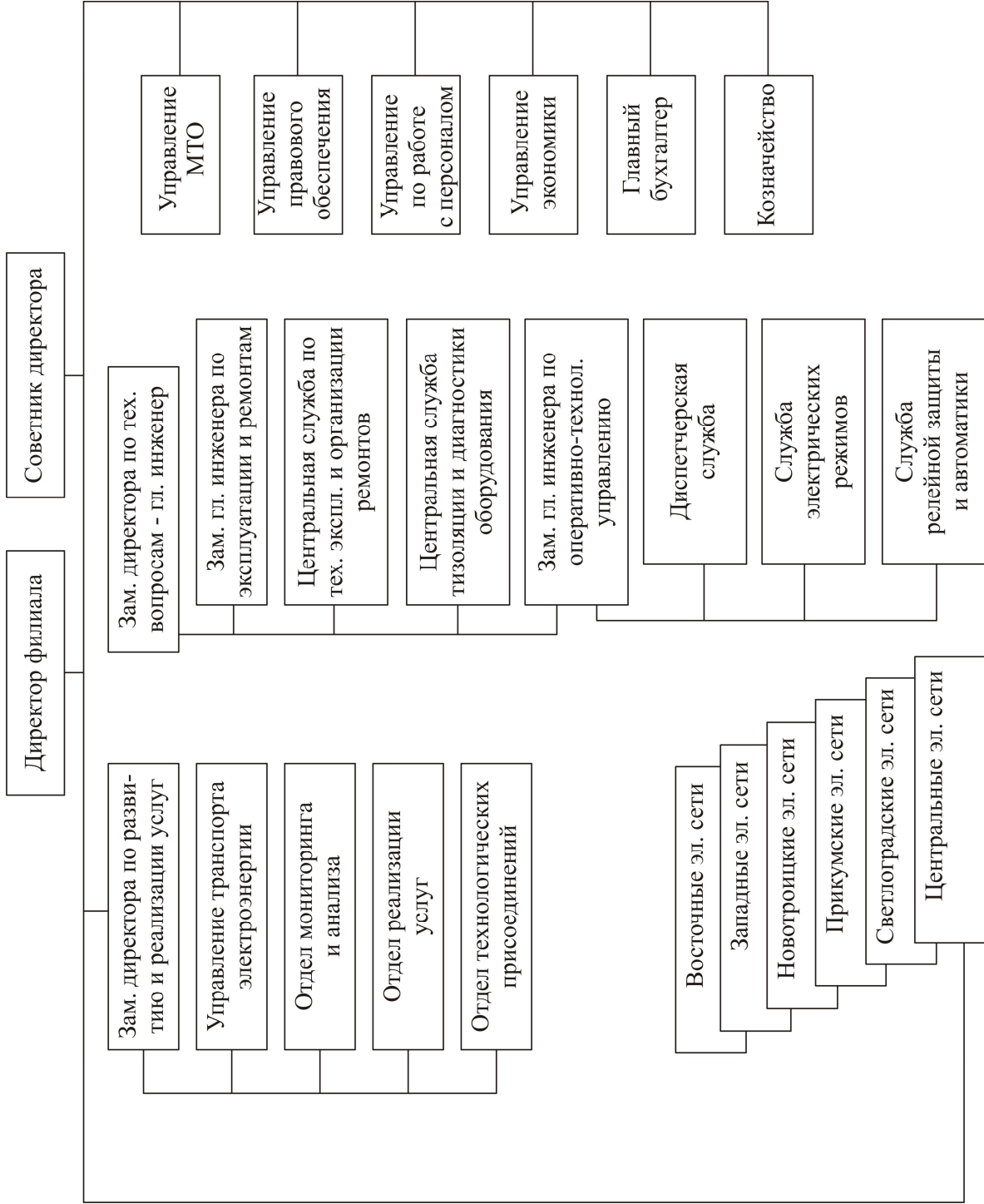


Рисунок 1.2 - Организационная структура ОАО «Ставропольэнерго»

Организационные структуры ПО и РЭС должны обеспечивать наиболее эффективное выполнение основных задач, управление персоналом и производственным процессом. Выбор структуры ЭСП определяется протяженностью электрических сетей, площадью территории на которой они размещаются, географическими условиями, степенью специализации персонала и централизации обслуживания сетей, соотношением сетей различного напряжения, местными условиями. Накопленный опыт управления эксплуатацией электрических сетей позволил разработать типовые организационные структуры ПО, которые соответствуют в основном территориальному принципу обслуживания сетей, когда ПО эксплуатирует электрические сети всех напряжений на определенной географической территории.

Типовые организационные структуры управления ПО устанавливаются в зависимости от нормативной численности персонала с учетом принятых форм организации обслуживания сетей. Принципиальные основы структурного построения предприятий по обслуживанию электрических сетей сохраняются в течение длительного времени.

В состав ПО входят районы электрических сетей, производственные службы, отделы.

Подразделения (за исключением бухгалтерии, службы распределительных электрических сетей, службы надзора за эксплуатацией и соблюдением техники безопасности) организуются при нормативной численности инженерно-технических работников и служащих по соответствующему функциональному направлению не менее 4 человек. При включении в состав службы распределительных электрических сетей рабочих, она может быть организована и при меньшей численности инженерно-технических работников, при этом общая численность персонала службы должна быть не менее 10 человек. Если условия организации самостоятельного подразделения не выполняются, то создаются группы специалистов, возглавляемые старшим по должности, или вводятся отдельные должности.

Группы специалистов и отдельные исполнители, выполняющие работы по направлениям: капитальное строительство, технико-экономическое планирование, организация труда, организация оперативного обслуживания электрических сетей обычно включаются в состав производственно-технического отдела. Группы специалистов и отдельные исполнители, выполняющие другие функции, подчиняются руководству предприятия. Производственные лаборатории организуются при общей численности персонала в них не менее 7 человек. Должность заместителя начальника отдела (службы) вводится при численности ИТР и служащих в нем не менее 7 человек.

Предприятия электрических сетей, как правило, должны обслуживать электрические сети всех напряжений на своей территории. Вместе с

тем, имеется исторически сложившаяся специализация по обслуживанию линий и подстанции напряжением 35 кВ и выше и распределительных сетей напряжением 0,38-20 кВ. Следует заметить, что нет жесткой верхней границы напряжения распределительных электрических сетей. В ряде случаев к распределительным сетям могут относиться линии и подстанции напряжением 220 кВ и выше.

Оперативное и техническое обслуживание и ремонт электроустановок распределительных электрических сетей может осуществляться по трем формам организации: функциональная, территориальная, смешанная.

При функциональной форме обслуживания эксплуатационные мероприятия осуществляются соответствующими производственными службами ПО. Такой способ обслуживания применяется на предприятиях с компактной сетью при наибольшей удаленности объектов обслуживания от базы предприятия не более 50 км и времени проезда не более 1,5 ч. В указанной ситуации РЭС могут не создаваться.

При территориальной структуре построения системы обслуживания вопросами эксплуатации распределительных электрических сетей на закрепленной территории занимаются РЭС. Указанная схема применяется на предприятиях, если протяженность воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше на территории района не менее 600 км и базы районов удалены от центральной базы ПО более чем на 50 ... 70 км. Функции планирования, контроля и технического руководства РЭС при данной структуре возлагаются на производственно-технические отделы ПО (по распределительным сетям – на службу распределительных сетей, а при ее отсутствии – на соответствующую группу специалистов в производственном отделе).

При смешанной форме обслуживания для части электроустановок может применяться территориальная структура, а для другой части – функциональная. Предприятия, которые эксплуатируют сети всех напряжений, имеют, как правило, смешанную форму организации эксплуатации. Обычно сети напряжением 0,38-20 кВ территориально разделены на районы (в большинстве случаев это делается в пределах административного района), а сети напряжением 35 кВ и выше обслуживаются персоналом производственных служб линий и подстанций ПО. В такой ситуации фактически на одной и той же территории эксплуатационные мероприятия проводят две организации ПО и РЭС, каждая из которых имеет свои производственные службы механизации и транспорта, ремонтно-производственные базы, каналы связи, служебно-жилые помещения и т. д.

На рисунке 1.3 показана организационная структура ПО при смешанной схеме управления эксплуатационным обслуживанием (вариант обслуживания воздушных линий и подстанций напряжением 35 кВ и выше по функциональной схеме).

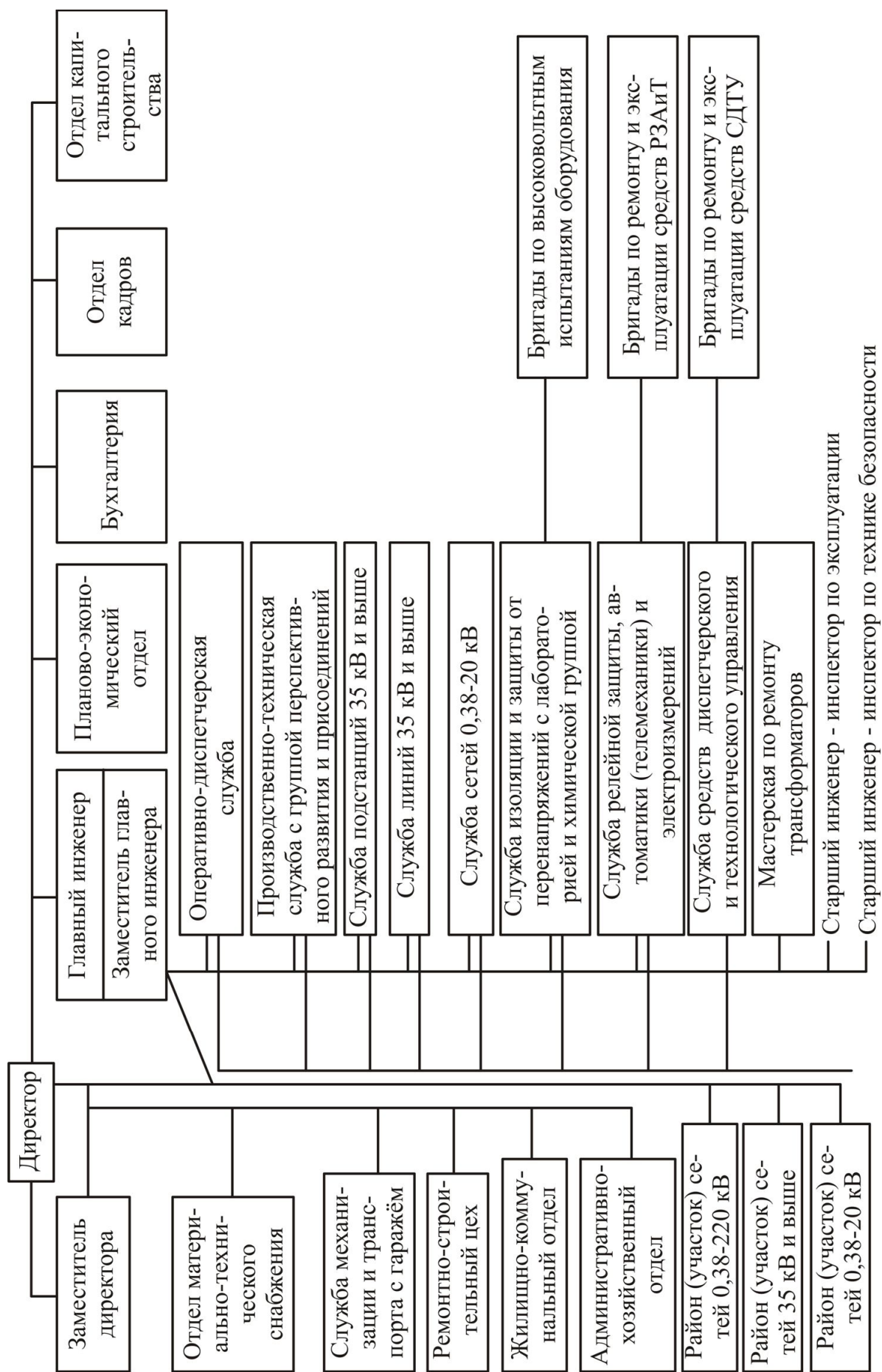


Рисунок 1.3 – Структурная схема ПО при смешанной форме обслуживания электрических сетей

Разработкой предложений по организации эксплуатации распределительных электрических сетей занимаются проектные организации. При этом решаются вопросы структурной организации подразделений по эксплуатации, районирования электрических сетей, обеспечения средствами механизации, строительства ремонтно-производственных баз, а также строительства общесистемных предприятий, лабораторий, складов и т. п. Непременным условием при решении таких задач является учет местных условий.

Наиболее часто разработчики проектной документации применяют следующие организационные формы обслуживания электрических сетей ПО:

распределительные сети напряжением 0,38-20 кВ – территориальная; подстанции напряжением 35 кВ и выше – оперативное и техническое обслуживание – территориальная или смешанная, ремонт – функциональная; линии электропередачи напряжением 35 кВ и выше – функциональная.

Функциональными отделами в ПО являются бухгалтерия и отделы: кадров, материально-технического снабжения, планово-экономический, капитального строительства, жилищно-коммунальный, административно-хозяйственный.

Управление сбытом и надзором за состоянием приборов учета потребителей осуществляется специализированными энергосбытовыми предприятиями или отделами сбыта ПО. В этом случае в состав подразделений ПО вводятся соответствующие группы персонала, специализирующиеся на сбыте электроэнергии (инженеры-инспекторы, техники, контролеры).

Во всех случаях при выборе организационных структур построения электросетевых предприятий во главу угла ставится ряд целевых установок, которые необходимо достичь. Принимаемые решения должны обеспечить:

- высокое качество проведения эксплуатационных мероприятий и повышение ответственности персонала за эксплуатационную надежность электроустановок;

- наибольшее использование рабочего времени персонала, машин и механизмов;

- оптимальную загрузку руководителей всех уровней, при условии, что у каждого из них будет не более 7-10 непосредственных подчиненных (если подчиненных больше, то руководитель не успевает переработать информацию и может принимать не оптимальные решения).

Производственное и техническое руководство районами распределительных сетей осуществляется службой распределительных сетей, создаваемой при количестве районов более четырех. При меньшем количестве районов соответствующие функции осуществляются сектором распределительных сетей в производственно-технической службе. Основными функциями такой службы являются:

- планирование совместно с РЭС капитальных ремонтов и эксплуатационных работ;
- анализ надежности работы сетей;
- разработка совместно с РЭС противоаварийных мероприятий и контроль их выполнения;
- составление и пересмотр местных инструкций по эксплуатации сетей;
- контроль соблюдения техники безопасности;
- расследование несчастных случаев;
- составление сводных заявок на материалы, инструменты, запасные части и комплектование резервных запасов.

Служба имеет право давать указания по техническим вопросам, связанным с эксплуатацией сетей, обследовать деятельность районов и участков, давать рекомендации администрации ПО по подбору кадров. Вместе с тем, административное руководство РЭС во всех случаях принадлежит директору ПО.

Объем годовой производственной программы ПО может быть определен с помощью так называемых условных единиц. За одну условную единицу (у. е.) при эксплуатации электрических сетей принимаются годовые трудозатраты на обслуживание 1 км воздушной одноцепной линии напряжением 110 кВ на металлических или железобетонных опорах. Трудоемкость обслуживания других элементов электрических сетей приведена в таблице 1.1

Условная единица оказалась удобной для сравнения объемов выполняемых работ, оценки производительности труда и других технико-экономических показателей ЭСП. Современное среднее ПО обслуживает территорию около 30 тысяч квадратных километров, имеет объем работ до 20 тысяч условных единиц, эксплуатирует: 1200 ТП и РП напряжением 6-20 кВ, порядка 7 000 км линий, из которых на сети напряжением 0,38-10 кВ приходится до 80 %.

Управление техническим обслуживанием и ремонтом электрических сетей напряжением 0,38-20 кВ обычно сосредоточено в РЭС, которые являются производственными подразделениями ПО. Районы электрических сетей обеспечивают электроснабжение потребителей, осуществляют техническое ремонтно-эксплуатационное обслуживание и оперативно-диспетчерское управление электрическими сетями и энергообъектами напряжением 0,38-20 кВ на обслуживаемой ими территории, осуществляют контроль за соблюдением потребителями установленных планов и режимов электропотребления и реализацией электропотребления.

Таблица 1.1 - Условные единицы и удельная численность персонала по обслуживанию элементов электросетей

Элемент сети и его напряжение	Единица измерения	Количество условных единиц	Средняя численность мастеров и рабочих, чел.
Воздушные линии электропередачи			
Одноцепная ЛЭП напряжением 110 кВ на металлических опорах	100 км	100	3,3
Одноцепная ЛЭП напряжением 110 кВ на железобетонных опорах	100 км	100	2,6
Одноцепная ЛЭП напряжением 110 кВ на деревянных опорах с железобетонными приставками	100 км	100	3,3
Одноцепная напряжением 35 кВ на железобетонных опорах	100 км	80	2,6
Одноцепная ЛЭП напряжением 35 кВ на одностоечных деревянных опорах с железобетонными приставками	100 км	140	3,3
ЛЭП напряжением 6–20 кВ на деревянных опорах с железобетонными приставками	100 км	210	2,9
ЛЭП напряжением 6–20 кВ на железобетонных опорах	100 км	170	2,2
ЛЭП напряжением 0,38 кВ на деревянных опорах	100 км	170	5,5
ЛЭП напряжением 0,38 кВ на деревянных опорах с железобетонными приставками	100 км	290	4,6
ЛЭП напряжением 0,38 кВ на железобетонных опорах	100 км	170	3,0
ТП и РП 6-35/0,4 кВ			
ТП 6-35/0,4 кВ с одним трансформатором	100 (ТП, КТП)	230	5,3
То же с двумя трансформаторами	100 (ТП, КТП)	1100	6,8
Мачтовая ТП 6-20/0,4 кВ	100 (МТП, КТПМ)	230	5,7
Трансформаторные подстанции напряжением 35-110 кВ			
Силовой трансформатор напряжением 35 кВ	100 шт.	1000	9,0
Силовой трансформатор напряжением 110 кВ	100 шт.	2200	33,0
Присоединение с масляным выключателем напряжением 6-20 кВ	100 шт.	240	7,6
То же напряжением 35 кВ	100 шт.	480	15,0
Присоединение с короткозамыкателем и отделителем напряжением 35 кВ	100 шт.	240	9,0
То же напряжением 110 кВ	100 шт.	480	15

Основные задачи, решаемые персоналом РЭС, заключаются в следующем:

- обеспечение оперативного управления объектами электрических сетей РЭС;
- разработка планов и выполнение работ по ремонту и техническому обслуживанию электроустановок и объектов электрических сетей напряжением 0,38-20 кВ;
- производство аварийно-восстановительных работ на объектах электрических сетей РЭС, участие в ликвидации нарушений в работе электрических сетей ПО;
- учет потребления и осуществление контроля за реализацией электрической энергии, ведение графиков ограничений мощности и контроль за их выполнением, выполнение расчетов за потребляемую электроэнергию с потребителями в зоне обслуживания РЭС;
- учет нарушений в работе электросетей, разработка и выполнение мероприятий по повышению надежности электрических сетей РЭС, проведение противоаварийных мероприятий;
- разработка предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению электрических сетей РЭС, механизации и телемеханизации, решение вопросов по развитию сельской электрификации, обеспечению надежного электроснабжения сельскохозяйственных потребителей района;
- контроль объемов, качества и сроков выполнения строительно-монтажных и наладочных работ, участие в приемо-сдаточных испытаниях;
- повышение квалификации персонала, проведение работ по аттестации и рационализации рабочих мест, внедрение научной организации труда, совершенствование структуры управления РЭС;
- разработка и выполнение мероприятий по охране труда и технике безопасности, обучение персонала;
- анализ производственно-хозяйственной деятельности, составление отчетности и пр.

При значительной территориальной разбросанности электросетевого района, наличии подстанций, удаленных на 40 ... 50 км и более от ремонтно-производственной базы РЭС, в его составе могут быть образованы эксплуатационные участки.

Территориальный принцип, на котором основаны структуры управления распределительными сетями, реализуется путем создания РЭС в границах административного района. Опыт показал целесообразность такого структурного деления даже при небольшой протяженности распределительных сетей в районе – порядка 300 ... 400 км. При этом район электрических сетей располагает необходимыми правами и возможностями

для решения в масштабах района текущих вопросов электроснабжения потребителей. Фактически в зависимости от плотности электрических сетей на территории, обслуживаемой РЭС, объем работ такой организации обычно составляет от 2 до 9 тысяч у. е.

Если в состав РЭС входят участки электрических сетей (УЭС), то их количество, размеры и границы обслуживания определяются из условий рациональной загрузки персонала, объемов и периодичности проведения эксплуатационных работ.

Там, где объем электросетей на обслуживаемой территории недостаточен для создания района, создается УЭС, выполняющий функции РЭС и непосредственно подчиняющийся электрическим сетям.

Организационная структура и численный состав РЭС зависят от объемов обслуживания, конкретных условий эксплуатации сетей и устанавливаются штатным расписанием. Работой РЭС руководит начальник.

Для осуществления перечисленных выше функций в РЭС, как правило, создаются:

- оперативно-диспетчерская группа (ОДГ) и оперативно-выездные бригады (ОВБ), работающие под управлением диспетчера РЭС;
- бригады по техническому обслуживанию распределительных сетей напряжением 0,38-20 кВ;
- бригады централизованного ремонта воздушных и кабельных линий напряжением 0,38-20 кВ, мачтовых и закрытых трансформаторных подстанций (МТП и ЗТП);
- группа механизации, хозяйственная группа и др.

Исходя из местных, специализация подразделений РЭС и их состав могут изменяться. В частности, в состав РЭС в отдельных энергосистемах могут входить группы реализации, распределения и контроля потребления электроэнергии.

Один из возможных вариантов организационной структуры РЭС, рассматриваемый в настоящее время, показан на рисунке 1.4

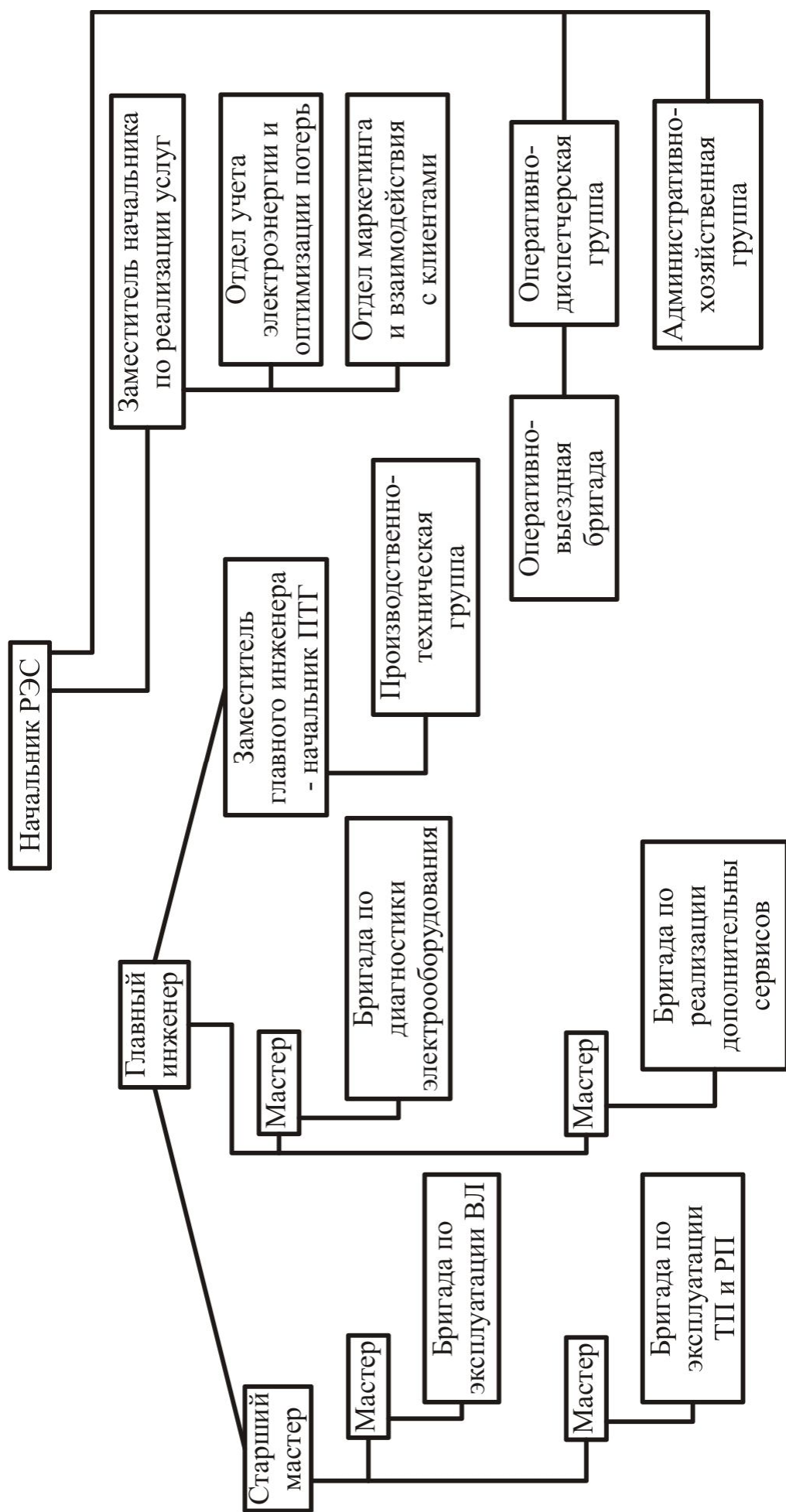


Рисунок 1.4 – Организационная структура РЭС

Одним из основных подразделений РЭС, оказывающих решающее влияние на качество и надежность электроснабжения потребителей, является оперативно-диспетчерская группа, которая руководит производством плановых оперативных переключений, организует своевременное обнаружение и оперативное устранение возникающих нарушений нормального электроснабжения потребителей и отклонений режимов от заданных параметров, локализует и оперативно устраняет различные повреждения элементов электрической сети.

Из числа возможных способов оперативно-эксплуатационного обслуживания электрических сетей можно выделить следующие:

- круглосуточное постоянное дежурство оперативного персонала на щите управления подстанции;
- дежурство оперативного персонала на дому;
- круглосуточное централизованное оперативно-эксплуатационное обслуживание подстанций и других групп оборудования с помощью ОВБ.

ОВБ размещаются в центрах РЭС или УЭС при ремонтно-производственных базах с радиусом обслуживания не более 20 ... 30 км.

При выполнении производственных функций РЭС осуществляет прямые связи по ряду вопросов со службами и подразделениями ПО в том числе:

- со службой распределительных сетей (планы работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и отчеты об их выполнении; информация о выполнении мероприятий по повышению надежности работы оборудования распределительных сетей; ведомости нарушений в распределительных сетях; объемы работ (ведомости дефектов) по ремонту распределительных сетей; схемы распределительных сетей; предложения для включения в планы строительства, реконструкции и технического перевооружения объектов электрических сетей и т. п.);

- со службой релейной защиты, автоматики и электроизмерений (сведения о наличии и поступлении измерительных приборов, их техническом состоянии, ремонте и поверке этих приборов в РЭС);

- со службой изоляции и защиты от перенапряжений (отчет о выполнении мероприятий по подготовке к грозовому сезону; план и отчет по замерам изоляции и контуров заземления ВЛ РЭС; заявки на испытания защитных и изолирующих средств);

- с оперативно-диспетчерской службой (заявки на вывод из работы и резерва оборудования подстанций и распределительных сетей, находящихся в ведении диспетчера ОДС ПО; предложения по повышению качества электроэнергии; план мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях; результаты замеров нагрузок и уровней напряжений);

- с производственно-техническим отделом (данные, необходимые для составления годового отчета ПО; предложения для включения в план рекон-

струкции и модернизации объектов электрических сетей; отчет о выполнении плана; акты выполненных работ по капитальному ремонту и т. п.);

- с планово-экономическим отделом (информация о выполнении план-задания по технико-экономическим показателям работы РЭС; наряды и наряд-задания по выполненным работам, договоры на работы, осуществляемые сторонними организациями; заявки на услуги своих вспомогательных производств и сторонних организаций; предложения по нормам расхода материалов, запасных частей и оборудования, горюче-смазочных материалов; предложения по начислению надбавок и доплат, на повышение разрядов, на оплату сверхурочных работ и т. п.);

- с бухгалтерией (акты на списание малоценного инвентаря, оборудования, приборов, спецодежды, материалов; сведения о приеме и передаче основных фондов и об их перемещении; ведомость на спецодежду, спецжиры и спецпитание; акты установки оборудования; материальный отчет; заявки на выдачу денег на командировочные расходы и т. п.);

- с отделом материально-технического снабжения (заявка о потребности в материальных ресурсах; лимитно-заборные карты; оперативные сведения о дополнительной потребности в материальных ресурсах и т. п.).

Кроме этого РЭС взаимодействует с отделом капитального строительства, со службой надзора за эксплуатацией и техникой безопасности и другими подразделениями ПО.

Техническое и организационное руководство РЭС в части ремонтов и эксплуатационных работ осуществляют службы ПО, являющиеся структурными подразделениями сетей.

1.4 Организация обслуживания и ремонта электрических сетей

Организацию технического обслуживания и ремонта электрических сетей рекомендуется осуществлять с использованием автоматизированной системы управления на базе ПЭВМ во всех производственных службах, РЭС, отделах и других подразделениях электрических сетей, Персональные ЭВМ во всех подразделениях должны быть связаны вычислительными сетями.

Территориальная разбросанность обусловила организацию обслуживания электрических сетей выездными бригадами. В этих условиях время проезда становится решающим фактором при определении зон обслуживания и специализации персонала.

Эксплуатации электрических сетей заключается в поддержании их в работоспособном состоянии путем осуществления технических обслуживаний и ремонтов.

Техническое обслуживание состоит из комплекса мероприятий, направленных на предотвращение преждевременного износа и разрушения элементов электрических сетей. Техническое обслуживание заключается в проведении систематических осмотров, проверок, измерений технических характеристик оборудования, смазке и чистке деталей, регулировке механизмов, замене деталей с относительно малым сроком службы и т. д. Качество и своевременность проведения технического обслуживания является основным условием обеспечения надежной работы электрических сетей.

Ремонт электрических сетей заключается в проведении комплекса мероприятий для восстановления первоначальных характеристик сети и ее отдельных элементов.

Капитальный ремонт электрооборудования электрических сетей включает работы, связанные с полной их ревизией (независимо от технического состояния), ремонтом или заменой изношенных элементов, узлов и деталей, испытанием и наладкой устройств, оборудования, установок. Капитальный ремонт того или иного объекта электросетевого предприятия, как правило, должен быть комплексным, т. е. должна выполняться полная номенклатура работ, обеспечивающих восстановление эксплуатационных характеристик основного и вспомогательного оборудования, устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики, ремонт зданий и сооружений.

Текущий ремонт электроустановок сетей включает все работы в период между капитальными ремонтами, и имеет цель обеспечить их нормальную работу. Он включает в необходимых случаях разборку и ревизию отдельных узлов агрегата или устройства, чистку и смазку, замену второстепенных узлов и деталей, регулировку, испытания.

Внеплановые восстановительные ремонты проводятся для восстановления работоспособности объекта, которая была снижена или потеряна в результате преждевременного физического износа, аварий и стихийных бедствий. Дефекты или повреждения элементов, которые представляют непосредственную угрозу безопасности населения и обслуживающего персонала, могут привести к пожару и т. п., следует устранять незамедлительно.

Технические обслуживания и ремонты, а также другие работы, непосредственно связанные с эксплуатацией электрических сетей должны выполняться с использованием транспортных средств, специальных машин, механизмов и приспособлений.

Плановые работы по ремонту и реконструкции воздушных линий, проходящих по сельскохозяйственным угодьям, должны согласовываться с землепользователем, и, как правило, выполняться в период, исключая повреждение сельскохозяйственных угодий.

Порядок эксплуатации воздушных линий, находящихся на балансе ПО и проходящих по территории организаций и предприятий в полосе отвода железных и автомобильных дорог, вблизи аэродромов, в охранных

зонах трубопроводов и линий связи, следует согласовывать с соответствующими предприятиями и организациями.

Одним из основных направлений повышения качества выполняемых работ по эксплуатационному обслуживанию распределительных электрических сетей является специализация персонала. Особенно это важно при выполнении сложных и не часто повторяющихся работ. К таким работам относятся: ремонты кабельных линий, капитальный ремонт трансформаторных подстанций, антисептирование и изготовление деревянных опор, сложные испытания электрооборудования. Централизованным способом обычно обслуживаются устройства релейной защиты, телемеханики и электроизмерений. Глубина специализации персонала ограничивается экономически целесообразными объемами работ в приемлемом радиусе обслуживания. Так эффективная загрузка персонала и средств механизации при расстояниях от базы до наиболее удаленных объектов 30 ... 40 км для электрических сетей напряжением 35 кВ и выше и 20 ... 30 км для сетей напряжением 0,38-20 кВ обеспечивается при следующих объемах работ, выполняемых специализированными бригадами (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Оптимальное количество объектов, обслуживаемых специализированными бригадами

Характер работ	Объем обслуживания
Оперативное и эксплуатационное обслуживание сетей выездными бригадами: сетей 0,38-20 кВ, подстанций 35 кВ и выше	400 км ВЛ и 50 ТП 8 ТП
Капитальный ремонт сетей 0,38-20 кВ	1200 км ВЛ и 200 ТП
Эксплуатация ВЛ 35 кВ и выше	600 км
Капитальный ремонт ТП 35 кВ и выше	10 ТП

Если при радиусе обслуживания 40 км объемы работ меньше указанных, то эксплуатационные мероприятия следует проводить одним и тем же персоналом. Зоны и объемы обслуживаемых сетей специализированными бригадами уточняются на основании технико-экономических расчетов с учетом потерь рабочего времени на переезды, географического расположения объектов, состояния дорог и пр.

При проведении эксплуатационных мероприятий в электрических сетях следует применять комплексные методы, обеспечивающие выполнение всех видов работ на данном участке сети в полном объеме за возможно короткий срок. Технические обслуживания и ремонты электрических сетей, выполняемые комплексным методом (работы группируются в комплексы по номенклатуре и периодичности), рекомендуется осуществлять бригадами централизованного обслуживания, оснащенными необходимыми специализированными машинами, средствами механизации, ин-

вентарем, защитными средствами, средствами связи. За бригадой закрепляются производственные и бытовые помещения: кладовки, склады, мастерские, гаражи для автотранспорта и механизмов, раздевалки, душевые. Бригада обеспечивается необходимой нормативно-технической документацией и производственными инструкциями. При комплексном проведении работ ремонтный персонал и средства механизации рекомендуется сосредоточивать на ремонтируемом объекте, что позволит сократить длительность отключения объекта, улучшить использование трудовых и материальных ресурсов.

Капитальный ремонт воздушных линий напряжением 0,38-20 кВ в большинстве случаев проводится централизованным способом силами участков или РЭС. Для квалифицированного выполнения работ по комплексному ремонту воздушных линий необходимо сконцентрировать 8-10 человек персонала в двух бригадах: низовой с буром-столбоставом и верховой – с телескопической вышкой. Такие бригады могут быть созданы и обеспечены работой на участках линий протяженностью более 1500 км. Если участки эксплуатируют линии меньшей протяженности, то выгодно централизованные бригады по капитальному ремонту сетей напряжением 0,38-20 кВ создавать в РЭС. Возможны и другие решения по организации капитальных ремонтов воздушных линий напряжением 0,38-20 кВ.

Бригады централизованного ремонта обеспечивают выполнение наиболее крупных объемов работ по капитальному ремонту электроустановок на всей территории района. Благодаря сосредоточению в бригаде высококвалифицированных монтеров, закреплению за бригадой средств механизации, применению комплексных методов работ, как основного способа проведения ремонтов, использования бригадного подряда, обеспечивается высокая производительность труда работников бригады, сокращение сроков и высокое качество ремонтов. Бригада централизованного ремонта может быть комплексной, т. е. выполнять все виды работ на любых электроустановках или состоять из звеньев, специализирующихся либо на технологии работ (звенья по замене опор, ремонту контуров заземления, ремонту коммутационной аппаратуры и т. п.), либо по виду электроустановок (звенья по ремонту воздушных линий, кабельных линий, трансформаторных подстанций). При проведении капитальных ремонтов бригаде придается передвижная электролаборатория для испытания электрооборудования.

Бригада является структурным подразделением РЭС, ее возглавляет мастер или бригадир, подчиняющийся руководству или старшему мастеру РЭС. Величина зоны обслуживания специализированных бригад распределительных сетей и состав бригад определяется из условия наиболее полной загрузки персонала и обеспечения возможности выполнения наиболее трудоемких работ. К таким работам в распределительных сетях могут

быть отнесены: замена и перетяжка проводов (состав бригады 6 чел.), ремонт строительной части мачтовой трансформаторной подстанции (6 чел.), замена сложных опор (7 чел.). Учитывая, что при комплексных работах одновременно производятся ремонт и техническое обслуживание нескольких объектов в состав бригады централизованного ремонта может входить до 15-25 человек персонала.

В ряде случаев из-за рассредоточенности объектов ремонта и различной периодичности выполнения работ целесообразно проведение однотипных работ специализированными бригадами на одной или нескольких линиях, например, расчистка трасс, замена приставок и т. д.

Выбор объемов и методов технического обслуживания и ремонта электрических сетей должен осуществлять инженерно-технический персонал ПО или РЭС на основании технико-экономического обоснования с учетом местных условий. При этом методы обслуживания и ремонта электрических сетей существенно влияют на организационную структуру РЭС.

1.5 Оперативно-диспетчерское управление электрическими сетями

1.5.1 Иерархия и задачи оперативно-диспетчерского управления

Надежность электроснабжения потребителей во многом зависит от правильной организации оперативного обслуживания электрических сетей. Эта служба всегда должна быть готова устранять ненормальные режимы, возникающие в сети при нарушениях ее работы, поддерживать необходимые значения показателей качества электроэнергии и обеспечивать безопасность проведения работ. Связь потребителей с энергоснабжающей организацией во многих случаях осуществляется через оперативно-диспетчерскую службу.

Управление оперативной работой в целом осуществляется диспетчерскими службами, а непосредственное управление – дежурными диспетчерами. Организационная структура диспетчерского управления состоит из связанных жесткой дисциплиной диспетчерских служб энергосистем (ЦДС), предприятий электрических сетей (ОДС) и электростанций (ДИС), районов электросетей (ОДГ) и участков электросетей (ДП участков).

В оперативном управлении и ведении каждого из указанных уровней находится строго определенный перечень оборудования. Ни один элемент, находящийся в оперативном управлении и оперативном ведении диспетчера, не может быть выведен из работы или включен в работу без его разрешения, кроме явной опасности для людей и оборудования. От-

ветственность за необоснованную задержку выполнения распоряжений диспетчера несут лица, не выполнившие распоряжения, а также руководители, санкционировавшие это невыполнение.

Все электроустановки распределительных сетей находятся в оперативном управлении или ведении оперативно-диспетчерской службы ПО, диспетчерской группы РЭС или оперативного лица (мастера) эксплуатационного участка. Оборудование считается находящимся в оперативном управлении лица, если оно может быть выведено из работы или введено в работу только по распоряжению этого лица. Оборудование считается находящимся в оперативном ведении оперативного лица, если оно может быть выведено из работы или введено в работу только с разрешения этого лица.

Типовой набор функций диспетчерской службы ПО выглядит следующим образом:

- оперативное руководство эксплуатационными процессами (плановые ремонты, технические обслуживания, аварийно-восстановительные работы) на линиях электропередачи и подстанциях, находящихся в управлении и ведении диспетчера;
- контроль оперативного обслуживания электрических сетей, находящихся в ведении ОДГ РЭС;
- прием и рассмотрение заявок на вывод из рабочего состояния оборудования электрических сетей;
- оформление карт отказа, журнала дефектов, сообщение о неисправностях соответствующим службам, контроль ликвидации повреждений;
- контроль качества напряжения в электрических сетях, разработка мероприятий по его улучшению;
- учет числа отключений и коротких замыканий в электрических сетях;
- ведение ведомостей загрузки оборудования и линий электропередачи;
- пересмотр и составление типовых бланков и программ переключений;
- составление и корректировка оперативных схем, в том числе для РЭС;
- контроль простоев электрооборудования электрических сетей;
- контроль выполнения мероприятий по сокращению потерь электрической энергии;
- разработка режимов работы сети;
- составление оперативных документов и программ включения пусковых объектов;
- проведение работы с персоналом РЭС.

Следующей ступенью оперативно-диспетчерского управления является ОДГ РЭС. Оперативно-диспетчерская группа РЭС выполняет следующие задачи:

- обеспечение надежного электроснабжения потребителей в нормальном и аварийном режимах работы электрической сети;

- руководство оперативными переключениями в электрических сетях РЭС и выполнение комплекса организационно-технических мероприятий по обеспечению безопасного проведения ремонтно-эксплуатационных и аварийно-восстановительных работ;
- контроль уровня напряжения в электрических сетях и регулирование его при необходимости;
- осуществление постоянного контроля соответствия схемы электрической сети и ее элементов утвержденной нормальной схеме;
- принятие оперативных мер по предотвращению аварий и повреждений, своевременное информирование об отключениях и неисправностях диспетчера ПО и руководства РЭС;
- прием, оформление и согласование с потребителями заявок на отключение оборудования электрических сетей, осуществление контроля соблюдения сроков ремонтных работ и испытаний.

