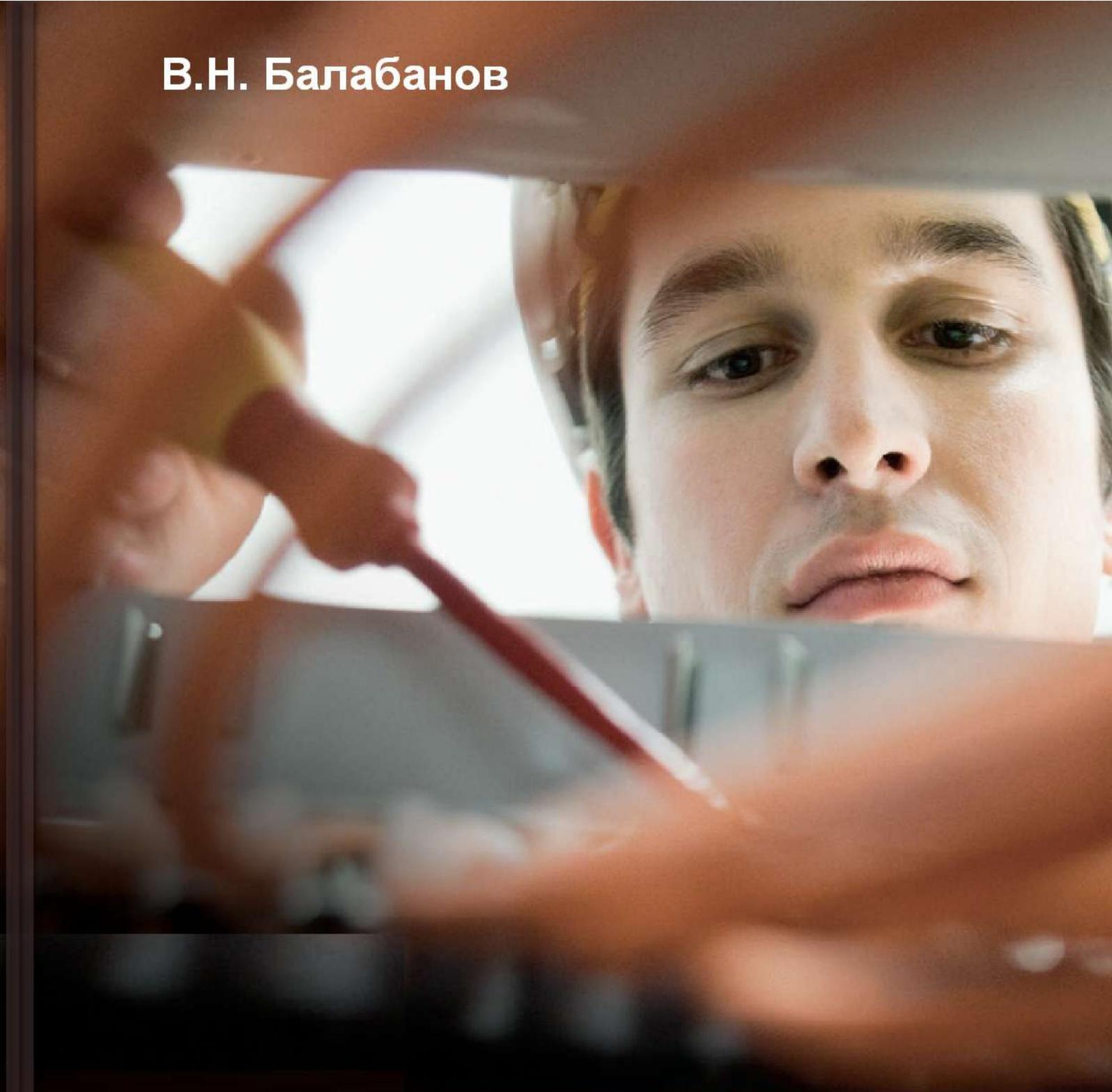


В.Н. Балабанов



**ДИАГНОСТИКА  
В СИСТЕМЕ ТЕХНИЧЕСКОГО  
ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА  
ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК**

В.Н. Балабанов

**ДИАГНОСТИКА  
В СИСТЕМЕ ТЕХНИЧЕСКОГО  
ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА  
ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК**



Учебное пособие

Хабаровск  
2003

УДК 621. 31(075. 8)

ББК 0 217

Б 200

Балабанов В.Н. Диагностика в системе технического обслуживания и ремонта электроустановок: Учебное пособие. – Хабаровск: ДВГУПС, 2003. - с.