Резюмируя перечень решаемых задач, в кратком виде можно сформулировать основные направления деятельности ОДГ в следующем виде: ликвидация перерывов в электроснабжении потребителей и других нарушений режима сети путем производства переключений в схеме сети и нетрудоемких ремонтов; выполнение плановых переключений для подготовки рабочих мест по заявкам ремонтных и других подразделений РЭС; проведение в необходимых случаях допуска к работам и надзора за безопасным производством работ.

В соответствии с выполняемыми оперативным персоналом функциями схема его подчинения выглядит следующим образом. Старшим оперативным лицом электрических сетей, эксплуатируемых ПО, является диспетчер оперативно-диспетчерской службы ПО. Для диспетчера устанавливается круглосуточный график активного дежурства по 8 ч в смену. В смену в зависимости от объема работ дежурят один или два человека, например, в утренней смене два человека диспетчер и оператор, а в остальное время – один оператор. Диспетчеру ПО оперативно подчиняются диспетчеры ОДГ РЭС и дежурный персонал других центров питания сетей ПО (в части электроустановок, находящихся в оперативном управлении диспетчера). Диспетчеру ОДГ подчиняется персонал ОВБ и дежурные участки электрических сетей.

1.5.2 Оперативное обслуживание подстанций напряжением 35 кВ и выше

Особенности построения и функционирования оперативных подразделений по обслуживанию подстанций электрических сетей регламентированы соответствующими нормативными документами. Существо разра-

ботанных рекомендаций сводится к следующему. Оперативное обслуживание подстанций напряжением 500 кВ и мощных системных подстанций напряжением 330 кВ осуществляется круглосуточно двумя электромонтерами. На остальных подстанциях 330 кВ и на подстанциях напряжением 110-220 кВ предусматривается дежурство одного электромонтера в смене. Круглосуточное оперативное обслуживание подстанции одним электромонтером в смене производится с правом отдыха в ночное время.

На подстанциях, расположенных в труднодоступных местах или далеко от диспетчерских пунктов, предусматривается дежурство «на дому». Оперативное обслуживание подстанций напряжением 35-110 кВ с дежурством «на дому» осуществляется только на подстанциях, которые удалены друг от друга на расстояние более 30 ... 40 км. При этом число таких подстанций составляет не более 25 % общего количества подстанций напряжением 35 кВ и выше по энергосистеме. Дежурство «на дому», как правило, организуется по суткам при расположении жилых домов электромонтеров на расстоянии до 1 км от подстанции и при наличии связи и сигнализации о нарушениях режима работы подстанции в квартире электромонтеров.

Оперативное и техническое обслуживание подстанций напряжением 35-110 кВ и подстанций 220 кВ с отделителями и короткозамыкателями, расположенных в промышленных районах с хорошей сетью дорог и оборудованных аварийно-предупредительной сигнализацией и телесигнализацией, осуществляется специализированными ОВБ обслуживающими только подстанций (ОВБ ПС). При этом количество обслуживаемых подстанций выбирается из расчета проезда до наиболее удаленной подстанции за время не более 1 ч.

Электромонтеры по обслуживанию оборудования подстанций выполняют следующие работы:

- оперативное обслуживание подстанций с обеспечением установленного режима по напряжению, нагрузке, температуре и другим параметрам; оперативные переключения при ликвидации аварий и режимные оперативные переключения в распределительных устройствах подстанций;
- подготовку рабочих мест, допуск бригады к работе, надзор за работой бригады и приемку рабочих мест после окончания работ;
- осмотры оборудования подстанций, небольшие по объему и кратковременные работы по ликвидации неисправностей на шинах, в приводах коммутационных аппаратов, во вторичных цепях открытых и закрытых распределительных устройств, щитах и сборках собственных нужд, в осветительной сети;
- ведение оперативной и технической документации.

Полная загрузка электромонтеров ОВБ ПС обеспечивается работами по техническому обслуживанию подстанций, выполняемыми в свободное от оперативной работы время.

Смены ОВБ ПС обычно состоят из: электромонтера – 1 чел; водителя автомашины, совмещающего обязанности электромонтера или электромонтера, совмещающего обязанности водителя – 1 чел.

Работа ОВБ ПС в зависимости от местных условий организуется круглосуточно с правом отдыха в ночное время в одну или две дневных смены, с передачей обслуживания подстанций в остальное время ОВБ ПС, работающей круглосуточно.

Бригада располагается на базовой опорной подстанции и выезжает на другие подстанции в случае нарушения нормального режима работы их или проведения плановых работ. В качестве базовой подстанции выбирается подстанция с теплым гаражом, расположенная по возможности в центре зоны обслуживания и имеющая наибольшую мощность и наиболее сложную схему. Оперативно-выездная бригада оснащается автомашиной, радиостанцией, необходимым инструментом и нормативно-справочной документацией по схемам подстанций. Оперативное руководство ОВБ осуществляет диспетчер ПО, административное и техническое руководство – начальник группы подстанций.

На одну ОВБ в радиусе обслуживания может приходиться группа из 5-10 подстанций. В такой ситуации возникает проблема рациональной загрузки персонала с учетом местных условий, поскольку чрезмерная загрузка оперативной работой может привести к возникновению очереди на устранение аварийных ситуаций, не говоря уже о выполнении плановых работ.

Выбор вида обслуживания подстанций (дежурство на дому, круглосуточное дежурство в специально оборудованном помещении с правом отдыха, дежурство на щите управления) определяет руководитель предприятия исходя из местных условий и рекомендаций по выбору основных видов обслуживания электрических сетей.

Капитальный ремонт подстанций напряжением 35 кВ и выше кроме подстанций напряжением 220-500 кВ имеющих местный ремонтный персонал, должен, как правило, выполняться бригадами централизованного ремонта (БЦР) подстанций. Численность персонала БЦР подстанций определяется с учетом годового объема ремонтных работ.

Работа БЦР на подстанциях напряжением 35 кВ и выше, расположенных на расстоянии не более 25 км от базы БЦР, а при наличии асфальтированных дорог – не более 40 км, организуется с ежедневным возвращением ее на базу. При расстояниях, превышающих указанные значения, целесообразна работа БЦР с еженедельным направлением ее к месту работы и возвращением к концу недели.

Бригады централизованного ремонта выполняют ремонт всего имеющегося на подстанции оборудования (за исключением оборудования ремонтируемого в заводских условиях). Капитальный ремонт подстанций должен осуществляться по сетевому графику, комплексно, с одновременным ремонтом кроме электротехнического оборудования, строительной части, коммуникаций подстанции, связи и т. д.

Объем работ для БЦР устанавливается ежегодно. Он определяется на основе перечня работ по капитальному ремонту подстанций, действующих норм времени и установленной для предприятия периодичности проведения такого вида работ.

За БЦР подстанций закрепляется автомастерская, а в случае необходимости, и передвижное общежитие. Работа персонала БЦР обычно организуется в одну или две смены.

1.5.3 Оперативное и техническое обслуживание сетей напряжением 0,38-20 кВ

Оперативное обслуживание электрических сетей 0,38-20 кВ должно осуществляться оперативно-диспетчерскими группами РЭС. Указанная группа состоит из диспетчеров РЭС (дежурных по РЭС) и оперативно-выездной бригады.

Оперативно-диспетчерская группа является структурным подразделением РЭС и осуществляет оперативно-диспетчерское управление объектами распределительных сетей на территории этого РЭС, независимо от их ведомственной принадлежности. Через это звено происходит обеспечение безопасных условий производства работ в распределительных сетях.

В оперативном управлении диспетчера РЭС обычно находится оборудование электрических сетей напряжением 6-20 кВ. Линии электропередачи напряжением 6-20 кВ, резервирование которых осуществляется за пределами РЭС, как правило, находятся в управлении диспетчера ПО.

Что касается распределительных сетей напряжением 0,38 кВ, то в соответствии с местными инструкциями в зависимости от наличия связи, территориального расположения, схемы электрических сетей и других факторов может быть установлена одна из следующих форм оперативного обслуживания:

- управление и ведение диспетчером РЭС (предпочтительная форма);
- управление мастером участка или дежурным электромонтером ОВБ и ведение диспетчером РЭС;
- управление диспетчером РЭС и мастером участка и ведение диспетчером РЭС.

При использовании последней формы обслуживания распоряжение на производство переключений оперативно-ремонтным персоналом своего участка должен давать мастер участка с ведома диспетчера РЭС, а электромонтерам ОВБ и другому персоналу (оперативно-ремонтный персонал РЭС и ПО, владельцы источников питания, потребители) – диспетчер РЭС. Указанную форму оперативного управления рекомендуется применять преимущественно для удаленных участков сети 0,38 кВ, размещенных отдельно от базы РЭС.

В связи с многообразием местных условий имеется широкий выбор возможной организации оперативного обслуживания. На организацию оперативного обслуживания сетей оказывают влияние следующие факторы: плотность сетей; состояние связи и дорог; обеспеченность транспортом; ожидаемое количество аварийных и плановых выездов в приемлемом радиусе обслуживания; возможности оперативного персонала изучить схему сетей, трассы линий электропередачи; расположение обслуживаемых объектов и основных потребителей.

Оперативное обслуживание должно обеспечивать требования норм к допустимым длительностям перерывов электроснабжения для потребителей третьей категории (не более 24 ч).

Оперативно-диспетчерская группа в административном отношении подчиняется начальнику, заместителю начальника или инженеру по эксплуатации РЭС. В оперативном отношении дежурный ОДГ подчиняется диспетчеру ПО, а по объектам, находящимся в управлении ОДГ, – руководству ПО.

В обязанности диспетчера входит:

а) по электрическим сетям всех назначений и напряжений в обслуживаемой зоне:

- прием, оформление и согласование заявок на вывод в ремонт элементов электросетей (вывод в ремонт удаленных участков может согласовываться с мастером этих участков);

- ведение оперативно-технической документации, оперативных схем, информационно-справочных документов;

- контроль ликвидации дефектов в элементах сетей, подлежащих незамедлительному устранению;

б) по электрическим сетям, находящимся в управлении диспетчера РЭС:

- руководство оперативными переключениями в нормальном и аварийном режимах;

- выдача разрешений на подготовку рабочего места и допуск бригады к работам;

- руководство локализацией и устранением повреждений и переключениями по восстановлению электроснабжения потребителей;

- контроль режимов работы электрической сети, нагрузок ее элементов, уровней напряжения у потребителей;
- поддержание нормальной схемы электрической сети, включая устройства релейной защиты, автоматики и телемеханики.

К оперативным работам в сетях 0,38-20 кВ относятся производство переключений для подготовки рабочих мест, осуществление переключений и нетрудоемких ремонтов, необходимых для восстановления электроснабжения потребителей. Бригада в составе двух человек (старший электромонтер и электромонтер-водитель) может выполнять подавляющее большинство таких работ. Для замены поврежденных приставок и опор воздушных линий, шкафов КТП 10/0,4 кВ и трансформаторов бригада должна состоять из трех человек и более. Эти замены и обходы для участков линий электропередачи длиной более 5 км с целью поиска мест повреждения не следует, как правило, поручать оперативному персоналу.

Все мероприятия по ликвидации нарушений в электрических сетях должны производиться с ведома и разрешения дежурного ОДГ. Никто, включая руководство РЭС, не имеет права без ведома ОДГ посылать бригады или отдельных лиц на аварийные обходы или ликвидацию аварий, а также проводить какие-либо переключения в сети. Решение о необходимости обхода линии электропередачи, участка линии, трансформаторной подстанции, распределительного пункта принимает дежурный ОДГ по согласованию с руководством РЭС. При этом должны быть определены участок линии, номер трансформаторной подстанции и распределительного пункта, подлежащих обходу, и установлен порядок поступления информации о результатах обхода.

Действия дежурного ОДГ при возникновении аварийной ситуации в сети заключается в следующем. Дежурный ОДГ, получив сообщение от персонала о месте, характере и объеме повреждения, совместно с руководством РЭС или самостоятельно решает, кто и в каком составе должен устранять повреждение. Если размеры повреждения незначительные (обрыв проводов, пробой изоляторов, перегорание проводов у зажима и т. д.) дежурный ОДГ поручает устранение такого повреждения ОВБ, для чего по телефону или радио передает бригаде наряд.

Если ОВБ занято или выявлены значительные повреждения (падение опор, обрыв нескольких проводов с их возгоранием, повреждение разъединителя, выключателя, трансформатора и т. п.) дежурный ОДГ обязан доложить руководству РЭС о необходимости высылать ремонтную бригаду и принять меры для немедленного допуска ее к работе. В некоторых случаях, если повреждение обнаруживается электромонтерами при обходе, дежурный ОДГ может выслать им помощь с нарядом, в который должны быть включены члены бригады и электромонтеры, производившие обход.

Дежурство диспетчеров РЭС и персонала ОВБ приказом (распоряжением) по ПО в зависимости от объема обслуживаемых сетей, наличия потребителей I категории, их схем электроснабжения и других условий может быть:

- круглосуточным на рабочем месте;
- круглосуточным с правом отдыха;
- на дому.

Рабочим местом ОДГ является диспетчерский пункт РЭС, который, как правило, должен размещаться на ремонтно-производственной базе РЭС. На рабочем месте диспетчера ОДГ должны находиться: оперативный журнал, журнал заявок, утвержденные оперативные схемы сетей 6-20 кВ, оперативные схемы сетей 0,38 кВ, журнал учета аварийных отключений, должностные инструкции, журнал телефонограмм, директивно-справочные материалы. Диспетчер ведет 11 документов, перечень нормативно-технической и справочно-информационной документации включает 15 наименований. Дополнительно к этому должны быть мнемосхемы сетей 6-20 и 0,38 кВ и альбомы нормальных схем этих сетей.

1.5.4 Оперативно-выездные бригады по обслуживанию распределительных электрических сетей

Оперативно-выездные бригады являются структурным подразделением РЭС и могут быть организованы как при РЭС, так и на эксплуатационном участке. Они создаются для оперативного обслуживания распределительной сети (трансформаторные подстанции напряжением 6-20/0,4 кВ, распределительные пункты напряжением 6-20 кВ и линии электропередачи напряжением 0,38-20 кВ).

Оперативно-выездные бригады, обеспечивающие оперативное и техническое обслуживание распределительных сетей напряжением 0,38-20 кВ, предусматриваются для тех РЭС, на территории которых от подстанций напряжением 35-110 кВ осуществляется в основном электроснабжение промышленных и сельскохозяйственных потребителей и оперативное и техническое обслуживание таких подстанций производится отдельно от распределительных сетей.

Протяженность воздушных линий напряжением 0,38-20 кВ, которые обслуживаются указанными ОВБ, составляет около 80 % общей протяженности воздушных линий напряжением 0,38-20 кВ энергосистемы.

Оперативно-выездная бригада состоит, как правило, из двух человек – дежурного электромонтера, имеющего квалификационную группу по электробезопасности не ниже IV, и электромонтера-водителя, имеющего квалификационную группу по электробезопасности не ниже III.

Место базирования ОВБ должно иметь устойчивую телефонную и радиосвязь с диспетчером РЭС, а также с руководством РЭС. Оперативно-выездная бригада обеспечивается автотранспортом.

Персонал ОВБ работает посменно по графикам, утвержденным руководством РЭС. В зависимости от объема обслуживания, состояния сетей, требований потребителей по бесперебойности электроснабжения может быть организовано одно-, двух- и трехсменное дежурство ОВБ.

Старшим оперативным лицом смены является дежурный электромонтер. В оперативном отношении персонал ОВБ подчиняется диспетчеру РЭС (или участка, если дежурство организовано на участке распределительных сетей). Административно персонал ОВБ подчиняется начальнику РЭС (участка) и руководителю ОДГ, если ОВБ организовано в РЭС. Распоряжения этих лиц работающей смене ОВБ должны быть обязательно согласованы с дежурным диспетчером.

Основной задачей, возлагаемой на ОВБ вместе с другими подразделениями РЭС, является обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей. Конкретизируется эта задача следующим образом:

- определение мест повреждения сетей, их локализация;
- восстановление электроснабжения потребителей по временной или постоянной схеме;
- участие в проведении аварийно-восстановительных работ;
- производство переключений, подготовка рабочих мест, допуск бригады и оформление окончания работ (с записью в оперативном журнале);
- систематический контроль состояния оборудования электросетей, нагрузок линий электропередачи, трансформаторов, а также показателей качества электроэнергии.

Персонал ОВБ, действуя по указанию вышестоящего оперативного лица, обеспечивает режим электрических сетей в закрепленной зоне обслуживания. Он должен быть осведомлен о состоянии и режиме работы всего электрооборудования, обо всех отклонениях параметров от нормы, проведенных и производимых работах.

К работам технического обслуживания, выполняемым ОВБ, могут быть отнесены обходы и осмотры воздушных линий, трансформаторных подстанций и секционирующих пунктов, расчистка трасс воздушных линий от кустарников, обрезка ветвей деревьев, устранение мелких неисправностей на линиях и трансформаторных подстанциях.

Выезд ОВБ для выполнения работ осуществляется по распоряжению дежурного ОДГ. Оставляя рабочее место, дежурный электромонтер должен сделать запись о цели и времени выезда, а после возвращения – о времени прибытия на базу.

Персонал ОВБ должен четко и регулярно вести оперативно-техническую документацию, правильно эксплуатировать закрепленный за ними автотранспорт, средства связи, защитные средства и другое имущество РЭС.

Полная загрузка электромонтеров ОВБ обеспечивается работами по техническому обслуживанию электрических сетей в свободное от оперативной работы время. Объем работ по техническому обслуживанию устанавливается и утверждается руководством ПО.

Специализация персонала на оперативной работе позволяет ему квалифицированно профессионально выполнять свои обязанности, что особенно важно при усложнении схем и повышении требований к надежности электроснабжения.

В зависимости от количества аварийных вызовов, наблюдаемых в РЭС, могут создаваться либо оперативно-выездные бригады, либо оперативно-эксплуатационные выездные бригады (ОЭВБ). Оперативно-выездные бригады специализируются только на оперативной работе. Оперативно-эксплуатационные выездные бригады наряду с оперативной выполняют и другие работы на закрепленном участке. К таким работам относятся: участие в работе бригад централизованного ремонта, согласование отключений с потребителями, осмотры воздушных линий и трансформаторных подстанций, измерение загнивания древесины опор воздушных линий, измерения нагрузок и напряжений на трансформаторных подстанциях, снятие показаний счетчиков, взятие проб масла и доливка масла в трансформаторы, надзор за работами и т. д.

В рабочее время ОЭВБ самостоятельно или в составе более крупной бригады ведут плановые работы, а при необходимости отзываются для выполнения оперативных работ. Вне рабочего времени организуется дежурство ОЭВБ на дому или сети обслуживаются ОВБ участка (района). Такая форма обслуживания удобна, если среднее число вызовов на аварийные работы не превышает 0,3 в сутки и ОЭВБ не поручаются плановые переключения по подготовке и восстановлению схемы сети для ремонтных и других работ.

При таком потоке заявок на аварийно-восстановительные работы персонал не срывается с плановых работ, можно четко планировать и контролировать ремонтно-эксплуатационные работы.

С увеличением плотности сетей до 1 у. е./км² и более, значительном количестве аварийных вызовов (более 0,3 в сутки) и усложнении схем сетей возникают условия, при которых целесообразно специализировать персонал только на оперативном обслуживании сетей. Организация таких ОВБ становится необходимостью, если в зонах обслуживания находятся районные центры, поселки городского типа и другие ответственные потребители без местного дежурного персонала.

При формировании ОВБ решается ряд вопросов организационного плана, таких как определение зоны обслуживания для бригады, количество бригад, периоды работы. Известен случайный характер поступления заявок и случайная величина длительности отключений и зависимость их от протяженности электрических сетей. При этом необходимо учитывать ряд специфических особенностей при планировании работ ОДГ. Число аварийных заявок на ликвидацию нарушений в работе электрических сетей зависит от величины обслуживаемой зоны и состояния сетей и в течение суток, недели может изменяться случайным образом. Случайной является и длительность устранения неисправностей. В отдельных случаях аварийные заявки могут обслуживаться с абсолютным приоритетом, когда ОВБ выезжает на их обслуживание, прерывая все другие работы или изменяя маршрут следования.

Обоснование рациональной структуры подразделений обслуживающих распределительные сети связано с большими методическими трудностями. Эти трудности обусловлены случайной природой явлений, которые следует учитывать при решении кадровых вопросов, имеется в виду случайный характер отказов электрооборудования подстанций и случайное время устранения этих отказов. Решение таких задач базируется на использовании математических методов теории массового обслуживания (ТМО).

Теория массового обслуживания – раздел теории вероятностей. Системой массового обслуживания называется система, состоящая из определенного числа обслуживаемых единиц, которые называются каналами обслуживания. Основными элементами системы массового обслуживания (СМО) являются: поток событий, число каналов и быстродействие каждого из них. Оперативное обслуживание объектов электрических сетей с полным основанием можно отнести к такой системе. В ней поток заявок на обслуживание представляет поток отказов электроустановок распределительных электрических сетей, каналами являются ремонтные бригады, восстанавливающие работоспособность. При ограниченном числе ремонтных бригад, обслуживающих систему, может образоваться очередь на выполнение ремонтных работ.

Одно из основных понятий ТМО – поток событий, который представляет собой последовательность однородных событий, следующих одно за другим в случайные моменты времени. Поток событий называется простейшим, если он обладает свойствами ординарности, стационарности и отсутствием последействия. Ординарность потока означает, что вероятность появления двух событий и больше в один и тот же момент времени практически отсутствует. Стационарность потока означает, что вероятность попадания того или иного числа событий на участок времени длиной $t + \Delta t$ не зависит от t , а зависит только от длины участка Δt . Отсутствие последействия заключается в том, что для двух отрезков времени Δt_1 ,

Δt_2 число событий, попадающих в один из них, не зависит от числа событий, попадающих в другой.

Простейший поток играет особую роль при исследовании СМО. Установлено, что при наложении нескольких простейших потоков результирующий поток также будет простейшим, и, кроме того, известно, что для простейшего потока промежутки времени между событиями распределены по показательному закону.

Общий подход при использовании ТМО – это представление любой физической системы, состояние которой меняется с течением времени в виде случайного процесса. Рассмотрим постановку указанной задачи применительно к работе оперативного персонала по обслуживанию электроустановок распределительных сетей при возникновении аварийных ситуаций. В данном случае под системой следует понимать совокупность обслуживаемых электроустановок, а состояние системы характеризуется числом отказавших элементов. Поскольку электрооборудование электрических сетей выходит из строя в случайные моменты времени и продолжительность восстановления работоспособности также носит случайный характер, то заранее невозможно предсказать в какой момент времени и сколько отказавших объектов будет в системе.

Известно, что наиболее распространенным способом оперативного обслуживания распределительных электрических сетей является круглосуточное дежурство одной ОВБ. В сложившейся ситуации при рассмотрении работы ОВБ удобно использовать математический аппарат, применяемый для одноканальных СМО с неограниченной очередью. Рассмотрим такую задачу.

Имеется одноканальная СМО с очередью, на которую не наложены никакие ограничения. Поток заявок, поступающих в СМО, имеет интенсивность λ , а поток обслуживаний – интенсивность μ . Необходимо найти предельные вероятности состояний и показатели эффективности СМО.

Система может находиться в одном из состояний $S_0, S_1, S_2, \dots, S_k$, где S_0 – канал свободен; S_1 – канал занят (обслуживает заявку, очереди нет); S_2 – канал занят, одна заявка стоит в очереди; S_k – канал занят ($k-1$) заявок стоят в очереди и т. д.

Граф состояний такой СМО представлен на рисунке 1.5

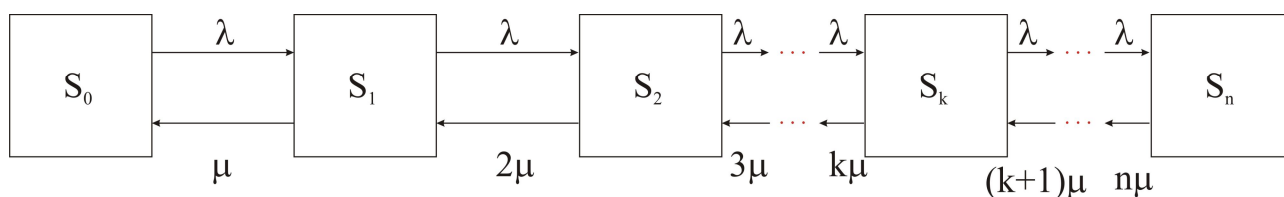


Рисунок 1.5 – Граф состояний одноканальной СМО с неограниченной очередью

С точки зрения теории вероятностей указанный процесс следует рассматривать как процесс гибели и размножения, но с бесконечным числом состояний, в котором интенсивность потока заявок равна λ , а интенсивность потока обслуживаний μ .

Формула для определения предельной вероятности состояния в такой системе имеет вид

$$P_0 = \left[1 + \frac{\lambda}{\mu} + \left(\frac{\lambda}{\mu}\right)^2 + \dots + \left(\frac{\lambda}{\mu}\right)^k + \dots \right]^{-1} = (1 + \rho + \rho^2 + \dots + \rho^k + \dots)^{-1}. \quad (1.7)$$

Так как предельные вероятности существуют лишь при $\rho < 1$, то геометрический ряд со знаменателем $\rho < 1$, записанный в скобках в формулу (1.7), сходится к сумме, равной $\frac{1}{1-\rho}$, поэтому

$$P_0 = 1 - \rho. \quad (1.8)$$

Предельные вероятности других состояний

$$P_1 = \rho(1 - \rho), \quad P_2 = \rho^2(1 - \rho), \dots, \quad P_k = \rho^k(1 - \rho), \quad \dots \quad (1.9)$$

Предельные вероятности $P_0, P_1, P_2, \dots, P_k, \dots$ образуют убывающую геометрическую прогрессию со знаменателем $\rho < 1$, следовательно, вероятность P_0 – наибольшая. Это означает, что если СМО справляется с потоком заявок (при $\rho < 1$), то наиболее вероятным будет отсутствие заявок в системе.

При оценке эффективности СМО обычно рассматриваются такие показатели как среднее число заявок, находящихся в очереди, и среднее время пребывания заявки в очереди. Для рассматриваемого типа СМО получены достаточно простые и удобные в расчетах формулы:

Среднее число заявок, находящихся в очереди (средняя длина очереди)

$$L_{\text{оч}} = \frac{\rho^2}{1 - \rho}, \quad (1.10)$$

и среднее время пребывания заявки в очереди

$$T_{\text{оч}} = \frac{\rho^2}{\lambda(1 - \rho)}. \quad (1.11)$$

Результаты проведенных расчетов по указанным формулам для наиболее типичных исходных данных (время обслуживания одного вызова – 2 ч и среднее количество заявок в сутки в диапазоне 0,5 - 1,5) приведены в таблице 1.3 [21].

Таблица 1.3 – Показатели эффективности работы ОВБ как СМО

Показатели	Среднее количество заявок в сутки		
	0,5	1,0	1,5
Загрузка ОВБ, % рабочего времени	4,16	8,32	12,48
Среднее число заявок, находящихся в очереди (в % от общего числа)	0,36	1,7	8,32
Среднее время пребывания заявки в очереди	2,06	2,20	2,3

Приведенные цифры свидетельствуют о том, что с увеличением загрузки ОВБ выездами на устранение аварийных ситуаций резко возрастает возможность появления задержек в обслуживании.

1.5.5 Технология выполнения работ оперативным персоналом в распределительных электрических сетях 0,38-20 кВ

Ведение режима. Порядок выполнения работ определяется местной инструкцией, в которой в частности дается описание нормальной схемы электроснабжения электрической сети напряжением 6-20 кВ, указываются точки нормального разрыва, места установки устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики, а также описание ремонтных режимов.

Основной принцип, закладываемый в схемы нормального режима, – обеспечение надежного электроснабжения потребителей и требуемых показателей качества электроэнергии при минимальных потерях электроэнергии в сетях. Пункты нормального разрыва сети выбираются с учетом размещения потребителей первой и второй категорий по надежности и удобства проезда к коммутационным аппаратам.

Ремонтные режимы отличаются от нормальных, так как часть электроустановок отключается. В данном случае должны быть указания по порядку перевода всей или части нагрузок с одной линии напряжением 6-20 кВ на другую, а также по изменению настроек устройств релейной защиты и автоматики.

Вывод электроустановок в ремонт. Вывод в ремонт может быть плановый, неплановый и аварийный. Производство работ в электроустановках без оформления оперативной заявки не допускается. В заявке в обязательном порядке указываются подробные сведения следующего характера: вид заявки, наименование выводимой в ремонт электроустанов-

ки, запрашиваемое время, цель отключения, место производства работ, меры обеспечивающие безопасность работ.

У оперативного диспетчера ПО имеются заявки на вывод в ремонт электроустановок, находящихся в оперативном управлении ПО, и внеплановые заявки РЭС. Плановые заявки по электроустановкам РЭС подаются в ОДГ мастерами.

Перечень лиц, которым разрешена подача заявок, устанавливается местными инструкциями. Порядок прохождения заявок следующий. Заявки подаются в ОДС ПО или ОДГ РЭС, разрешаются главным инженером ПО, начальником РЭС или их заместителями. Аварийные заявки может разрешать диспетчер.

Временем нахождения в ремонте электроустановки считается промежуток от ее отключения до включения. В случае необходимости продлить срок окончания ремонтных работ может лицо, разрешившее заявку, а при его отсутствии – дежурный диспетчер.

Ежемесячно в ОДС ПО район электрических сетей должен предоставлять установленным порядком график плановых отключений, согласованный с потребителями. Утверждается такой график не позднее, чем за 3 дня до начала планируемого месяца, а потребители предупреждаются не менее чем за 2 дня. Несогласованные с потребителями отключения считаются аварийными. Согласование отключений воздушных линий напряжением 0,38 кВ продолжительностью до одного рабочего дня может производиться на месте мастером с руководителями хозяйств, ферм, мастерских и пр.

Подготовка рабочего места и допуск бригады к работам. Предварительно оперативный персонал (оперативно-ремонтный персонал) по заданию и под руководством диспетчера выполняет необходимые операции по отключению коммутационных аппаратов, вывешиванию плакатов, установке заземления, а также по отключению совместно подвешенных цепей других организаций.

После этого диспетчер выдает производителю работ, допускающему наряд-разрешение на подготовку рабочего места и допуск бригады.

В разрешении указывается наименование электроустановки, место, где должно быть выполнено ее отключение и заземление, оставшиеся под напряжением части установки и срок, до которого разрешается выполнять работы. При работе на ВЛ производитель работ после получения разрешения на подготовку рабочего места должен убедиться в отсутствии напряжения и произвести наложение заземления непосредственно на месте работы, после чего допустить бригаду к работе. При работах на ТП и РП все операции непосредственно на рабочем месте и допуск бригады к работе производится допускающим.

Порядок ввода новых и реконструированных электроустановок в работу. Законченные строительством или реконструированные электро-

установки электрических сетей напряжением 0,38-20 кВ вводятся в эксплуатацию в соответствии с действующими правилами и нормами. Разрешение на ввод выдает главный инженер ПО (его заместитель) по заявкам подразделений ПО. Ввод в эксплуатацию электроустановок напряжением 0,38 кВ осуществляется по местным инструкциям. Подключение новых или реконструированных электроустановок к действующим электроустановкам следует оформлять оперативной заявкой и производить по наряду.

Ликвидация аварийных отключений в распределительных сетях напряжением 0,38-20 кВ. Среди нарушений, требующих принятия немедленных мер, будем рассматривать прекращение питания и недопустимые отклонения параметров от нормального режима. В целом за организацию работ по устранению аварийных ситуаций несут руководители ПО и его структурных подразделений (руководитель РЭС, мастера участков электрических сетей), а также руководство оперативно-диспетчерских подразделений. За проведение работ по локализации повреждений и других нарушений в электрических сетях напряжением 0,38-20 кВ и восстановление электроснабжения потребителей несет ответственность оперативный персонал: дежурный диспетчер ПО, дежурный диспетчер РЭС, персонал ОВБ.

Дежурный диспетчер ПО (РЭС) единолично управляет процессом ликвидации нарушений в работе электроустановок независимо от присутствия на диспетчерском пункте лиц вышестоящего административного или технического персонала. Его распоряжения выполняются немедленно и безоговорочно. Отменить распоряжение дежурного диспетчера РЭС может только он сам или диспетчер ПО. Если распоряжение оперативного персонала представляется ошибочным, об этом докладывается диспетчеру и дальше персонал действует по его указаниям. При неудовлетворительной работе диспетчера ПО (РЭС) он может быть заменен или вышестоящее административное лицо принять руководство ликвидацией аварии на себя. При этом делается отметка в журнале и сообщается старшему оперативному лицу.

На диспетчерском пункте должен находиться список персонала потребителей, привлекаемого к ликвидации нарушений в сетях напряжением 0,38-20 кВ с перечнем разрешенных ему действий. Оперативно-выездная бригада должна быть оснащена аварийным запасом электрооборудования, транспортом, средствами связи.

В случае возникновения аварийной ситуации диспетчер ПО (РЭС) должен:

- определить объект, на котором произошло нарушение;
- установить меру опасности для людей и оборудования;
- оценить необходимость производства переключений в сети;

- определить целесообразность привлечения персонала потребителей и смежных организаций;

- решить, какими силами необходимо найти и устранить повреждение.

При этом должны быть учтены все сопутствующие факторы (место нахождения персонала, схема сети, категоричность потребителей, оснащенность устройствами релейной защиты и автоматики, наличие транспорта, погодные условия и т. д.).

Переключения по локализации и восстановлению электроснабжения потребителей должны выполняться в первую очередь персоналом ОВБ, для ускорения может привлекаться оперативно-ремонтный персонал. Поиск места и устранение повреждений, как правило, должны выполняться ремонтным персоналом.

В случае отключения подстанции напряжением 35-110 кВ, питающей электрические сети напряжением 6-20 кВ, диспетчер РЭС связывается с диспетчером ПО для выяснения ожидаемых сроков подачи напряжения. Диспетчера ПО и РЭС принимают участие в подаче напряжения в сети напряжением 6-20 кВ по результатам ликвидации аварии. Если ОВБ РЭС обслуживает линии и подстанции, то они привлекаются к устранению аварийной ситуации. Оперативно-выездная бригада производит переключения в последовательности, обеспечивающей быстрейшую подачу напряжения на обесточенную подстанцию.

При автоматическом отключении линии напряжением 6-20 кВ делается осмотр и опробование линии включением выключателя, определяется зона повреждения. В случае неуспешного включения выключателя проводятся работы по локализации поврежденного участка, и после локализации все неповрежденные участки линии включаются под напряжение, а для отыскания места и характера повреждения организуется осмотр поврежденного участка.

Пример 1.1 Подстанция "А" и распределительная сеть напряжением 10 кВ от нее (см. рисунок 1.6) обслуживаются одной ОВБ, с которой у диспетчера имеется радиосвязь. На подстанции "Б" имеется местный персонал. Телеуправление отсутствует. На подстанции "А" установлен фиксирующий прибор для определения зоны КЗ. Повреждение ВЛ 10 кВ произошло на участке между разъединителем Р6 и дер. Красное (о чем персоналу неизвестно). Рассмотреть варианты ликвидации аварии.

Р е ш е н и е. Вариант I. В момент отключения ОВБ находилась в дер. Софиевка.

Порядок ликвидации аварии:

1. Осмотреть ВЛ 10 кВ и ТП на участке от Р7 до I РК, отключить Р7 и включить I РК, подав тем самым напряжение на ТП № 13 и 14.

2. Выехать к разъединителям Р2 и Р3 для проверки срабатывания указателей поврежденного участка (сработал указатель у Р2).

3. Отключить P2, проехать на подстанцию "А" и включить линию № 7, подав напряжение на ТП № 1, 2, 3 и 4. По показаниям фиксирующего прибора до места повреждения - 9-11 км.

4. Выехать к разъединителям P5 и P6, по пути контролируя состояние видимых из автомашины участков ВЛ 10 кВ между P2 и P5.

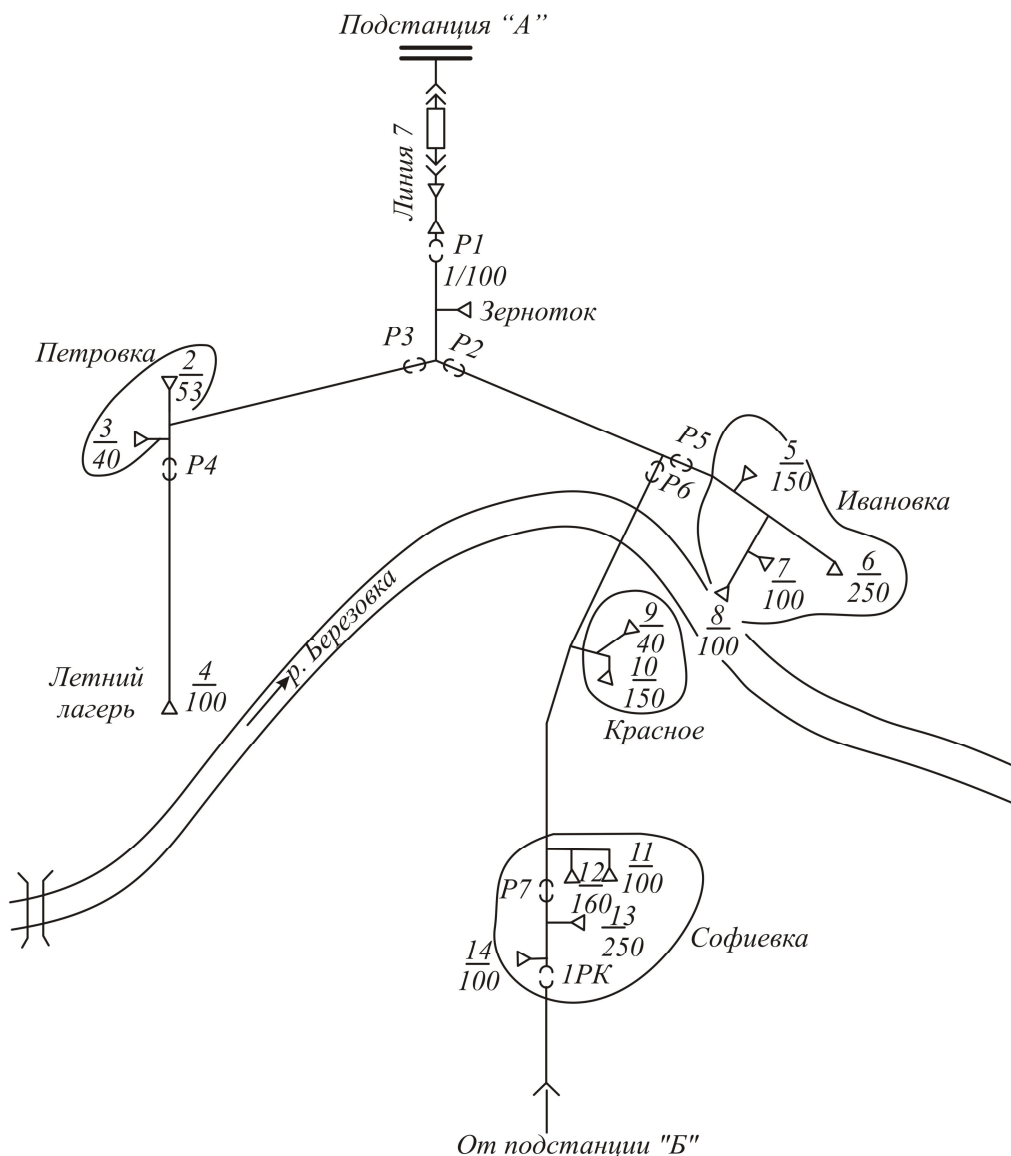


Рисунок 1.6 - Схема электрической сети 10 кВ

5. Отключить P6 (при примерно равных по ответственности и по количеству потребителей участках, отключаемых соответственно при отключении P5 и P6, повреждение вероятнее на более длинной ВЛ 10 кВ).

6. Осмотреть ВЛ 10 кВ и ТП в дер. Ивановка.

7. Включить P2, подав напряжение на ТП № 5, 6, 7, 8.

8. Место повреждения на отключенном участке между P6 и P7 отыскивается осмотром. После отыскания места повреждения в зависимости от предполагаемых сроков его устранения может быть выполнено дальней-

шее разделение поврежденного участка путем разрезания шлейфов на опорах с последующей подачей напряжения на все или часть простаивающих ТП № 9, 10, 11 и 12.

Вариант II. В момент отключения ОВБ находилась на подстанции "А".

Порядок ликвидации аварии:

1. По показаниям фиксирующего прибора определить возможную зону повреждения (примерные границы за Р4, Р5 и Р6).

2. Выехать к разъединителям Р2 и Р3, проверить срабатывание указателей поврежденного участка (сработал указатель у Р2) и отключить Р2.

3. Вернуться на подстанцию "А" и включить линию № 7, подав тем самым напряжение на ТП № 1, 2, 3, 4.

4. Выехать к разъединителям Р5 и Р6, по пути контролируя состояние видимых из автомашины участков ВЛ 10 кВ между Р2 и Р5.

5. Осмотреть ВЛ 10 кВ и ТП в дер. Ивановка (повреждений не обнаружено).

6. Отключить Р6.

7. Включить Р2, подав тем самым напряжение на ТП № 5, 6, 7 и 8.

8. Выехать в дер. Софиевка, осмотреть ВЛ 10 кВ и ТП на участке от Р7 до I РК, отключить Р7 и включить I РК, подав тем самым напряжение на ТП № 13, 14.

9. Место повреждения на отключенном участке фидера между Р6 и Р7 отыскивается осмотром.

После отыскания места повреждения в зависимости от предполагаемых сроков его устранения может быть выполнено дальнейшее разделение поврежденного участка путем разрезания шлейфов на опорах с последующей подачей напряжения на все или часть простаивающих ТП № 9, 10, 11 и 12.

Вариант III. В момент отключения ОВБ находилась на подстанции "А", в дер. Софиевка находится электромонтер потребителя, допущенный к производству переключений разъединителями Р7 и I РК.

Порядок ликвидации нарушения полностью соответствует порядку ликвидации по варианту II, за исключением того, что осмотр и переключения по п. 8 выполняет под руководством диспетчера электромонтер потребителя.

Вариант IV. В момент отключения ОВБ находилась в дер. Софиевка. Имеется телеуправление выключателями подстанции "А".

Порядок ликвидации аварии:

1. Осмотреть ВЛ 10 кВ и ТП на участке от Р7 до I РК, отключить Р7 и включить I РК, подав тем самым напряжение на ТП № 13, 14.

2. Включить линию № 7 с помощью устройств телемеханики (неуспешно).

3. Выехать к разъединителям Р2 и Р3 для проверки срабатывания указателей поврежденного участка (сработал указатель у Р2).

4. Отключить Р2 и включить линию № 7 с помощью устройств телемеханики, тем самым подать напряжение на ТП № 1, 2, 3 и 4.

Дальнейшие действия выполнять, как в варианте I.

В случае многократного отключения линии во время сильных порывов ветра делается ее осмотр, а при отключении во время максимальных нагрузок по приборам проверяется соответствие фактической нагрузки уставкам релейной защиты.

Сложнее решается вопрос определения места повреждения при замыкании или исчезновении напряжения в одной из фаз. В этой ситуации приходится использовать специальные приборы.

Если при осмотре не удастся обнаружить повреждение, то проверяется наличие напряжения на всех фазах шин 0,4 кВ ТП и на каждой из отходящих линий напряжением 0,38 кВ. Отсутствие напряжения на шинах 0,4 кВ при включенном разъединителе ТП свидетельствует о наличии повреждения на этом фидере. В этом случае ТП выводится в ремонт, и проводятся ремонтные работы (заменяются предохранители, коммутационные аппараты, проводится ремонт ошиновки). При обнаружении повреждения на линии она в установленном порядке должна быть выведена в ремонт.

В случае если повреждение в сети напряжением 0,38 кВ и на ТП не обнаружено, следует сообщить об этом потребителю и предложить ему провести тщательный осмотр собственных электроустановок.

При поступлении жалобы на неудовлетворительное качество электроэнергии в электрической сети напряжением 0,38 кВ от потребителя одной из ТП необходимо проверить загрузку по фазам и в случае необходимости ее выровнять, а также переключить на другое положение переключатель отпаек трансформатора. При поступлении жалоб от потребителей нескольких подстанций следует отрегулировать режим напряжения в сети напряжением 35-110 кВ.

Аварийно-восстановительные работы в случае стихийных явлений (сильный ветер, снегопад, паводок, гроза и т. д.) проводится с привлечением строительно-монтажной организации и потребителя.

При ненормальном режиме работы электрооборудования на ТП и в электрической сети напряжением 0,38 кВ диспетчер должен организовать осмотр ТП силами персонала РЭС, либо персонала потребителя. При этом проверяется положение выключателя и наличие видимых признаков повреждения на подстанции (пожара, выбросов масла, перекрытия изоляторов и т. д.). При проведении осмотра запрещается без ведома диспетчера и оформления заявки производить какие-либо действия на ТП.

Взаимодействие оперативно-диспетчерских служб и потребителей.

Важным фактором, позволяющим ускорить отыскание мест повреждения, устранить неполадки в электроустановках сетей, повысить безопасность работ, является хорошо налаженное сотрудничество сотрудников ОДГ с энергослужбами потребителей. Специфичность электрических сетей сельскохозяйственного назначения – большая протяженность, прохождение по труднодоступной для обычного транспорта местности или по

занятой сельскохозяйственными угодьями землям. Для значительного количества аварийных ситуаций время отыскания повреждений достигает 25 ...50 % общего времени ликвидации повреждений. Полученные сообщения о повреждении от населения обычно не дают полной информации о месте и характере повреждений, а в ряде случаев являются ошибочными, что приводит к дополнительным затратам времени на поиски повреждения и разъезды. В таких условиях целесообразно установить порядок получения сообщений о неисправностях в электрических сетях только от энергетиков предприятий.

При получении сообщения о перерыве электроснабжения от потребителей своего хозяйства электротехнический персонал предприятия должен немедленно установить характер повреждения. Если характер работ не требует подготовки рабочего места, повреждение устраняется персоналом хозяйства и делается сообщение в ОДГ РЭС. Перечень таких работ должен быть согласован с начальником РЭС. Если же нарушение произошло в высоковольтной части электрических сетей или нужна подготовка рабочего места, руководитель энергослужбы (дежурный по энергослужбе) сообщает об этом в ОДГ РЭС и дальше действует по его указаниям.

В энергослужбах сельскохозяйственных и промышленных предприятий может быть специально обученный на электросетевых предприятиях персонал, которому разрешается проводить определенные работы в высоковольтных электроустановках распределительных сетей (включение и отключение разъединителей на переключательных пунктах потребительских ТП). В этих случаях допущенные к работам электромонтеры имеют ключи от ТП и приводов коммутационных аппаратов переключательных пунктов. Получение ключа оформляется в специальном журнале. Утверждается также список лиц от энергослужб предприятий, которым разрешается вести оперативные переговоры. Электромонтеры, допущенные к работам в электроустановках электрических сетей, обеспечиваются необходимым количеством расходных материалов, например, предохранителей.

Границы обслуживания определяются двухсторонним актом, который утверждается руководителем предприятия и начальником РЭС.

1.6 Организация комплексного ремонта и технического обслуживания оборудования распределительных электрических сетей

При эксплуатации распределительных электрических сетей должны проводиться технические обслуживания и ремонты, направленные на обеспечение надежной работы электросетевого оборудования. При техни-

ческом обслуживании и капитальном ремонте применяется один из следующих способов выполнения работ:

- комплексный, то есть одна или несколько бригад выполняют полный объем работ на данном участке распределительной сети в течение возможно более короткого срока;
- по видам работ, то есть специализированные бригады выполняют однотипные работы на одной или нескольких параллельных линиях (например, замену приставок, выправку опор под напряжением, окраску металлических опор, расчистку трасс и т. д.)

Капитальный ремонт рекомендуется выполнять преимущественно комплексным методом. При этом удастся: повысить производительность труда; сократить время ремонта; повысить уровень технического руководства работами; более эффективно использовать средства механизации.

Работы по техническому обслуживанию и капитальному ремонту комплексным методом или по видам работ целесообразно выполнять, используя БЦР, организуемые в службе линий или территориальных производственных подразделениях ПО.

Периодичность проведения эксплуатационных мероприятий в распределительных электрических сетях в соответствии с действующими нормативным документом [11] можно разбить на 3 срока: 1 год (проводится техническое обслуживание); 3 года (выполняется ремонт ВЛ 0,38 кВ на деревянных опорах и определенная часть проверок и измерений); 6 или 12 лет (проводится капитальный ремонт линий на деревянных опорах (6 лет) или капитальный ремонт ВЛ на железобетонных или металлических опорах (12 лет)).

В соответствии с этим можно порекомендовать выполнение нескольких комплексов. Например, для электрических сетей напряжением 0,38-20 кВ такие комплексы могут выглядеть следующим образом (таблица 1.4)

Комплекс № 1 проводится с периодичностью 1-2 раза в год, комплекс № 2 – 1 раз в 3 года, комплекс № 3 – 1 раз в 6 (12) лет.

Выбор метода выполнения работ должен производиться ИТР службы линий или РЭС, исходя из необходимости обеспечения наиболее высокой производительности труда, лучшего использования машин и механизмов, наименьшей продолжительности отключения ЛЭП с учетом объемов выполняемых работ, состояния трассы ВЛ и оснащения подразделений средствами механизации.

Ремонтные работы на ВЛ должны выполняться по специальным инструкциям (типовым, местным) или по технологическим картам и по схемам производства (проектам организации работ), утверждаемым главным инженером ПО.

Результаты осмотров, проверок и измерений заносятся в листок осмотра. По нему формируются записи в журнал неисправностей и мастер

выносит решение о сроках и способах ликвидации неисправностей, а при устранении их отмечают дату и время выполнения работ.

Таблица 1.4 - Комплексы по техническому обслуживанию и ремонту распределительных электрических сетей напряжением 0,38-20 кВ

Вид объекта	Комплекс № 1	Комплекс № 2	Комплекс № 3
ВЛ 0,38-20 кВ	Осмотр ВЛ, измерение загнивания древесины и состояния ж.б. опор, устранение дефектов, выправка опор, подтяжка бандажей и болтов, расчистка просек, проверка стрел провеса, обновление нумерации, регулировка грозозащитных устройств, проведение работы с населением по охране электроустановок	Работы комплекса №1, а также: замеры контура защитного заземления опор и КРУН, верховой осмотр ВЛ, замер сопротивлений контуров повторного заземления, измерение сопротивления петли «фаза-нуль», составление ведомости неисправностей для капитального ремонта и заявки на материалы	Работы комплекса № 2, а также: выполнение мероприятий по повышению надежности; устранение выявленных дефектов; замена опор, приставок, траверс; замена изоляторов и вязок; ремонт контуров заземления; замена проводов; ревизия контактных соединений; окраска металлических конструкций; ремонт концевых воронок
ТП, РП	Осмотр ТП и РП, измерение нагрузки и напряжения, устранение выявленных дефектов, обновление нумерации, ревизия контактных соединений, наладка устройств автоматики и защиты, доливка трансформаторного масла, замена силикагеля в фильтрах, проверка предохранителей, ремонт и регулировка коммутационных аппаратов, ремонт вторичных цепей, снятие показаний счетчиков, ремонт концевых заделок на кабелях, снятие и сдача на проверку электроизмерительных приборов, уточнение паспортных данных и внесение изменений в техническую документацию	Работы комплекса № 1, а также: замер контуров заземления ТП и РП, отбор проб и анализ трансформаторного масла, замер сопротивления изоляции обмоток трансформатора, составление ведомости неисправностей для капитального ремонта и заявок на материалы	Работы комплекса № 2, а также: выполнение мероприятий по повышению надежности; внедрение новой техники и автоматизации; доливка масла в трансформатор; замена изоляторов, разрядников, приборов учета; ремонт контуров заземления; ремонт фундаментов и строительной части ТП и РП; замена трансформаторов ТП; установка и ремонт средств грозозащиты; ревизия контактных соединений; чистка изоляции в ТП; окраска металлических конструкций

1.7 Определение численности персонала электросетевых предприятий

Определение численности персонала ЭСП предстает определенными трудностями. Связано это с рядом факторов, обусловленных специфичностью построения электросетевого хозяйства и особенностями организации эксплуатации распределительных электрических сетей.

В первую очередь необходимо отметить случайный характер возникновения отказов в электрических сетях, случайное время их устранения и неопределенность с местонахождением персонала ОВБ в данный момент. В таких ситуациях для подсчета необходимых трудозатрат на выполнение работ необходимо располагать статистическими данными по рассматриваемым случайным величинам.

К особенностям организации эксплуатации следует отнести привлечение персонала ОВБ к выполнению помимо оперативной работы плановых профилактических мероприятий.

Другая специфическая особенность связана с рассредоточением объектов обслуживания по территории, в результате возникает потеря рабочего времени на проезды от баз до объектов обслуживания. Указанные потери составляют значения от 10 ... 15 % в распределительных сетях до 45 % в питающих сетях напряжением 110-330 кВ [3]. Затраты времени на проезды от ремонтно-производственной базы до объекта работ в каждом конкретном случае могут быть вычислены достаточно точно с учетом состояния дорожного полотна, скорости движения, расстояния от баз до объектов, принятой схемы размещения персонала и механизмов. Практика эксплуатации электрических сетей позволила установить среднее значение для скорости проезда 18 км/ч и среднюю величину расстояния проездов – 25км [3].

При расчете потерь необходимо учитывать факторы, связанные с неблагоприятными атмосферными условиями (осадки, грозы) и климатическими условиями (низкая температура, сильный ветер), препятствующими проведению работ по условиям техники безопасности.

При расчете численности персонала по обслуживанию электрических сетей необходимо также учитывать влияние условий, в которых будут выполняться работы: температурные условия и связанное с ними увеличение трудозатрат в холодный период года; рельеф местности (в гористой местности работы усложняются из-за трудности проезда и подходов к объектам и специфики выполнения работ); состояние трасс, влияющее на возможность проезда по ним в различное время года.

Оценка влияния механизации работ на численность работ производилась неоднократно. Установлена зависимость удельной численности персонала ($\Pi_{уд}$) от оснащения работ механизмами $M_{раб}$

$$\Pi_{\text{уд}} = 34,6e^{-0,014M_{\text{раб}}}, \quad (1.12)$$

где $M_{\text{раб}}$ – количество машин на 100 человек работающих.

Характерно существенное снижение удельной численности персонала при возрастании объема работ ЭСП до 25 ... 30 тыс. у. е. и сравнительно небольшое уменьшение этого показателя при дальнейшем увеличении объема. На крупных ЭСП широко развита специализация персонала, выше степень концентрации работ, лучше используются возможности маневрирования механизмами и персоналом. Увеличение объема работ ЭСП свыше 35 тыс. у. е. не дает ощутимого результата в снижении численности. Видимо при таком объеме работ наступает оптимум.

Плотность электрических сетей F_c (объем работ по обслуживанию электрической сети, выраженный в у. е. на 1 км² территории в границах ЭСП) определяет концентрацию работ на объектах и расстояние последних от баз обслуживания. Непроизводительные затраты рабочего времени (потери времени в пути, перебазировка, организация работ на новом объекте и т. д.) сокращается с увеличением плотности сетей.

Экспериментальные исследования, проведенные на 67 ЭСП, позволили установить наличие тесной корреляционной связи между рассматриваемыми параметрами. Зависимость удельной численности персонала в чел./100 у. е. от плотности F_c выражается формулой

$$\Pi_{\text{уд}} = 33,87 - 6,76F_c + F_c^2. \quad (1.13)$$

В наибольшей степени изменение удельной численности персонала происходит при возрастании плотности сетей до 2,5 у. е./км².

Совокупность всех рассмотренных факторов привела к тому, что в распределительных электрических сетях в настоящее время применяется нормативный метод определения численности персонала, предусматривающий использование удельных показателей.

В принципе в практике работы эксплуатационных подразделений по обслуживанию электроустановок существует несколько методов определения численности производственного персонала. Один из них основан на использовании объема годовой производственной программы, которая определяется путем перевода физических единиц электрооборудования в условные (таблица 1.1). Число электромонтеров в этом случае определяется по формуле

$$N_Q = Q_{\text{ГП}} / a, \quad (1.14)$$

где a – норма трудозатрат на одного электромонтера в у. е.

К сожалению, применительно к электросетевым предприятиям такая норма официально не установлена. При эксплуатации электрооборудования сельскохозяйственных предприятий принимается величина $a = 100$.

Нормативная численность персонала может отличаться в различной степени детализации норм в зависимости от целей расчета.

Для упрощенных расчетов удобно воспользоваться укрупненными нормативами, приведенными в таблице 1.5

Таблица 1.5 - Укрупненные нормы по определению персонала распределительных электрических сетей

Элементы сети	Единица измерения	Численность персонала, чел.
ВЛ напряжением 35 кВ и выше	100 км	5,3
ВЛ напряжением 0,38-20 кВ	100 км	3,6
Кабельные линии напряжением до 10 кВ	100 км	7,0
Подстанции напряжением 35-110 кВ и выше	1 подст.	3,8
ТП, РП, КТП 6-35/0,4 кВ	100 шт	6,0

Фактическая численность персонала может значительно отличаться от нормативной численности.

Более точный расчет численности персонала можно произвести, используя действующие нормативы [10], которые составлены с большей детализацией и учетом факторов, используемых при расчетах. Так, при определении численности рабочих по оперативному и техническому обслуживанию подстанций необходимо руководствоваться следующими нормами (таблицы 1.6 и 1.7).

Таблица 1.6 – Нормы численности персонала по оперативному и техническому обслуживанию подстанций напряжением 35 кВ и выше

Количество присоединений с выключателями напряжением 6 кВ и выше на подстанциях, ед.	Численность рабочих на одну подстанцию, чел. при напряжении подстанции, кВ				
	35	110-150	220	330	400-500
до 20	0,66	1,22	2,60		
21-50	0,74	1,35	2,81	6,3	9,44
более 50	0,87	1,59	3,18		

Таблица 1.7 – Нормативы численности рабочих по оперативному и техническому обслуживанию РП 6-20 кВ и ТП 6-35/0,4 кВ

Наименование устройств	Численность рабочих на 100 устройств, чел. при плотности распределительных сетей 0,38-20 кВ, км/(тыс. км ²)		
	до 600	601-1200	более 1200
ТП, КТП 6-20/0,4 кВ с одним трансформатором	1,69	1,53	1,38
ТП, КТП 6-20/0,4 кВ с двумя трансформаторами	1,74	1,56	1,41
МТП 6-35/0,4 кВ	1,78	1,62	1,43

Аналогичный подход применяется для воздушных линий электропередачи (таблицы 1.8 и 1.9).

Таблица 1.8 – Нормативы численности рабочих по ремонту и техническому обслуживанию ВЛ напряжением 35 кВ и выше

Напряжение, кВ	Количество цепей на опорах	Численность рабочих на 100 км трассы линии, чел. для материала опор			
		металл	железобетон	дерево с ж.б. приставками	дерево
35	1	1,02	0,64	1,02	1,28
	2	1,42	0,84		
110	1	1,23	0,64	1,09	1,28
	2	1,47	0,84		
220	1	1,28	0,77	1,35	1,67
	2	1,67	1,35		
330	1	1,47	1,09		
	2	2,39	1,47		
400-500	1	2,05	1,54		

Таблица 1.9 – Нормативы численности рабочих по оперативному и техническому обслуживанию ВЛ напряжением 0,38-20 кВ

Напряжение, кВ	Материал опор	Численность рабочих на 100 км трассы линий, чел. при плотности распределительных сетей, км/(тыс.км ²)		
		до 600	601-1200	более 1200
2-20	металл, ж.б.,	0,81	0,73	0,67
	дерево с ж.б. приставкой, де-	0,88	0,79	0,71
	рево	0,89	0,80	0,72
до 1	металл, ж.б.,	0,91	0,82	0,74
	дерево с ж.б. приставкой, де-	1,02	0,91	0,83
	рево	1,05	0,94	0,86

Указанный методический подход используется также для определения численности персонала других служб (релейной защиты и автоматики, испытаний оборудования, механизации работ и т. д.).

Применительно к электрическим сетям определенную сложность представляет установление плотности электрических сетей, поскольку из общей площади, занимаемой районом, необходимо исключать болота, лесные массивы и т. п.

Основным недостатком рассматриваемого способа определения численности персонала является не учет фактических трудозатрат на проведение эксплуатационных мероприятий. Это связано с совмещением персоналом ОДГ функций оперативно-диспетчерского управления и работ по техническому обслуживанию и ремонту электрических сетей, случайным характером аварийных ситуаций, наблюдаемых в сетях, и отсутствием необходимых данных для расчета.

Наиболее полное соответствие фактического состава производственных рабочих выполняемым мероприятиям можно получить, определяя число электромонтеров по трудоемкости годовой производственной про-

граммы в чел.-ч. В данном случае необходимо знать периодичность проведения эксплуатационных мероприятий, их количество, и трудозатраты на каждый вид работ. Такие данные, например, имеются для нормирования труда работников энергетического хозяйства городских и муниципальных электрических сетей [17].

Годовые затраты на плановые профилактические мероприятия в этом случае рассчитываются по формуле

$$T_{\text{гп}} = \sum_{i=1}^m (f_{\text{ТО}i} C_{\text{ТО}i} + f_{\text{ТР}i} C_{\text{ТР}i} + f_{\text{КР}i} C_{\text{КР}i}), \quad (1.15)$$

где $f_{\text{ТО}i}, f_{\text{ТР}i}, f_{\text{КР}i}$ – число технических обслуживаний, текущих и капитальных ремонтов i -го вида электрооборудования в году;

$C_{\text{ТО}i}, C_{\text{ТР}i}, C_{\text{КР}i}$ – трудоемкость технического обслуживания, текущего и капитального ремонта единицы электрооборудования i -го типа.

Зная трудоемкость годовой производственной программы, можно определить среднегодовое число электромонтеров по формуле

$$N_{\text{сг}} = T_{\text{гп}} / \Phi, \quad (1.16)$$

где Φ – фонд рабочего времени одного электромонтера, рассчитывается по выражению

$$\Phi = (d_k - d_b - d_n - d_o)th - t_c d_{\text{пн}}, \quad (1.17)$$

где $d_k, d_b, d_n, d_o, d_{\text{пн}}$ – соответственно число календарных, выходных, праздничных, отпускных и предпраздничных дней в рассматриваемом году;

t – продолжительность смены, ч;

h – коэффициент использования рабочего времени, учитывающий уважительные причины ($h = 0,93 - 0,96$);

t_c – промежуток времени, на который сокращается рабочий день в предпраздничные дни.

Ориентировочно годовой фонд рабочего времени составляет 1740 ч.

Указанный методический подход с успехом может быть применен для определения численности персонала БЦР при выполнении ими работ по капитальному ремонту электросетевого оборудования.

Расчет численности персонала ОВБ и ОЭБ указанным способом вызывает определенные трудности из-за отсутствия необходимых статистических данных, совмещения различных видов работ одним и тем же персоналом и по ряду других причин. Рассмотрим более подробно этот вопрос применительно к ОДГ РЭС. Годовые трудозатраты персонала ОВБ, чел.-ч, при обслуживании электрических сетей 6-10 и 0,38 кВ определяется по формуле

$$T_{\text{ОВБ}} = T_{\text{оп}} + T_{\text{ав}} + T_{\text{то}}, \quad (1.18)$$

где $T_{\text{ОП}}$ – трудоемкость оперативных работ;
 $T_{\text{АВ}}$ – трудоемкость устранения аварийных ситуаций;
 $T_{\text{ТО}}$ – трудоемкость работ по техническому обслуживанию, выполняемых ОВБ.

При этом

$$T_{\text{ОП}} = \sum_{i=1}^m n_{\text{ОП}i} (t_{\text{ОП}i} + 2t_{\text{пр}i}), \quad (1.19)$$

где $n_{\text{ОП}i}$ – количество работ по оперативному обслуживанию i -го элемента сети (в данном случае в качестве элемента можно рассматривать: ВЛ 6-10 кВ, ТП, ВЛ 0,38 кВ);

$t_{\text{ОП}i}$ – среднее время выполнения единицы работы в ч по оперативному обслуживанию для i -го элемента сети;

$t_{\text{пр}i}$ – среднее время проезда в ч до объекта обслуживания для i -го элемента сети.

Аналогичную формулу можно использовать для устранения аварийных отказов электрооборудования в сети

$$T_{\text{АВ}} = \sum_{i=1}^m n_{\text{АВ}i} (t_{\text{АВ}i} + 2t_{\text{пр}i}). \quad (1.20)$$

Трудозатраты на проведение работ по техническому обслуживанию оперативным персоналом

$$T_{\text{ТО}} = k_{\text{пр}} \sum_{j=1}^S m_j t_j, \quad (1.21)$$

где m_j – количество работ по техническому обслуживанию j -го вида, выполняемых ОВБ на всех участках сети в течение года;

t_j – норма времени, чел.- ч, на выполнение работ j -го вида;

$k_{\text{пр}}$ – коэффициент, учитывающий затраты времени на проезды до объектов, на которых ОВБ производит работы по техническому обслуживанию.

К работам по техническому обслуживанию, выполняемым ОВБ, могут быть отнесены: обходы и осмотры ВЛ, ТП и секционирующих пунктов; расчистка трасс ВЛ от кустарников; обрезка ветвей деревьев; устранение мелких неисправностей в ТП.

Номенклатура работ, выполняемых ОЭВБ, шире, она может включать отдельные работы по ремонту и устанавливается с учетом технического состояния электроустановок и примененной системы ремонтов и технических обслуживаний.

2 Планирование работ электросетевых предприятий

2.1 Анализ возможных стратегий обслуживания электрооборудования

Элементы электрических сетей относятся к классу ремонтируемых (восстанавливаемых) изделий, за исключением отдельных из них (изоляторы, предохранители, кабельные муфты, трансформаторы тока с литой изоляцией и др.), которые при отказе заменяются новыми. Следовательно, нормальное функционирование электросетевого оборудования, свойства которого ухудшаются в процессе эксплуатации, может быть обеспечено своевременными техническими обслуживаниями и ремонтами. При построении системы технических обслуживаний и ремонтов электрооборудования важное значение имеет определение стратегии обслуживания, которая устанавливает основные технические принципы обслуживания и тем самым определяет затраты труда, средств и времени.

Обслуживание электрооборудования в распределительных электрических сетях может быть аварийным, планово-предупредительным и по текущему состоянию. Обслуживание электрооборудования только после выхода его из строя («нулевая стратегия») без проведения профилактических мероприятий дает низкие показатели надежности, поэтому преимущественно применяется планово-предупредительная система обслуживания.

Возможные варианты построения систем обслуживания электрооборудования распределительных электрических сетей приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Варианты построения системы обслуживания электрооборудования распределительных электрических сетей

Системы технических обслуживаний и ремонтов						
Вариант	Техническое обслуживание		Ремонт			
			Плановый		Аварийный	
	Периодичность	Объем	Периодичность	Объем	Периодичность	Объем
1	Регламентированная	Регламентированный	Регламентированная	Регламентированный	После отказа	По глубине повреждения
2	Регламентированная	Регламентированный	По техническому состоянию	По техническому состоянию	После отказа	По глубине повреждения
3	Регламентированная	Регламентированный	Регламентированная	По техническому состоянию	После отказа	По глубине повреждения

В таблице 2.1: 1 – система планово-предупредительных ремонтов, регламентированная по периодичности и объему; 2 – система обслуживания по текущему состоянию; 3 – комбинированная система обслуживания.

При планово-предупредительной стратегии наиболее часто выполняется обслуживание электрооборудования через определенные заранее установленные календарные сроки с типовым объемом работ. По своему содержанию этот вид обслуживания является групповым, так как базируется на усредненном опыте эксплуатации однотипных групп оборудования. В этом его преимущество. Основным недостатком заключается в отсутствии учета фактического состояния.

Система планово-предупредительных ремонтов не исключает, как известно, вероятности отказа электрооборудования распределительных сетей, и, следовательно, необходимости выполнения в случайные моменты времени аварийно-восстановительных работ, которые по своему объему могут быть как капитальными, так и текущими. Плановый ремонт объектов электрической сети выполняется независимо от появления отказов. Если до срока проведения планового ремонта возник отказ какого-либо элемента сети, то он ремонтируется, и объект продолжает работать до очередного планового ремонта. При таком подходе оборудование может выводиться в плановый ремонт с большой остаточной работоспособностью, то есть при не полностью использованном ресурсе.

Стратегия ремонтов электросетевого оборудования по фактическому состоянию предполагает вывод его в ремонт только при достижении им предельного состояния. Для реализации такой стратегии необходимо располагать соответствующим диагностическим оборудованием и иметь высококвалифицированный персонал. Важная роль здесь отводится более частой диагностике и контролю состояния элементов сети с целью своевременного выявления и прогнозирования деградации отдельных деталей и узлов. Данная система обслуживания электроустановок требует дополнительных затрат на техническое обслуживание и не исключает полной вероятности внеплановых ремонтов. Однако по сравнению с системой плановых ремонтов указанная стратегия существенно снижает появление отказов электрооборудования в распределительных сетях. Такой способ обслуживания электроустановок широко применяется за рубежом.

Одной из разновидностей системы планово-предупредительных ремонтов является комбинированная система, когда ремонтные работы в электрических сетях проводятся через регламентированные промежутки времени, а объем мероприятий определяется по результатам проверок, измерений и осмотров. Именно такая система используется в настоящее время при эксплуатации отечественных электрических распределительных сетей.

С точки зрения рациональной организации эксплуатации такая система имеет существенные недостатки, поскольку заранее не известен объем предстоящих работ и трудно планировать материальные и людские ресурсы.

2.2 Планирование эксплуатационных мероприятий электросетевыми предприятиями

Указанный вопрос рассматривается применительно к электрическим сетям напряжением 0,38-20 кВ.

Планирование технических обслуживаний и ремонтов распределительных электрических сетей заключается в составлении перспективных (многолетних) годовых и месячных планов работ, увязке объемов и сроков проведения ремонтов с трудовыми, материальными и денежными ресурсами. Основой для планирования служат сведения о состоянии эксплуатируемого оборудования и принятой периодичности планово-предупредительных ремонтов. Предусмотренные перечни электрооборудования группируются в комплексы, чтобы свести к минимуму затраты рабочего времени на подготовку работ и переезды, уменьшить количество плановых отключений воздушных линий электропередачи и подстанций.

Одним из факторов, существенно влияющим на планирование и организацию комплексных работ, является подход к понятию «объект обслуживания». Если при поэлементном методе – это может быть отдельная опора, секционирующий пункт, пролет воздушной линии, то при комплексной форме выполнения работ, это должен быть участок сети.

Итак, предварительно необходимо поделить всю сеть, на которой будут выполняться ремонтные работы, на участки. Такое деление производится на основе оценки технического состояния электроустановок и сооружений, качества проведенных ремонтов и полноты ликвидации имевших место дефектов. При этом важно оценить возможный объем ремонта рассматриваемого объекта с имеющимися ресурсами. Дальнейшее планирование работ должно осуществляться по объектам комплексных работ, объекты должны быть пронумерованы и нанесены на оперативные схемы сети. Практика показала, что в качестве объекта капитального ремонта целесообразно рассматривать 6 ... 10 км воздушных линий напряжением 6-20 кВ, 10 ... 15 км воздушных линий 0,38 кВ и 3-5 сетевых трансформаторных подстанций. Нормативный документ [16] рекомендует в качестве объекта комплексного ремонта принимать

- одну воздушную линию напряжением 6-20 кВ (или ее участок между коммутационными аппаратами, анкерными опорами и т. п.);
- группу воздушных линий напряжением 0,38 кВ одного населенного пункта;
- несколько ТП 6-20/0,4 кВ одного населенного пункта;
- распределительный пункт 6-20 кВ;
- участок ВЛ 10 кВ с подключенными к нему ТП 10/0,4 кВ;
- ТП 10/0,4 кВ с отходящими от нее ВЛ 0,38 кВ и др.

Стремление в еще большей степени уменьшить объем работ, например, путем выделения в самостоятельные объекты отдельных подстанций или воздушных линий напряжением 0,38 кВ, неоправдано, поскольку влечет за собой проведение работ на большом количестве объектов, находящихся в разных местах, сокращение объемов работ на каждом объекте до такой степени, что снижается эффективность специализации персонала и применяемые средства механизации.

Перспективный график ремонтов объектов распределительной сети показан на рисунке 2.1.

СОГЛАСОВАНО:

Начальник службы распределителей
(ПТС)

дата, подпись, Ф. И. О.

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер _____

наименование ПО

дата, подпись, Ф. И. О.

**ПЕРСПЕКТИВНЫЙ (ПЯТИЛЕТНИЙ) ГРАФИК КАПИТАЛЬНЫХ
РЕМОНТОВ ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДСЕТИ**

Наименование объекта	Год последнего ремонта	20__ г.		20__ г.		20__ г.		20__ г.		20__ г.	
		план. месяц	факт. месяц	план. месяц	факт. месяц	план. месяц	факт. месяц	план. месяц	факт. месяц	план. месяц	факт. месяц
ВЛ 6-20 кВ											
ВЛ 0,38 кВ											
ТП 6-35/0,4 кВ, РП											

Начальник _____ РЭС

дата, подпись, Ф. И. О.

Рисунок 2.1 – Перспективный график капитальных ремонтов распределительной сети

Перспективный график ремонта электрических сетей составляется с целью обеспечения принятой периодичности мероприятий, равномерной загрузки персонала, а также совместимости отключения линий электропередачи и подстанций. При необходимости график согласуется со смежными районами и производственными отделениями. Многолетний график ежегодно корректируется в связи с вводом новых подстанций, участков сетей, их реконструкции, изменением схем сетей, а также фактическим состоянием воздушных линий и подстанций.

Перспективные графики рекомендуется составлять для каждого РЭС. Они являются продолжением предыдущих графиков и находятся на участке, в РЭС и ПТС ПО для руководства в работе.

Непосредственно работы по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий напряжением 0,38-20 кВ следует осуществлять по годовому плану-графику капитальных ремонтов и годовому плану технического обслуживания распределительных электрических сетей (рисунок 2.2)

Сетевая компания
ПО

УТВЕРЖДАЮ:
главный инженер сетевой компании

**ГОДОВОЙ ПЛАН-ГРАФИК РЕМОНТА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ на 20 _____ год**

Напряжение (кВ). Наименование объекта электросети	Характеристика объекта				Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Срок службы от последнего капитального ремонта (год)	Планируемое время ремонта		Сметная стоимость тыс. руб.	Исполнитель
	ВЛ, КЛ (протяженность, км)		ТП шт./кВ·А	РП, СП шт./присоединений			Начало (дата)	Окончание (дата)		
	по трассе	по цепям								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Главный инженер ПО
Начальник службы распределительных сетей

**ГОДОВОЙ ГРАФИК
ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
ЭЛЕКТРОСЕТЕЙ**

РЭС на 20 _____ г.

Наименование объекта электросети	наименование																			
	в том числе																			
	Трудозат		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь						
	п	ф	п	ф	п	ф	п	ф	п	ф	п	ф	п	ф	п	ф	п	ф	п	ф
	ВЛ 6-20 кВ																			
	ВЛ 0,38 кВ																			
	ТП 6-35/0,4 кВ																			

Начальник РЭС

СОГЛАСОВАНО:
Начальник службы
распределительных сетей (ПТС)

УТВЕРЖДАЮ:
Технический руководитель
электрических сетей

**Рисунок 2. 2 – Годовой план-график капитальных ремонтов и
годовой график технического обслуживания распределительных сетей**

Годовой план-график ремонтов должен составляться в соответствии с периодичностью работ, указанной в нормативном документе [11] и ведомостями ремонтных работ, составляемых на основе журналов дефектов, данных осмотров, проверок и измерений. Тщательный осмотр объектов и необходимые измерения, а также просмотр журнала дефектов производятся под руководством лица, которое в дальнейшем будет возглавлять проведение комплексного ремонта. До начала ремонта выполняется повторный осмотр объекта, который особенно эффективен, если после составления ведомости дефектов наблюдалось воздействие повышенных нагрузок или стихийных факторов. Ведомости ремонтных работ являются основанием для составления смет и спецификаций на материалы и оборудование.

Годовые планы уточняют объемы, необходимость и возможность выполнения работ с учетом решений о повышении надежности, внедрения новой техники и указаний вышестоящих организаций. Годовые планы и ведомости объемов ремонтов составляются с сентября года, предшествующего планируемому периоду. К этому времени уже имеются данные о результатах измерений загнивания древесины, раскрытия трещин железобетонных опор и другие сведения о состоянии воздушных линий и подстанций.

Для каждого объекта комплексных работ составляется географическая схема (наиболее целесообразно в масштабе 1:10 000), на которую наносятся основные данные объектов (опоры по видам и по материалу стоек и приставок, марки и длины проводов, места установки соединителей и т. д.). На схеме условными значками наносятся выявленные дефекты и работы, подлежащие выполнению.

Планируемые объемы работ по техническому обслуживанию и ремонту должны быть проверены на соответствие имеющимся трудовым и материальным ресурсам. При этом рекомендуется предусматривать резерв времени на выполнение аварийно-восстановительных и других непредвиденных работ, необходимость проведения которых возникает в процессе эксплуатации.

После анализа расчетов, уточнения объемов работ и согласования предстоящих работ с соответствующими службами ПО годовой график технических обслуживаний и годовой план-график капитальных ремонтов утверждаются главным инженером ПО.

Перечень необходимых материалов и оборудования должен содержать сроки их подготовки и доставки на объекты комплексных работ, наименование служб, отвечающих за подготовительные работы. При подготовке работ составляется также ведомость материалов и оборудования, подлежащего возврату. Ведомость ремонта и схема участка сети являются исходными документами для расчета материальных ресурсов, денежных средств, трудозатрат, затрат машинного времени, составления графика (плана) производства работ. Обработку ведомостей дефектов и составле-

ние сметы на капитальный ремонт объектов электрических сетей целесообразно производить на ЭВМ.

Перед началом месяца мастеру участка следует произвести расчет рабочего времени бригад на месяц и на основании годового плана перечня работ и утвержденных смет составить задание на выполнение ремонтов и эксплуатационных работ по участкам электрических сетей или бригадам. При составлении этих документов все работы делятся на подготовительные и основные.

Подготовительные работы выполняются без снятия напряжения и включают: восстановление номеров и условных обозначений; подтяжку и окраску бандажей; измерение и в случае необходимости обновление заземляющих устройств опор; расчистку трасс; подготовку и доставку материала; сборку сложных опор; работы по строительной части, не требующих отключений; предремонтные осмотры и испытания; уточнение объемов работ; комплекс мероприятий по планированию и организации работ.

Основные работы, выполняемые со снятием напряжения, обычно включают: верховой осмотр с выемкой проводов из арматуры; осмотр спецопор; замену изоляторов, соединителей, опор и их деталей; окраску траверс и тросостоек; работы по реконструкции воздушной линии; работы по строительной части и оборудованию подстанций, требующие полного отключения.

При разработке графика комплексных работ на конкретном участке сети особое внимание должно быть обращено на организацию ремонта головного участка воздушной линии 6-10 кВ, который следует производить с максимальным сосредоточением персонала и средств механизации. Это позволит предельно сократить длительность отключения головного участка, с которым в условиях радиальной схемы электроснабжения связано отключение всех присоединенных к этому участку потребителей.

До начала производства работ мастером должны быть поданы заявки на отключение объектов сети, на которых предусматривается выполнение работ, требующих отключения. В случае необходимости отключения потребителей персонал РЭС или участка электрических сетей должен своевременно уведомлять промышленных, коммунальных или сельскохозяйственных потребителей о причинах отключения электроустановок.

Месячные задания бригадам (участкам) должны утверждаться начальником РЭС. В случае если в комплексном ремонте объекта должны принимать участие службы ПО (релейной защиты и другие), месячные планы по участку должны быть согласованы с этими службами и утверждены главным инженером ПО.

Учет выполненных работ производится мастером в журнале учета ежедневно. Основные работы отражаются в паспортах объектов. Временем окончания ремонта объекта распределительной сети является момент

включения его в сеть, если при включении под напряжение не произошло отказа.

После окончания капитального ремонта мастер представляет в РЭС акт сдачи-приемки отремонтированных и модернизированных объектов. Приемка объектов осуществляется в течение месяца приемочной комиссией, состав которой утверждается главным инженером ПО. В состав комиссии включаются: главный инженер (заместитель начальника) РЭС, старший мастер, мастер РЭС, представители технических служб ПО. Приемочная комиссия проверяет (с выездом на место) соответствие плана и задания на проведение работ в натуре, качество работ, правильность списания и учета материальных ценностей, состояние технической документации на объекте.

Каковы особенности планирования работ в электросетевых предприятиях.

1. Как видим, планирование ремонтов и технических обслуживаний распределительных сетей предусматривает необходимость составления значительного количества различных планов. Опыт проведения таких работ в различных регионах страны показал, что при применении комплексного метода ремонта создаются предпосылки для совмещения времени проведения различных работ и увеличения регламентируемой периодичности основных работ, то есть межремонтный цикл может быть увеличен до 6 или 9 лет и корректироваться ежегодно. В этом случае в строках плана указываются все объекты сетей района, сгруппированные по видам электроустановок (воздушные линии напряжением 6-10 кВ, воздушные линии напряжением 0,38 кВ, мачтовые трансформаторные подстанции и т. д.) или по участкам комплексных работ. В вертикальных графах плана соответствующих каждому году и разбитых по кварталам указывается месяц выполнения и вид работы: капитальный ремонт; осмотр; измерение загнивания деревянных опор; контроль состояния железобетонных опор и приставок; ревизия разъединителей; чистка трассы; измерение нагрузок. Все остальные работы, предусмотренные нормативными документами, отдельно не показываются – они включены в объем комплекса работ.

2. Поскольку составление графика работ основывается на результатах осмотров и измерений, позволяющих оценить техническое состояние объектов, и перечень выявленных дефектов носит случайный характер, составить график с регламентированным перечнем работ, как это делается, скажем, при обслуживании сельскохозяйственных и промышленных электроустановок не представляется возможным. Это создает трудности при подготовке и проведении работ.

3. Одной из проблемных задач является определение дат отключений объектов и распределения объектов по срокам проведения эксплуатационных мероприятий, особенно в условиях неритмичной поставки мате-

риалов и оборудования для производства работ. При этом возникает необходимость учета целой совокупности факторов; технического состояния объектов; мощности и количества электроприемников I и II категорий по надежности электроснабжения; степени резервирования электроснабжения данного объекта; планируемой реконструкции объекта; возможности проезда транспорта и механизмов; сокращения до минимума ущерба сельскохозяйственных и других потребителей и т. д.