В учебном пособии рассматриваются методы и средства контроля технического состояния объектов системы электроснабжения. Основное внимание уделено трансформаторам, кабельным и воздушным линиям. Анализируются задачи мониторинга качества напряжения по несинусоидальности и несимметрии, прогнозирования технического состояния переходных контактов и конденсаторов компенсирующей установки и тяговой подстанции.

Пособие предназначено для студентов департамента «Электроэнергетика» при изучении вопросов надежности и диагностирования объектов системы электроснабжения железной дороги переменного тока. Окажет существенную помощь студентам-дипломникам и специалистам при решении задач совершенствования технической эксплуатации электроустановок.

Рис. 20, табл. 11, список лит. – 26 назв.

Рецензенты:

## Содержание

Введение	
Термины и определения	
1. Структура эксплуатации .....	
1.1. Техническое обслуживание в системе эксплуатации электроустановок .....	
1.2. Изменения технического состояния электроустановок .....	
2. Место и роль технического диагностирования .....	
2.1. Методы диагностирования .....	
2.2. Стратегии технического обслуживания (ТО) и ремонта .....	
2.3. Алгоритмы диагностирования .....	
2.4. Контроль уровня надежности при ТО одностипных объектов .....	
2.5. Диагностические признаки, методы и средства контроля состояния объектов .....	
2.6. ТО, методы и средства определения места отказа в кабельной линии .....	
2.7. Обеспечение работоспособного состояния трансформатора .....	
2.7.1. Основные параметры контроля работоспособности трансформатора .....	
2.7.2. Хроматографический контроль трансформаторного масла .....	
2.7.3. Диагностирование электрооборудования приборами инфракрасной техники .....	
2.7.4. Контроль состояния трансформатора методом частичных разрядов .....	
2.7.5. Выявление деформации обмоток трансформатора .....	
2.7.6. Основные дефекты и требования к системе диагностирования трансформатора .....	
3. Надежность функционирования системы передачи и преобразования электрической энергии .....	
3.1. Функциональная надежность системы тягового электроснабжения .....	
3.2. Мониторинг качества электроэнергии по высшим гармоническим напряжения .....	
3. Мониторинг качества электроэнергии по несимметрии напряжения .....	
4. Диагностика и прогнозирование состояния конденсаторов компенсирующей установки .....	
5. Мониторинг и прогнозирование работоспособности заземленной шины тягового трансформатора .....	
6. Контроль работоспособности соединительных	

контактов и выключателей .....	
7. Прогнозирование остаточного ресурса трансформатора .....	
8. Диагностирование в стратегии технического обслуживания и ремонта по состоянию .....	

## Введение

Эффективное функционирование железнодорожного транспорта во многом зависит от надежности электроснабжения во всех его отраслях (хозяйства). Система электроснабжения железной дороги тесно связана с электроэнергетикой регионов, страны. Устройства электроснабжения рассчитываются на длительный срок службы, например срок службы высоковольтного силового трансформатора установлен 25 лет. В реальных условиях эксплуатации подобные объекты служат значительно дольше.

Для обеспечения надежной, безопасной и рациональной эксплуатации многочисленных электроустановок (ЭУ) необходим системный подход. Система технической эксплуатации железнодорожного транспорта включает в себя систему технического обслуживания (ТО) и ремонта электроустановок. Согласно ГОСТ 28.00 – 83 целью системы ТО и ремонта является управление техническим состоянием объектами в течение их всего срока службы или ресурса, вплоть до списания, обеспечения: заданный уровень готовности объектов к использованию по назначению и их работоспособность в процессе эксплуатации, минимальные затраты времени, труда, и средств на выполнение обслуживания и ремонта.

Электроэнергетическое хозяйство любого крупного промышленного предприятия, тем более железной дороги, обладает всеми признаками системы, которая должна удовлетворить в первую очередь требованиям надежности, безопасности и экономической эффективности. В хозяйстве силового высоковольтного электроснабжения одной из основных является проблема совершенствования ТО и ремонта электроустановок. Для большинства объектов системы электроснабжения заданы, как правило, паспортные характеристики надежности: срок службы, ресурс, интенсивность или параметр потока отказов, среднее время восстановления и др. С учетом этих характеристик при организации ТО и ремонта разрабатываются управляющие воздействия на объекты с целью обеспечения требуемых уровней надежности.

За длительное время в процессе эксплуатации объекты электроустановок подвергаются воздействию множества случайных причин, по-разному влияющих на их техническое состояние. Многообразие и стохастический характер воздействия эксплуатационных факторов на объекты ЭУ приводит к тому, что при одной и той же наработке или продолжительности эксплуатации даже однотипные объекты имеют различные технические состояния. В связи с этим наработка или календарный срок службы не могут характеризовать однозначно техническое состояние объектов в процессе эксплуатации. Таким образом, чтобы обеспечить принцип соответствия процесса технической эксплуатации объекта его

техническому состоянию, необходимы систематические проверки – диагностирование.

Результатом технического диагностирования является заключение о техническом состоянии объекта с указанием, при необходимости, места, вида и причины дефекта (неисправности). Следовательно, диагностирование должно быть согласовано с задачей и объемом системы ТО и ремонта определенной электроустановки или объекта. Эксплуатация электроустановок с учетом отмеченных требований позволит поддерживать надежность объектов на уровне установленных показателей при существенном снижении затрат.

В литературе производственного назначения излагаются четко сформулированные указания (правила, инструкции) обязательные к исполнению. Вместе с тем только по инструкции зачастую трудно обеспечить работоспособное состояние ЭУ. Будущий специалист (инженер электроэнергетик) должен быть достаточно ознакомлен с современными технологиями ТО, которые, не отвергая утвержденных инструкций, исключают отказ.

Учебное пособие, разработано с целью, дать студентам определенный объем знаний в области эксплуатации электроэнергетического оборудования с применением диагностирования и обработки результатов измерения на основе использования теории вероятностей и математической статистики. Материал пособия рассчитан на читателя, знающего основы теории надежности и показатели, по которым оцениваются свойства надежности электроустановок. Раздел функциональной надежности и мониторинга рассмотрен применительно к тяговому электроснабжению переменного тока.

### Термины и определения

№ п/п	Термины	Определения
1	Надежность	Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах в условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.
2	Периодичность технического обслуживания (ремонта)	Интервал времени или наработки между данным видом технического обслуживания (ремонта) и последующим таким же видом или другим большей сложности.
3	Потребитель электрической энергии	Предприятие, организация, учреждение, территориально обособленный цех, строительная площадка, квартира, у которых приемники электрической энергии присоединены к электрической сети и используют электрическую энергию.

№ п/п	Термины	Определения
4	Ремонт	Комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий и ресурсов изделий или их составных частей.
4'	Текущий ремонт	Ремонт, выполняемый для обеспечения и (или) восстановления работоспособности изделия и состоящий в замене и (или) в восстановлении отдельных его частей.
5	Ремонт по техническому состоянию	Плановый ремонт, при котором контроль технического состояния выполняется с периодичностью и объемом, установленным нормативно-технической документацией, а объем и момент начала ремонта определяется техническим состоянием изделия.
6	Капитальный ремонт	Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному ресурса изделий с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.
7	Система эксплуатации	Совокупность необходимых и достаточных для выполнения задач эксплуатации изделий, средств эксплуатации, исполнителей и документации, устанавливающей правила их воздействия.
8	Снятие с эксплуатации	Событие, фиксирующее невозможность или нецелесообразность дальнейшего использования по назначению и ремонта изделия и документально оформленное в установленном порядке.
9	Срок службы	Календарная продолжительность от начала эксплуатации изделия или ее возобновления после ремонта определенного вида до перехода в предельное состояние.
10	Техническое обслуживание (ТО)	Комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия при использовании по назначению, ожиданию, хранению и транспортированию.
11	Технический ресурс	Наработка изделия от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта определенного вида до перехода в предельное состояние.
12	Назначенный ресурс	Суммарная наработка изделия, при достижении которой применение по назначению должно быть прекращено.
13	Техническая эксплуатация	Часть эксплуатации, включающая транспортирование, хранение, техническое обслуживание и ремонт объекта.
14	Эксплуатация	Стадия жизненного цикла изделия (объекта), на которой реализуется, поддерживается или восстанавливается его качество.
15	Эксплуатационные документы	Документы, необходимые при использовании изделия по назначению, его обслуживании и ремонте, ожидании и транспортировании.