4. При многолетнем и ежегодном планировании в процессе оценки технического состояния объектов на основе осмотров, ревизий и измерений должны приниматься решения о допустимом сроке ликвидации выявленных дефектов путем прогнозирования характера развития неисправностей, длительности их перехода в существенные повреждения, которые могут привести к отказу. К сожалению, в отечественной литературе имеются ограниченные сведения по дрейфу параметров, определяющих надежность электрических сетей. Более или менее достоверные сведения приведены по сроку службы древесины. Одностоечные опоры из сосны в Европейской части России в обычных грунтах служат 5 ... 7 лет с пропитанной древесиной и 4 ... 6 лет с непропитанной древесиной. При наличии железобетонной приставки срок службы опоры увеличивается примерно в 1,6 ... 1,8 раза. Крайне ограниченные данные имеются о характере старения проводов и других элементов. Задача получения необходимых зависимостей изменения параметров элементов электрических сетей в течение времени является трудоемкой, но крайне необходимой для корректировки сроков проведения капитальных ремонтов.

5. Конкретизация планов проведения эксплуатационных мероприятий может осуществляться путем составления сетевых графиков. Ценность составления таких графиков при проведении комплексных работ заключается в создании у мастеров, осуществляющих руководство работами, навыка вариантного подбора (с использованием расчетов трудозатрат) наиболее рационального состава звеньев в зависимости от объема работ, оснащения механизмами, технического состояния объекта и других факторов.

2.3 Использование сетевых моделей при планировании эксплуатационных мероприятий

2.3.1 Сетевая модель и ее основные элементы

Выполнение задач эксплуатации электроустановок предполагает предварительное построение моделей, содержащих информацию о составе и технологических связях планируемых работ, о продолжительности их выполнения, о наличии ресурсов для их осуществления. Поиски более

эффективных способов планирования сложных систем привели к созданию метода сетевого планирования.

Сетевая модель представляет собой план выполнения некоторого комплекса взаимосвязанных работ (операций), изображение которых называется сетевым графиком. Отличительной особенностью сетевой модели является четкое определение всех временных параметров работ. Сетевой график служит для составления и реализации рационального плана проведения операции, обеспечивающего осуществление ее в кратчайший срок и с минимальными затратами.

Методы сетевого планирования дают возможность оценить «узкие» места операции и вносить необходимые коррективы в ее организацию.

Сетевым графиком состоит из элементов двух типов – работа и событие. Работа представляет собой выполнение некоторого мероприятия, например, правка опор, ремонт проводов ВЛ и т. д. Работа связана с затратами времени и расходом ресурсов, она должна иметь начало и конец. Работа обозначается на графе стрелкой (ориентированной дугой), показывающей связь между работами, над которой проставлен номер работы (прописная буква с индексом), а под ней продолжительность работы в скобках.

События характеризуют момент завершения какого-либо процесса или этапа, например завершение замены изоляторов на опорах, окончание проверки заземляющих устройств и т. д. Событие не является процессом и поэтому не сопровождается затратами времени и ресурсов. Событие обозначается кружком с буквенным обозначением внутри (строчная буква с индексом).

Относительно данной работы события могут быть предшествующие (непосредственно перед ней) или последующие (непосредственно за ней). Относительно данной работы другие работы также могут быть предшествующими и последующими. Каждая входящая в данное событие работа является предшествующей каждой выходящей работе; каждая выходящая работа является последующей для каждой входящей.

Среди событий сетевой модели выделяют исходное и завершающее события. Исходное событие не имеет предшествующих работ и событий, а завершающее событие не имеет последующих работ и событий.

Основные свойства сетевого графика:

- ни одно событие не может произойти до тех пор, пока не будут закончены все входящие в него работы;
- ни одна работа, входящая в данное событие, не может начинаться до тех пор, пока не произойдет данное событие;
- ни одна последующая работа не может начаться раньше, чем будут закончены все предшествующие ей работы.

2.3.2 Порядок и правила построения сетевого графика

Сетевой график составляется на начальном этапе планирования работ. Общий комплекс работ при планировании содержит ряд этапов. В начале планируемый процесс разбивается на отдельные работы, составляется перечень работ и событий, продумываются их логические связи и последовательность выполнения, работы закрепляются за соответствующим исполнителем. С их помощью или по нормативам оценивается длительность каждой работы. Затем составляется (сшивается) сетевой график. После упорядочения сетевого графика рассчитываются параметры событий и работ, определяются резервы времени и критический путь. Наконец, проводится анализ и оптимизация сетевого графика, который при необходимости вычерчивается заново с пересчетом параметров событий и работ.

Рассмотрим более подробно процесс составления сетевого графика по ремонту ВЛ 10 кВ.

Пример 2.1 Исходные данные по составу работ и их продолжительности заданы в таблице 2.2. Необходимо построить сетевой график.

Таблица 2.2 – Исходные данные для построения сетевого графика

Характеристика работ	Бригада				Звено 1				Звено 2			Звено 3			
	1в	2в	75в	76в	10в	3в	8в	12в	41в	28в	37в	60в	57в	56в	58в
Код работы	10	1	1	1	6	24	8	4	18	16	3	5	11	8	26
Продолж. работ, ч	4,0	1	1	1	3,78	9,6	8,8	3,6	12,6	11,2	17,7	7,0	19,8	5,51	4,42

Предварительно необходимо разработать перечень событий, которые определяют планируемый процесс и без которого он не может состояться (таблица 2.3)

Таблица 2.3 – Перечень событий

Событие	Наименование событий
a ₀	Имеется утвержденный план проведения работ
a ₁	Закончена подготовка трассы
a ₂	Произведено отключение линии
a ₃	Выполнена установка железобетонных приставок к опорам
a ₄	Проведена выправка промежуточных опор
a ₅	Заменены промежуточные железобетонные опоры
a ₆	Заменены изоляторы на промежуточных опорах
a ₇	Заменен один провод в пролете промежуточной опоры
a ₈	Выполнено устройство заземление
a ₉	Проведена ревизия грозозащитных устройств
a ₁₀	Проведена замена ОПН
a ₁₁	Измерено сопротивление заземляющих устройств
a ₁₂	Произведена сдача работ
a ₁₃	Линия электропередачи включена под напряжение

Затем продумываются работы, в результате которых все необходимые события должны произойти (таблица 2.4). В этой же таблице указы-

вается, какие работы являются предшествующими по отношению к данным, а какие – последующими. При этом устанавливается, какие работы являются общими для всей бригады, а какие работы будут выполняться отдельными звеньями и сколько будет таких звеньев.

Обычно сетевой график строится от исходного события к завершающему событию, слева направо. Исходному событию присваивается нулевой номер, завершающему событию – последний. Остальные события нумеруются так, чтобы номер предшествующего события был меньше номера последующего события. Работа кодируется индексом, содержащим номера событий, между которыми она заключена. Последовательные работы и события формируют пути (цепочки), которые ведут от исходного события к завершающему событию. Максимальное число отдельных работ, входящих в какой-либо из путей, ведущих из исходного события к данному, является рангом событий.

Таблица 2.4 – Наименование работ и время их выполнения

Обозначение работы	Звено	Наименование работы	Время работы, ч	Предшествующие работы	Последующие работы
A ₀₁		Обрезка деревьев на трассе ВЛ	4	-	A ₁₂
A ₁₂		Отключение линии	1	A ₀₁	A ₂₃ , A ₂₆ , A ₃₄
A ₂₃	1	Установка железобетонных приставок	3,78	A ₁₂	A ₃₄
A ₃₄	1	Выправка промежуточных опор	9,6	A ₂₃	A ₄₅
A ₄₅	1	Замена железобетонных опор	8,8	A ₃₄	A _{5,11}
A _{5,11}	1	Замена траверс на концевой опоре	3,6	A ₄₅	A _{11,12}
A ₂₆	2	Замена изоляторов на промежуточной опоре	12,6	A ₁₂	A ₆₇
A ₆₇	2	Замена одного провода в пролете промежуточной опоры	11,2	A ₂₆	A _{7,11}
A _{7,11}	2	Перетяжка трех проводов в анкерном пролете	17,7	A ₆₇	A _{11,12}
A _{2,8}	3	Устройство заземления с лучевым заземлителем	7,0	A ₁₂	A ₈₉
A ₈₉	3	Ревизия грозозащитных устройств	19,8	A ₂₈	A _{9,10}
A _{9,10}	3	Замена ОПН	5,51	A ₈₉	A _{10,11}
A _{10,11}	3	Измерение сопротивления заземляющих устройств	4,42	A _{9,10}	A _{11,12}
A _{11,12}		Сдача работ	1	A _{5,11} ; A _{7,11} ; A _{10,11}	A _{12,13}
A _{12,13}		Включение ВЛ под напряжение	1	A _{11,12}	-

Исходя из перечня событий и работ, составляется сетевой график (рисунок 2.3).

Сетевой график дает возможность оценить количество и качество проводимых мероприятий. Он позволяет установить, от каких из них и в какой степени зависит достижение цели. Так, ранг события показывает какое количество работ и какого содержания необходимо выполнить, чтобы данное событие состоялось. Сетевой график показывает также, какие мероприятия следует выполнить в первую очередь, а какие можно выполнять параллельно.

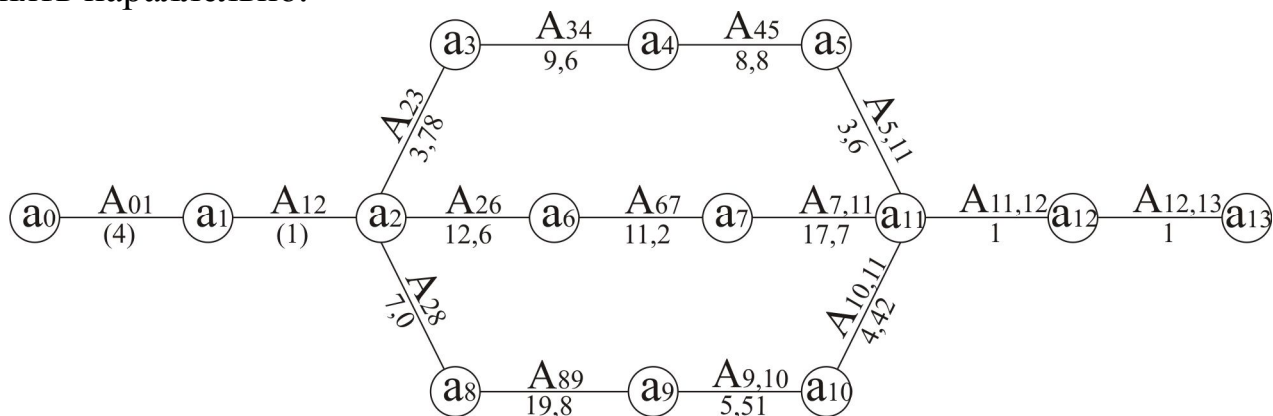


Рисунок 2.3 – Упрощенный сетевой график ремонтных работ на участке электрической сети

В нашем случае видно, что ни одна последующая работа не может выполняться раньше, чем заканчиваются все предшествующие. Видно также, что работы A_{23} , A_{34} , A_{45} , $A_{5,11}$; A_{26} , A_{67} , $A_{7,11}$ и A_{28} , A_{89} , $A_{9,10}$, $A_{10,11}$ могут выполняться параллельно.

2.3.3 Анализ сетевого графика

Одно из важнейших понятий сетевого графика понятие пути. Путь – любая последовательность работ, в которой конечное событие каждой работы совпадает с начальным событием следующей за ней работы. Среди различных путей сетевого графика наибольший интерес представляет полный путь – любой путь, начало которого совпадает с исходным событием сети, а конец с завершающим событием. Например, для рассматриваемого нами сетевого графика (рисунок 2.3) полными путями будут:

$$a_0 \rightarrow a_1 \rightarrow a_2 \rightarrow a_3 \rightarrow a_4 \rightarrow a_5 \rightarrow a_{11} \rightarrow a_{12} \rightarrow a_{13};$$

$$a_0 \rightarrow a_1 \rightarrow a_2 \rightarrow a_6 \rightarrow a_7 \rightarrow a_{11} \rightarrow a_{12} \rightarrow a_{13};$$

$$a_0 \rightarrow a_1 \rightarrow a_2 \rightarrow a_8 \rightarrow a_9 \rightarrow a_{10} \rightarrow a_{11} \rightarrow a_{12} \rightarrow a_{13}.$$

Наиболее продолжительный полный путь в сетевом графике называется критическим. Напряженными называются работы и события, расположенные на этом пути. Критический путь лимитирует выполнение полного комплекса работ, поэтому любая задержка на работах критического

пути увеличивает время всего процесса. Применительно к рассматриваемому примеру критическим является путь $a_0 \rightarrow a_1 \rightarrow a_2 \rightarrow a_6 \rightarrow a_7 \rightarrow a_{11} \rightarrow a_{12} \rightarrow a_{13}$ продолжительностью 48,5 часа. Критический путь имеет особое значение в системе сетевого планирования, так как работы этого пути определяют время всего цикла работ планируемых при помощи сетевого графика, и для сокращения продолжительности проекта необходимо в первую очередь сократить продолжительность работ, лежащих на критическом пути.

При анализе сетевого графика вначале определяются его параметры.

1. *Наиболее раннее возможное наступление j -го события $T_p(j)$ вычисляется по формуле*

$$T_p(j) = \max_{i \subset j} [T_p(i) + t_{ij}], \quad (2.1)$$

где i и j – номера предшествующего и последующего событий, соответственно;

t_{ij} – продолжительность (i, j) работы;

обозначение $i \subset j$ показывает, что событие i предшествует событию j .

2. *Самое позднее (предельное) допустимое время наступления i -го события $T_n(i)$*

$$T_n(i) = \min_{i \supset j} [T_n(j) - t_{ij}] \quad (2.2)$$

где символ $i \supset j$ показывает, что событие j предшествует событию i .

3. *Резерв времени данного события R_i*

$$R_i = T_n(i) - T_p(i). \quad (2.3)$$

Резерв времени работы показывает, на какой допустимый промежуток можно увеличить время выполнения данной работы, не вызывая при этом увеличения срока выполнения комплекса работ. Критические события резерва времени не имеют, так как любая задержка в свершении события, лежащая на критическом пути, вызовет такую же задержку в свершении завершающего события.

4. *Полный резерв времени работы $R_n(i, j)$*

$$R_n(i, j) = T_n(i) - T_p(i) - t_{ij} \quad (2.4)$$

Смысл полного резерва времени работы заключается в том, что задержка в выполнении работы (i, j) на величину $\Delta_{ij} > r_n$ приводит к задержке в наступлении завершающего события на величину $\Delta_{ij} - r_n(i, j)$.

5. Свободный резерв времени работы $R_c(i, j)$, вычисляемый по формуле

$$R_c(i, j) = T_p(j) - T_n(i) - t_{ij}. \quad (2.5)$$

Смысл свободного резерва времени работы заключается в том, что задержка в выполнении работы на величину $\Delta t_{ij} < r_c(i, j)$ не влияет ни на один другой срок, определенный данным сетевым графиком.

Сущность анализа сетевого графика заключается в том, что выявляются резервы времени работ, лежащих на ненапряженных путях, и направляется на работы, находящиеся на критическом пути, которые лимитируют срок завершения работы в целом.

Затем определяются основные показатели графика: критический путь, полный резерв времени, вероятность совершения j -го события в расчетный срок (при вероятностной оценке продолжительности работ).

При рассмотрении временных показателей сетевого графика возникает проблема оценки выполнения каждой работы. Существует детерминированный и стохастический подход к решению таких задач. При детерминированном подходе в качестве исходного положения принимается утверждение, что время выполнения каждой работы точно известно, например, используются нормативы или усредненные данные материалов эксплуатации. В общем случае продолжительность работы на сетевом графике не известна и может принимать лишь одно из возможных значений. Другими словами продолжительность работы $t(i, j)$ является случайной величиной, характеризуемой своим законом распределения, а значит и своими числовыми характеристиками: при нормальном законе распределения – средним значением или математическим ожиданием $\bar{t}(i, j)$ и дисперсией $\sigma^2(i, j)$.

При отсутствии нормативных данных используется предположение о β -распределении продолжительности работы, и для оценки числовых характеристик можно использовать следующие эмпирические формулы [5]

$$\bar{t}(i, j) = \frac{t_0(i, j) + 4t_{н.в}(i, j) + t_n(i, j)}{6}, \quad (2.6)$$

где $\bar{t}(i, j)$ – математическое ожидание продолжительности выполнения (i, j) работы (среднее ожидаемое время работы);

$t_0(i, j)$ – продолжительность работы в наиболее благоприятных условиях (оптимистическая оценка);

$t_n(i, j)$ – продолжительность работы при самом неблагоприятном стечении обстоятельств (пессимистическая оценка);

$t_{н.в}(i, j)$ – продолжительность работы при условии, что не возникнет никаких неожиданных трудностей (наиболее вероятная оценка).

При этом средняя квадратическая ошибка в определении продолжительности работы

$$\sigma^2(i, j) = \left[\frac{t_n(i, j) - t_0(i, j)}{6} \right]^2. \quad (2.7)$$

Математическое ожидание любого параметра сетевого графика, являющегося суммой величин $t(i, j)$ равно $\sum \bar{t}(i, j)$. Среднеквадратическая ошибка в определении этого параметра равна $\sqrt{\sum \sigma^2(i, j)}$.

Вероятность свершения j -го события в расчетный срок определяется по формуле

$$P(j) = \Phi \left[\frac{T_3 - T_p(j)}{\sqrt{\sum \sigma_{i,j}^2}} \right], \quad (2.8)$$

где Φ – функция Лапласа;

T_3 – заданный срок свершения события;

$T_p(j)$ – время раннего свершения j -го события;

$\sigma_{i,j}$ – среднеквадратическая ошибка в определении продолжительности работ, которые использовались при вычислении раннего срока наступления j -го события.

Пример 2.2 составлен сетевой график ремонта ВЛ 10 кВ (рисунок 2.3). Необходимо произвести количественный анализ данного графика.

Р е ш е н и е.

Вначале определим основные параметры сетевого графика:

1. Расчет наиболее раннего возможного времени наступления j -го события произведем по формуле $T_p(j) = \max_{i \in j} [T_p(i) + t_{ij}]$

$$T_p(0) = 0;$$

$$T_p(1) = T_p(0) + 4 = 4;$$

$$T_p(2) = T_p(1) + 1 = 5;$$

$$T_p(3) = T_p(2) + 3,78 = 8,78;$$

$$T_p(4) = T_p(3) + 9,6 = 18,38;$$

$$T_p(5) = T_p(4) + 8,8 = 27,18;$$

$$\begin{aligned}
T_p(6) &= T_p(2) + 12,6 = 17,6; \\
T_p(7) &= T_p(6) + 11,2 = 28,8; \\
T_p(8) &= T_p(2) + 7 = 12; \\
T_p(9) &= T_p(8) + 19,8 = 31,8; \\
T_p(10) &= T_p(9) + 5,51 = 37,3; \\
T_p(11) &= \max [T_p(5) + 3,6; T_p(7) + 17,7; T_p(10) + 4,42] = \\
&= \max (30,78; 46,5; 41,73) = 46,5; \\
T_p(12) &= T_p(11) + 1 = 47,5; \\
T_p(13) &= T_p(12) + 1 = 48,5.
\end{aligned}$$

2. Расчет самого позднего допустимого времени выполним по формуле (2.2) $T_n(i) = \min_{i \supset j} [T_n(j) - t_{ij}]$

$$\begin{aligned}
T_n(13) &= T_p(13) = 48,5; \\
T_n(12) &= T_n(13) - 1 = 47,5; \\
T_n(11) &= T_n(12) - 1 = 46,5; \\
T_n(10) &= T_n(11) - 4,42 = 42,08; \\
T_n(9) &= T_n(10) - 5,51 = 36,57; \\
T_n(8) &= T_n(9) - 19,8 = 16,77; \\
T_n(7) &= T_n(11) - 17,7 = 28,8; \\
T_n(6) &= T_n(7) - 11,2 = 17,6; \\
T_n(5) &= T_n(11) - 3,6 = 42,9; \\
T_n(4) &= T_n(5) - 8,8 = 34,1; \\
T_n(3) &= T_n(4) - 9,6 = 24,5; \\
T_n(2) &= \min [T_n(3) - 3,78; T_n(6) - 12,6; T_n(8) - 7] = \\
&= \min (20,72; 5; 9,77) = 5; \\
T_n(1) &= 5 - 1 = 4; \\
T_n(0) &= 4 - 4 = 0.
\end{aligned}$$

3. Резерв времени каждого данного события определим по формуле $R_i = T_n(i) - T_p(i)$

$$\begin{aligned}
R_0 &= 0 - 0 = 0; \\
R_1 &= 4 - 4 = 0; \\
R_2 &= 5 - 5 = 0; \\
R_3 &= 24,5 - 8,78 = 15,72; \\
R_4 &= 34,1 - 18,38 = 15,72; \\
R_5 &= 42,9 - 27,18 = 15,72; \\
R_6 &= 17,6 - 17,6 = 0; \\
R_7 &= 28,8 - 28,8 = 0;
\end{aligned}$$

$$R_8 = 16,77 - 12 = 4,77;$$

$$R_9 = 36,57 - 31,8 = 4,77;$$

$$R_{10} = 42,08 - 37,3 = 4,77;$$

$$R_{11} = 46,5 - 46,5 = 0;$$

$$R_{12} = 47,5 - 47,5 = 0;$$

$$R_{13} = 48,5 - 48,5 = 0.$$

4. Полный резерв времени каждой работы (i, j) рассчитываем по формуле $R_n(i, j) = T_n(i) - T_p(i) - t_{ij}$

$$R_n(0, 1) = 4 - 0 - 4 = 0;$$

$$R_n(1, 2) = 5 - 4 - 1 = 0;$$

$$R_n(2, 3) = 24,5 - 5 - 3,78 = 15,72;$$

$$R_n(3, 4) = 34,1 - 8,78 - 9,6 = 15,72;$$

$$R_n(4, 5) = 42,9 - 18,8 - 8,8 = 15,72;$$

$$R_n(5, 11) = 46,5 - 27,18 - 3,6 = 15,72;$$

$$R_n(2, 6) = 17,6 - 5 - 12,6 = 0;$$

$$R_n(6, 7) = 28,8 - 17,6 - 11,2 = 0;$$

$$R_n(7, 11) = 46,5 - 28,8 - 17,7 = 0;$$

$$R_n(1, 2) = 5 - 4 - 1 = 0;$$

$$R_n(2, 8) = 16,77 - 5 - 7 = 4,77;$$

$$R_n(8, 9) = 36,57 - 12 - 19,8 = 4,77;$$

$$R_n(9, 10) = 42,08 - 31,8 - 5,51 = 4,77;$$

$$R_n(10, 11) = 46,5 - 37,3 - 4,42 = 4,77;$$

$$R_n(11, 12) = 47,5 - 46,5 - 1 = 0;$$

$$R_n(12, 13) = 48,5 - 47,5 - 1 = 0;$$

5. Свободный резерв времени каждой работы (i, j) определим по формуле $R_c(i, j) = T_p(j) - T_n(i) - t_{ij}$

$$R_c(0,1) = 4 - 0 - 4 = 0;$$

$$R_c(1,2) = 5 - 4 - 1 = 0;$$

$$R_c(2,3) = 8,78 - 5 - 3,78 = 0;$$

$$R_c(3,4) = 18,38 - 24,5 - 9,6 = -15,72;$$

$$R_c(4,5) = 27,18 - 34,1 - 8,8 = -15,72;$$

$$R_c(2,6) = 17,6 - 5 - 12,6 = 0;$$

$$R_c(6,7) = 28,8 - 17,6 - 11,2 = 0;$$

$$R_c(7,11) = 46,5 - 28,8 - 17,7 = 0;$$

$$R_c(2,8) = 12 - 5 - 7 = 0;$$

$$R_c(8,9) = 31,8 - 16,77 - 19,8 = -4,77;$$

$$R_c(9,10) = 37,3 - 36,57 - 5,51 = -4,77;$$

$$R_c(10,11) = 46,5 - 42,8 - 4,42 = 0;$$

$$R_c(11,12) = 47,5 - 46,5 - 1 = 0;$$

$$R_c(12,13) = 48,5 - 47,5 - 1 = 0.$$

Затем выполним расчет основных показателей сетевого графика.

Определим критический путь сетевого графика. В качестве критического пути примем путь, у которого полные резервы времени работ равны нулю. Это путь $a_0 \rightarrow a_1 \rightarrow a_2 \rightarrow a_6 \rightarrow a_7 \rightarrow a_{11} \rightarrow a_{12} \rightarrow a_{13}$.

Длина критического пути

$$T_{кр} = t_{01} + t_{12} + t_{26} + t_{67} + t_{7,11} + t_{11,12} + t_{12,13} = 4 + 1 + 12,6 + 11,2 + 17,7 + 1 + 1 = 48,5.$$

Определим полный резерв времени путем учета ненапряженных путей. В качестве ненапряженных путей будем рассматривать путь $a_0 \rightarrow a_1 \rightarrow a_2 \rightarrow a_3 \rightarrow a_4 \rightarrow a_5 \rightarrow a_{11} \rightarrow a_{12} \rightarrow a_{13}$, имеющий длину

$$T_2 = 4 + 1 + 3,78 + 9,6 + 8,8 + 3,6 + 1 + 1 = 32,78.$$

и путь, имеющий длину $a_0 \rightarrow a_1 \rightarrow a_2 \rightarrow a_8 \rightarrow a_9 \rightarrow a_{10} \rightarrow a_{11} \rightarrow a_{12} \rightarrow a_{13}$

$$T_3 = 4 + 1 + 7 + 19,8 + 5,51 + 4,42 + 1 + 1 = 43,73.$$

В результате полный резерв времени

$$T_p = (T_{кр} - T_2) + (T_{кр} - T_3) = (48,5 - 32,78) + (48,5 - 43,73) = 20,49.$$

Проведенные расчеты показывают, что сокращение сроков проведения ремонтных работ может быть достигнуто перераспределением времени между критическим и ненапряженными путями.

В случае задания времени выполнения работ случайными величинами временные оценки работ производятся по формулам (2.6)-(2.8). Например, при $t_{\min} = 4$ ч, $t_{\max} = 9$ ч, $t_{н.в} = 7$ ч, $T_3 = 10$ ч, $T_p(j) = 8$ ч, $\sum \sigma_{i,j}^2 = 25$ ч² среднее ожидаемое время выполнения работы равно

$$\bar{t}_{i,j} = \frac{4 + 4 \cdot 7 + 9}{6} = 6,84 \text{ ч,}$$

среднеквадратическая ошибка в определении продолжительности работы равна

$$\sigma_{i,j} = \frac{9 - 4}{6} = 0,833 \text{ ч,}$$

вероятность совершения j -го события в расчетный срок равна

$$P_j = \Phi\left(\frac{10 - 8}{2,5}\right) = \Phi(0,4) = 0,311.$$

3 Технологические потери и хищения электроэнергии в электрических сетях

3.1 Определение величины потерь

При передаче электроэнергии по электрическим сетям часть ее расходуется на нагрев проводников, создание электромагнитных полей, потерь на корону и т. д. Этот расход называют потерями электроэнергии.

Общие потери электроэнергии в электрических сетях делятся на технические и коммерческие

$$\Delta W = \Delta W_T + \Delta W_K. \quad (3.1)$$

Технические потери связаны с физической сущностью процесса передачи электроэнергии ее рассеиванием в элементах сети. Коммерческие потери определяются как разность между отчетными и техническими потерями. Они обусловлены несовершенством системы учета, не одновременностью снятия показаний счетчиков и погрешностью приборов учета, неравномерностью оплаты за потребленную электроэнергию, наличием неучтенных потребителей, хищением электроэнергии и т. п.

Уровень технических потерь электроэнергии в отечественных электрических сетях в среднем составляет в настоящее время примерно 11 % (в отдельных энергосистемах потери достигли 20 ... 25 %). Для сравнения в США – 8,1 %; Германии – 4,5 %; Нидерландах – 4,3 %, Японии – 5 %. [22]. Коммерческие потери по разным оценкам составляют примерно такую же величину, а в отдельных случаях существенно превышают средние данные.

В соответствии с постановлением Правительства РФ о регулировании тарифов на электрическую энергию, Правилами оптового рынка и проектом Правил розничного рынка переходного периода нормативные потери электроэнергии в электрических сетях (а это не более 10 ... 12 % от отпуска в сеть) могут включаться в стоимость услуг по передаче электрической энергии и будут оплачиваться субъектам рынка. В тоже время сверхнормативные потери электроэнергии должны будут покупаться сетевыми компаниями для их компенсации. Для некоторых компаний, у которых потери составляют 20 ... 25 %, это означает, что более половины отчетных потерь будут составлять прямые финансовые убытки в сотни миллионов рублей в год.

При рассмотрении вопроса потерь в электрических сетях нужно учитывать одну особенность. Если при анализе режима сети представляет интерес потери активные и реактивные, то при анализе потерь рассматриваются только потери активной мощности.

В общем случае технические потери можно поделить на две группы – постоянные и переменные. Постоянные потери представляют собой потери на корону в воздушных линиях, потери от токов утечки через изоляцию воздушных и кабельных линий, потери в сердечниках трансформаторов и автотрансформаторов. Этот вид потери учитывается с помощью потерь холостого хода ΔW_x и потерь на корону $\Delta W_{кор}$.

Потери холостого хода

$$\Delta W_x = \frac{\Delta P_x}{U_{ном}^2} \int_0^T U^2(t) dt, \quad (3.2)$$

где ΔP_x – мощность потерь холостого хода;
 $U_{ном}$ – номинальное напряжение;
 $U(t)$ – изменение напряжения за период T .

Как правило, потери холостого хода рассчитываются без учета изменения напряжения во времени, и в этом случае

$$\Delta W_x = \Delta P_x T. \quad (3.3)$$

Потери на корону обычно рассчитываются по среднестатистическим данным, приводимым в справочной литературе

$$\Delta W_{кор} = \Delta P_{кор. ср} T. \quad (3.4)$$

Переменные (нагрузочные) потери зависят от протекающего по элементу тока нагрузки. При этом часть энергии по закону Джоуля-Ленца выделяется в виде тепла в активных сопротивлениях проводников воздушных и кабельных линий электропередачи.

Нагрузочные потери

$$\Delta W_H = \int_0^T \Delta P(t) dt = 3R \int_0^T I^2(t) dt, \quad (3.5)$$

где T – период времени, за который вычисляются потери (обычно год);
 $\Delta P(t)$ – изменение потерь активной мощности за период T ;
 $I(t)$ – токовая нагрузка;
 R – сопротивление элемента сети, в котором вычисляются потери.

Распределение потерь по элементам сети определяется данными приведенными в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Потери электроэнергии в элементах сети

Объект электрической сети	Потери электрической энергии, %		
	нагрузочные	на холостой ход и на корону	всего
ЛЭП	60	5	65
Подстанции	15	20	35
Всего	75	25	100

Существенная разница в величине потерь наблюдается в зависимости от напряжения сети (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Величина потерь для сетей различного напряжения

Напряжение, кВ	Потери, %
0,4–35	32
110	28
220	16
330	7

Если расчет потерь холостого хода и потерь на корону не вызывает затруднений, то расчет нагрузочных потерь, связанный с учетом изменения нагрузки во времени, представляет определенные сложности.

Существует несколько методов расчета нагрузочных потерь, при этом они имеют еще множество модификаций и программных реализаций.

Нормативный документ [8], рекомендует 5 методов расчета нагрузочных потерь в зависимости от объема имеющейся информации (методы расположены в порядке снижения точности расчетов): оперативных расчетов, расчетных суток, числа часов наибольших потерь мощности, оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Наиболее точным методом является метод графического интегрирования, когда расчет потери ведется по графику нагрузок, при этом потери мощности рассматриваются для каждой ступени графика. Достоинством метода определения потерь по графику нагрузки является его высокая точность. Однако отсутствие информации о графиках нагрузки для всех ветвей сети затрудняет практическое использование данного метода. Кроме того расчеты трудоемки, так как ступеней в графике достаточно много.

Одним из наиболее простых методов расчета потерь является расчет по времени наибольших потерь. Рассмотрим более подробно этот метод. Пусть для элемента электрической сети, например, воздушной линии, имеющей активное сопротивление R , известен годовой график нагрузки по продолжительности (рисунок 3.1, а)

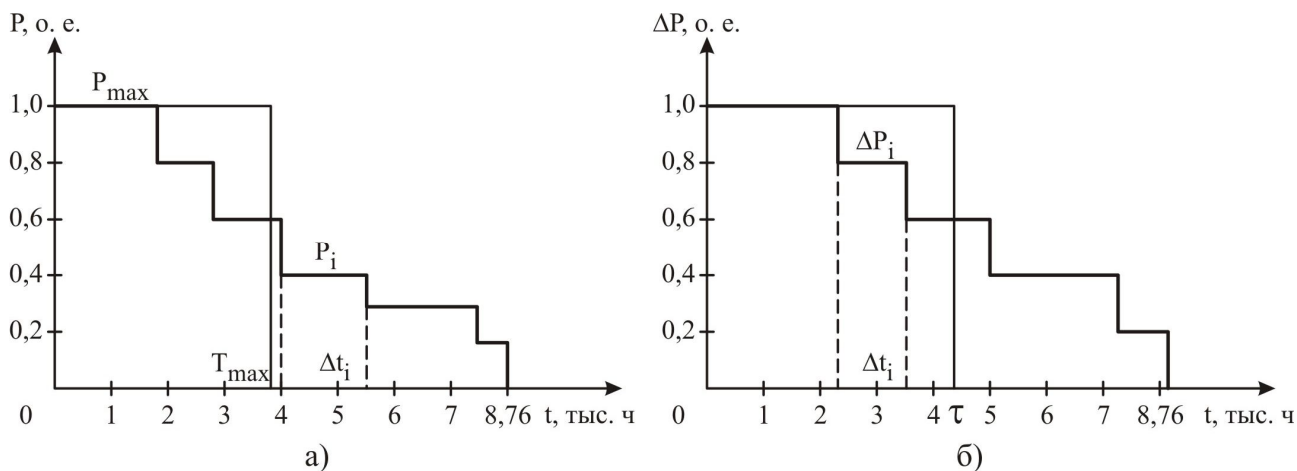


Рисунок 3.1 – Графики нагрузки по продолжительности для определения T_{\max} (а) и τ (б)

Энергия, передаваемая в течение года через рассматриваемый элемент сети, определяется по выражению

$$W = \sum_{i=1}^n P_i \Delta t_i . \quad (3.6)$$

Эта энергия представляет собой площадь фигуры, ограниченной графиком нагрузки. На этом графике построим прямоугольник с высотой равной нагрузке P_{\max} и площадью равной площади действительного графика нагрузки. Основанием этого прямоугольника будет время T_{\max} – продолжительность использования максимальной нагрузки. Аналогичный подход можно применить для потерь электрической энергии

$$\Delta P_i = (S_i / U_{\text{ном}})^2 R = (P_i / U_{\text{ном}} \cos \varphi)^2 R . \quad (3.7)$$

График потерь приведен на рисунке 3.1, б. Площадь этого графика равна годовым переменным потерям электроэнергии в рассматриваемом элементе сети. Построив прямоугольник с высотой равной наибольшим потерям ΔP_{\max} и площадью, равной площади действительного графика потери электроэнергии, определим показатель τ , который называется временем максимальных потерь или просто временем потерь. Итак, время потерь – это время, когда элемент сети, работая с наибольшей нагрузкой, будет иметь такие же потери энергии, как и при работе по действительному графику нагрузки в течение года.

Зная τ можно определить потери энергии

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \tau . \quad (3.8)$$

Величина τ зависит от характера изменения активной и реактивной нагрузки элемента. Обычно пользуются зависимостью $\tau = f(T_{\max}, \cos \varphi)$. Графики для данного функционала приведены на рисунке 3.2.

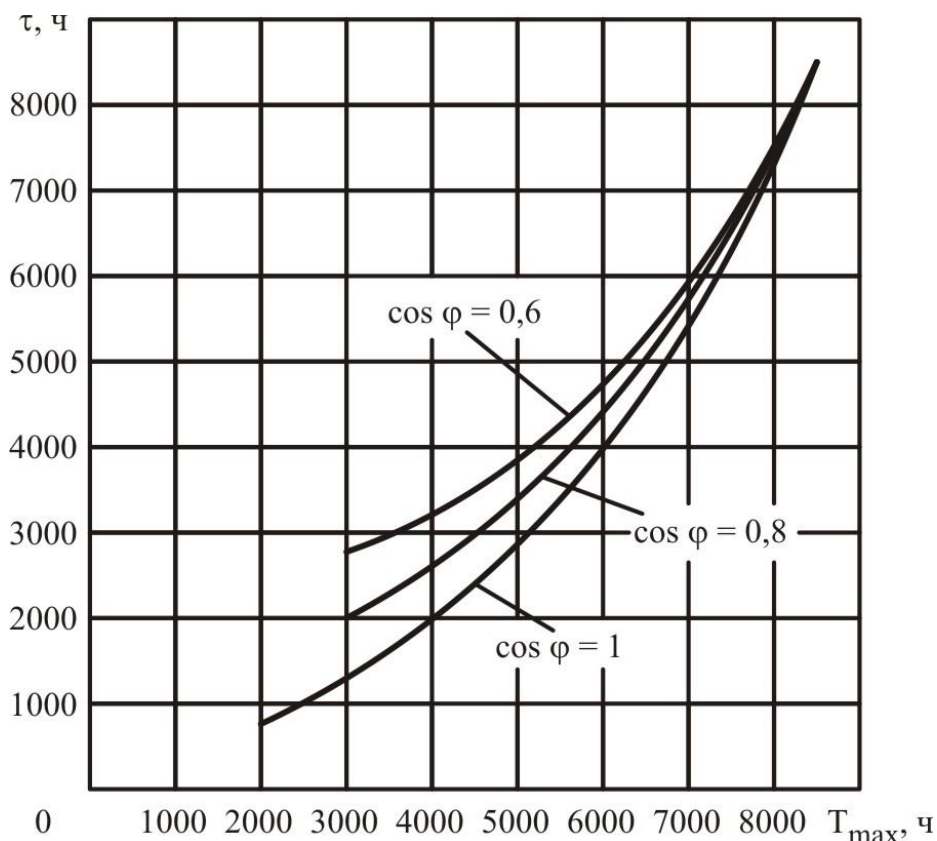


Рисунок 3.2 – Зависимость времени потерь от T_{\max} и $\cos \varphi$

При типовой форме графика нагрузок величину τ можно определить по эмпирической формуле

$$\tau = (0,124 + T_{\max} 10^{-4})^2 8760. \quad (3.9)$$

Обычно при проведении технико-экономических расчетов τ принимают одинаковым для всех элементов сети, а T_{\max} рассматривают для суммарной нагрузки сети. Нагрузочные потери определяют как сумму потерь во всех элементах сети. С учетом потерь холостого хода и потерь на корону общие технические потери в сети могут быть определены по формуле

$$\Delta W = (\Delta P_x + \Delta P_{\text{кор}}) 8760 + \Delta P_{\max} \tau. \quad (3.10)$$

До широкого применения ЭВМ метод расчета по времени наибольших потерь был одним из самых распространенных. В настоящее время кроме него разработаны и используются другие методы определения потерь, например, положенный в основу отраслевой методики метод расчета

потерь по характерным режимам расчетного периода. Суть метода заключается в замене реального процесса изменения нагрузок элементов сети за расчетный период несколькими характерными режимами. Обычно используются максимумы и минимумы сезонных нагрузок.

Все большее распространение для определения потерь электроэнергии получают вероятностно-статистические методы, и в частности, методы регрессионного анализа. Уравнения регрессии позволяют установить связь между изменениями основных параметров режима и потерями мощности и энергии в сети.

3.2 Мероприятия по снижению потерь энергии

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – сложная комплексная проблема, требующая значительных капитальных вложений, постоянного внимания персонала, его высокой квалификации и заинтересованного участия в эффективном решении задачи.

Опыт ОАО «ВНИИЭ» по разработке программ снижения потерь электроэнергии в электрических сетях показал, что снижение потерь электроэнергии на 1 млн. кВт·ч/год требует, как правило, не менее 0,6 – 1,0 млн. руб в год на внедрение соответствующих мероприятий. При этом срок окупаемости этих затрат находится в пределах 2 ... 8 лет. Поэтому так важен квалифицированный энергоаудит электросетевых предприятий для разработки обоснованной программы действий.

В настоящее время нет единой установившейся классификации мероприятий по снижению потерь электроэнергии. Общепринятым является деление их на три группы: организационные, технические, мероприятия по совершенствованию систем учета.

Организационные мероприятия практически не требуют для их внедрения дополнительных капитальных вложений. Они направлены на совершенствование системы эксплуатации оборудования электрических сетей и оптимизации их схем и режимов работы. В качестве таких мероприятий могут рассматриваться:

- оптимизация режимов электрических сетей по напряжению и реактивной мощности;
- размыкание контуров сети;
- отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок;
- выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,38 кВ и др.

К техническим мероприятиям относятся мероприятия по реконструкции, модернизации или строительству сетей, замене или установке дополнительного оборудования. Почти все технические мероприятия могут

проводиться с целью снижения потерь или с целью улучшения режима сети. В последнем случае эффект снижения потерь будет сопутствующим.