№ п/п	Термины	Определения
16	Электроустановка	Комплекс взаимосвязанного оборудования или сооружений, предназначенный для производства или преобразования, передачи распределения или потребления электрической энергии.

## 1. Структура эксплуатации

### 1.1. Техническое обслуживание в системе эксплуатации электроустановок

В соответствии с принятым в [1, 20] определением эксплуатация охватывает все состояния жизненного цикла объектов (электроустановок): использование по назначению (непосредственно работа ЭУ); техническое обслуживание (ТО); ремонт; ожидание (резерв); транспортирование и хранение. Цели и задачи эксплуатации заключается в том, чтобы обеспечить исправное или работоспособное состояние техники на всех этапах жизненного цикла – от приобретения до списания.

Техническое обслуживание, как составляющая эксплуатации, реализуется посредством комплекса работ по поддержанию исправного или работоспособного состояния объекта при использовании по назначению, при ожидании, транспортировании или хранении. Объем технического обслуживания зависит от состояния, в котором пребывает объект. Обычно предусмотрены: осмотры; испытания (проверки); опробования; мелкий ремонт (устранение выявленных при проверке недостатков) не требующий специальных управляющих воздействии.

При осмотре визуально, при необходимости с обходами и объездами, определяют состояние объекта (оборудования), выявляют дефекты его эксплуатации, нарушения техники безопасности, уточняют объем и состав работ, подлежащих выполнению при очередном ремонте. Результаты осмотра с обнаруженными неисправностями (дефектами) оборудования и замечаниями записывают в книгу осмотров и неисправностей.

Испытания (проверки) преследуют цель выявления скрытых дефектов оборудования и контроль за эксплуатационной надежностью и безопасностью обслуживания оборудования между двумя очередными ремонтами, которым, как правило, предшествует осмотр.

Опробования производят с целью определения исправности, или работоспособности, коммутационного оборудования, защит, устройств автоматики и телемеханики после любого вида ремонта или испытаний. Опробование осуществляется трехкратной подачей команды «включить» и «отключить» (непосредственно или косвенно) на подготовленное к работе присоединение. Периодичность эксплуатационных опробова-

ний назначается в соответствии с производственными инструкциями [1, 13, 20].

Ремонты оборудования производят с целью восстановления его исправности, или работоспособности, и восстановления ресурса. В зависимости от глубины и объема восстановительных работ ремонты подразделяются на плановые и неплановые. К плановым ремонтам относятся текущий, внеочередной и капитальный [1, 20]. Отметим, при капитальном ремонте объект (электроустановка) доводится до состояния исправности с полным восстановлением ресурса.

Из отмеченного выше следует, что ТО имеет системный характер и должно осуществляться по определенным программам, согласно которым организуется процесс ТО и его оценка. Проанализируем график изменения надежности объекта, см. рис. 1.1.