К приоритетным мероприятиям по снижению технических потерь в распределительных электрических сетях напряжением 0,38-35 кВ относятся:

- установка компенсирующих устройств;
- замена проводов линий электропередачи на провода с большим сечением;
- замена перегруженных и недогруженных трансформаторов;
- установка трансформаторов с регулированием под нагрузкой, линейных регуляторов, вольдобавочных трансформаторов и др.;
- перевод сетей на более высокое напряжение;
- использование напряжения 10 кВ в качестве основного напряжения распределительной сети;
- увеличение доли сетей напряжением 35 кВ;
- сокращение радиуса действия и строительство ВЛ 0,38 кВ в трехфазном исполнении по всей длине;
- разработка и внедрение нового более экономичного электрооборудования, в частности трансформаторов с уменьшенными активными и реактивными потерями холостого хода, встроенных конденсаторных батарей и др.;
- более широкое применение столбовых трансформаторных подстанций для сокращения протяженности сетей 0,38 кВ и потерь в них;
- комплексная автоматизация и телемеханизация электрических сетей, применение коммутационных аппаратов нового поколения, средств дистанционного определения мест повреждения в электрических сетях для сокращения длительности устранения аварийных ситуаций;
- повышение достоверности измерений в электрических сетях на основе использования новых информационных технологий, автоматизации обработки телеметрической информации.

Рассмотрим некоторые из наиболее часто используемых мероприятий.

Оптимизация режима сети по напряжению и реактивной мощности является одним из основных организационных мероприятий по снижению потерь электроэнергии. Из анализа формулы потерь активной мощности в электрической сети

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R \quad (3.11)$$

можно установить, что увеличение напряжения или уменьшение реактивной мощности, передаваемой по элементу, приведет к снижению потерь мощности. В сложных схемах можно понизить потери мощности центра-

лизованно, поднимая уровни напряжения в узлах нагрузки и разгружая линии и трансформаторы по реактивной мощности. Достаточно эффективен этот метод в случае большой загрузки сети, когда потери сами по себе являются высокими.

Задача оптимизации состоит в определении установившегося режима электрической сети, при котором были бы выдержаны технические ограничения, а потери активной мощности были минимальны. В сетях сверхвысокого напряжения при этом следует учитывать также рост потерь на корону. Кроме этого необходимо помнить, что увеличение напряжения и разгрузка сети по реактивной мощности взаимосвязаны между собой, поскольку компенсация реактивной мощности, например, приводит к повышению напряжения в сети.

Размыкание контуров сети – наиболее распространенный способ уменьшения потерь. Задача состоит в определении таких точек в сети, при размыкании которых достигается минимум целевой функции – потерь мощности (или потерь энергии).

Определение рациональных мест размыкания рассмотрим на примере петлевой схемы электрической сети (рисунок 3.3)

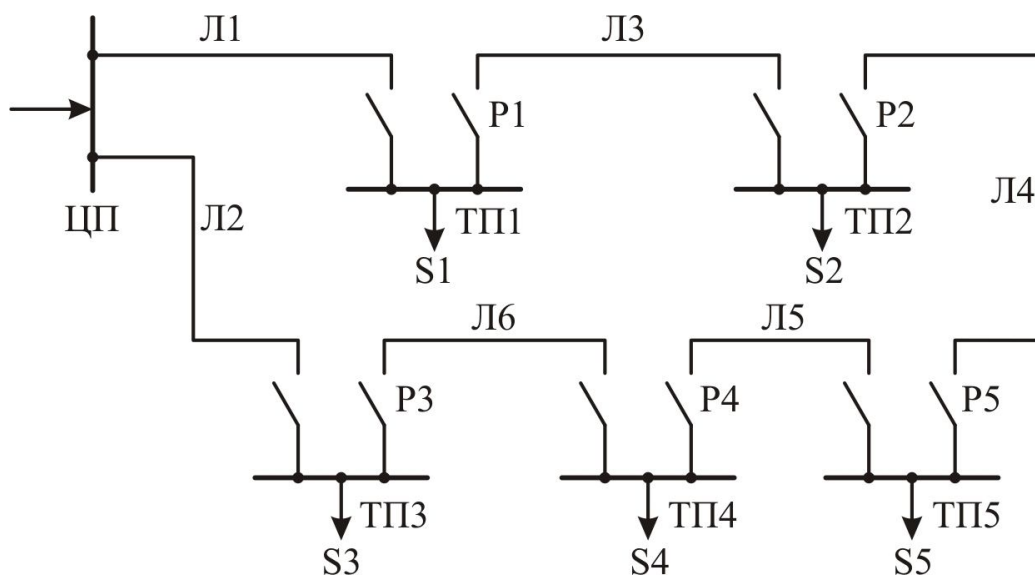


Рисунок 3.3 – Схема для определения мест размыкания в сети 6–20 кВ

Для выполнения поставленной задачи последовательно намечаются места размыкания петлевой схемы (P1, P2, P3, P4, P5). Далее определяется потокораспределение по участкам петлевой линии с учетом намеченного места ее размыкания и потери мощности на каждом участке и в петлевой схеме в целом. Потоки мощности по участкам петлевой линии приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Поток мощности по участкам петлевой линии

Место разрыва петлевой линии	Потоки мощности по линии					
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6
P1	S ₁	S ₂ +S ₃ +S ₄ +S ₅	–	S ₂	S ₂ +S ₃	S ₂ +S ₄ +S ₅
P2	S ₁ +S ₂	S ₃ +S ₄ +S ₅	S ₂	–	S ₅	S ₄ +S ₅
P3	S ₁ +S ₂ +S ₄ +S ₅	S ₃	S ₂ +S ₄ +S ₅	S ₄ +S ₅	S ₄	–
P4	S ₁ +S ₂ + S ₅	S ₃ +S ₄	S ₂ +S ₅	S ₅	–	S ₄
P5	S ₁ +S ₂	S ₃ +S ₄ +S ₅	S ₂	–	S ₅	S ₄ +S ₅

По известным потокам мощности на участках петлевой линии Л_і (і = 1, 2, ..., 6) и сопротивлениям участков находят нагрузочные потери мощности на этих участках. Сумма потерь по каждому участку линии представляет собой потери мощности во всей петлевой схеме сети. Наиболее рациональное место размыкания петлевой линии соответствует наименьшему значению нагрузочных потерь мощности в схеме сети.

При выборе в качестве критерия оптимальности минимума потерь энергии в сети расчеты несколько усложняются. В этом случае необходимо знать число часов использования максимальной нагрузки каждой подстанции T_{max і}. С учетом потокораспределения можно определить T_{max лі}, то есть число часов использования максимума нагрузки по каждому участку петлевой линии

$$T_{\max лі} = \sum_{i=1}^n P_{\max і} T_{\max і} / \left(k_{\text{од}} \sum_{i=1}^n P_{\max і} \right), \quad (3.12)$$

где T_{max і} – максимальная активная нагрузка і-ой подстанции;

k_{од} – коэффициент одновременности (можно принять равным 1).

Далее могут быть найдены по известным формулам или таблицам время потерь по каждому участку линии τ_{лі} и соответственно потери энергии, как по отдельным участкам, так и по всей петлевой сети. Оптимальному месту размыкания петлевой линии соответствует наименьшее значение потерь энергии в сети.

Способ размыкания неоднородных контуров сети широко применяется как в распределительных сетях напряжением до 110 кВ, так и в сетях более высокого напряжения. Надежность электроснабжения потребителей при работе в разомкнутом режиме в случае возникновения аварийной ситуации обеспечивается быстрым автоматическим включением отключенных выключателей.

В электрических сетях напряжением 0,38 кВ работает большое количество однофазных электроприемников. При неравномерном распределении их по фазам увеличиваются потери энергии в фазах в силу неравенства

$$I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 \geq 3I_{cp}^2. \quad (3.13)$$

Помимо этого создаются дополнительные потери за счет протекания тока по нулевому проводу. Систематическая несимметрия может быть снижена путем периодического (1–2 раза в год) перераспределения нагрузок между фазами.

Отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок. Потери холостого хода ΔP_x и нагрузочные потери ΔP_n в трансформаторах сопоставимы между собой. В режимах недогрузки $\Delta P_x > \Delta P_n$ и часть параллельно работающих трансформаторов может быть отключена.

Рассмотрим ситуацию, когда на подстанции установлено два одинаковых понижающих трансформатора. Общие потери в каждом трансформаторе

$$\Delta P_n + \Delta P_x = \frac{S^2}{U^2} R + \Delta P_x, \quad (3.14)$$

где S – мощность нагрузки трансформатора;

U – напряжение;

R – активное сопротивление обмоток трансформатора.

Приняв для простоты расчетов напряжение равным номинальному, запишем формулы для определения потерь при работе одного (ΔP_1) и параллельной работе двух трансформаторов (ΔP_2) при одной и той же нагрузке

$$\begin{aligned} \Delta P_1 &= \frac{S^2}{U_{ном}^2} R + \Delta P_x, \\ \Delta P_2 &= \frac{S^2}{U_{ном}^2} \frac{R}{2} + 2\Delta P_x. \end{aligned} \quad (3.15)$$

Кривые зависимости потерь от загрузки трансформаторов показаны на рисунке 3.4.

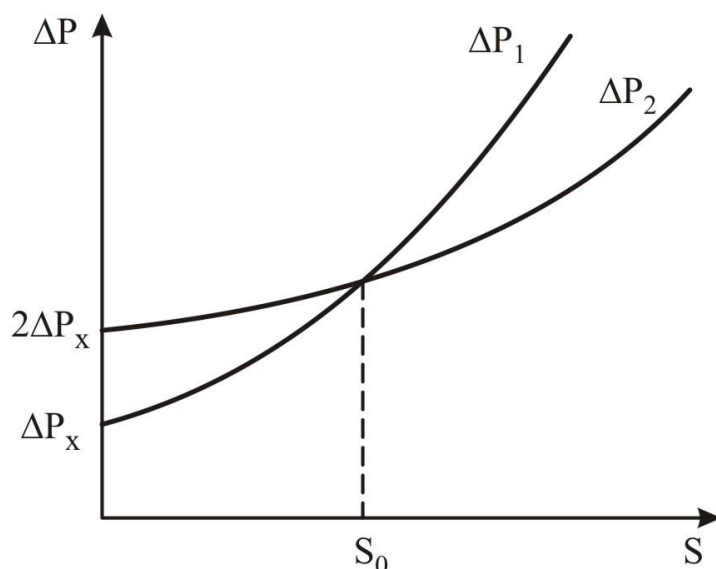


Рисунок 3.4 – Зависимость потерь в трансформаторах от нагрузки

Точка пересечения этих кривых дает величину S_0 нагрузки трансформаторов, при которой потери для обоих случаев равны друг другу $\Delta P_1 = \Delta P_2$. При работе с нагрузкой меньшей S_0 общие потери $\Delta P_1 < \Delta P_2$ и выгодно отключить один из трансформаторов, и, наоборот, при $S > S_0$ необходимо держать оба трансформатора включенными.

Установим зависимость для определения величины S_0

$$\frac{S_1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} R + \Delta P_x = \frac{S_1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \frac{R}{2} + 2\Delta P_x. \quad (3.16)$$

Решив это уравнение, получим

$$S_0 = U_{\text{НОМ}} \sqrt{2\Delta P_x / R}. \quad (3.17)$$

Пример 3.1. Рассчитать нагрузку трансформаторов на подстанции с двумя трансформаторами ТМ-320/6, ниже которой выгодно отключать один из трансформаторов. Активное сопротивление обмоток трансформатора $R = 2,35$ Ом, потери холостого хода $\Delta P_x = 1,6$ кВт.

Р е ш е н и е. Подставив численные значения в формулу 3.17, получим

$$S_0 = U_{\text{НОМ}} \sqrt{2\Delta P_x / R} = 6 \sqrt{2 \cdot 1,6 \cdot 10^3 / 2,35} = 220 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Среди других мероприятий организационного характера по снижению потерь энергии следует отметить сокращение продолжительности технического обслуживания и ремонта основного оборудования электростанций и сетей за счет рационализации проводимых работ.

Технические мероприятия по сокращению потерь энергии в первую очередь связаны с компенсацией реактивной мощности.

Компенсация реактивной мощности в электрических сетях рассматривается как важнейшее мероприятие по уменьшению потерь мощности и энергии.

Известно, что потери активной мощности в линии равны

$$\Delta P = 3I_{л}^2 r_{л} = \frac{S_{л}^2}{U^2} r_{л} = \frac{Q_{л}^2 + P_{л}^2}{U^2} r_{л}. \quad (3.18)$$

В случае установки компенсирующего устройства в конце линии она разгружается по реактивной мощности

$$\Delta P = \frac{P_{л}^2 + (Q_{л} - Q_{к})^2}{U^2} r_{л}, \quad (3.19)$$

где $Q_{к}$ – мощность компенсирующих устройств.

Поскольку при этом увеличивается коэффициент мощности, уменьшаются потери мощности

$$\Delta P = \frac{S_{л}^2}{U^2} r_{л} = \frac{P_{л}^2 r_{л}}{(\cos \varphi)^2 U^2}. \quad (3.20)$$

Автоматическое регулирование мощности батарей конденсаторов также положительно влияет на снижение потерь мощности и энергии.

Замена сечения проводов воздушных линий. Одним из возможных путей снижения потерь служит замена проводов воздушной линии (особенно на ее головных участках) на провода большего сечения. Замена проводов выполняется на перегруженных линиях и, как правило, в распределительных электрических сетях 0,38-10 кВ. Данное мероприятие может быть осуществлено лишь в том случае, если механическая прочность опор данной линии допускает подвеску проводов большего сечения. На воздушных линиях напряжением до 10 кВ применяются, как правило, провода сечением до 70 мм². Основная цель замены проводов – это снижение потери напряжения в линии и повышение ее пропускной способности. Мероприятие обычно осуществляется на линиях с большим сроком эксплуатации, на которых провода уже подверглись значительному износу. Потери мощности при этом уменьшаются пропорционально изменению сопротивления проводов.

Перевод воздушных линий на более высокую ступень номинального напряжения является одним из самых эффективных мероприятий с точки

зрения сокращения потерь мощности и энергии, но и одним из самых дорогих мероприятий. Этот способ применяется, как правило, для повышения пропускной способности электрической сети в тех случаях, когда нагрузка линии достигла предельных для действующего номинального напряжения значений и другие мероприятия по реконструкции сетей не способны улучшить ситуацию. Снижение потерь электроэнергии в этом случае является сопутствующим, хотя и весьма существенным. Так при переводе линии 35 кВ на напряжение 110 кВ возможно снижение потерь на этом участке до 10 раз.

Глубокие вводы на территории предприятий находят все большее распространение. Под глубокими вводами следует подразумевать линии 110 и 220 кВ, прокладываемые на территории предприятия с отпайками от них к наиболее крупным пунктам потребления энергии. При таком питании распределение энергии на первой ступени происходит при повышенном напряжении с минимальными потерями энергии и наименьшими затратами металла.

3.3 Хищения электроэнергии в электрических сетях

3.3.1 Предпосылки для хищений электроэнергии

За последние 15 лет произошли значительные изменения в структуре отечественной электроэнергетики, связанные с приватизацией объектов электроэнергетики, переходом к коммерческим рыночным отношениям, распадом уникальной и единственной в мире Единой энергетической системы (ЕЭС) России, которая прекратила свое существование в 2008 г. Таким образом, перестанет существовать единое руководство отраслью, и электроэнергетика перейдет на свободную рыночную деятельность. В результате общесистемные принципы, например, такое приоритетное направление, как энергосберегающая политика, окажется слабее частных коммерческих интересов мелких региональных энергокомпаний.

В условиях рыночной экономики электроэнергия представляет собой товар, который можно не только продать или купить, но также украсть, скрыть («припрятать») излишек мощности, растратить или присвоить или даже незаконно продать электрическую энергию (например, субабоненту). Такие противоправные действия называются одним общим термином – хищение.

Имеются ли предпосылки для хищения электроэнергии в электрических сетях? Да, имеются.

Хищению электроэнергии способствуют специфические особенности ее как товара, заключающиеся в том, что производство, передача, рас-

пределение и потребление происходят одновременно. При этом товар не может складироваться и храниться. В данной ситуации необходимо учитывать также наличие протяженных разветвленных магистральных и распределительных сетей сложной конфигурации, что создает предпосылки для хищения электроэнергии.

В ранее действовавших Правилах пользования электрической и тепловой энергией предусматривались достаточно суровые, но справедливые меры воздействия к расхитителям электроэнергии. Так, за повреждение расчетных приборов учета по вине абонента (сорвана пломба, разбито стекло и др.), изменение схемы учета или хищение электроэнергии предусматривалось право энергоснабжающей организации отключить абонента от сети и производить перерасчет расхода электроэнергии по фактической максимальной нагрузке или установленной мощности электроприемников и числу часов работы за время до последней замены расчетных приборов учета или проверки схемы их включения, но не более чем за срок исковой давности. Такая же мера наказания была предусмотрена за самовольное присоединение к электрическим сетям или увеличение мощности сверх договорных обязательств.

В настоящее время электроэнергия перестала быть государственной собственностью, ее производство, передача и сбыт перешли в частные коммерческие организации. В результате контроль фактов хищения электроэнергии оказался практически утрачен, отсутствуют действенные организационно-правовые и технические меры по предотвращению подобных явлений.

В Методических рекомендациях по регулированию отношений между энергоснабжающей организацией и потребителями, утвержденных Минэнерго России 19.01.2002 г. [9] имеется лишь один пункт, касающийся вопросов хищения электроэнергии, в котором сказано, что в случае самовольного присоединения абонентом электрической мощности, минуя приборы учета, он оплачивает объем электроэнергии, рассчитанный по присоединенной помимо приборов учета мощности, за весь период пользования со дня последней технической проверки электроустановки, но не более срока исковой давности, по тарифу, действовавшему на момент обнаружения этого факта. К сожалению, указанные Методические указания не зарегистрированы в Минюсте России и поэтому не являются подзаконным актом.

В соответствии с действующими в настоящее время нормативными документами факты самовольного присоединения абонента к электрическим сетям энергоснабжающей организации оформляются в виде договоров безучетного пользования (бездоговорное соглашение). Если энергоснабжающая организация выявляет факт конкретного хищения электроэнергии, то расхититель переходит в разряд неплательщиков, он становит-

ся потенциальным абонентом, которому предписывается в установленный срок заключить договор энергоснабжения. Оплата за период оформления договора осуществляется по установленной мощности. И лишь при одностороннем необоснованном отказе от оформления бездоговорного соглашения и оплаты потребленной электроэнергии, а также при неоднократном отказе от оплаты просроченной задолженности, абонент в законном порядке может быть отключен от сети. При этом необходимо помнить о статье 546 п.2 ГК РФ, в котором указывается, что перерыв в подаче электроэнергии или ограничение ее подачи допускается по соглашению сторон, за исключением случаев, когда состояние электроустановок угрожает аварией или создает угрозу жизни и безопасности граждан. О перерывах в подаче, прекращении или ограничении подачи электроэнергии энерго-снабжающая организация должна предупреждать абонента.

Вместе с тем, отдельные энергосбытовые компании, пользуясь юридической неграмотностью абонента, в одностороннем порядке вносят в договоры энергоснабжения штрафные санкции или санкции по отключению абонентов от сети. Такие санкции являются противозаконными, однако, после заключения договора в соответствии с п. 2 статьи 421 ГК РФ они становятся законными. Поэтому необходимо быть очень внимательным при заключении договора энергоснабжения.

Ряд факторов, касающихся других предпосылок для хищения электроэнергии, связан со спецификой выполнения сетей и приборов учета электроэнергии:

- во многих случаях расчетные приборы учета находятся на территории потребителя, что запрещено согласно Типовой инструкции по учету электроэнергии [12];
- для обеспечения безопасной установки и замены счетчиков в сетях напряжением до 1000 В ПУЭ допускает установку вводных коммутационных аппаратов до схемы подключения приборов учета, что создает условия для подключения неучтенной нагрузки;
- воздушные линии электропередачи напряжением до 1000 В и вводы в здания в большинстве случаев выполняются проводами без изоляции, имеют значительное количество ответвлений и спусков, что создает условия для подключения нагрузки помимо приборов учета;
- эксплуатируемые приборы учета обладают рядом конструктивных недостатков (доступ к клеммной коробке, высокая погрешность измерений, отсутствие стопорного устройства).

Существенное влияние на хищение электроэнергии оказывают и экономические аспекты. Вследствие постоянного удорожания электроэнергии с одной стороны, и снижения платежеспособности потребителей,

с другой стороны, а также доступности и безнаказанности хищения электроэнергии трудно предотвратить.

В настоящее время возникла еще одна причина хищения электроэнергии – непомерно высокая оплата за подключение к электрическим сетям. Электроэнергия стала коммерческим товаром на розничном рынке, а продавцы и покупатели стали представлять собой два противоборствующих лагеря. Все реформаторские преобразования производителя и продавца электроэнергии (энергоснабжающей организации) по рыночным законам стали тяжелым бременем ложиться на покупателя (потребителя) электроэнергии.

В ряде случаев хищение электроэнергии является вынужденной мерой, например, при оформлении договоров энергоснабжения. Это связано с так называемой «пограничной мощностью 10 кВт». При мощности до 10 кВт упрощается процедура проектирования электроустановок (достаточно разработать однолинейную схему), кроме этого в таких электроустановках может не назначаться работник, замещающий ответственного за электрохозяйство. Значительно проще оформляется договор энергоснабжения. Учитывая эти обстоятельства, абонент в ряде случаев вынужден «скрывать» лишнюю мощность, подключив ее перед счетчиком и оказываясь, таким образом, похитителем электроэнергии. К сокрытию «излишков» мощности абонента вынуждает то обстоятельство, что коммутационные аппараты выбираются по расчетному току, величина тока указывается в акте разграничения балансовой принадлежности и в расчетной схеме электроснабжения.

Таким образом, наличие недопустимо большого числа неплательщиков уже стало для энергоснабжающей организации обычным явлением, а хищение электроэнергии приобрело угрожающие масштабы. При этом следует помнить, что рост коммерческих потерь приводит к повышению тарифа на электроэнергию. Наибольшее число хищений наблюдается в бытовом секторе.

Резюмируя причины сложившейся ситуации следует отметить постоянный рост тарифов и снижение платежеспособности населения с одной стороны, и с другой стороны – относительную доступность и простоту осуществления того или иного способа хищения электроэнергии; несовершенство конструкций приборов учета, схем коммутации трансформаторов тока и трансформаторов напряжения; отсутствие конкретной правовой базы для привлечения к ответственности расхитителей электроэнергии.

Ситуация осложняется еще и тем обстоятельством, что договор энергоснабжения заключается между потребителем электроэнергии (абонентом) и энергосбытовой организацией, а указания и рекомендации по его оформлению даются третьей стороной – Ростехнадзором.

В вопросах привлечения к ответственности также много проблем. Хищение электроэнергии рассматривается как один из видов административного правонарушения, влекущего за собой взыскание причиненного реального ущерба в гражданском порядке. Так, согласно статье 7.19 Кодекса РФ об административных правонарушениях самовольное подключение к электрическим сетям, а равно самовольное (безучетное) использование электроэнергии влечет наложение административного штрафа суммой от 15 до 20 минимального размера оплаты труда (МРОТ). На должностных лиц накладывается штраф от 30 до 40 МРОТ, а на юридических лиц - от 300 до 400 МРОТ. Однако величины этих штрафных санкций, как правило, не сопоставимы с реальной стоимостью похищенной электроэнергии, то есть занижены. Процедура наложения административного штрафа осуществляется в судебном порядке с выполнением целого ряда требований, связанных со сбором, оформлением и оценкой доказательств (протокол, объяснение виновника, показания потерпевшего и свидетелей, заключение экспертизы и т. д.). В общем случае процедура продолжительна, сложна и не позволяет принять оперативные меры к неплательщику. Привлечение расхитителей электроэнергии к уголовной ответственности практикуется редко и имеет место, как правило, при нанесении энергоснабжающей организации значительного убытка.

Напрашивается неутешительный вывод, что только рыночные механизмы без государственного регулирования сами по себе при отсутствии государственного контроля не обеспечат эффективного решения проблемы энергосбережения.

3.3.2 Способы хищения электроэнергии

Способы хищения можно классифицировать следующим образом:

- расчетные способы;
- технологические способы хищения электроэнергии.

Расчетные способы хищения электроэнергии

В общем случае фактический расход электроэнергии W равен произведению разницы показаний счетчика электроэнергии ($\Pi_1 - \Pi_2$) на расчетный коэффициент счетчика K_p и на коэффициенты трансформации измерительного трансформатора тока K_I и трансформатора напряжения K_U :

$$W = K_p K_I K_U (\Pi_1 - \Pi_2), \text{ кВт}\cdot\text{ч.} \quad (3.21)$$

Уменьшая значение каждого из сомножителей в приведенной формуле, можно существенно снизить данные по фактическому расходу электроэнергии.

Значение расчетного коэффициента счетчика определяется его параметрами (постоянной счетчика, передаточным числом и коэффициентом счетчика), которые в различных вариантах указываются на табличке счетчика, и которые не всегда принимаются во внимание энергоснабжающей организацией, иногда учитываются частично или полностью не учитываются.

Такое положение может иметь место при определении потребляемой мощности с помощью секундомера. При этом число полных оборотов отсчитывается при каждом прохождении метки на диске у индукционного счетчика и по частоте мигания светодиодного индикатора у электронного счетчика. Если на табличке счетчика обозначено $1 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = A$ оборотов

диска, то величина $P = \frac{3600n}{At}$, кВт.

Какие здесь могут быть ошибки? Класс точности токоизмерительных клещей ниже, чем счетчика; при таких расчетах не учитывается реактивная мощность (это важно при обследовании предприятий, имеющих двигательную нагрузку, сварочные трансформаторы и другие электроприемники, снижающие коэффициент мощности).

Определение потребляемой мощности должно производиться по расчетным приборам учета, а не по показаниям токоизмерительных клещей.

Что касается трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, то на практике имеют место случаи замены таких трансформаторов без согласования и оповещения энергоснабжающей организации. Такая замена приводит к изменению расчетных коэффициентов, что влечет за собой, соответственно, изменение размера оплаты за потребленную электроэнергию. Так, если трансформатор тока с коэффициентом трансформации 75/5 заменить трансформатором тока с коэффициентом 100/5, то фактический расход электроэнергии снизится в $100/75 = 1,33$ раза, что приведет к недоплате с указанным коэффициентом, поскольку в договоре энергоснабжения будет указан прежний коэффициент 75/5.

Занижение расчетных потерь активной мощности в трансформаторе и в линии. К расчетным способам хищения электроэнергии относится также занижение потерь в трансформаторе и в линии, если приборы учета установлены на стороне низшего напряжения трансформатора.

Расчет потерь обычно оформляется в виде приложения к договору энергоснабжения. В некоторых случаях такой расчет не выполняется, а устанавливается фиксированная величина потерь 5,1 % (в соответствии с ранее действовавшими нормативными документами). В принципе указанный расчет должен выполняться совместно энергоснабжающей организацией и потребителем, но иногда эта работа возлагается на потребителя

или делается по его исходным данным. В этом случае есть предпосылки для заниженной оплаты.

Потери активной электроэнергии в трансформаторе W_t определяются по формуле [22]

$$\Delta W_t = \Delta P_x T_0 + \beta^2 \Delta P_k T_p, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.22)$$

где ΔP_x – потери активной мощности холостого хода в трансформаторе;
 ΔP_k – потери активной мощности короткого замыкания в трансформаторе;

T_0 – годовое число часов присоединения трансформатора к сети;

T_p – годовое число часов работы трансформатора под нагрузкой;

β – коэффициент загрузки трансформатора, равный отношению среднего тока нагрузки I_{cp} к номинальному току $I_{ном}$, т. е.

$$\beta = \frac{I_{cp}}{I_{ном}}, \quad I_{cp} = \frac{\sqrt{W_a^2 + W_p^2}}{\sqrt{3}U_{ном} T}, \quad I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}}. \quad (3.23)$$

Коэффициент β можно определить и по другой формуле

$$\beta = \frac{W_a}{S_{ном} T \cos \varphi}, \quad (3.24)$$

где W_a и W_p – соответственно расход активной, кВт·ч и реактивной, квар·ч электроэнергии;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки;

T – время работы трансформатора за соответствующий период, ч;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Годовые потери электроэнергии для постоянно подключенного к сети трансформатора можно определить по упрощенной формуле

$$\Delta W_t = 8760 \Delta P_x + \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^2 \Delta P_k T_p, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.25)$$

где S_{max} – зафиксированная максимальная нагрузка трансформатора, кВ·А.

Постоянные составляющие потерь в трансформаторе ΔP_x и ΔP_k являются паспортными данными.

В формулах 3.21, 3.23 потребитель может занизить число часов работы трансформатора под нагрузкой или зафиксировать пониженную максимальную нагрузку трансформатора, а также установить значения ряда других показателей, которые контролируются только самим потребителем, тем самым, снизив расчетную величину потерь электроэнергии. Это также относится к хищениям.

К этому следует добавить недоучет активных потерь, возникающих из-за перетоков реактивной мощности. Потери активной энергии в линиях

$$\Delta W_{\text{л}} = 3I^2RL10^{-3}, \quad (3.26)$$

где I – среднее значение тока нагрузки, А;

R – активное сопротивление, Ом/км;

L – длина линии, км.

Уменьшение значения той или иной величины в формуле дает не столь заметный результат по сравнению с потерями в трансформаторе, однако, они могут быть также вполне ощутимыми.

Использование ступенчатых тарифов на электроэнергию.

С целью стимулирования бытовых потребителей в отдельных случаях энергоснабжающая организация вводит ступенчатые тарифы, снижая оплату, если есть ограничение потребления в период максимальных нагрузок в энергосистеме. Поскольку оплата производится по разнице показаний счетчика в начале и в конце оплачиваемого периода, потребитель имеет возможность оплачивать по минимальной ставке электроэнергию, потребляемую во время действия высокого тарифа.

Использование ограничений счетного механизма приборов учета.

Большое количество счетчиков электрической энергии имеют ограниченное число разрядов, не превышающих четырех. Такие счетчики могут регистрировать максимальное количество потребленной электроэнергии только 9999 кВт·ч. При нагрузке потребителя 5 кВт такого счетчика хватает на три месяца. В результате, по истечению указанного срока отсчет электроэнергии начинается с исходного нулевого цикла, а потребленная электроэнергия за предыдущий трехмесячный период окажется не учтенной.

Если в гаражном или дачном кооперативе расчет за электроэнергию осуществляется один раз в год, то здесь создаются предпосылки для прямого хищения электроэнергии. В этой ситуации нужны систематические проверки приборов учета.

Технологические способы хищения электроэнергии

Подключение нагрузки к безучетным питающим электрическим сетям. Питающие (магистральные) и распределительные электрические сети разделены границей балансовой принадлежности, которая устанавливает линию раздела между потребителем и энергоснабжающей организацией. Закреплено это разделение актом разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон.

Известно, что с помощью установки приборов учета фиксируется нагрузка, установленная после счетчика. Если перед счетчиком установить коммутационный или защитный аппарат, что допускается ПУЭ, то это создает предпосылки для подключения к нему неучтенной нагрузки.

В случае отсутствия коммутационных аппаратов перед расчетными приборами учета хищение осуществляется путем обычной отпайки от воздушной линии напряжением до 1000 В с оголенным проводом или от ввода в жилое помещение. Такой способ хищения характерен для всевозможных киосков, строительных площадок, садовых участков и т. д. При этом нужно учитывать опасность самовольного подключения к электрическим сетям.

Вследствие технической неграмотности некоторых расхитителей электроэнергии ее хищение происходит через приборы учета соседних потребителей. Это может привести к пожарам, выходу из строя аппаратуры и несчастным случаям.

Изменение схем первичной и вторичной коммутации приборов учета. Вращающий момент индукционного счетчика определяется по формуле

$$M_{\text{сч}} = k\Phi I, \quad (3.27)$$

где k – коэффициент пропорциональности, зависящий от конкретных параметров счетчика;

Φ – магнитный поток, пропорциональный приложенному напряжению;

I – ток нагрузки.

Варьируя тем или иным множителем в формуле (3.27), можно изменять вращающий момент счетчика и, соответственно, скорость вращения его диска вплоть до полной остановки или вращения в обратную сторону.

Хищение электроэнергии может быть с нарушением схемы учета и без нарушения ее. При нарушении прибора учета вскрывается крышка счетчика и выполняется ряд манипуляций с входными и выходными концами провода счетчика. Изменение полярности в токовой цепи счетчика (если поменять местами входящий в счетчик конец 1 с отходящим от счетчика концом 2) приводит к изменению направления магнитного потока и обратному вращению диска счетчика, если в конструкции счетчика не

предусмотрено стопорное устройство. Такой же результат можно получить, если поменять местами концы 3 и 4.

Другие примитивные и опасные способы хищения электроэнергии:

- установка перемычки между концами 1 и 2 счетчика (токовая обмотка оказывается зашунтированной, ток равен 0, диск останавливается);
- отсоединение двух любых концов (1 и 2 или 3 и 4) или всех четырех и соединение их помимо счетчика;
- ослабление контакта в цепи напряжения счетчика, пока не остановится диск;
- замена местами концов 1 и 3 и заземление (зануление) конца 1;
- использование автотрансформатора мощностью 150-200 Вт с напряжением во вторичной обмотке от 3 до 15 В (регулировкой автотрансформатора можно замедлить, остановить или заставить вращаться диска счетчика в обратном направлении).

Описанные способы хищения электроэнергии опасны с точки зрения поражения электрическим током (работа под напряжением; ошибочные действия, например, соединение проводов 1 и 3, приводящее к короткому замыканию). Особую опасность представляет первый из перечисленных ранее способов, то есть замена местами концов 1 и 2 в токовой цепи (подача в токовую обмотку нулевого провода N вместо фазного провода L). В этом случае наблюдается вынос точки потенциала на корпуса «здорового» оборудования (ванна, душевая кабина и т. д.), что недопустимо в бытовом секторе.

В схемах трехфазных счетчиков имеется гораздо большее количество манипуляций с концами проводов (до 5 000 вариантов).

Внешнее воздействие на счетный механизм приборов учета. Существует ряд способов хищения электроэнергии не связанных с изменением схемы коммутации счетчика путем внешнего воздействия на прибор. Наиболее простой способ – наклон счетчика, ослабив верхнее крепление. Другой способ – механическое торможение диска фото пленкой, просунутой в щель окошечка счетчика до упора ее в диск (стекло в счетчике отдавливается). В некоторых случаях для этой же цели сверлится отверстие в корпусе и просовывается проволока.

Нестандартное решение нашли расхитители электроэнергии в Израиле. При наружной установке электрического счетчика «умельцы» капали в щелку корпуса счетчика немного сиропа. На сироп сползались муравьи и тормозился диск.

При использовании электронных счетчиков также имеются способы воздействия на них с целью хищения электроэнергии. Конструкция таких приборов учета содержит электромагнитные элементы (привод шагового двигателя, встроенные трансформаторы тока и др.). На них можно воздействовать электромагнитным полем промышленной частоты с помощью специ-

ального соленоида, замедляющего отсчет импульсов или останавливающего счетчик. Изготовить такой соленоид не представляет серьезных трудностей.

3.3.3 Меры по обнаружению и предотвращению хищений электроэнергии

Проблема эта комплексная, включает организационные и технические мероприятия. Она требует постоянного внимания энергосбытовых и электросетевых компаний.

Организационные меры

1. Полномасштабное использование правовых административно-уголовных мер для неотвратимости воздействия на расхитителей электроэнергии. Кодекс административных правонарушений и Уголовный кодекс, в принципе, позволяют привлекать расхитителей электроэнергии к административной и уголовной ответственности. Однако энергоснабжающие организации недостаточно занимаются этим вопросом. Причины заключаются в недостаточной подготовке контролеров, сложности определения хищения электроэнергии, нарушение энергоснабжающей организацией правовых и законодательных актов при заключении договоров в части применения незаконных санкций.

2. Согласованный расчет учета электроэнергии между энергоснабжающей организацией и энергоемкими потребителями. Минэнерго РФ разработало рекомендации для введения такого расчета. Для его реализации устанавливается АСКУЭ как со стороны энергоснабжающей организации, так и со стороны потребителей. При этом ведется ежесуточный учет потребляемой энергии; осуществляется учет средних получасовых значений активной мощности в расчетных точках сети; определяются потери электроэнергии; осуществляется расчет баланса отпускаемой и потребленной электроэнергии; ведется обмен информацией. В такой ситуации практически исключаются хищения электроэнергии, а затраты на систему быстро окупаются.

3. Переход на выписку счетов за потребленную электроэнергию энергосбытовыми организациями. В настоящее время потребители сами снимают показания счетчика и заполняют платежные документы. Намного лучше, если это будет делать контролер или специальная электронная система сбора данных с последующим снятием информации на сменные электронные носители, а потребителю будет посылаться счет на электроэнергию. К сожалению, такие системы в настоящее время сложно организовать из-за недостатка контролеров, сложности и дороговизны электрон-

ных систем. В СССР система контролеров существовала. При этом при обнаружении хищения контролер составлял акт, и абонент-расхититель подвергался штрафным санкциям.

4. *Организация рейдов и создание телефонов доверия.* Такие мероприятия также дают определенный эффект. Однако телефоны доверия не получили должного распространения из-за необходимости иметь дежурный персонал, большого количества ложных звонков и т. д.

5. *Применение АСКУЭ в качестве расчетной системы.* Указанный способ является одним из важнейших направлений по снижению коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях и, в частности, потерь от хищений электроэнергии. Особенно эффективно применение такой системы для энергоемких потребителей и в бытовом секторе. В АСКУЭ, созданных для коммерческого учета, все узлы и органы управления системой, через которые возможно воздействие на результаты измерений и расчетов, а также используемое программное средство, снабжены защитой от несанкционированного доступа. Каким образом определить хищение электроэнергии с помощью АСКУЭ? Если коммерческая нагрузка отключена, а потребление электроэнергии не прекращается, то налицо факт ее хищения. Кроме этого, на основе данных по электропотреблению какого-либо участка сети, параметров этого участка и его нагрузочных характеристик расчетным путем можно определить наличие и места несанкционированного подключения к данному участку. В бытовом секторе делаются первые попытки внедрения АСКУЭ, хотя за рубежом такая система давно нашла применение и отсутствует массовое хищение электроэнергии.

Разновидностью АСКУЭ является система учета с дистанционной передачей информации по силовой цепи электроснабжения потребителей. Использование такой системы предполагает ее применение в первую очередь в жилищно-коммунальном секторе. Она позволяет в считанные секунды дистанционно списывать показания счетчиков по многоквартирному дому. Такую систему рекомендует ПУЭ. Подобные системы широко используются за рубежом, например, итальянской энергоснабжающей компанией ENEL. Применение дистанционного учета позволяет не только выявить факты хищения электроэнергии, но и дистанционно отключить от сети недобросовестных потребителей, хотя это и противозаконно.

6. *Установка расчетных приборов учета на стороне высшего напряжения абонентских трансформаторов.* Указанный подход позволяет исключить случаи хищения электроэнергии, за счет умышленно заниженного расчета потерь активной мощности. В этом случае все виды потерь электроэнергии в трансформаторах, в линиях, а также от перетока реактивной мощности будут учтены приборами энергоснабжающей организации, что позволит исключить сравнительно неточные методы определения этих потерь расчетным путем. Это также позволит избежать претензий со

стороны потребителей электроэнергии к энергоснабжающей организации по неправомерному списанию с них потерь реактивной мощности.

7. *Перенос расчетных приборов учета за границы балансовой принадлежности потребителей электроэнергии частных домовладений.* С целью недопущения несанкционированного доступа к приборам учета, как вынужденная мера, может применяться перенос их за границы балансовой принадлежности. Такая мера экономически оправдана, поскольку практически исключаются хищения электроэнергии. Энергоснабжающая организация все больше использует такой метод. Фирмой «Шиномонтаж» разработаны специальные шкафы для этих целей ШКН – 01 и модульное вводное распределительное устройство. За рубежом такой метод построения электрических сетей используется давно и весьма успешно. Вопрос переноса приборов учета должен быть урегулирован обеими сторонами в договоре технологического присоединения к электрическим сетям и договору энергоснабжения.

Технические мероприятия

1. *Совершенствование конструкции индукционных и электронных счетчиков.* Одно из основных направлений совершенствования приборов учета – увеличение диапазона токовой нагрузки. В настоящее время он составляет от 1 до 400 %. При этом при малом токе индукционные счетчики имеют отрицательную погрешность, что приводит к недоучету электроэнергии. В разработках концерна «Энергомера» по электронным счетчикам нормированный диапазон по току увеличен в 2,5 раза и составляет от 1 до 100 % номинального тока.

Корпус счетчика должен изготавливаться из высокопрочного материала, желателен прозрачный, чтобы визуально видеть наличие посторонних предметов в счетном механизме. Пломбы должны быть одноразового употребления, не поддающиеся восстановлению после снятия.

В настоящее время наиболее перспективными являются однофазные электронные счетчики ЦЭ 6807 Б, ЦЭ 6827 и трехфазные ЦЭ 6803 Б, ЦЭ 6804, ЦЭ 6828 концерна «Энергомера». В таких счетчиках для исключения хищений электроэнергии предусмотрены следующие меры:

- шаговые двигатели экранированы;
- установлены дополнительные экраны от электромагнитных полей для других элементов;
- используется стопор обратного хода;
- применяются специальные микросхемы, исключающие инвертирование фазы тока, что обеспечивает учет независимо от фазы тока нагрузки;

- при шунтировании токовой цепи на щитке, на котором установлен счетчик, возникает специальный сигнал. Указанной защите в наибольшей степени отвечает счетчик ЦЭ 6804.