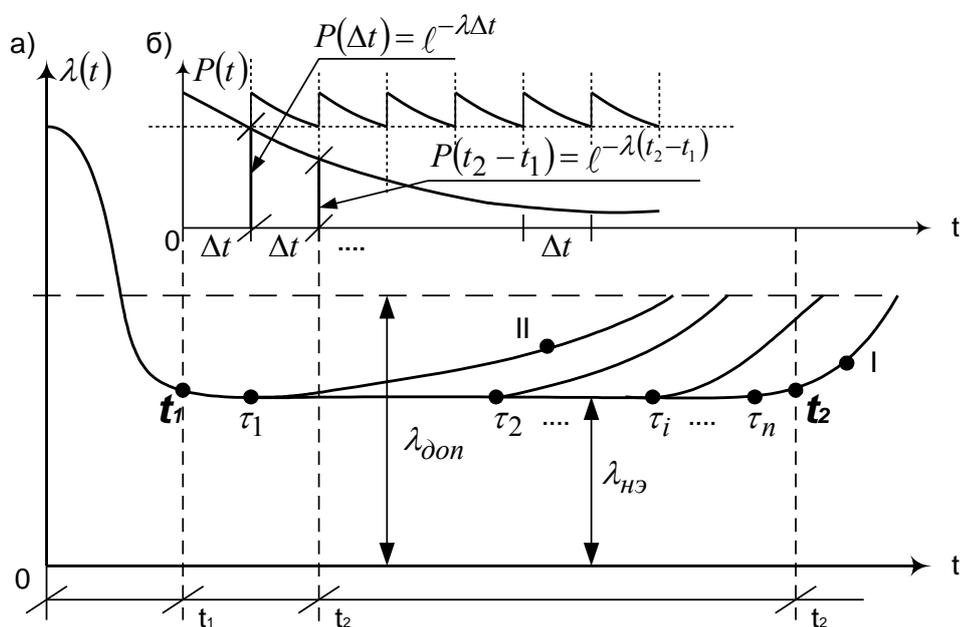


Рис. 1.1. Изменение надежности объекта: а) кривая жизни объекта; б) вероятность безотказной работы объекта при ТО через интервал

$$\Delta t \text{ при } \lambda = \text{const}, P(\Delta t) = e^{-\lambda \Delta t}$$

Как правило график  $\lambda(t)$ , см. рис. 1.1, а, имеет три характерных участка [18]:  $0 - t_1$  приработка;  $t_1 - t_2$  период нормальной эксплуатации;  $> t_2$  деградация. При изменении  $\lambda(t)$  по линии I на участке  $t_1 - t_2$   $\lambda = \text{const}$  – период нормальной эксплуатации. Для большинства объектов ЭУ он составляет до 10 и значительно более лет [15, 18, 19]. На участке  $\lambda = \text{const}$  объекты не изменяют своих свойств, дефекты (неисправности) появляются случайно по закону Пуассона. Вероятность безотказной работы объекта зависит от длительности интервала использования под нагрузкой. Если через время  $\Delta t$  производить кратковременное отключение объекта и, убедившись в исправности его вновь включить на последую-

щий отрезок  $\Delta t$  и т.д., получится пилообразный график  $P(t)$ , (см. рис. 1.1, б). Из этого графика видна роль ТО, когда используется только осмотр.

Объекты силовых ЭУ рассчитаны на длительный срок эксплуатации, естественно, подвергаются воздействию критических нагрузок, широкому изменению климатических факторов (температура, влажность, ветер, вибрации, солнечная радиация и др.). В связи с этим объекты электроэнергетики рассчитывают на максимальные нагрузки с повторяемостью один раз в пять лет, и десять или пятнадцать лет в зависимости от напряжения. При статистическом характере появления предельной нагрузки участок  $t_1 - t_2$  в реальной эксплуатации может многократно сокращаться переходя в линию II, когда с точки  $t_1$  наступает период деградации – резкое увеличение  $\lambda(t)$ .

При четко выраженном износовом характере изменения кривой  $\lambda(t)$  момент достижения предельного значения  $\lambda_{доп}$  во многом определяется сочетанием влияющих факторов. За время изменения  $\lambda_{н.э.} \leq \lambda \leq \lambda_{доп}$  необходимо стареющий объект заменить или отремонтировать. Поскольку участок нормальной эксплуатации реально изменяется в широких пределах, то точку  $t_i$ , когда  $\lambda(t) \geq \lambda_{н.э.}$ , необходимо определять с помощью средств диагностики. На участке  $\lambda_{н.э.} = \lambda_{const}$  вмешательство в работу ЭУ не только не снизит интенсивность внезапных случайных отказов, но при плохом качестве работ приведет к снижению надежности, к всплеску послеремонтных приработочных отказов. Следовательно при  $\lambda=const$  основной операцией ТО является осмотр, где большое значение имеют человеческий фактор и технические знания персонала. Одной из основных задач ТО является определение времени ухудшения надежности объекта, например  $\lambda(t) > \lambda_{н.р.}$ .