Не менее совершенными в части защиты от несанкционированного доступа являются электронные многотарифные счетчики «Альфа» фирмы «АВВ ВЭИ Метроника». В этих приборах учета предусмотрена аппаратная блокировка для несанкционированного изменения коммерческой информации. Попытка перепрограммировать счетчик упирается в знание ряда паролей. Имеются и другие отечественные разработки, препятствующие несанкционированному доступу к счетному механизму приборов учета и хищениям электроэнергии.

2. Применение стопорного устройства и использование реверсивного счетного механизма. Одним из возможных способов борьбы с хищениями электроэнергии в индукционных счетчиках является применение стопорных механизмов. Однако известны случаи разрушения и поломки таких устройств. Поэтому Рязанское ПО «САМ» разработало реверсивный счетный механизм, фиксирующий всегда положительный нарастающий итог вне зависимости от направления вращения диска. К сожалению, такое устройство пока что находит ограниченное применение.

3. Замена индукционных счетчиков на электронные приборы учета. Индукционные счетчики имеют много недостатков. По данным ОАО «Мосэнергосбыт» 33 % индукционных счетчиков уже через год работы начинают искажать показания, а через два года уже 97 % из них искажают показания. Радикальным путем улучшения ситуации является использование электронных счетчиков. Они позволяют более точно и достоверно учитывать электроэнергию, не реагируют на отклонения показателей качества электроэнергии, имеют защиту от хищений электроэнергии. Недостатки электронных счетчиков: сравнительно высокая стоимость, погрешность в точности измерений при наличии нелинейной нагрузки. В нашей стране в настоящее время проводится большая работа по расширению использования электронных счетчиков.

4. Применение приборов-индикаторов. Цель использования таких приборов – обнаружение скрытых способов хищения электроэнергии. Например, прибор серии ЭРИС-КЭ (регистратор режимов электрических сетей и показателей качества электроэнергии), разработанный ООО «Энергоконтроль», позволяющий обнаружить недоучет электроэнергии, который выявить внешним осмотром не удастся. Прибор используется без отключения счетчика от сети путем оценки схемы вторичной коммутации.

Другим прибором является индикатор сетевого тока «Аист», который сравнивает ток в фазном и нулевом проводах, что необходимо для выявления факта хищения электроэнергии. Радиус действия прибора до

7,5 м. Прибор может быть использован при контроле электробытовой нагрузки и мелкомоторных потребителей.

Специальные приборы – электронные сканеры позволяют выявить электропроводку (в том числе скрытую), проложенную в обход счетчика. Сканер позволяет обнаружить находящиеся под напряжением провода на расстоянии до 1 м. Использование индикаторов типа «Аист» и электронных сканеров позволило контролерам «Дальэнергосбыта» за десять месяцев 2004 года выявить факты хищения электроэнергии на сумму 49 млн. руб.

5. *Установка блокировок на подстанциях.* Для защиты от несанкционированного доступа к коммерческим счетчикам на подстанциях устанавливаются специальные блокировочные приспособления.

6. *Проверка схем включения приборов учета.* Такая проверка должна производиться систематически. Целью проверки является выявление возможности расхождения между измеренной и потребленной электроэнергией на данном участке сети. Порядок проверки схемы включения счетчика достаточно подробно описан в специальной литературе.

4 Учет и расчеты за электроэнергию

Экономика переходного периода Российской Федерации характеризуется спадом производства и ростом цен на энергоносители. В этих условиях особую значимость приобретает проблема энергосбережения. Одним из первоочередных условий энергосбережения является хорошо налаженный учет энергоресурсов.

Основной целью учета электроэнергии является получение достоверной информации о количестве производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии на оптовом и розничном рынках.

Учет нужен для:

- управления режимами электропотребления;
- решения финансовых вопросов;
- прогнозирования расхода топлива на электростанциях;
- составления баланса электроэнергии;
- контроля технического состояния систем учета.

Различают коммерческий и технический учет потребленных энергоресурсов. Коммерческий учет связан с финансовыми расчетами между поставщиком и потребителями электроэнергии. Технический учет служит целям оценки внутрипроизводственных и технологических потерь.

4.1 Приборы учета электроэнергии

Для измерения и учета расхода электроэнергии применяются индукционные и электронные одно- и трехфазные счетчики активной и реактивной энергии. Для дистанционной передачи информации о расходе электроэнергии используются телеметрические датчики импульсов, которые встраиваются в счетчики. Электронные и некоторые типы индукционных счетчиков имеют такие приставки. Например, однофазные индукционные счетчики типа СО 502, СО 514. Они выпускаются в двухтарифном исполнении с телеметрическим выходом. Класс точности счетчиков 2,0.

Однако большинство индукционных счетчиков не имеют телеметрического выхода, конструкция их устарела (они разработаны еще в 1966 г.), вызывает сомнение также точность их работы в межповерочном интервале (на практике обнаружены завышения или занижения показателей до 30 %). Применение встраиваемых телеметрических датчиков дает вторую жизнь индукционным счетчикам, поскольку они могут использоваться в АСКУЭ и нет необходимости в замене счетчика. Такие телеметрические приставки в настоящее время выпускаются отечественной промышленностью и в ближайшем зарубежье.

В последние годы за рубежом и в России все большее распространение получают электронные счетчики. Достоинства электронных счетчиков:

- в отличие от индукционных приборов учета они проще в изготовлении;
- имеют более высокие классы точности, в том числе во всем токовом диапазоне;
- допускают большие отклонения температуры окружающего воздуха;
- имеют меньшее потребление в измерительных цепях;
- допускают большие перегрузки;
- отличаются наличием дополнительных функций (многотарифность; вычисление мощности и других параметров, в частности показателей качества электроэнергии; запоминание интервальных значений электроэнергии и мощности и т. п.).

В качестве недостатков электронных счетчиков по сравнению с индукционными приборами учета необходимо отметить меньшую надежность и срок службы, более высокую стоимость.

Следует заметить, что все типы электронных счетчиков, выпускаемых в России, являются электромеханическими. Наряду с электронной схемой измерения, преобразования и вычисления они имеют шаговый электродвигатель и механический счетчик, который относительно просто сохраняет данные о расходе электроэнергии при полном пропадании ее на неограниченное время.

В качестве примера рассмотрим электронные счетчики концерна «Энергомера». Однотарифные и двухтарифные счетчики прямого и трансформаторного включения серии ЦЭ 6803 предназначены для контроля и учета активной энергии в трехфазных четырехпроводных цепях переменного тока. Они соответствуют классу точности 2,0, имеют световой индикатор работы и телеметрические импульсные выходы для связи с информацией измеренной системой и для ускоренной проверки. Счетчики могут работать в составе АСКУЭ. Суммирующие устройства снабжены механическими шестиразрядными индикаторами. Приборы учета выполнены в пожаробезопасном пластмассовом корпусе. Применение данного счетчика взамен индукционного не требует доработки места установки.

Аналогичные характеристики имеет счетчик ЦЭ 6801, предназначенный для измерения реактивной энергии в трех- и четырехпроводных цепях переменного тока. Указанный счетчик имеет класс точности 1,5.

Кроме отмеченных, концерн «Энергомера» выпускает и другие модификации счетчиков, например, счетчики ЦЭ 6805 с классом точности 0,8 и счетчики ЦЭ 6808 с классом точности 0,5. Счетчик ЦЭ 6807 предназначен для применения в однофазных цепях переменного тока. Выпускается в одно- и двухтарифном исполнении. Подключение счетчика прямое или трансформаторное. Счетчик может использоваться автономно или в состав-

ве АСКУЭ для коммерческого и технического учета в качестве датчика приращения энергии и телеизмерения мощности, а также для организации двухтарифной системы учета, дифференцированной по времени суток.

Кроме концерна «Энергомера» электронные счетчики выпускает Нижегородский завод им. Фрунзе и предприятие АВВ ВЭИ «Метроника» г. Москва. На данном предприятии выпускаются счетчики серии «Альфа» по лицензии американской фирмы АВВ. Счетчики отличаются высокими эксплуатационно-техническими характеристиками. Они имеют класс точности 0,2 и 0,5, срок службы до 30 лет, температурный диапазон от – 40 до + 60 °С, обеспечивают сохранность информации в течение 2-3 лет.

Счетчики типа «Альфа» предназначены для учета активной и реактивной энергии в цепях переменного тока и использования в составе АСКУЭ для передачи измеренных или вычисленных параметров на диспетчерский пункт по контролю, учету и распределению электроэнергии.

Счетчики обладают широкими функциональными возможностями и обеспечивают:

- учет электроэнергии по четырехтарифным зонам;
- измерение активной и реактивной энергии и мощности в двух направлениях;
- фиксацию максимальной мощности на расчетном интервале времени;
- запись и хранение данных графика нагрузок в памяти счетчика;
- передачу результатов измерения по цифровым и импульсным каналам связи.

Счетчики «Альфа – Плюс» имеют дополнительную функцию, обеспечивающую измерение показателей качества электроэнергии, что актуально в настоящее время, поскольку в условиях рыночной экономики приходится перестраивать взаимоотношения между энергоснабжающей организацией и потребителями, переходя к договорным условиям.

Мировой и отечественный опыт свидетельствуют, что альтернативы электронным счетчикам нет, и в настоящее время они находят все большее применение в электроустановках. Основными направлениями дальнейшего совершенствования приборов учета просматривается с учетом следующих факторов:

- отказ от принципа «самообслуживания», когда абонент сам определяет сумму оплаты;
- введение многотарифности;
- исключение хищений электроэнергии;
- учет помимо количества электроэнергии показателей ее качества;
- создание более универсальных и дешевых каналов передачи информации.

4.2 Автоматизированные системы управления энергоресурсами

Существующая в нашей стране система оплаты за израсходованную электроэнергию бытовых потребителей построена на уникальном принципе «самообслуживания». Он заключается в том, что абонент самостоятельно фиксирует показания своего счетчика, вычисляет количество потребленной электроэнергии и умножением на установленный для него тариф определяет сумму денег, подлежащую оплате за потребленную электроэнергию. Эту сумму абонент указывает на двух экземплярах квитанции установленной формы, которые вместе с деньгами предъявляет в кассу филиала Сберегательного банка или РКЦ.

Зарубежный опыт показывает, что при доле бытового потребления более 20 ... 25 % (в денежном выражении) у энергоснабжающих компаний возникают серьезные экономические трудности со сбором платежей от населения. В России эта цифра до последнего времени не превышала 12 %.

В настоящее время в России городские и сельскохозяйственные потребители оплачивают электроэнергию по льготному тарифу, а разницу между фактической стоимостью ее и реальным тарифом покрывают промышленные предприятия. В связи с принятым Правительством РФ постановлением от 26. 09. 1997 года № 1231 «О поэтапном прекращении перекрестного субсидирования в электроэнергетике и доведении тарифов на электроэнергию для населения до фактической стоимости ее производства, передачи и распределения» к 2001 году планировалось повышение тарифов в 2-3 раза. Однако это постановление полностью не реализовано из-за возможных нежелательных социальных последствий.

Удорожание электроэнергии и других топливно-энергетических ресурсов для населения неизбежно приведет к увеличению неплатежей и хищениям электроэнергии. С другой стороны, увеличение доли платежей населения в общем балансе энергокомпании свыше 20 %, как свидетельствует мировой опыт, неизбежно приведет к отказу от существующей ныне системы «самообслуживания». Сначала это произойдет в отдельных энергокомпаниях, а затем и повсеместно. Переход в этой ситуации к периодическому (ежемесячному или ежеквартальному) массовому списанию показаний счетчиков контролерами энергоснабжающих компаний маловероятен из-за проблемы попадания их к местам установки счетчиков, не говоря уже о многократном увеличении их численности.

Единственным реальным способом решения такой проблемы является переход к автоматизированным системам учета энергоресурсов с передачей информации по силовой сети, что позволит списывать показания счетчиков в многоквартирном доме в течение нескольких секунд дистанционно, не входя в помещения, в которых они установлены. При этом сами контролеры лишаются возможности изменять показания счетчиков.

Автоматизированная система учета может выявлять хищения электроэнергии, сигнализировать об этом и даже дистанционно отключать неплательщиков. Такие системы разрабатываются многофункциональными, решая кроме вопросов учета электроэнергии проблему пожарной и охранной сигнализаций, тепла, воды, газа.

По предварительным расчетам стоимость автоматизации учета у бытовых потребителей в пересчете на одного абонента сегодня не превышает 50 ... 70 % стоимости двухтарифного счетчика. Затраты времени и средств на массовую автоматизацию при этом минимальны, так как линия связи – провода силовой сети уже существуют.

Автоматизированная система учета и контроля электроэнергии бытовых потребителей широко используется за рубежом. В нашей стране такие системы находятся в стадии внедрения. Рассмотрим в качестве примера основные технические решения, заложенные в одной из наиболее совершенных отечественных разработок АСКУЭ «Энергосбыта» Мосэнерго и Московского завода электроизмерительных приборов (рисунок 4.1).

Контроллеры счетчиков (КС) устанавливаются в этажных осветительных щитках. Телеметрические выходы квартирных счетчиков соединяются соответствующими выводами КС. В системе могут использоваться однотарифные и многотарифные счетчики. На каждые 4 счетчика предусмотрена установка индикатора для предоставления абонентам всех данных, необходимых для правильной оплаты за электроэнергию (номер квартиры, электропотребление в кВт·ч, время действия тарифов и их величины). Индикаторы устанавливаются рядом со щитком и кабелем соединяются со соответствующим КС.

В щитовой комнате дома, либо в ТП устанавливается контроллер сети – накопитель КСН и подключается к сети напряжением 220 В. КСН обеспечивает работу с 225 удаленными счетчиками через 64 КС. К КСН также могут быть подключены 8 счетчиков потребления электроэнергии бытовыми потребителями на технические нужды (лифты, освещение подъездов и др.).

Перед пуском системы в КСН с помощью переносного компьютера по каждому счетчику вносится его коэффициент пересчета и начальные показания по двум тарифам. После подачи сетевого напряжения эти данные автоматически перезаписываются по проводам сети напряжением 220 В в соответствующие КС счетчика. В последующем, телеметрические импульсы преобразуются в кВт·ч потребленной электроэнергии и данные накапливаются в памяти КС. В КСН от встроенных часов (ЧНД) в соответствии с уставками по проводам сети передаются сигналы для переключения тарифов, которые принимаются всеми КС и отрабатываются на счетчиках. Кроме этого ежедневно в 0 часов КСН производит запрос данных, накопленных по каждому счетчику в КС, и записывает их в свою память. По истечению месяца с КСН передается сигнал, по которому производится фиксация в КС данных потребления за месяц, и соответствующие данные фиксируются в памяти КСН.

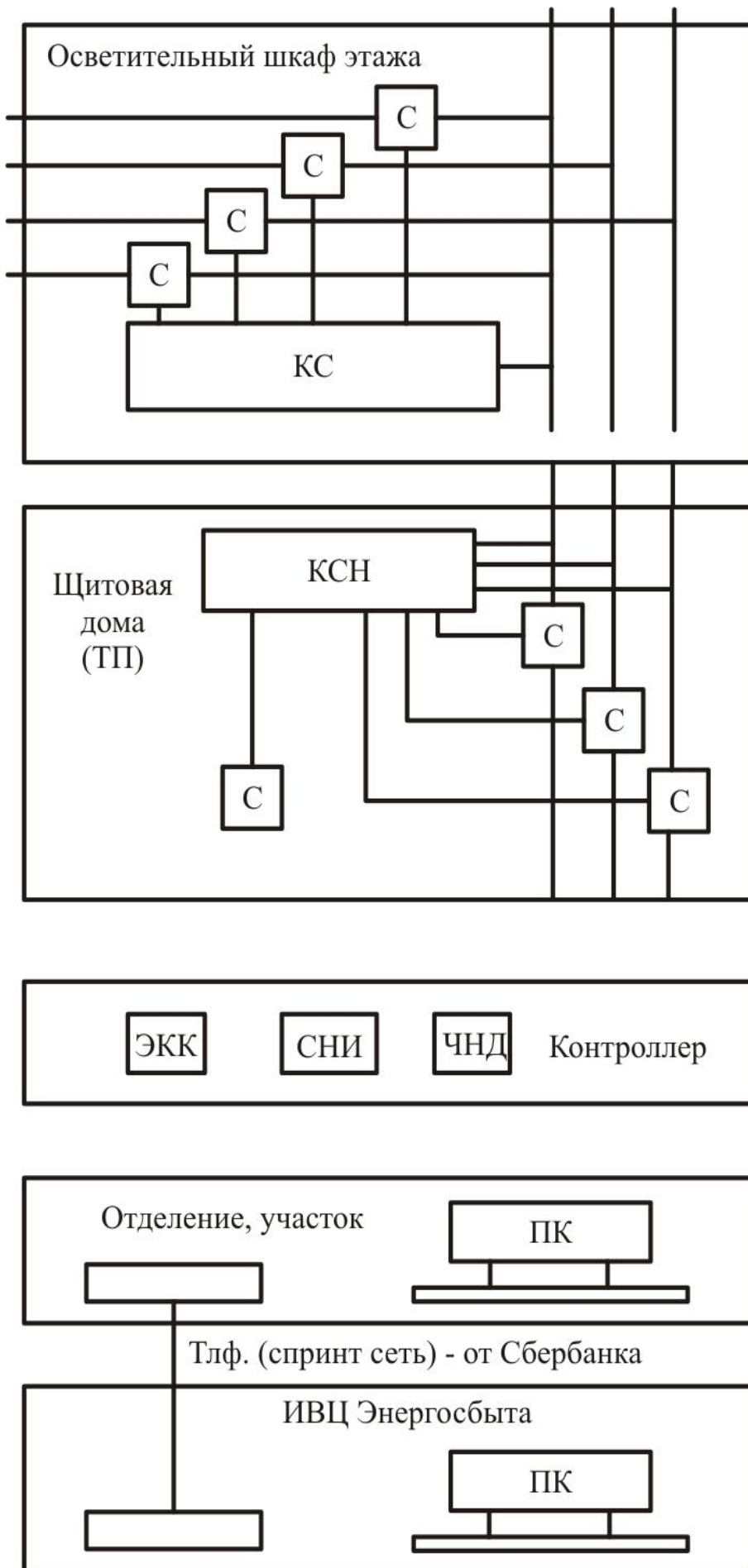


Рисунок 4.1 – Структурная схема АСКУЭ БП

Кроме этого в памяти КСН регистрируется ряд дополнительных событий (перерывы в электроснабжении, открытие и закрытие этажных осветительных щитов, обрыв проводов линии связи КС со счетчиком, отказ в работе отдельных КС, отключение и включение отдельных потребителей по командам, формируемым в КСН).

При пропадании сетевого напряжения данные, хранимые в оперативных запоминающих устройствах КС и КСН, сохраняются в течение нескольких лет.

Для сбора данных о потребленной электроэнергии из КСН служат электронные сменные носители (СНИ) емкостью на 510 абонентов каждый и сроком хранения 10 лет.

В городском отделении (участке) энергосбыта организуется автоматизированное рабочее место (АРМ) контролера, оборудованное компьютером и базой данных по энергопотреблению и платежам бытовых потребителей. Перед выходом на объекты контролёр подключает СНИ к компьютеру и туда вводится необходимая справочная информация. Вся эта информация может быть просмотрена на дисплее электронной книжки контролёра (ЭКК). Подключив СНИ к КСН контролёр в течение 10 с переводит всю информацию о электропотреблении в СНИ. Контролёр имеет возможность просматривать эту информацию на индикаторе ЭКК. После окончания сбора данных контролёр возвращается в отдел (участок), полученные данные заносятся в компьютер для дальнейшей обработки и выписки счетов.

Система сертифицирована Госстандартом России, в настоящее время установлена и эксплуатируется в ряде домов в Москве и Ростовской области.

Каковы возможные направления совершенствования системы:

1. Оснащение каждого абонента электронной книжкой. Подключив ее к соответствующему разъему индикатора, потребитель может получить необходимую информацию о потребленной электроэнергии, тарифах и оплате. Такая система позволяет легко перейти к системе предварительной оплаты за электроэнергию.

2. Оснащение КСН устройствами отключения электроэнергии в случае длительной неуплаты после неоднократного предупреждения или значительного повышения потребителем договорной мощности.

3. Перевод системы из полужентрализованной в централизованную систему путем оснащения КСН модемом для передачи данных по телефонным сетям в центр обработки информации.

4. Расширение функциональных возможностей системы путем подключения к ней счетчиков газа, воды, тепла, охранной сигнализации и использования единой книжки для оплаты за коммунальные услуги.

5. Установка в квартире счетчиков, не имеющих отсчетных устройств (типа датчика). Разработка таких устройств близка к завершению.

Имеющиеся в любой стране разветвленные сети электроснабжения автоматически станут главной информационной магистралью для таких систем. Скорость передачи информации в этом случае в 30 раз выше, чем в телефонных сетях. В настоящее время ведутся интенсивные разработки по вопросу передачи информации по электрическим сетям у нас и за рубежом. Есть интересные новинки в разработках британских и канадских ученых в этой области. Не исключено, что в перспективе это может привести к краху телефонных компаний.

Рассмотренная отечественная система аккумулировала в полном объеме зарубежный опыт, но в 2-3 раза дешевле зарубежных аналогов.

АСКУЭ широко используются на средних и крупных предприятиях различных отраслей промышленности. Имеется определенный опыт эксплуатации таких систем. В настоящее время разработана АСКУЭ «СПРУТ» нового поколения. В основе таких систем положен принцип считывания показаний счетчиков электроэнергии за определенный интервал времени (от 10 с до 5. ... 30 мин) и вычисления на базе этой информации двух показателей по количеству электроэнергии и средних за установленный период значений мощности в точках контроля. Затем производится обработка, формирование и выдача результатов в виде таблиц, графиков, ведомостей на монитор АРМ, принтер и в каналы связи. Отметим еще некоторые особенности учета электроэнергии на объектах электроэнергетики.

Эксплуатация систем учета электроэнергии (в том числе автоматизированных должна осуществляться обученным и закрепленным приказом по энергообъекту персоналом).

Установка и эксплуатация расчетных счетчиков, а также счетчиков технического учета, показание которых используется при составлении баланса на энергообъектах, должны осуществляться персоналом энергоснабжающей организации, а прочих приборов учета – персоналом электростанций и предприятий электрических сетей.

Метрологический контроль и надзор за средствами учета электроэнергии осуществляется органами Госстандарта России и метрологическими службами энергокомпаний на основе действующей нормативно-технической документации.

Представители Ростехнадзора имеют право доступа к приборам учета электроэнергии, измерительным комплексам и системам учета в пределах предоставленных им полномочий.

Рассмотрим кратко организацию учета электроэнергии в электрических сетях. Учет активной энергии в электрических сетях должен организовываться применительно к подстанциям, а также к структурным подразделениям: районам электрических сетей, производственным отделениям и филиалам МРСК.

На подстанциях расчетные счетчики устанавливаются для учета электроэнергии, поступающей на ее шины и отпущенной в сети, а также для учета расхода электроэнергии на хозяйственные нужды. Для контроля достоверности учета электроэнергии на подстанциях назначается комиссия, которая ежемесячно составляет баланс и оформляет акты поступления и отпуска электроэнергии по показаниям счетчиков на 24.00 местного времени последних суток отчетного месяца. Состав комиссии утверждается приказом. Порядок ее составления определяется местными инструкциями. Кроме учета активной энергии ведется учет реактивной энергии.

Как для бытовых и промышленных потребителей, в электрических сетях также рекомендуется использовать АСКУЭ для решения следующих задач:

- сбор и формирование данных на энергообъектах для использования их при коммерческих расчетах;
- передача информации на верхний уровень управления для проведения коммерческих расчетов между субъектами рынка;
- формирование баланса произведенной и потребленной электроэнергии в энергокомпании;
- оптимальное управление нагрузкой потребителей;
- контроль достоверности приборов учета.

Состав такой системы является традиционным и должен включать:

- счетчики электрической энергии, оснащенные датчиками-преобразователями;
- аттестованные устройства сбора информации;
- каналы связи;
- средства обработки информации (как правило, персональные ЭВМ).

Устройства сбора информации должны быть защищены от несанкционированного доступа и изменения констант и данных учета.

Мероприятия по совершенствованию систем учета электроэнергии позволяют упорядочить учет, уточнить исходную информацию, снизить коммерческие потери. На сегодняшний день становится все более очевидным, что наиболее перспективными путями совершенствования системы учета являются:

- замена старых, отработавших свой ресурс индукционных счетчиков класса точности 2,5 новыми приборами учета, это позволит в среднем повысить учитываемый полезный отпуск электроэнергии на 10 ... 12 %;
- проверка и метрологическая аттестация трансформаторов тока и трансформаторов напряжения в рабочих условиях эксплуатации, создание и внедрение соответствующих поверочных средств;
- установка дополнительных счетчиков электроэнергии, трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, обеспечивающих учет отпуска и потерь электроэнергии по ступеням напряжения;

- активизация внедрения автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) на электрических станциях, подстанциях, у крупных потребителей с постепенным переходом к внедрению АСКУЭ бытового сектора;

- информационная и функциональная увязка АСКУЭ и автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ);

- создание автоматизированных баз данных по потребителям электроэнергии (юридическим и физическим лицам) с их привязкой к электрическим сетям с целью контроля динамики объема потребления электроэнергии по месяцам и годам и ее соответствия динамике объема выпускаемой продукции;

- расчет и анализ фактических и допустимых небалансов электроэнергии по электрическим сетям;

- корректировка Правил устройства электроустановок, Строительных норм и правил в части защиты бытовых электросчетчиков от хищений и разрушений потребителями;

- широкое внедрение счетчиков прямого включения с предоплатой.

Практическая реализация перечисленных мероприятий требует значительных капитальных вложений и времени, хотя и позволит уменьшить коммерческие потери электроэнергии на 30 ... 35 %.

Еще 30 ... 35 % коммерческих потерь – это хищения электроэнергии. Борьба с хищениями электроэнергии должна вестись планомерно, постоянно и по всем направлениям возможных хищений, включая оснащение контролеров приборами по выявлению скрытых проводок, образцовыми однофазными счетчиками, токоизмерительными клещами на телескопических изолирующих штангах для измерения токов на вводах и т. д. Кроме этого, рекомендуется замена голых проводов на вводах в частные домовладения на изолированные кабели; вынос приборов учета за границу частных владений; применение счетчиков электроэнергии, защищенных от хищений электроэнергии, в том числе установка счетчиков совместно с устройствами защитного отключения и т. п.

4.3 Расчеты за электроэнергию

Расчеты представляют собой юридические и фактические действия сторон, направленные на надлежащее прекращение денежных долговых обязательств абонента перед энергоснабжающей организацией по оплате за потребленную этим абонентом электроэнергию.

Порядок расчетов за электроэнергию определяется законом и иными правовыми актами или соглашением сторон.

В настоящее время электроэнергия как особый вид товара реализуется на двух рынках – оптовом и розничном. Оптовый рынок электроэнергии представляет сферу ее обращения в границах единого экономического пространства с участием крупных производителей и крупных покупателей электроэнергии, получивших статус объекта оптового рынка и действующих на основе его правил, утверждаемых в соответствии с Федеральным законом об электроэнергетике Правительства РФ. Розничный рынок электроэнергии представляет собой сферу ее обращения вне оптового рынка с участием потребителей электроэнергии.

Есть различия между оптовым и розничным рынках электроэнергии. На оптовом рынке организован почасовой учет электроэнергии. При этом оптовая цена электроэнергии за каждый час может быть разной: в период максимальных нагрузок выше, в период минимальных нагрузок – ниже.

Цена электроэнергии для конечного потребителя (розничная цена) определяется как сумма оптовой цены электроэнергии, стоимости услуг по ее передаче, сбытовой надбавки и допустимой прибыли.

Для функционирования рынка электроэнергии необходимо решить задачу трансляции цены с оптового рынка на розничный рынок. Чтобы ее решить, необходимо знать почасовые значения количества электроэнергии поставленной с оптового рынка и потребленной на розничном рынке. Таким образом, модель расчетов на оптовом рынке диктует требования к организации коммерческого учета электроэнергии и средствам измерений, применяемым на розничных рынках электроэнергии. С учетом специфики работы оптового рынка на розничном рынке необходимо ввести почасовой отсчет количества электроэнергии.

Существует два способа определения почасового объема электроэнергии. Первый путь – установка интервального учета, т. е. расчетных счетчиков с функцией записи и хранения почасового объема электроэнергии у всех потребителей. Такая система, например, реализована в Италии. Для России этот путь длительный и дорогой. Второй путь – формирование типовых профилей нагрузки для однотипных групп потребителей и использование расчетного способа определения количества электроэнергии. Указанный подход и рекомендуется для применения в электросетевых предприятиях в настоящее время.

Взаимоотношения между потребителем электроэнергии и энерго-снабжающей организации для осуществления расчетов за потребленную электроэнергию могут поддерживаться лишь при наличии приборов учета. Расчет потребителя за использованную электроэнергию в основном осуществляется путем перечисления денежных средств. Расчетная стоимость потребленной абонентом электроэнергии производится, как правило, ежемесячно по окончанию расчетного периода на основании отчетов об

отпуске и покупке электроэнергии, составленных по соответствующей форме и являющихся неотъемлемой частью договора энергоснабжения.

В Гражданском кодексе РФ отсутствуют требования части правил и порядка расчетов за потребленную электроэнергию, за исключением того, что «... оплата энергии производится за фактически принятое абонентом количество электроэнергии в соответствии с данными учета энергии, если иное не предусмотрено законом, иными правовыми актами или соглашением сторон» (ГК РФ ст.544 п.1).

Следует иметь в виду нововведение по срокам оплаты электроэнергии на розничных рынках, которое вступило в силу с декабря 2009 года (постановление Правительства РФ № 816 от 12 ноября 2009 г. «О внесении изменений в акты правительства РФ в части совершенствования порядка расчетов за электроэнергию (мощность), тепловую энергию и природный газ»). Все потребители должны будут оплачивать электроэнергию несколькими платежами: 30 % стоимости договорного объема электроэнергии (мощности) в месяц, за который осуществляется оплата, вносится до 10-го числа этого месяца (в виде аванса), далее 40 % стоимости до 25-го числа этого месяца. Полный расчет за фактическое потребление электроэнергии в истекшем месяце с учетом средств, ранее внесенных потребителем в качестве оплаты, должно быть произведено до 18-го числа следующего месяца.

Таким образом, у сбытовых компаний появляется возможность воздействовать на неплательщиков и не допускать ситуации, когда потребитель по нескольку месяцев не оплачивает электроэнергию. Это норма прямого действия, то есть независимо от того, что написано в договоре энергоснабжения, норма постановления Правительства главенствует и по ней обязаны осуществлять расчеты и все потребители и сбытовые компании.

Расчеты между потребителем и энергоснабжающей организацией ведутся с учетом действующей цены на электроэнергию. Как формируется цена электроэнергии? С 1 января 2011 года вся электроэнергия на оптовом рынке продается по свободным, т. е. нерегулируемым ценам (в 2010 г. по свободным ценам продавалось 80% энергии). Постепенный переход к рыночным ценам обеспечил отсутствие резкого скачка цен на розничном рынке. Цены для населения по-прежнему будут регулироваться государством. Они складываются из трех составляющих: цена на оптовом рынке; стоимость передачи электроэнергии по сетям (полностью регулируется государством и устанавливается один раз в год); стоимость услуг по закупке и организации процесса поставки электроэнергии – также регулируется государством и устанавливается один раз в год.

В нашей стране идут инфляционные процессы, а значит, цена на электроэнергию будет расти на оптовом рынке, она зависит от стоимости топлива, которое используют электростанции, и от величины инвестиций,

вкладываемых в развитие мощностей. В общем балансе ежегодного увеличения цены на электроэнергию первая составляющая может достигать 75 %. Размер платы за электроснабжение на розничном рынке рассчитывается по тарифам, устанавливаемым органами государственной власти субъектов Российской Федерации. Тарифы на электроэнергию устанавливаются регулирующим органом одновременно в трех вариантах:

- одноставочный тариф, включающий в себя стоимость 1 кВт·ч поставляемой электроэнергии и мощности;
- двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 кВт·ч Электроэнергии и ставку за 1 кВт установленной генерируемой мощности;
- одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

Потребители выбирают для проведения расчетов за электроэнергию (мощность) на розничном рынке один из указанных вариантов тарифа, уведомив об этом организацию, поставляющую электроэнергию, не менее чем за месяц до вступления в силу установленным порядком указанного тарифа.

Есть ли смысл использовать дифференцированный тариф? Да, есть в ряде случаев. Например, в 2011 году в г. Ставрополе одноставочный тариф составлял 2,82 руб./кВт·ч, а тариф, дифференцированный по зонам суток, – дневная зона 3,14 руб./ кВт·ч, ночная зона – 1,34 руб./ кВт·ч.

Есть и еще одно новшество в применении тарифов на электроэнергию. Согласно постановлению Национальной комиссии регулирования электроэнергетики № 8 от 13. 01. 2011 внесены изменения в применение тарифов на электроэнергию, отпускаемую населению и населенным пунктам. С 1. 02. 2011 г. введен двухуровневый тариф для населения: объем электроэнергии, потребленный абонентом в течение месяца в пределах 150 кВт·ч (включительно) оплачивается по базовому тарифу, остальная электроэнергия оплачивается по повышенному на 30 % тарифу или тарифу второго уровня.

Ситуация с тарифами на оптовом и розничном рынках в настоящее время достаточно напряженная. Целый ряд электроэнергетических организаций работает с убытками, не имея иногда средств на восполнение своего производства (ремонт и восстановление оборудования). Электроэнергетика, являющаяся базовой отраслью экономики страны, вынуждена сдерживать рост тарифов, чтобы поддерживать работоспособность отечественной промышленности.

Искусственное сдерживание относительно низких цен на электроэнергию не является выгодным ни для энергоснабжающей организации, ни для государства, ни даже для потребителя электроэнергии. Доля затрат на потребление электроэнергии несоизмеримо мала по сравнению с другими производственными затратами, вследствие чего со стороны потребителей уделяется недостаточное внимание энергосбережению и эффективному использованию электроэнергии.

Специфика оплаты за реактивную энергию в настоящее время обусловлена следующими факторами. До недавнего времени энергоснабжающие организации взимали плату за потребленную реактивную электроэнергию исходя из экономически обоснованного уровня ее потребления, который ежегодно рассчитывался энергосбытовыми организациями по исходным данным потребителя, используя специальные методики. При превышении допустимого уровня энергопотребления к потребителям применяли штрафные санкции.

В связи с признанием не действующими Правил пользования электрической и тепловой энергией (приказ Минтопэнерго России от 10. 01. 2002 г. № 2) и отменой с 01. 01. 2001 г. Инструкции о порядке расчетов за электрическую и тепловую энергию, в которой также устанавливались скидки и надбавки к тарифу за компенсацию реактивной мощности, до сих пор отсутствует экономический механизм нормализации ее потребления и ее оплаты.

В настоящее время основными целями учета реактивной энергии являются не ее оплата, а обеспечение ее перетоков по межсистемным линиям электропередачи и контроль фактического потребления или выдачи реактивной энергии потребителями. В связи с этим энергоснабжающие организации обязывают потребителей применять установки компенсации реактивной мощности.

Следует учитывать, что повышенное потребление реактивной энергии (мощности) является нежелательным для обеих сторон – участниц договора энергоснабжения, поскольку приводит к ухудшению пропускной способности электрических сетей, удорожанию стоимости электроустановок (так как при увеличении потребления реактивной мощности приходится увеличивать сечение проводов), увеличению потерь электроэнергии и снижению ее качества, а также к излишним затратам на компенсирующие устройства.

Кроме этого, при выработке реактивной энергии, как потребителями, так и ее производителями, она уже не может являться только товаром продавца (энергоснабжающей организации), а потребитель не может являться только ее покупателем. В режиме перекомпенсации потребитель может оказаться продавцом реактивной энергии, а энергоснабжающая организация – ее потребителем. При решении такого вопроса необходимо учитывать взаимную заинтересованность обеих сторон. Поэтому графики включения и отключения компенсирующих устройств, порядок оплаты за потребленную (генерируемую) электроэнергию, методы стимулирования потребителей за рациональную компенсацию реактивной мощности (например, в виде скидок с тарифа на оплачиваемую электроэнергию) должны быть определены в договоре энергоснабжения по обоюдному соглашению обеих сторон – участников договора.

5 Взаимоотношения потребителей и энергоснабжающей организации

5.1 Основные положения по регулированию взаимоотношений

Взаимоотношения между потребителями электрической энергии и энергоснабжающей организации регламентируются и регулируются законодательными, правовыми и подзаконными актами, а также ведомственными нормами и правилами, не вступающими в противоречия с законодательными и правовыми актами.

Незнание этих законодательных и правовых документов или неумение ими пользоваться приводит к разногласию между потребителями и энергоснабжающей организацией, росту числа споров в арбитражных судах, незаконным штрафным санкциям со стороны энергоснабжающих организаций, вплоть до ограничений в подаче электроэнергии и другим нежелательным последствиям для потребителя.

Взаимоотношения включают:

- договор технологического присоединения к электрическим сетям энергоснабжающей организации и юридическое разграничение ответственности сторон (разграничение балансовой принадлежности);
- договор энергоснабжения;
- соблюдение потребителем Правил устройства электроустановок, Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей, Межотраслевых правил по охране труда, законодательных, директивных и нормативных актов, которые разрабатываются энергоснабжающей организацией и производителями электротехнической продукции.

Коммерческая организация (независимо от организационно-правовой формы), осуществляющая продажу потребителям произведенной или купленной электрической (тепловой) энергии, называется энергоснабжающей организацией.

Потребители – лица (физические или юридические), приобретающие электрическую и тепловую энергию для собственных бытовых и/или производственных нужд.

Согласно п.1 ст. 26 ФЗ об электроэнергетике любое юридическое или физическое лицо имеет право на технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств (энергетических установок) к электрическим сетям при наличии для этого технических возможностей и соблюдения ими правил такого присоединения. Отказ в технологическом присоединении при выполнении такими лицами указанных условий не допускается. За технологическое присоединение к электрическим сетям плата

взимается однократно. Ее размер устанавливается федеральным органом исполнительной власти. Плата за услуги по передаче электроэнергии не взимается. При заключении договора разрабатываются технические условия энергоснабжающей организации.

В технических условиях на подключение электрической нагрузки указываются: расчетная нагрузка; точки присоединения и напряжение; объем работ по реконструкции сетей; требования к релейной защите и автоматике, защите от перенапряжений, связи; требования к компенсации реактивной мощности; требования к учету электроэнергии; вопросы резервирования; предложения по разграничению балансовой принадлежности электроустановок; наименование организаций, с которыми должен быть согласован проект.

Минимальный срок подготовки технических условий предполагается две недели. В отдельных случаях допускается его увеличение до 40 дней.

Срок действия технических условий не может составлять менее двух лет и более пяти лет.

Выполнение технических условий обязательно для потребителей и проектной организации, ведущей разработку проектной документации. При истечении срока или изменения исходных данных оформляется продление или запрашиваются новые технические условия.

Акт разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности электроустановок устанавливает границу раздела электрической сети между энергоснабжающей организацией и потребителем, с учетом нахождения на балансе рассматриваемого электрооборудования для одного и второго субъектов. Он составляется лишь при наличии разрешения на присоединение мощности. Центральное место в таком акте отводится схеме электроснабжения с указанием границы балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности (кабельные наконечники в щитовой на стороне высшего или низшего напряжения, автоматический выключатель, изоляторы на опоре ВЛ и т. д.), кроме этого указывается ряд других характеристик.

Раздел «Электроснабжение» выполненного проекта потребитель представляет на заключение в электросетевое предприятие и Ростехнадзор, которые проверяют соответствие принятых технических решений выданным техническим условиям и действующим нормативным документам.

По окончании работ потребитель письменно извещает электросетевое предприятие и просит направить представителя для освидетельствования объекта. По результатам освидетельствования электросетевое предприятие выдает справку о выполнении технических условий. Затем по письменному обращению потребителя на объект выезжает инспектор Ростехнадзора, который составляет акт допуска электроустановки в эксплуатацию.

Для допуска электроустановки необходимо представить в Ростехнадзор следующие документы:

- разрешение на подключение мощности от энергоснабжающей организации;
- проект электроустановки, согласованный в установленном порядке;
- однолинейную схему электроснабжения объекта, подписанную лицом, ответственным за электрохозяйство;
- акт разграничения балансовой принадлежности;
- справку от энергоснабжающей организации об оформлении договора энергоснабжения;
- сертификат соответствия на электроустановку жилого здания;
- приемо-сдаточный акт между монтажной организацией и потребителем;
- перечень имеющихся в наличии защитных средств с протоколами испытаний, противопожарного инвентаря, плакатов по технике безопасности;
- приказ о назначении лица ответственного за электрохозяйство;
- исполнительные схемы, акты на скрытые работы.

Кроме этого, необходимо приложить всю необходимую документацию согласно Правил устройства электроустановок и Правил эксплуатации электроустановок потребителей.

Подачу напряжения на новые и реконструированные электроустановки осуществляют после допуска их в эксплуатацию и выдачи органом Ростехнадзора разрешения на подключение к сети.

В случае приостановления работы электроустановки на срок более 6 месяцев перед включением необходимо оформить допуск ее в эксплуатацию, как на вновь вводимую электроустановку. На период наладочных работ и испытаний электрооборудования выдают временный допуск, где указываются срок его действия и режим эксплуатации.

5.2 Порядок заключения договора технологического присоединения энергоприемных устройств потребителей электроэнергии

Необходимость заключения такого договора возникает для впервые вводимых в эксплуатацию электроустановок; при реконструкции энергоприемных устройств с увеличением присоединенной мощности; при изменении категории надежности электроснабжения, вида производственной деятельности, точки присоединения электроустановок потребителей, изменяющих схему внешнего электроснабжения.

Правила технологического присоединения энергоприемных устройств потребителей электроэнергии устанавливают следующую процедуру технологии присоединения:

- подача заявки;
- заключение договора;
- выполнение сторонами договорных обязательств;
- получение разрешения Ростехнадзора на допуск в эксплуатацию объектов заявителя;
- осуществление сетевой организацией фактического присоединения объектов заявителя к электрическим сетям;
- составление акта о технологическом присоединении и акта разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон.

В заявке помимо реквизитов, места нахождения заявителя, и документов, подтверждающих право собственности на объект капитального строительства, указывается ряд технических параметров электроустановок потребителя: максимальная мощность электроприемников и технические характеристики их; количество точек присоединения; уровень надежности энергоснабжения; характер нагрузки; величина технологической и аварийной брони. К заявке прилагается план расположения энергоприемных устройств и однолинейная схема электрических сетей заявителя. В качестве обязательного приложения к договору технологического присоединения энергоснабжающей организацией выдаются технические условия на присоединение к электрическим сетям, содержащие требования организационного и технического характера к энергоснабжению рассматриваемого объекта.

Разработана типовая форма договора технологического присоединения. Он включает:

- предмет договора, где в частности, оговариваются технические характеристики энергоприемных устройств (максимальная мощность, категория надежности, напряжение сети в точке присоединения, ранее присоединенная мощность в этой точке);
- обязанности сторон;
- порядок оплаты за технологическое присоединение и порядок расчета;
- разграничение балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон;
- условия изменения и расторжения договора;
- порядок решения спорных вопросов;
- реквизиты сторон.

5.3 Договор энергоснабжения

В настоящую эпоху рыночных взаимоотношений между поставщиками электроэнергии и потребителями оплата за товар (отпущенную электроэнергию) осуществляется только на договорных началах. В случае от-

сутствия такого договора потребители получают от энергоснабжающей организации предписание-предупреждение о необходимости оформления и заключения договора. При этом отсутствие договорных отношений не освобождает потребителя от обязанности возмещения стоимости отпущенной ему электроэнергии.

Основные правила заключения и исполнения договора энергоснабжения определены Гражданским кодексом РФ. По договору энергоснабжения поставщик обязуется подавать абоненту (потребителю) через присоединенную сеть электроэнергию, а абонент обязуется оплачивать принятую энергию, а также соблюдать предусмотренный договором режим ее потребления, обеспечить безопасность эксплуатации находящихся в его ведении энергетических сетей и исправно использовать приборы и оборудование, связанные с потреблением электроэнергии.

Договор заключается при наличии у потребителя электроприемного устройства, отвечающего установленным требованиям, а также при обеспечении учета электроэнергии.

Обычно договор заключается сроком на один год, однако по усмотрению сторон сроки его действия могут быть другими. В любое время одна из сторон может предложить прекратить, изменить договор или заключить новый.

Необходимо отметить, что по ГК РФ договор энергоснабжения относится к публичным договорам. Это означает, что энергоснабжающая организация должна заключить договор с каждым потребителем, который к ней обратился. Отказ при наличии технической возможности не допускается. При этом не должно быть оказано предпочтение одному лицу перед другим и использоваться различные тарифы, кроме случаев, предусмотренных законом или иными правовыми актами.

При отказе энергоснабжающей организации от заключения договора потребитель может обратиться в Арбитражный суд.

В настоящее время отсутствует типовая форма договора. Рассмотрим состав договора и основные положения, которые должны быть включены в него, взяв за основу действующий документ «Договор энергоснабжения граждан-потребителей». Состав договора:

- предмет договора;
- права и обязанности энергоснабжающей организации;
- права и обязанности потребителей;
- порядок определения объема потребленной электроэнергии;
- порядок расчета стоимости и оплаты за электроэнергию;
- прочие условия;
- переходные положения;
- реквизиты сторон.

В разделе предмет договора констатируется обязательство энерго-снабжающей организации поставлять электроэнергию, качество которой соответствует техническим регламентам, а также оказывать услуги по оперативно-диспетчерскому управлению. Отмечается также, что потребитель приобретает электроэнергию для бытового потребления и обязуется оплачивать фактически полученное ее количество за расчетный период.

Второй раздел содержит права и обязанности энергоснабжающей организации в части гарантий ее по поставкам энергии в необходимом количестве с учетом категоричности потребителей по надежности (3 категория). Энергоснабжающая организация берет на себя обязательства по обслуживанию приборов учета за счет потребителя, по показаниям которых ведутся расчеты, если потребитель отказывается обслуживать их сам и не заключил договор на обслуживание с другой организацией.

Энергоснабжающая организация вправе приостановить исполнение договорных обязательств в соответствии с Правилами функционирования розничных рынков электроэнергии в случаях:

- просрочки оплаты за электроэнергию более двух расчетных периодов;
- вмешательства потребителя в работу приборов учета;
- неудовлетворительного состояния электроустановок потребителя.

Энергоснабжающая организация вправе осуществлять проверки условий эксплуатации и сохранности приборов учета и проводить снятия контрольных показаний с них. Энергоснабжающая организация вправе также по согласованию и в присутствии потребителя производить работы (переключение, отключение), связанные с оборудованием потребителя (в том числе в измерительных цепях).

Ограничения или прекращения подачи электроэнергии допускаются по соглашению сторон, за исключением удостоверенного органом Ростехнадзора аварийного состояния электроустановок потребителя. Энергоснабжающая организация должна заранее предупредить абонента о предстоящем отключении.

В третьем разделе рассматриваются права и обязанности потребителя. В частности отмечается, что потребитель обязуется оплачивать электроэнергию в полученном объеме по ценам, устанавливаемым органами исполнительной власти один раз в месяц, сообщать энергоснабжающей организации показания приборов учета, а один раз в шесть месяцев обеспечить доступ уполномоченного представителя энергоснабжающей организации к приборам учета. Кроме этого потребитель обязуется незамедлительно сообщать в энергоснабжающую организацию обо всех известных ему нарушениях схемы учета и в двух месячный срок их устранить, если приборы учета обслуживает сам потребитель.

Четвертый и пятый разделы связаны с учетом электроэнергии. В частности отмечается, что приборы учета должны быть проверены, должны

иметь класс точности не ниже 2,0, а при отсутствии приборов учета потребление электроэнергии рассчитывается с учетом постановления Правительства РФ № 307 от 23 мая 2006 г. Расчетный период устанавливается один календарный месяц, при просрочке платежа взимается пеня 1/300 ставки рефинансирования ЦБ РФ.

В переходных положениях рассматриваются вопросы оплаты за электроэнергию в случае расторжения договора.

Кроме этого должны быть отражены прочие условия, такие как ответственность сторон, порядок решения споров, пролонгация договора и др.

Отдельным и не до конца проработанным вопросом является включение в договор энергоснабжения условий и способов оплаты за потребленную и генерируемую реактивную мощность.

Неотъемлемыми частями договора энергоснабжения в виде приложений являются акт о разграничении балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон и сведения о расчетных приборах учета, расчетных коэффициентах и средствах измерения показателей качества электроэнергии.

Государственный контрольный надзор за электроустановками независимо от их ведомственной принадлежности осуществляют представители Ростехнадзора, которые:

- следят за техническим состоянием электроустановок и соблюдением правил эксплуатации их и правил охраны труда;
- рассматривают проектные решения части выполнения технических условий, разрабатываемых энергоснабжающей организацией, и выдают разрешения на подключение их к сетям;
- принимают участие в расследовании тяжелых аварий;
- участвуют в работе комиссий по присвоению группы допуска электротехническому персоналу;
- лицензируют электролаборатории по технике безопасности;
- ведут техническую пропаганду.

Инспектор Ростехнадзора имеет право беспрепятственного доступа в любое время суток к электроустановкам на закрепленной за ним территории. Может давать обязательные для всех указания по вопросам рационального использования электроэнергии и по выполнению действующих правил и норм. Вправе запрещать эксплуатацию электроустановок при обнаружении технического состояния электрооборудования, угрожающего аварией, пожаром или опасного для жизни обслуживающего персонала.

6 Управление резервным фондом электрооборудования электросетевых предприятий

6.1 Задачи, возникающие при формировании резервного фонда

Для повышения эффективности эксплуатации современного сложного электроэнергетического оборудования необходимы не только соответствующая технология обслуживания и ремонта, квалифицированный электротехнический персонал, но и наличие запасных частей, имущества и принадлежностей.

Без наличия достаточного количества резервных элементов, находящихся в необходимый момент времени в нужном месте, невозможно полностью использовать ту высокую степень ремонтпригодности, которая закладывается в электроустановках в процессе их проектирования.

Обеспечение электрически сетей резервным фондом сводится к решению трех основных задач:

- размещение резервных элементов;
- определение номенклатуры запасных элементов;
- расчет рационального их числа.

Задача правильного размещения обусловлена тем, что неправильный выбор места расположения резервных элементов может привести к снижению эксплуатационной надежности, а иногда и к срыву решаемых электросетевым предприятием ответственных задач.

Резервное электрооборудование, материалы, инструменты, приспособления должны быть размещены таким образом, чтобы время, затрачиваемое на нахождение требуемого элемента и его доставку, было минимальным. Решение этой задачи должно быть осуществлено путем проведения ряда организационных и технических мероприятий с учетом условий эксплуатации, режимов использования электрооборудования и других факторов. Если отдельные элементы имеют высокую интенсивность отказов, то резервные элементы следует размещать в непосредственной близости от места их установки.

Необходимо отметить, что электрооборудование электрических сетей может резко отличаться по мощности, массе и габаритам. В основу формирования резервного фонда на электросетевых предприятиях положен принцип централизации. Целесообразный уровень централизации управления резервным фондом устанавливается руководством энергосистемы. Например, для силовых трансформаторов он выглядит следующим образом: резервный запас трансформаторов напряжением 6-20 кВ мощностью до 180 кВ·А включительно рекомендуется централизовать в ПО филиалов МРСК, трансформаторов мощностью 250 кВ·А и выше в филиалах

МРСК. Резервный запас трансформаторов напряжением 35 кВ централизуется только в филиалах МРСК. При наличии ремонтного цеха в филиале МРСК весь резервный запас переходит в его обменный фонд. Более мелкие элементы электрических сетей могут размещаться в РЭС или ПО.

Решение второй и третьей задачи обеспечения резервного фонда электросетевых предприятий представляет собой значительные сложности и трудности. Решение этих задач на основе имеющегося опыта эксплуатации и инженерной интуиции у лиц, занимающихся эксплуатацией электроустановок, может привести к недопустимым перерывам в электрообеспечении потребителей по причине отсутствия запасных элементов, либо к неоправданному скоплению на складах чрезмерно большого количества подчас дефицитных элементов сетей.

В настоящее время, когда мы располагаем знаниями принципов обеспечения распределительных электрических сетей запасными элементами на основе аппарата теории массового обслуживания и теории надежности, оказывается возможным определить потребность в запасном оборудовании на научной основе. Для этого нужна инженерная методика.

Специфика комплектования резервного фонда для распределительных электрических сетей заключается в делении общего количества резервных элементов на две составляющих. В составе резерва выделяется страховая (аварийная) составляющая, предназначенная для срочных замен вышедших из строя изделий вследствие отказов и при обнаружении неисправностей, препятствующих эксплуатации или вводу в работу электрооборудования. Кроме этого формируется ремонтная составляющая – разность между нормативом резервного запаса и его страховой составляющей. Она предназначена для замены элементов сетей в плановом порядке после отбраковки или обнаружения неисправностей, не препятствующих дальнейшей работе оборудования.

На ВЛ напряжением 0,38-35 кВ аварийный запас материалов и оборудования для аварийно-восстановительных работ создается в местах, связанных с массовым повреждением опор от гололедных и ветровых аварий и по другим причинам. В остальных районах для такой цели используются оборудование и материалы, предназначенные для капитального ремонта. Применение материалов и оборудования аварийного запаса для планово-предупредительных ремонтов, как правило, не допускается.

Аварийный запас создается в регионе и энергоуправлении. Он определяется, исходя из протяженности ВЛ соответствующего класса напряжений и материала опор. Аварийный запас региона размещается на складах энергоуправления, а аварийный запас более низкого уровня, как на этих же складах, так и на складах энергопредприятий. При возникновении аварий, связанных с массовым повреждением ВЛ, в первую очередь дол-

жен расходоваться аварийный запас энергоуправления, а в случае его нехватки – аварийный запас соответствующего региона.

6.2 Расчет резервного фонда

6.2.1 Предпосылки и допущения, принимаемые при определении числа резервных элементов

Определение числа запасных элементов представляет собой довольно сложную и трудоемкую задачу. Сложность ее обусловлена рядом факторов:

1. Резервный фонд предназначен для поддержания оборудования электрических сетей в работоспособном состоянии путем устранения всех отказов и неисправностей, возникающих в электроустановках в процессе ее эксплуатации. При этом предполагается, что устранение каждого из отказов осуществляется заменой неисправного элемента на годный элемент из резервного фонда. Поэтому, казалось бы, что число запасных элементов резервного фонда должно быть равно общему числу отказов и неисправностей, возникающих в электроустановках электрических сетей в период их эксплуатации. Однако из практики эксплуатации следует, что не все отказы в них устраняются путем замены элементов исправными из резервного фонда. Некоторые отказы ликвидируются АПВ или путем проведения соответствующих регулировочных и настроечных работ, не исключаются и самоустраняющиеся отказы. Устранение таких отказов, очевидно, не требует резерва элементов. Вместе с тем, оценить количество таких отказов достаточно сложно.

2. Вторая трудность при расчете количественного состава резервного фонда связана со случайным характером отказов в электроустановках. Так как отказы того или иного элемента электрической сети являются случайным событием, то предсказать заранее сколько раз выйдет из строя тот или иной элемент за определенный промежуток времени можно только с определенной вероятностью. Отсюда можно сделать вывод – количественный состав резервного фонда может быть определен с заданной вероятностью его достаточности. Неслучайно, нормативные документы, разработанные в Министерстве энергетики РФ, по данному вопросу рекомендуют резервный запас электрооборудования определять одним из следующих способов:

- по утвержденным нормам на продолжительность ремонта или по проектным показателям времени ремонта изделий на ремонтных предприятиях;
- по статистическим данным о времени ремонтов и периодичности поставок изделий в запас.

Правила принятия решения при проведении расчетов рекомендуется выбирать из следующего перечня:

- минимум приведенных затрат на создание и содержание резервного запаса с учетом потерь, связанных с задержкой в удовлетворении требований на изделия из резерва;

- вероятность задержки в удовлетворении аварийных требований не более 0,02 (отношения количества задержанных в удовлетворении их требований к общему количеству);

- вероятность задержки в удовлетворении требования для планирования работ и работ по реконструкции (устанавливается лицом, которое ведет разработку нормативов);

- вероятность дефицита изделий 0,005 (отношения времени задержки аварийных требований к общему времени функционирования системы).

3. При проведении расчетов поток отказов электрооборудования сетей обычно принимается простейшим, то есть он отвечает требованиям ординарности, стационарности и отсутствия последствия. Это отчасти обусловлено относительной простотой математических преобразований, проводимых в теории эксплуатации сложных технических систем. Однако в практике эксплуатации электрических сетей встречаются не только независимые отказы отдельных элементов, вероятность появления которых можно оценить по известным значениям λ -характеристик элементов, но и зависимые отказы с последствием. В этом случае отказ одного элемента может привести к немедленному отказу другого или даже нескольких элементов. Учесть возможность возникновения таких отказов при расчете комплекта запасных частей представляет собой чрезвычайно сложную задачу. Практическое решение таких задач связано с необходимостью иметь в наличии исходные данные по интенсивностям зависимых отказов, которые в настоящее время в литературе отсутствуют.

4. Одной из трудностей расчета резервного фонда является учет такого свойства электрооборудования как восстанавливаемость с рассмотрением различного допустимого времени простоя технологических процессов, что в значительной мере затрудняет расчеты резервного фонда.

5. Есть и другие мелкие затруднения, например, учет отказов элементов, находящихся в резервном фонде.

В целом наличие рассматриваемых трудностей и сложностей приводит к тому, что практические расчеты количественного состава резервного фонда всегда проводят с некоторыми допущениями и ограничениями. В дальнейшем при рассмотрении методических положений расчета резервного фонда будем считать справедливыми следующие допущения:

- поток отказов электрооборудования является простейшим (зависимые отказы отсутствуют; частота отказов постоянна в течение времени эксплуатации; вероятность возникновения двух и более отказов мала);

- отсутствуют отказы элементов, находящихся в резервном фонде;

- отсутствуют отказы, возникающие в электроустановке в процессе ее ремонта;
- электроэнергетическое оборудование обладает хорошей восстанавливаемостью (вероятность восстановления оборудования в течение заданного времени близка к единице);
- заданна гарантийная достаточность числа запасных элементов в резервном фонде и продолжительность периода работы оборудования;
- отсутствуют ограничения по габаритам и массе.

Процесс обеспечения распределительных сетей имеет характер массового обслуживания, где поток требований на обслуживание есть поток отказов оборудования; обслуживающей системой является система удовлетворения требований электрической сети по замене отказавших элементов исправными из резервного фонда. Требование на обслуживание получает отказ, если при появлении в сети отказавшего элемента в резервном фонде отсутствует соответствующий запасной элемент.

Поэтому, учитывая близкое сходство процесса обеспечения распределительных сетей запасными элементами с процессом массового обслуживания, можно использовать аппарат теории массового обслуживания в интересах построения методики расчета количественного состава резервного фонда. Такая методика должна включать математические формулы для определения числа запасных элементов, необходимых для обеспечения работоспособности электроустановок в течение заданного срока.

В настоящее время существуют различные подходы к определению резервного фонда:

- нормативный;
- аналитический расчет;
- решение оптимизационных задач.

6.2.2 Нормативный метод расчета резервного фонда

Нормативный метод базируется на использовании нормативных документов по определению резерва материально-технических ресурсов для электрических сетей. Типовые нормы потребности в резервных изделиях, как правило, разрабатываются научно-исследовательскими и проектно-конструкторскими организациями, рассматриваются Главным техническим управлением и утверждаются Минэнерго.

Следует обратить внимание на терминологию, используемую при расчетах резервного фонда. Она включает два наименования:

- норматив потребности – это максимальное количество резервных элементов, которое необходимо иметь для обеспечения эксплуатационной

готовности в случае отказов, отбраковки или необходимости замены эксплуатируемых элементов по другим причинам;

- норма потребности в резервных изделиях – это удельное значение норматива, приходящееся на единицу оборудования данного типа.

В качестве единицы измерения обычно принимается 100 км ВЛ по трассе или 100 штук трансформаторных подстанций.

В качестве примера ниже в таблице 6.1 приведены нормы аварийного страхового запаса материалов, запасных частей и изделий для ВЛ 0,38-20 кВ в зависимости от класса напряжения и материала опор на каждые 100 км по трассе линии. При составлении таких норм обобщены результаты эксплуатации ВЛ в течение длительного периода.

Таблица 6.1 – Нормы аварийного страхового запаса материалов, запасных частей и изделий для ВЛ 0,38-20 кВ

Наименование материалов, запасных частей, изделий	ВЛ напряжением, кВ	
	0,38	6-20
На деревянных опорах		
Стойки из круглых хвойных пород (пропитанных), шт.	2	1
Приставки, шт.	4	2
Катанка, кг	40	20
Изоляторы, шт.	10	3
Крючья, шт.	10	3
На деревянных опорах с железобетонными приставками		
Стойки из круглых хвойных пород (пропитанных), шт.	1	0,6
Приставка, шт.	1	0,6
Катанка, кг	10	6,0
Изоляторы, шт.	4	2,5
Крючья, шт.	4	2,5
На железобетонных опорах		
Опоры, шт.	0,5	0,25
Изоляторы, шт.	2,5	2,0
Траверсы, шт.	0,5	0,25
На любых опорах		
Провод, м	140	30

Зная объем эксплуатируемого электрооборудования и таблицы с нормативами, можно достаточно просто вычислить необходимое количество резервных элементов для данного типа изделий. Недостаток такого подхода связан с не учетом особенностей конкретных электрических сетей и фактического состояния используемого в них электрооборудования. Не учитывается также регион расположения сетей и особенности климатических условий в нем.

Более точные результаты можно получить, используя аналитический расчет числа резервных элементов, а для особо важных устройств – решение оптимизационной задачи.

Аналогичные нормы разработаны для аварийно-страхового запаса оборудования, изделий и материалов для комплектных и мачтовых трансформаторных подстанций 6-20/0,4 кВ (таблицы 6.2 и 6.3).

Таблица 6.2– Нормы аварийно-страхового запаса оборудования, изделий и материалов для МТП и КТП 6-20/0,4 кВ

Наименование оборудование, изделий и материалов	Норма запаса на 100 эксплуатируемых подстанций	
	МТП	КТП
Предохранитель (патрон с калиброванной вставкой) 6-20 кВ, шт.	3,9	4,4
Изолятор опорный с губками под предохранитель 6-20 кВ, шт.	3,0	4,2
Разрядник вентильный 6-20 кВ, шт.	1,9	2,2
Изолятор проходной 6-20 кВ, шт.	-	2,7
Разрядник вентильный 0,4 кВ, шт.	1,05	1,8
Предохранитель ПН-2 0,4 кВ, шт.	9,3	12,6
Изолятор опорный 0,4 кВ, шт.	6,0	5,5
Трансформатор тока 0,4 кВ, шт.	3,4	3,6
Щит 0,4 кВ с комплектом оборудования, шт.	0,5	0,4
Провод изолированный сечением 25-50 мм ² , м	25	15
Пиломатериалы, м ³	0,22	0,1
Болты строительные длиной 450 мм, шт.	4	-
То же длиной 650 мм, шт.	2	2

Таблица 6.3 – Нормы аварийного страхового запаса коммутационных аппаратов для МТП и КТП 6-20/0,4 кВ

Наименование коммутационных аппаратов	Норма запаса, шт., на 100 эксплуатируемых аппаратов	
	МТП	КТП
Выключатель нагрузки 6-20 кВ	-	0,22
Полюс разъединителя 6-20 кВ	0,75	0,78
Выключатель-предохранитель ввода 0,4 кВ	-	0,55
Рубильник трехполюсный 0,4 кВ	0,62	0,68
Автоматический выключатель АВМ	0,42	0,42
Автоматический выключатель АЗ700	1,05	1,22
Автоматический выключатель АЗ100 и др.	1,2	1,55

6.2.3 Аналитический расчет числа запасных элементов

Аналитический расчет позволяет с некоторыми допущениями получать необходимое количество резервных элементов, используя аналитические зависимости, известные из теории вероятностей.

Зависимость резервного запаса электрооборудования от интенсивности отказов λ и времени пополнения резервного фонда $t_{\text{п}}$ очевидна. Чем больше λ и $t_{\text{п}}$, тем большее количество изделий необходимо иметь в резерве.

В теории надежности известно несколько моделей, позволяющих решить эту задачу. Процесс обеспечения электрооборудования запасными изделиями имеет характер массового обслуживания. Опыт показывает, что для внезапных отказов справедлив экспоненциальный закон распределения длительности безотказной работы (простейший поток отказов). Для простейшего потока вероятность появления ровно k отказов равна

$$P_k(t) = \frac{(\lambda t)^k}{k!} e^{-\lambda t}, k = 1, 2, \dots \quad (6.1)$$

где λ – интенсивность отказов;
 k – число отказов.

Из выражения (6.1) можно определить вероятность того, что число отказов за время t будет меньше m

$$P_{k \leq m}(t) = \sum_0^m \frac{(\lambda t)^k}{k!} e^{-\lambda t}, \quad (6.2)$$

а также вероятность того, что число отказов за время t будет больше m

$$P_{k > m}(t) = 1 - \sum_0^m \frac{(\lambda t)^k}{k!} e^{-\lambda t}. \quad (6.3)$$

Значения $P_{k > m}(t)$ приводятся в справочниках по надежности.

Зависимость состава резервного фонда от допустимой его недостаточности представляет собой вероятность того, что число отказов изделий будет больше, чем число резервных элементов. Если резервный фонд составляет три элемента, а вероятность того, что произойдет более трех отказов, равна 0,15, то достаточность резервного фонда равна 0,85, а недостаточность 0,15. Обычно берут достаточность резервного фонда в пределах 0,9 ... 0,99.

Расчет резервного фонда для неремонтируемого электрооборудования

Принимаем исходные условия: поток отказов изделий простейший, отказавшее электрооборудование не восстанавливается, интенсивность отказов i -го элемента – λ_i , время пополнения резервного фонда – $t_{пi}$, число изделий i -го типа N_i , достаточность резервного фонда P_d .

Необходимые расчеты проводятся в следующей последовательности
 1. Определяется суммарная интенсивность отказов i -го изделия

$$\lambda_{i\Sigma} = \lambda_i N_i.$$

2. Принимая $k = 0, 1, 2 \dots$, вычисляются величины $P_{k \leq m}(t)$ по выражению (6.2), пока полученное значение не будет больше заданной достаточности резервного фонда.

3. Число k , соответствующее значению $P_{k \leq m}(t) > P_d$, принимается равным числу резервных изделий.

Пример 6.1. Требуется определить число резервных автоматических выключателей, если интенсивность отказов их $\lambda = 4 \cdot 10^{-6} \text{ ч}^{-1}$, допустимая недостаточность равна 0,02, период пополнения резервного фонда составляет 7000 ч, число автоматических выключателей на объекте 80.

Решение.

1. Определяем суммарную интенсивность отказов

$$\lambda_{\Sigma} = 4 \cdot 10^{-6} \cdot 80 = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}.$$

2. Находим значение $\lambda_{\Sigma} t = 3,2 \cdot 10^{-4} \cdot 7000 = 2,24$.

3. По таблицам для заданного значения $\lambda_{\Sigma} t$ определяем

$$P_{k > m}(t) = 0,0075 \text{ при } m = 7.$$

Выбираем 7 резервных автоматических выключателей. При этом вероятность возникновения более 7 отказов равна 0,00746, что меньше $P_{нд} = 0,02$.

Расчет резервного фонда для ремонтируемых изделий

Процесс использования и пополнения резервного фонда для такого оборудования несколько отличается. Отказ изделий происходит с интенсивностью λ_i . Отказавшие элементы ремонтируются и поступают в резервный фонд. Среднее время ремонта T_p , т. е. $t_{п} = T_p$. При этом последовательность вычисления количества резервных элементов аналогична ранее рассмотренному алгоритму.

1. Определяется суммарная интенсивность отказов i -го изделия.

2. Вычисляются значения вероятности того, что за время ремонта T_p произойдет число отказов k (по формуле (6.2) для $k = 0, 1, \dots$).

3. Выбирается число k , соответствующее значению $P_{k \leq m}(t) > P_d$, которое принимается равным числу резервных изделий.

Пример 6.2. Решить пример 6.1 при условии, что время ремонта выключателя нагрузки $T_p = 11 \text{ ч}$.

Решение.

1. Определяем суммарную интенсивность отказов

$$\lambda_{\Sigma} = 4 \cdot 10^{-6} \cdot 80 = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}.$$

2. Находим значение $\lambda_{\Sigma} T_p = 3,2 \cdot 10^{-4} \cdot 11 = 3,52 \cdot 10^{-3}$.

3. Определяем $P(0) = e^{-3,52 \cdot 10^{-3}} = 0,995$.

4. В резервном фонде достаточно иметь один автоматический выключатель, т. к. вероятность безотказной работы резервированной системы $P(t) = 1 - [(1 - 0,995)(1 - 0,995)] = 0,999 > P_d = 0,98$.

Третий подход определения объема запасного оборудования предполагает проведение оптимизационных расчетов.

6.2.4 Постановка и решение оптимизационной задачи по определению резервного фонда электрооборудования

Условия постановки оптимизационной задачи. Термин «оптимальный» означает лучший с точки зрения данных критериев. Оптимизация – процесс поиска предпочтительного решения среди множества альтернативных вариантов.

При выборе мероприятий по повышению надежности электрооборудования, расчете резервного фонда, установлении периодичности проведения технических обслуживании и ремонтов оборудования, внедрении новых электроустановок требуется проведение оптимизационных расчетов.

Одним из необходимых условий постановки оптимизационной задачи является наличие нескольких возможных вариантов технической реализации выдвигаемых требований. Сложность оптимизации заключается в возможности существования не одного критерия оптимальности, а нескольких, и притом противоречивых. Например, мероприятия по повышению надежности электрооборудования сопряжены с увеличением затрат. Инженер может решить задачу, зная сравнительную ценность каждого критерия или имея возможность объединить их в один показатель на основе каких-то зависимостей, т. е. получить результирующую целевую функцию качества. Минимальному или максимальному значению результирующей целевой функции качества будет принадлежать оптимальное решение.

Постановка оптимизационной задачи. Оптимизационная задача может быть сформулирована следующим образом. Комплект электрооборудования, используемый на сетевом предприятии, может не удовлетворять требованиям по надежности. С целью доведения показателей надежности до заданных требований осуществляется введение структурной избыточности. При этом формулируется экстремальная задача комбинаторного типа, математическое содержание которой сводится к нахождению такой совокупности электротехнических агрегатов, которая обеспечивает минимальную величину их суммарной стоимости при выполнении ограничений, наложенных на показатели надежности.

Будем исходить из следующих предпосылок. Электроустановка состоит из n последовательно соединенных агрегатов независимых в смысле надежности. Каждый агрегат характеризуется определенными показателями надежности. Численные значения их для i -й функциональной подсистемы зависят от принятого способа резервирования и количества резервных элементов

$$R_i = f(v_i, h_i), \quad (6.4)$$

где v_i – способ резервирования;
 h_i – количество резервных элементов.

Поскольку наиболее распространенными показателями надежности являются вероятность безотказной работы и коэффициент готовности, результирующий показатель надежности электрооборудования определяется по выражению

$$R(V, H) = R_1(v_1, h_1) \cdot R_2(v_2, h_2) \cdots R_n(v_n, h_n) = \prod_{i=1}^n R_i(v_i, h_i). \quad (6.5)$$

В качестве целевой функции рассмотрим суммарные затраты на содержание резервного фонда и ущерб от выхода из строя электрооборудования, тогда

$$C(V, H) = C(v_1, v_2, \dots, v_n; h_1, h_2, \dots, h_n) = \sum_{i=1}^n c_i(v_i, h_i), \quad (6.6)$$

где C – стоимость системы;
 c_i – стоимость одного i -го элемента.

С учетом изложенного, математическую формулировку задачи оптимального резервирования можно представить в следующем виде

$$(v_1, v_2, \dots, v_n; h_1, h_2, \dots, h_n) \rightarrow \min \left[C = \sum_{i=1}^n c_i(v_i, h_i) \right] \quad (6.7)$$

$$\prod_{i=1}^n R_i(v_i, h_i) \geq R^*,$$

где $\forall v_i \geq 0, \forall h_i \geq 0$ - целые числа;

R^* – заданное значение показателя надежности электрооборудования.

Не исключается и обратная постановка задачи оптимального резервирования.

Методы решения оптимизационных задач. Методы решения оптимизационных задач могут быть различными.

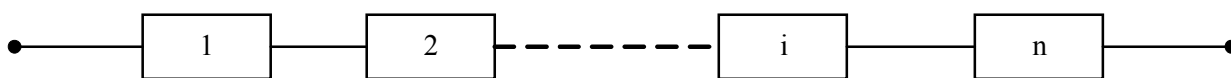
Существует две группы методов для решения подобных задач: точные методы (прямого перебора, динамического программирования ветвей

и границ) и приближенные методы (метод множителей Лагранжа, градиентный метод).

Точные методы громоздки, особенно метод прямого перебора, поэтому используются алгоритмы сокращенного перебора, базирующиеся главным образом на методе динамического программирования, который предусматривает проведение пошаговой оптимизации. Для высоконадежных систем, к которым относится электрооборудование, в ряде случаев можно использовать приближенные методы, они дают достаточно точные результаты. Довольно часто в этих случаях используется *метод наискорейшего спуска*.

При применении метода наискорейшего спуска процесс оптимизации разворачивается во времени таким образом, что на каждом шаге отыскивается участок резервирования, подключение к которому одного элемента дает наибольший выигрыш в виде увеличения показателя надежности на единицу затрат, т. е. движении к экстремуму осуществляется по направлению максимальной частной производной.

Рассмотрим систему, состоящую из n последовательно соединенных элементов, которые отличаются друг от друга вероятностью безотказной работы и стоимостью



Решение задачи оптимизации при использовании метода наискорейшего спуска можно представить в виде следующего многошагового процесса.

Обозначим $P_i(m_i)$ вероятность безотказной работы за фиксированное время t_i агрегата при наличии m_i резервных элементов, а через c_i – стоимость одного элемента i -го типа. Для каждого агрегата вычислим $P_i(m_i)$, а также $d_i(m_i)$, где $d_i(m_i) = [P_i(m_i+1) - P_i(m_i)]/c_i P_i(m_i)$

1-й шаг. Определяем агрегат с номером k , для которого $d_k(1) = \max d_i(1)$, и к нему добавляем один резервный элемент. Затем вычисляем значения

$$P^{(1)} = P^{(0)} P_k(1) / P_k(0); C^{(1)} = C^{(0)} + c,$$

где $P^{(0)}, C^{(0)}$ – вероятность безотказной работы и стоимость нерезервированной системы

$$P^{(0)} = \prod_{i=1}^n P_i(0), C^{(0)} = \sum_{i=1}^n c_i$$

2-й шаг. Определяем максимальную из величин $d_i(1)$, $i \neq k$, $d_k(2)$. Добавляем один резервный элемент к g -му агрегату, для которого $d_g(1) = \max d_i(1)$ или снова к k -му агрегату, если $d_k(2) > d_i(1)$. Вычисляются значения

$$\begin{aligned}
P^{(2)} &= P_g(1)P^{(1)}/P_g(0) && \text{если } d_g(1) > d_k(2) && \text{или} \\
P^{(2)} &= P_k(2)P^{(1)}/P_k(1) && \text{если } d_k(2) > d_i(1), && \text{а также} \\
C^{(2)} &= C^{(1)} + c_g && \text{если } d_g(1) > d_k(2) && \text{или} \\
C^{(2)} &= C^{(1)} + c_k && \text{если } d_k(2) > d_i(1)
\end{aligned}$$

На последующих шагах процедуры повторяются. Многошаговый процесс останавливается на шаге N , на котором выполняется условие $C^{(N)} < C < C^{(N+1)}$.

Пример 6.3. Система состоит из трех последовательно включенных элементов. Вероятности безотказной работы элементов на заданном интервале времени равны $P_1 = 0,5$, $P_2 = 0,7$, $P_3 = 0,9$, а стоимости соответственно $c_1 = 1$, $c_2 = 3$, $c_3 = 5$ условных единиц. Требуется определить оптимальное число резервных элементов при постоянном включении резерва, обеспечив максимальное значение вероятности безотказной работы системы при условии, чтобы стоимость резервированной системы не превысила 45 у. е.

Решение. 1. Добавив к каждому из элементов по одному резервному элементу, определяем удельный прирост надежности на единицу стоимости по блокам

$$\begin{aligned}
d_1(1) &= \frac{P_i(m_i + 1) - P_i(m_i)}{c_i \cdot P_i(m_i)} = \frac{1 - (1 - P_1)^2 - P_1}{c_1 P_1} = \frac{1 - (1 - 0,5)^2 - 0,5}{1 \cdot 0,5} = 0,5; \\
d_2(1) &= \frac{P_i(m_i + 1) - P_i(m_i)}{c_i \cdot P_i(m_i)} = \frac{1 - (1 - P_2)^2 - P_2}{c_2 P_2} = \frac{1 - (1 - 0,7)^2 - 0,7}{3 \cdot 0,7} = 0,1; \\
d_3(1) &= \frac{P_i(m_i + 1) - P_i(m_i)}{c_i \cdot P_i(m_i)} = \frac{1 - (1 - P_3)^2 - P_3}{c_3 P_3} = \frac{1 - (1 - 0,9)^2 - 0,9}{5 \cdot 0,9} = 0,02,
\end{aligned}$$

а также определим вероятность безотказной работы и стоимость не резервированного участка системы

$$P^{(0)} = \prod_{i=1}^n P_i(0) = P_1 P_2 P_3 = 0,5 \cdot 0,7 \cdot 0,9 = 0,315 .$$

$$C^{(0)} = \sum_{i=1}^n c_i = c_1 + c_2 + c_3 = 1 + 3 + 5 = 9 \text{ у. е.}$$

2. Удельный прирост вероятности безотказной работы наибольший для первого элемента, поэтому на первом шаге добавляем к нему один резервный элемент, оставив остальные элементы без резервирования. Найдем вероятность безотказной работы и стоимость системы на первом шаге

$$P^{(1)} = \frac{P^{(0)}P_1(1)}{P_1} = \frac{P^{(0)}(1-P_1)^2}{P_1} = 0,315 \frac{1-0,5^2}{0,5} = 0,473.$$

$$C^{(1)} = C^{(0)} + c_1 = 9 + 1 = 10 \text{ у. е.}$$

3. Находим величину $d_1(2)$

$$d_1(2) = \frac{P_2(m_2+1) - P_2(m_2)}{c_2 \cdot P_2(m_2)} = \frac{1 - (1-P_1)^3 + (1-P_1)^2 - 1}{c_1 \cdot [1 - (1-P_1)^2]} = \frac{(1-0,5)^2 - (1-0,5)^3}{1 - (1-0,5)^2} = 0,167.$$

4. Так как $d_1(2) > d_2(1)$, то снова к первому элементу добавляем один резервный элемент. Определяем надежность и стоимость системы на втором шаге

$$P^{(2)} = \frac{P^{(1)}P_1(2)}{P_1(1)} = \frac{P^{(1)}[1 - (1-P_1)^3]}{1 - (1-P_1)^2} = \frac{0,473[1 - 0,5^3]}{1 - 0,5^2} = 0,551.$$

$$C^{(2)} = C^{(1)} + c_1 = 10 + 1 = 11 \text{ у. е.}$$

5. Находим величину

$$d_1(3) = \frac{(1-P_1)^3 - (1-P_1)^4}{c_1[1 - (1-P_1)]} = \frac{(0,5^3 - 0,5^4)}{1 \cdot (1 - 0,5^3)} = 0,0715.$$

6. Так как $d_2(1) > d_1(3)$ и $d_2(1) > d_3(1)$, то добавляем ко второму элементу один резервный элемент и вычисляем

$$P^{(3)} = \frac{P^{(2)}P_2(1)}{P_2(0)} = \frac{P^{(2)}[1 - (1-P_2)^2]}{P_2} = \frac{0,551 \cdot [1 - 0,3^2]}{0,7} = 0,716.$$

$$C^{(3)} = C^{(2)} + c_2 = 11 + 3 = 14 \text{ у. е.}$$

7. Находим величину $d_2(2)$

$$d_2(2) = \frac{(1-P_2)^2 - (1-P_2)^3}{c_2[1 - (1-P_2)^2]} = \frac{(0,3^2 - 0,3^3)}{3 \cdot (1 - 0,3^2)} = 0,023.$$

8. Так как $d_1(3) > d_2(2)$, то добавляем к первому элементу еще один резервный элемент и вычисляем $P^{(4)}$ и $C^{(4)}$.

Дальнейшие вычисления проводятся аналогично. Они прекращаются, когда $C^{(N)} < C < C^{(N+1)}$. В данном примере это будет при $C^{(12)} = 45$. При этом $P^{(12)} = 0,997$.

На этом расчет закончен. Оптимальный состав резервных элементов имеет кратность резервирования $m_1 = 3$, $m_2 = 1$, $m_3 = 0$, вероятность безотказной работы системы $P = 0,997$ и стоимость $C = 45$ у. е.

Один из недостатков метода наискорейшего спуска – малая чувствительность, т. к. после каждого шага стоимость системы увеличивается как минимум на значение наименее дорогого элемента. Существуют способы повышения эффективности метода наискорейшего спуска.

Для высоконадежных систем, в которых в основном применяется ненагруженный резерв, решение задачи оптимального резервирования можно получить по приближенной формуле

$$h_i^{(N)} = Q_i^{-1} \left(Q_0 \frac{c_i}{\sum_{i=1}^n c_i} \right), \quad (6.8)$$

где Q_0 – заданная ненадежность системы;
 Q_i – ненадежность i -го агрегата.

Такая формула может использоваться для проведения прикидочных расчетов оптимального резервирования электрооборудования.

7 Оценка технического состояния распределительных электрических сетей

7.1 Учет технического состояния электроустановок

Техническое состояние объекта может быть оценено по совокупности дефектов его элементов (осмотров, проверок, испытаний и измерений).

Дефект – несоответствие элемента объекта требованиям, установленным нормативными документами, который не приводит к немедленному автоматическому или вынужденному отключению объекта. Например, выход опоры из оси ВЛ, превышение проектной длины пролета, проседание грунта у основания опоры, обрыв бандажа и т. д. Перечень дефектов определен в нормативном документе [20].

Выявленные дефекты обычно устраняются при проведении технических обслуживаний или ремонтов. Однако дефекты, угрожающие безопасности обслуживающего персонала или населения, должны устраняться немедленно. В листках осмотра и журнале дефектов они отмечаются звездочкой.

В электрических сетях разработана и функционирует специальная система фиксации дефектов. Вначале регистрация дефектов производится в листках осмотра, которые заполняются при выполнении следующих видов работ:

- периодических осмотрах объектов электромонтерами и инженерно-техническими работниками;
- верховых осмотрах ВЛ;
- внеочередных осмотрах после стихийных бедствий или успешного ручного повторного включения линии;
- проверках степени загнивания древесины опор и состояния железобетонных опор;
- проверках сопротивления петли «фаза-нуль»;
- проверках габаритов ВЛ и сечения проводов.

В качестве примера рассмотрим рекомендуемую форму листка осмотра ВЛ 6-20 кВ, показанную на рисунке 7.1.

Бланки листка осмотра (проверки) объектов выдаются инженерно-техническим персоналом РЭС (ПО) лицу, выполняющему эту работу. При этом проверяется квалификация персонала, рассматриваются возможные характерные дефекты, и проводится инструктаж по соблюдению техники безопасности.

РЭС _____
 Мастерский участок _____
 ВЛ № _____
 Дата осмотра (проверки) _____

Подстанция _____
 Напряжение _____
 Вид осмотра _____

Номер опоры, на которой обнаружен дефект	Наименование дефекта	Примечание

Осмотр (проверку) произвел:
 Должность _____
 Подпись _____
 Дата _____

Листок осмотра (проверки) принял:
 Должность _____
 Подпись _____
 Дата _____

Рисунок 7.1 – Листок осмотра ВЛ 6-20 кВ

Обычно каждый листок осмотра (проверки) рекомендуется составлять на одну ВЛ 6-20 кВ; все ТП 6-20/0,4 кВ одного населенного пункта; все ВЛ 0,38 кВ одного населенного пункта. Запись по каждому обнаруженному дефекту обычно заносится в отдельную строку. Дефекты одного вида на участке линии могут быть указаны одной строкой.

При наличии дефектов, отмеченных звездочкой, лицо, принимающее листок осмотра, обязано сообщить руководству РЭС о наличии таких дефектов для принятия решения по немедленному их устранению.

Используя листки осмотра (проверки), инженерно-технический персонал РЭС (УЭС) заполняет журнал дефектов (рисунок 7.2).

ПО _____
 Мастерский участок _____
 ВЛ № _____

РЭС _____
 Подстанция _____
 Напряжение _____

Вид осмотра (проверки)	Номер опоры, на которой обнаружен дефект	Наименование дефекта	Работа по устранению дефекта	Дата проведения (план) подпись	Дата проведения (факт.) подпись

7.2 – Журнал дефектов ВЛ 6-20 кВ

Журналы дефектов ведутся отдельно на каждую ВЛ 6-20 кВ, все ТП 6-20/0,4 кВ и ВЛ 0,38 кВ одного населенного пункта. Такие журналы рассчитываются на весь срок службы объекта.

Правильность заполнения листков осмотра (проверок) и журналов дефектов, а также соблюдение периодичности выполнения таких работ контролирует инженерно-технический персонал ПО (РЭС). С этой целью могут выполняться контрольные обходы объектов.

7.2 Оценка технического состояния объекта

В электрических сетях используется два вида оценки технического состояния – количественная и комплексная качественная.

Количественная оценка характеризует уровень технического состояния различных разнотипных объектов УЭС, РЭС и ПО филиала МРСК.

Комплексная качественная оценка применяется для сравнения технического состояния электрических сетей и их элементов энергосистем и энергопредприятий для определения объема финансирования работ по улучшению технического состояния объекта, в том числе при наличии ограниченных финансовых, материальных и трудовых ресурсов.

7.2.1 Количественная оценка технического состояния объектов распределительных электрических сетей

Количественная оценка характеризует суммарное количество вынужденных отключений, которое можно ожидать в предстоящем году. Для получения ее используется перечень дефектов по состоянию на 31 декабря отчетного года, занесенных в журнал дефектов объекта.

В начале проводится количественная оценка технического состояния для каждого из объектов (одной ВЛ 6-20 кВ, одной ТП 6-20/0,4 кВ и одной ВЛ 0,38 кВ). Затем полученные данные суммируются и определяется удельное и среднее значения отключений для всех ВЛ 6-20 кВ, ТП 6-20/0,4 кВ и ВЛ 0,38 кВ, соответственно, одного населенного пункта, РЭС и т. д. При этом используются следующие аналитические выражения.

Количественное значение вероятных отключений j -го объекта в предстоящем году определяется по формуле

$$N_j = \sum_{i=1}^m k_i P_i, \text{ откл./год}, \quad (7.1)$$

где k_i – количественное проявление i -го дефекта на j -м объекте;

P_i – число вероятных отключений j -го объекта от проявления i -го дефекта (откл./объ.·год);

m – количество типов дефектов на j -м объекте.

Значения P_i для ВЛ и ТП приводятся в [20].

Для ВЛ дополнительно может определяться удельное число отключений на 100 км линии

$$N_j^{(y)} = \frac{N_j 100}{L_j}, \text{ откл./}(100\text{км}\cdot\text{год}), \quad (7.2)$$

где L_j – протяженность j -ой ВЛ по трассе, км.

Для оценки совокупности однотипных объектов устанавливается среднее значение вероятных отключений j -го объекта:

$$N_j^{(c)} = \frac{\sum_{j=1}^r N_j}{r}, \text{ откл./объ.}\cdot\text{год}, \quad (7.3)$$

где r – количество однотипных объектов.

Для ВЛ данный параметр может определяться на 100 км линии.

Пример 7.1. Выполнить количественную оценку технического состояния ВЛ 10 кВ протяженностью 37 км, на которой были выявлены дефекты, представленные в таблице 7.1

Таблица 7.1 – Перечень и количество дефектов

Наименование дефекта	Кол-во дефектов k_i , шт.	Значение P_i , отн.ед.
Проседание грунта из-за неудовлетворительной трамбовки	6	0,2
Обрыв проволоки бандажа, крепящего стойку к приставке	2	0,2
Разрушение изолятора	4	1,0
Провисание провода ниже уровня, регламентируемого ПУЭ	2	1,0

Р е ш е н и е. По формуле (7.1) определяем:

$$N_j = 6 \cdot 0,2 + 2 \cdot 0,2 + 4 \cdot 1,0 + 2 \cdot 1,0 = 7,6, \text{ откл./}(ВЛ \cdot \text{год}).$$

Значение удельной количественной оценки для ВЛ 10 кВ составит:

$$N_j^{(y)} = \frac{7,6 \cdot 100}{37} = 20,5 \text{ откл./}(100\text{км} \cdot \text{год}).$$

Пример 7.2 Выполнить количественную оценку технического состояния ТП 10/0,4 кВ, у которой были выявлены дефекты, представленные в таблице 7.2

Таблица 7.2 – Исходные данные

Наименование дефекта	Код дефекта	Кол-во дефектов k_i , шт.	Значение P_i , отн.ед.
Повреждение уплотнения проходного изолятора	В-46	2	0,6
Повреждение привода разъединителя	В-62*	1	1
Течь масла	Я-13	1	0,6
Повреждение рубильника	Н-41	1	0,3

Р е ш е н и е. По формуле (7.1) определяем:

$$N_j = 2 \cdot 0,6 + 1 \cdot 1 + 1 \cdot 0,6 + 1 \cdot 0,3 = 3,1 \text{ откл./}(ТП \cdot \text{год}).$$

Пример 7.3. Провести среднюю количественную оценку технического состояния четырех ТП, характеристики которых приведены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Исходные данные для расчета

Номер ТП 10/0,4 кВ	Диспетчерский номер ТП 10/0,4 кВ	Значение N_j , (откл./ТП·год)
1		4,3
2		3,1
3		2,6
4		5,2

Р е ш е н и е. Среднее значение количественной оценки технического состояния четырех ТП 10/0,4 кВ составляет:

$$N_j^{(с)} = \frac{4,3 + 3,1 + 2,6 + 5,2}{4} = 3,8 \text{ откл./}(ТП \cdot \text{год}).$$

7.2.2 Комплексная качественная оценка технического состояния объектов электрических сетей

Комплексная качественная оценка технического состояния ВЛ 6-20 кВ проводится с учетом состояния следующих элементов: опор, изоляторов и проводов.

Техническое состояние опор одной ВЛ 6-20 кВ устанавливается на основании коэффициента дефектности опор k_o данной линии

$$k_o = \frac{0,87Q_{1i} + Q_{1j}}{0,87Q_{2i} + Q_{2j}} 100. \quad (7.4)$$

где 0,87 – коэффициент приведения объема энергодревесины к объему железобетона;

Q_{1i} – объем дефектной энергодревесины опор ВЛ;

Q_{1j} – объем дефектного железобетона опор ВЛ;

Q_{2i} – объем установленной энергодревесины опор ВЛ;

Q_{2j} – объем установленного железобетона опор ВЛ.

По всем показателям данные берутся на 31 декабря отчетного года.

Объем дефектной энергодревесины и железобетона опор ВЛ 6-20 кВ определяется исходя из количества дефектных элементов

$$Q_{1i} = \sum_{i=1}^r n_{1i} v_{1i}; \quad Q_{1j} = \sum_{j=1}^m n_{1j} v_{1j}, \quad (7.5)$$

где n_{1i} и n_{1j} – соответственно количество дефектных деревянных (i) и железобетонных (j) элементов опор (перечень дефектов элементов опор ВЛ 6-20 кВ, при наличии которых соответствующий элемент считается дефектным и подлежит замене приводится в [20]);

v_{1i} и v_{1j} – расчетный объем одного дефектного элемента опоры 6-20 кВ [20].

По аналогичным формулам определяется объем энергодревесины и железобетона, используемых на ВЛ

$$Q_{2i} = \sum_{i=1}^r n_{2i} v_{2i}; \quad Q_{2j} = \sum_{j=1}^m n_{2j} v_{2j}, \quad (7.6)$$

где n_{2i} и n_{2j} – количество установленных деревянных и железобетонных опор; v_{2i} и v_{2j} – расчетный объем одного элемента опоры 6-20 кВ [20].

Техническое состояние изоляторов одной ВЛ 6-20 кВ определяется на основании коэффициента дефектности изоляторов данной линии

$$k_{и} = \frac{n_1}{n_2} 100, \quad (7.7)$$

где n_1 – количество дефектных изоляторов на данной линии;
 n_2 – количество установленных изоляторов.

Техническое состояние проводов ВЛ характеризуется коэффициентом дефектности $k_{п}$, определяемого по формуле

$$k_{п} = \frac{L_1}{L_2} 100, \quad (7.8)$$

где L_1 , L_2 – протяженность дефектных и установленных проводов на данной линии.

Комплексная качественная оценка состояния ВЛ 6-20 кВ в целом осуществляется на основании коэффициента дефектности $k_{в}$, определяемого по следующему аналитическому выражению

$$k_{в} = 0,48k_{о} + 0,07k_{и} + 0,45k_{п}, \quad (7.9)$$

где 0,48 и 0,07 и 0,45 – весовые коэффициенты отражающие, соответственно, влияние технического состояния опор, изоляторов и проводов на стоимость ремонтных работ по устранению дефектов.

Далее по значению коэффициента $k_{в}$ и данных приведенных в таблице 7.4 делается комплексная качественная оценка (хорошее, удовлетворительное, неудовлетворительное, непригодное) технического состояния ВЛ

Таблица 7.4 – Определение комплексной качественной оценки технического состояния ВЛ

Значение коэффициента дефектности $k_{в}$, %	Комплексная качественная оценка технического состояния ВЛ 6-20 кВ и ее индекс		Весовой коэффициент оценки
0	хорошее	1	0
менее 25	удовлетворительное	2	0,1
от 25 до 50	неудовлетворительное	3	0,3
50 и более	непригодное	4	0,6

Комплексная качественная оценка технического состояния совокупности ВЛ 6-20 кВ устанавливается на основании качественных оценок каждой из входящих в совокупность линий

$$k_c = \frac{0L_1 + 0,1L_2 + 0,3L_3 + 0,6L_4}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4} 100, \quad (7.10)$$

где L_1, L_2, L_3, L_4 – суммарные протяженности ВЛ 6-20 кВ, находящихся, соответственно, в хорошем, удовлетворительном, неудовлетворительном и непригодном технических состояниях;

0, 0,1, 0,3, 0,6 – весовые коэффициенты комплексной качественной оценки технического состояния ВЛ 6-20 кВ.

Пример 7.4 Провести комплексную качественную техническую оценку ВЛ 10 кВ, у которой $k_o = 15,3$, $k_n = 43,9$, $k_{п} = 2,6$.

Решение. По формуле (7.9) определяем

$$k_b = 0,48 \cdot 15,3 + 0,07 \cdot 43,9 + 0,45 \cdot 2,6 = 11,6 \%.$$

Вывод: данная ВЛ находится в удовлетворительном состоянии, так как ее k_b менее 25 %.

По рассмотренной методике удобно проводить сопоставление технического состояния различных ВЛ или, например, всех ВЛ, принадлежащих РЭС.

Пример 7.5 Провести сравнительный анализ ВЛ 10 кВ двух РЭС с учетом исходных данных, приведенных в таблице 7.2.

Таблица 7.5– Исходные данные для расчета

№ РЭС	Протяженность ВЛ 10 кВ, км, находящихся в различном техническом состоянии			
	хорошее	удовлетворительное	неудовлетворительное	непригодное
1	24	293	106	41
2	39	342	131	22

Решение. По формуле (7.10) определяем

$$k_{c1} = \frac{0 \cdot 24 + 0,1 \cdot 293 + 0,3 \cdot 106 + 0,6 \cdot 41}{24 + 293 + 106 + 41} 100 = 18,5\%;$$

$$k_{c2} = \frac{0 \cdot 39 + 0,1 \cdot 342 + 0,3 \cdot 131 + 0,6 \cdot 22}{39 + 342 + 131 + 22} 100 = 16,2\%.$$

Выводы: 1. ВЛ 10 кВ в обоих РЭС находятся в удовлетворительном состоянии.

2. Техническое состояние ВЛ 10 кВ во втором РЭС лучше.

Аналогичный методический подход применяется при оценке технического состояния ТП. Принципиальное отличие заключается в количестве рассматриваемых элементов на таких объектах. Так для комплектных ТП используется следующий перечень оцениваемых элементов:

- строительная часть;
- корпуса распределительных устройств 6-20 и 0,4 кВ;

- силовой трансформатор;
- коммутационные аппараты 6-20 кВ;
- аппараты защиты от перенапряжений 6-20 кВ;
- изоляция сборных шин 6-20 кВ;
- коммутационные аппараты 0,4 кВ;
- аппараты защиты от перенапряжений 0,4 кВ;
- изоляция сборных шин 0,4 кВ.

По результатам расчетов технического состояния распределительных сетей составляется сводная ведомость показателей.

Общее техническое состояние распределительных сетей, в принципе, может быть оценено и другими способами. Известно, что в теории надежности применяются как единичные показатели, характеризующие одно из свойств надежности электрооборудования (безотказность, ремонтпригодность, долговечность, восстанавливаемость), так и комплексные показатели – характеризующие сразу несколько свойств. Наиболее общим и универсальным из комплексных показателей является коэффициент технического использования $k_{ти}$, который представляет собой отношение математического ожидания суммарного времени пребывания объекта в работоспособном состоянии за некоторый период эксплуатации к математическому ожиданию суммарного времени пребывания объекта в работоспособном состоянии и простоев, обусловленных техническими обслуживаниями и ремонтами за тот же период времени.

На основании статистических данных коэффициент технического использования определяется следующим образом

$$k_{ти} = \frac{T_{\Sigma}}{T_{\Sigma} + T_{р\Sigma} + T_{то\Sigma}}, \quad (7.11)$$

где T_{Σ} – суммарная наработка объекта;

$T_{р\Sigma}$ – суммарное время простоев из-за плановых и неплановых ремонтов;

$T_{то\Sigma}$ – суммарное время простоев из-за технических обслуживаний.

В технической литературе указанные показатели рекомендуется использовать, в частности, для электрических сетей при общей оценке их технического состояния.

Проведенная обработка статистических данных и выполненные расчеты $k_{ти}$ электрических сетей 10 кВ для трех РЭС Ставропольского края (Кочубеевского, Грачевского и Шпаковского районов) позволили получить следующие цифры: $k_{ти} = 0,91$ для Кочубеевского района; $k_{ти} = 0,81$ для Грачевского района и $k_{ти} = 0,63$ для Шпаковского района.

Полученные значения свидетельствуют о том, что техническое состояние электрических сетей в Шпаковском районе низкое, так как 37 % общего времени в них проводятся эксплуатационные мероприятия, связанные с отключением электроснабжения потребителей.

8 Работа с персоналом в организациях электроэнергетики

8.1 Технологические нарушения в работе объектов электроэнергетики

Вопрос учета и расследования технологических нарушений в работе энергообъектов регламентируется двумя документами: Инструкцией по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем (РД 153-34.0-20.801 2000) [4] и Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ № 846 от 28.10.2009 [15].

Основной задачей расследования и учета нарушений является установление причин и предпосылок возникновения таких явлений с целью разработки в дальнейшем организационно-технических мероприятий по их предотвращению.

Все нарушения делятся на две категории – аварии и инциденты.

Авария – технологическое нарушение на объекте электроэнергетики, связанное с разрушением и повреждением сооружений и технологических установок; взрывом или выбросом опасных веществ; нарушением технологического режима и угрозой аварии в энергосистеме; полным или частичным ограничением потребления электрической мощности или энергии.

При этом в соответствии с последними нормативными документами расследованию и учету подлежат аварии на всех объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках, расположенных на территории России.

Ростехнадзор обязывает проводить расследование причин аварий, в результате которых произошли:

- повреждения магистральных трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона с перерывом теплоснабжения более 36 часов;
- повреждения энергетических котлов производительностью 100 т/час, турбин генераторов или силовых трансформаторов мощностью 10 МВ·А;
- обрушения несущих элементов зданий;
- повреждения гидротехнических сооружений;
- взрыв газа;
- отклонение частоты электрического тока в электрической системе (ее части) в пределах $50 \pm 0,2$ Гц продолжительностью 3 ч и более и $50 \pm 0,4$ Гц продолжительностью 30 мин и более;
- отключение генерирующего оборудования, приводящее к снижению надежности энергосистемы;
- массовые отключения и повреждения электросетевого хозяйства напряжением 6-35 кВ, вызванные неблагоприятными природными явле-

ниями, которые приводят к прекращению электроснабжения потребителей общей численностью 200 тыс. человек и более;

- нарушения в работе противоаварийной и режимной автоматики, а также средств диспетчерского и технологического управления продолжительностью один час и более.

Инцидент – отказ или повреждение технических устройств, установленных на объекте, отклонение от режима технологического процесса, нарушение требований нормативных документов.

При возникновении аварий сообщается в диспетчерский центр. Он уведомляет об этом Ростехнадзор, который не позднее 24 часов принимает решение о расследовании причины аварии. Приказом Ростехнадзора создается комиссия (председателем комиссии назначается должностное лицо Ростехнадзора), куда входят представители энергокомпаний, исполнительной власти, оперативно-диспетчерского управления, потребителей электроэнергии, а в случае необходимости и представители научных и экспертных организаций, заводов-изготовителей, подрядных организаций, выполнявших строительные, монтажные и пусконаладочные работы.

Расследование начинается незамедлительно, срок расследования не должны превышать 20 дней (в случае необходимости он может быть продлен, но не более чем на 45 дней).

В ходе расследования устанавливаются: условия возникновения аварийной ситуации, в частности обстоятельства, предшествовавшие аварии; исполнительные команды оперативно-диспетчерского персонала; соблюдение нормативной документации; своевременность принятия персоналом энергообъекта и потребителями мер по устранению последствий аварии. При этом проводится осмотр места аварии, фотографирование, опрос очевидцев, выявление обстоятельств, оценка действий оперативного и другого персонала.

По результатам работы комиссии составляется акт, который подписывают все члены комиссии. В трехдневный срок акт с приложениями рассылается в энергоснабжающую организацию и потребителям. Виновники аварии могут привлекаться к административной и уголовной ответственности. Участие представителя органа Ростехнадзора при расследовании аварий обязательно. Контроль за выполнением противоаварийных мероприятий и предписаний осуществляет уполномоченный представитель Ростехнадзора.

Расследование инцидентов, не связанных с нарушением условий безопасной эксплуатации энергообъектов может производиться постоянно действующими или специально назначаемыми комиссиями. Формирование таких комиссий осуществляется приказом по энергопредприятию. Участие представителей Ростехнадзора при расследовании инцидентов определяется решением руководства этой организации.

8.2 Работа с персоналом энергообъекта

8.2.1 Классификация и требования к персоналу энергообъекта

Персонал энергообъекта – это все работники предприятия, организации или учреждения энергетики, которые обеспечивают процессы, связанные с производством, передачей и снабжением электрической и тепловой энергией потребителей, а также обеспечивают нормальные условия функционирования энергообъектов и обслуживающих их коллективов.

Персонал энергообъекта состоит из следующих категорий: руководители, специалисты, служащие, рабочие. В состав руководителей входят: руководитель организации – лицо, осуществляющее прямое управление организацией; руководящие работники – обычно это заместители руководителя и руководители структурных подразделений, лица, заключающие трудовой договор (контракт) с руководителем организации или назначаемые им для управления деятельностью структурного подразделения (мастер, начальник цеха и т. д.).

В зависимости от вида деятельности персонал подразделяется на производственный и непроизводственный. Персонал, который обеспечивает производственные процессы (монтаж, наладку, эксплуатацию электрооборудования) является производственным персоналом. Он подразделяется на: оперативный (категория работников, непосредственно воздействующих на органы управления электроустановок и осуществляющих управление и обслуживание электроустановок в смене); ремонтный персонал (персонал, связанный с техническим обслуживанием, ремонтом, наладкой и испытаниями оборудования); оперативно-ремонтный персонал (работники из числа ремонтного персонала с правом непосредственного воздействия на органы управления технологическим оборудованием); вспомогательный персонал (категория работников вспомогательных профессий, выполняющих работу в зоне действующих энергоустановок).

Персонал, который обеспечивает нормальные условия функционирования энергообъекта и обслуживает его коллектив, является непроизводственным персоналом. Этот персонал не находится в зоне действия электроустановок и не связан с их обслуживанием.

Эксплуатация электроустановок должна осуществляться специально обученным электротехническим персоналом. К работам на электрооборудовании допускаются лица с профессиональным образованием, а по управлению энергоустановками – также с соответствующим опытом работы. Лица, не имеющие соответствующего профессионального образования или опыта работы, как вновь принимаемые, так и переводимые на новую должность, должны пройти обучение по действующей в отрасли форме обучения.

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен иметь возраст не менее 18 лет, пройти медицинское освидетельствование, иметь необходимую квалификационную группу по электробезопасности. Лица, не достигшие 18-летнего возраста, не могут быть допущены к эксплуатации электроустановок.

Состояние здоровья работников определяется до приема на работу, а также периодически в порядке, предусмотренном Минздравом России (для электротехнического персонала 1 раз в 2 года). Существуют противопоказания к работе в электроустановках для лиц, обладающих стойким понижением слуха, плохим зрением, стойким слезотечением, нарушением вестибулярного аппарата, алкоголиков, наркоманов, токсикоманов. Лица из электротехнического персонала со II-V квалификационной группой по электробезопасности не должны иметь увечий и болезней (стойкой формы), мешающих производственной работе. Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказанию первой помощи при несчастных случаях.

Персонал, обслуживающий электроустановки, обязан пройти проверку знаний Межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок и других нормативно-технических документов в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности. Всего предусмотрено пять групп. Электротехническому персоналу присваивается со II по V группу. Группа I распространяется на неэлектротехнический персонал. Группа III может быть присвоена работникам только при достижении 18-летнего возраста.

При поступлении на работу (перевод на другой участок работы, замещение отсутствующего работника) работник должен подтвердить имеющуюся группу допуска применительно к оборудованию электроустановок на новом участке. При переводе работника, занятого обслуживанием электроустановок напряжением ниже 1000 В, на работу по обслуживанию электроустановок напряжением выше 1000 В ему, как правило, не может быть присвоена начальная группа по электробезопасности выше III.

Работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда при эксплуатации электроустановок, выдается удостоверение установленной формы.

Практиканты учебных заведений, не достигшие 18 лет, в действующих электроустановках могут находиться только под постоянным надзором лица, занимающегося эксплуатацией этой установки, в электроустановках напряжением до 1000 В с группой допуска не ниже III, а в установках напряжением выше 1000 В – не ниже IV. Допуск к самостоятельной работе практикантов, не достигших 18-летнего возраста, и присвоение им группы допуска выше II запрещается.

В последующем электротехнический персонал, непосредственно обслуживающий действующие электроустановки, должен проходить проверку ежегодно.

8.2.2 Подготовка по новой должности и допуск к самостоятельной работе

К подготовке по новой должности допускаются лица с профессиональным образованием, а по управлению энергоустановками также и с соответствующим опытом работы. Лица, не имеющие соответствующего профессионального образования или опыта работы, как вновь принятые, так и переводимые на новую должность, должны пройти обучение по действующей в отрасли форме.

Подготовка персонала по новой должности проводится по планам и программам, утверждаемым руководителем организации. Например, программа подготовки оперативных руководителей должна предусматривать их стажировку, проверку знаний, дублирование, кратковременную самостоятельную работу. Работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

Вновь принятые работники или имеющие перерыв в работе более 6 месяцев в зависимости от категории персонала получают право на самостоятельную работу после прохождения необходимых инструктажей по безопасности труда, обучения (стажировки) и проверки знаний, дублирования. Допуск к самостоятельной работе оформляется распорядительным документом руководителя организации или структурного подразделения.

8.2.3 Инструктажи по безопасности труда

Персонал энергообъекта, включая руководителей, должен проходить инструктажи по вопросам охраны труда, пожарной безопасности и технологии работ. В зависимости от характера и времени проведения инструктажей они подразделяются на: вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый, целевой.

Все виды инструктажей проводятся в форме собеседования и разъяснения особенностей соблюдения техники безопасности на данном предприятии. Результативность инструктажей контролируется лицом, который его проводит.

Вводный инструктаж должен проводиться во время приема на работу (постоянную или временную), а также с лицами, которые прибыли в командировку, на практику или учебу. Вводный инструктаж в организациях проводится инженером по охране труда или лицом, на которое приказом руководителя организации возложена эта обязанность. Программа

вводного инструктажа должна включать вопросы, касающиеся особенностей данного объекта с точки зрения охраны труда и пожарной безопасности. Перечень вопросов утверждается техническим руководителем энергообъекта. Вводный инструктаж рекомендуется проводить в кабинете по технике безопасности с использованием технических средств обучения и наглядных пособий (плакатов, натуральных экспонатов, макетов, кинофильмов и др.). О проведении вводного инструктажа должна быть сделана запись в журнале вводного инструктажа с обязательными подписями инструктируемого и инструктирующего лица, а также делается отметка в документе о приеме на работу (обычно заполняется специальная карточка, которая хранится в личном деле сотрудника).

Первичный инструктаж на рабочем месте проводится во время приема на работу (постоянную или временную), назначения на новую должность или изменения рабочего места, а также с командированными, студентами-практикантами, если они будут принимать непосредственное участие в производственном процессе. Первичный инструктаж проводится до начала работы на рабочем месте непосредственным руководителем или назначенным им лицом (старший мастер, мастер, начальник смены, бригадир). Программа первичного инструктажа должна содержать вопросы, касающиеся производственных особенностей и инструкций по охране труда и пожарной безопасности для данной должности (рабочего места). Программа первичного инструктажа утверждается руководителем структурного подразделения и должна быть согласована с инженером по охране труда. Первичный инструктаж на рабочем месте должен проводиться с каждым работником индивидуально с практическим показом безопасных приемов и методов труда. По результатам инструктажа лицо, которое инструктирует (путем опроса или с помощью технических средств обучения) должно проверить усвоил ли работник особенности рабочего места с точки зрения охраны труда и правил безопасности и приобрел ли необходимые навыки, обеспечивающие безопасное и качественное выполнение должностных и служебных обязанностей.

Повторный инструктаж проходят все работники независимо от их квалификации, образования, стажа, характера выполняемой работы не реже одного раза в 6 месяцев. Допускается проведение его чаще, например, один раз в месяц. Периодические (повторные) инструктажи проводятся непосредственным руководителем в рабочих условиях с целью повышения уровня знаний правил и инструкций, недопущения повторения нарушений, которые имели место раньше по охране труда, пожарной безопасности, производственной и трудовой дисциплине.

Повторные инструктажи проводят индивидуально или с группой работников, обслуживающих однотипное оборудование.

Повторные инструктажи должны планироваться с расчетом, чтобы охватить полный объем рассматриваемых вопросов за 6 месяцев.

По результатам инструктажа осуществляется проверка усвоения рассматриваемого материала.

Внеплановые инструктажи проводятся:

- при вступлении в силу новых нормативных документов;
- при изменении технологического процесса или модернизации оборудования;
- при нарушении работником требований безопасности труда;
- при перерывах в работе более 30 дней;
- по требованию органов государственного надзора.

Порядок проведения внеплановых инструктажей аналогичен порядку проведения периодических (повторных) инструктажей, однако проведение внеплановых инструктажей не отменяет проведение повторных инструктажей.

О проведении первичного инструктажа на рабочем месте, повторных и внеплановых инструктажей делается запись в журнале регистрации инструктажей на рабочем месте с обязательной подписью инструктируемого и инструктирующего лица. При регистрации внепланового инструктажа указывается причина, вызвавшая его проведение.

Целевой инструктаж проводится в случаях:

- выполнения работ по нарядам или распоряжениям;
- выполнения разовых работ;
- ликвидации аварийных и стихийных бедствий;
- проведения разнообразных мероприятий (экскурсий, выставок и др.).

Целевой инструктаж проводит лицо, которое отвечает за создание условий для безопасного выполнения работ или мероприятий. Проведение целевого инструктажа оформляется в наряде-допуске, оперативном журнале или другой документации, разрешающей производство работ.

При проведении инструктажей по безопасности труда допускается совмещение их с инструктажами по пожарной безопасности.

8.2.4 Организация работы с персоналом электросетевых предприятий

Одним из принципов государственной политики в электроэнергетике является обеспечение энергообъектов персоналом соответствующей квалификации.

На энергообъектах должна проводиться постоянная работа с персоналом, направленная на улучшение его профессиональных качеств: подбор персонала; его обучение; инструктажи; проверка знаний; лицензирование (для объектов с ядерными установками); формирование и поддер-

жание квалификационного уровня, культуры безопасности, работоспособности и мотивации к постоянной готовности выполнять свои профессиональные функции.

Работа с персоналом должна иметь непрерывный, многоуровневый и системный характер, проводиться на протяжении всей трудовой деятельности с целью постепенного расширения и углубления знаний, умений и навыков, формирования высокого профессионализма. При этом одним из основных принципов этой работы должны быть: постоянный контроль уровня квалификации каждого работника, планирование и проведение работы с ним. Достижению поставленной цели должна способствовать система оплаты труда работников энергообъекта, а также другие стимулирующие способы.

Работу с персоналом следует рассматривать как фактор, имеющий решающее значение для обеспечения безопасности, надежности и экономичности работы энергообъектов, бесперебойного и качественного электроснабжения потребителей в соответствии с договорными обязательствами. Результатом этой работы должны являться постоянная готовность каждого работника к выполнению своих обязательств и формирование в штате энергообъекта высококвалифицированного персонала.

Ответственность за состояние работы с персоналом энергопредприятия несет ее руководитель. Он должен формировать стратегию работы с персоналом, организовать и контролировать работу, создать и постоянно развивать учебно-тренировочную базу, обеспечить условия стимулирования персонала, повышение его квалификации.

Права, обязанности и ответственность руководящих работников организации, руководителей структурных подразделений определяются распорядительными документами. Работа с персоналом в каждой организации должна осуществляться на принципах единоначалия.

Для обеспечения работы с персоналом должны функционировать:

- техническая библиотека;
- компьютерные классы;
- кабинет охраны труда и пожарной безопасности или уголки охраны труда (в отдельных подразделениях и на небольших энергообъектах);
- полномасштабные тренажеры;

Повышение квалификации работников энергетических организаций должно носить непрерывный характер и складываться из различных форм профессионального образования. Краткосрочное обучение руководящих работников организации, руководителей структурных подразделений должно проводиться по мере необходимости, но не реже одного раза в год по месту работы или в образовательном учреждении. Для оперативного и оперативно-ремонтного персонала электрических станций и сетей органи-

зуется дополнительно специальная подготовка. Специальная подготовка персонала должна проводиться с отрывом от выполнения основных функций не реже одного раза в месяц и составлять от 5 до 20 % его рабочего времени. В объем специальной подготовки входят выполнение противоаварийных тренировок, изучение изменений в документах, проработка обзоров несчастных случаев и другие вопросы.

К обучению персонала должны привлекаться высококвалифицированные опытные специалисты. Кроме этого, подготовка и переподготовка персонала должны осуществляться в отраслевых и независимых учебно-курсовых комбинатах и других специализированных учебных заведениях.

В соответствии с действующим законодательством персонал имеет право на бесплатную профессиональную подготовку, переподготовку, повышение квалификации и лицензирование. Поэтому все обязательные формы работы с персоналом проводятся за счет средств энергообъектов, а затраты времени на их проведение входят в общий баланс рабочего времени работников.

Помимо рассмотренных мер с целью контроля работы персонала в каждой энергетической организации должны осуществляться обходы и осмотры рабочих мест, в том числе в ночное время. В обходах принимают участие руководящие работники организации, руководители структурных подразделений, их заместители и другие работники. Цель таких мероприятий: контроль правильности выполнения должностных инструкций, поддержание установленных режимов работы оборудования, своевременного выявления дефектов, обеспечение условий охраны труда на рабочих местах. Обходы рабочих мест должны быть организованы так, чтобы каждый из них контролировался не реже, чем один раз в месяц.

С целью обеспечения рационального отбора, назначения, перемещения и использования персонала в соответствии с его квалификацией, деловыми качествами и опытом работы в электроэнергетических организациях должны периодически проводиться его аттестация.

Список рекомендуемых источников

1. Андриевский, Е. Н. Диспетчерский пункт района распределительных сетей / Е. Н. Андриевский. – М. : Энергоатомиздат, 1987.
2. Андриевский, В. Н. Управление предприятием электрических сетей / В. Н. Андриевский. – М. : – М.: Энергоатомиздат, 1988.
3. Барг, И. Г., Совершенствование обслуживания электросетей 0,4-20 кВ в сельской местности / И. Г. Барг, Х. Я. Валк, Д. Т. Комаров. – М. : Энергия, 1980.
4. Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей (РД 152-34.0-20.801-2000). – М. : РАО «ЕЭС России», 2000.
5. Исследование операций в экономике / под ред. Н. Ш. Кремера. – М. : «ЮНИТИ», 1999.
6. Красник, В. В. Управление электрохозяйством предприятий / В. В. Красник. – М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2004.
7. Красник, В. В. 102 способа хищения электроэнергии / В. В. Красник. – М. : – ЭНАС, 2008.
8. Методика расчета технологических потерь в электрических сетях (Приказ Минэнерго РФ № 21 от 3. 02. 2005). – М. : РАО «ЕЭС России», 2005.
9. Методические рекомендации по регулированию отношений между энергоснабжающей организацией и потребителями. – М. : МЭ РФ, 2002.
10. Нормативы численности промышленно производственного персонала электрических сетей. – М. : РАО «ЕЭС России», 2002.
11. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М. : ОМЕГА – Л, 2006.
12. Правила учета электрической энергии. – М. : АОЗТ «Энергосервис», 2000.
13. Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации. – РАО «ЕЭС России», 2000.
14. Правила технологического присоединения энергоприемных устройств потребителей электроэнергии объектов по производству электроэнергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам к электрическим сетям (постановление Правительства РФ № 129 от 1. 03. 2011). – М. : Собрание законодательства РФ, 2011.
15. Правила расследования причин аварий в электроэнергетике (постановление Правительства РФ № 846 от 28. 10. 2009). – М. : Собрание законодательства РФ, 2009.

16. Правила организации технологического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электрических станций и сетей (СО 34.04.181 – 2003). – М. : РАО «ЕЭС России», 2003.
17. Рекомендации по нормированию труда работников энергетического хозяйства (МДК 5-01.01). – М. : ГП ЦИИС, 2001.
18. Справочник по ремонту и техническому обслуживанию электрических сетей / под ред. К. М. Антипова, И. Е. Бандуилова. – М. : Энергоатомиздат, 1987.
19. Таранов, М. А., Эксплуатация систем электроснабжения / М. А. Таранов, В. Я. Хорольский. – Ростов-на/Д : «Терра Принт», 2010.
20. Указания по учету и анализу в энергосистемах технического состояния распределительных сетей напряжением 0,38-20 кВ с воздушными линиями электропередачи (РД 153.43.3 – 20.573 – 2001). – М. : ОРГРЭС, 2001.
21. Федосеенко, Р. Я., Эксплуатационная надежность электросетей сельскохозяйственного назначения / Р. Я. Федосеенко, А. Я. Мельников. – М. : Энергия, 1977.
22. Шаров, Ю. В., Электроэнергетика / Ю. В. Шаров, В. Я. Хорольский, М. А. Таранов, В. Н. Шемякин. – Ставрополь : АГРУС, 2011.

Оглавление

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
1 ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ОСНОВЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМ ПРЕДПРИЯТИЕМ	4
1.1 Электросетевое предприятие – сложный технический комплекс	4
1.2 Особенности построения и функционирования систем управления эксплуатационным обслуживанием и ремонтом электрических сетей.....	6
1.3 Организационные структуры производственных отделений и районов электрических сетей	11
1.4 Организация обслуживания и ремонта электрических сетей	23
1.5 Оперативно-диспетчерское управление электрическими сетями.....	27
1.5.1 Иерархия и задачи оперативно-диспетчерского управления.....	27
1.5.2 Оперативное обслуживание подстанций напряжением 35 кВ и выше	29
1.5.3 Оперативное и техническое обслуживание сетей напряжением 0,38-20 кВ	32
1.5.4 Оперативно-выездные бригады по обслуживанию распределительных электрических сетей	35
1.5.5 Технология выполнения работ оперативным персоналом в распределительных электрических сетях 0,38-20 кВ.....	41
1.6 Организация комплексного ремонта и технического обслуживания оборудования распределительных электрических сетей	48
1.7 Определение численности персонала электросетевых предприятий.....	51
2 ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ	57
2.1 Анализ возможных стратегий обслуживания электрооборудования	57
2.2 Планирование эксплуатационных мероприятий электросетевыми предприятиями.....	59
2.3 Использование сетевых моделей при планировании эксплуатационных мероприятий	65
2.3.1 Сетевая модель и ее основные элементы	65
2.3.2 Порядок и правила построения сетевого графика.....	67
2.3.3 Анализ сетевого графика	69
3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ И ХИЩЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ	76
3.1 Определение величины потерь	76
3.2 Мероприятия по снижению потерь энергии	81
3.3 Хищения электроэнергии в электрических сетях.....	88
3.3.1 Предпосылки для хищений электроэнергии.....	88
3.3.2 Способы хищения электроэнергии.....	92
3.3.3 Меры по обнаружению и предотвращению хищений электроэнергии	98

4 УЧЕТ И РАСЧЕТЫ ЗА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ	103
4.1 Приборы учета электроэнергии	103
4.2 Автоматизированные системы управления энергоресурсами	106
4.3 Расчеты за электроэнергию	112
5 ВЗАИМООТНОШЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ	117
5.1 Основные положения по регулированию взаимоотношений	117
5.2 Порядок заключения договора технологического присоединения энергоприемных устройств потребителей электроэнергии	119
5.3 Договор энергоснабжения	120
6 УПРАВЛЕНИЕ РЕЗЕРВНЫМ ФОНДОМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ ...	124
6.1 Задачи, возникающие при формировании резервного фонда	124
6.2 Расчет резервного фонда	126
6.2.1 Предпосылки и допущения, принимаемые при определении числа резервных элементов	126
6.2.2 Нормативный метод расчета резервного фонда	128
6.2.3 Аналитический расчет числа запасных элементов	130
6.2.4 Постановка и решение оптимизационной задачи по определению резервного фонда электрооборудования	133
7 ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	139
7.1 Учет технического состояния электроустановок	139
7.2 Оценка технического состояния объекта	141
7.2.1 Количественная оценка технического состояния объектов распределительных электрических сетей	141
7.2.2 Комплексная качественная оценка технического состояния объектов электрических сетей	143
8 РАБОТА С ПЕРСОНАЛОМ В ОРГАНИЗАЦИЯХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ	147
8.1 Технологические нарушения в работе объектов электроэнергетики	147
8.2 Работа с персоналом энергообъекта	149
8.2.1 Классификация и требования к персоналу энергообъекта	149
8.2.2 Подготовка по новой должности и допуск к самостоятельной работе	151
8.2.3 Инструктажи по безопасности труда	151
8.2.4 Организация работы с персоналом электросетевых предприятий	153
СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	156