## 1.2. Изменения технического состояния электроустановок

Техническое состояние объекта – это состояние, которое характеризуется в определенный момент времени при определенных условиях внешней среды значениями параметров, установленных технической документацией на объект. За длительный срок эксплуатации любой объект электроустановки неизбежно в той или иной мере ухудшает свои характеристики. Факторы, влияющие на изменения технического состояния, можно разделить на конструктивно-производственные, определяющие начальное качество объектов и эксплуатационные, отражающие изменение технического состояния в процессе эксплуатации. Эксплуатационные факторы могут быть субъективными и объективными.

Субъективные факторы связаны с воздействием обслуживающего персонала и могут способствовать как повышению, так и снижению надежности. Они связаны с выбором правильных режимов эксплуатации

ЭУ, системой ТО, квалификацией обслуживающего персонала и качеством работы.

Объективные изменения параметров и характеристик ЭУ во времени являются следствием происходящих в них физико–химических процессов. Эти процессы очень сложны и природа многих из них изучена недостаточно. Многообразие и стохастический характер воздействия эксплуатационных факторов на элементы ЭУ вынуждают оценивать надежность посредством аппарата теории вероятностей и математической статистики [2, 8, 11, 18]. Таким же образом необходимо анализировать диагностирующие параметры ЭУ.

Для систематизации факторов, влияющих на состояние ЭУ следует составить таблицу, в которой представляются важнейшие параметры для контроля.

Таблица 1.1.

### Параметры, характеризующие состояние электроустановок

Вид Электроустановки	Параметр						
	Сопротивление изоляции	Сопротивление постоянному току	Ток несимметрии	Температура	Вибрация	Частичные разряды	tgδ (угол потерь)
Генераторы (двигатели переменного тока)	+	+	+	+	+	+	-
Трансформаторы, Реакторы	+	+	+	+	+	+	+
Выключатели	+	+	-	+	-	-	+
Воздушные Линии	+	-	+	-	+	+	-
Аппараты Управления Защиты	+	-	-	-	-	-	-
Кабели	+	+	+	+	-	-	+

Из табл. 1.1. видно, что число подлежащих контролю диагностирующих параметров в ЭУ изменяется от одного до 7 и более. Наиболее сложным объектом для контроля технического состояния является силовой маслонаполненный трансформатор. Рассмотрим некоторые параметры. Известно, что по результатам анализа трансформаторного масла можно выявить большинство дефектов в трансформаторе. Состояние масла характеризуется несколькими параметрами [15, 18]. Сте-

пень увлажнения масла можно определить по углу диэлектрических потерь  $tg\delta$  и электрической прочности  $E$ , (рис.1.2).

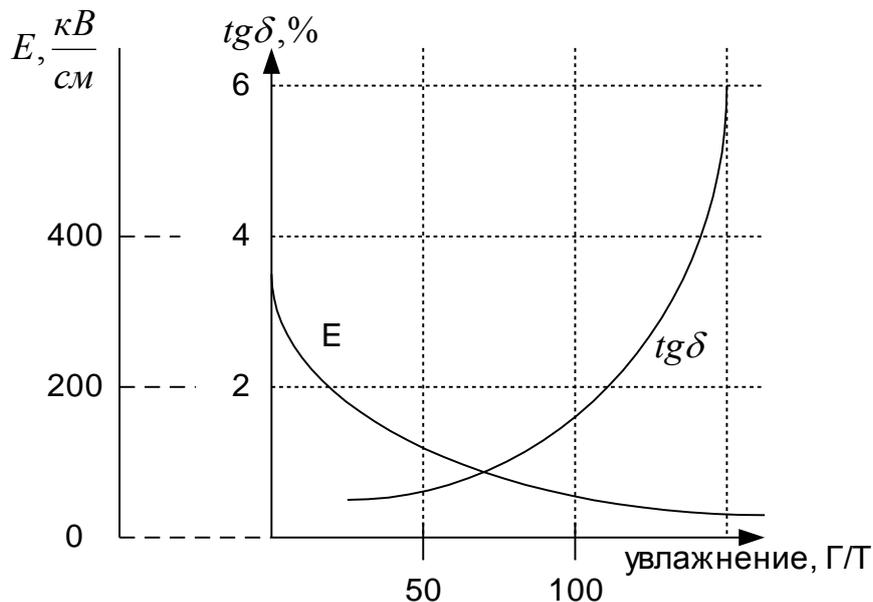


Рис.1.2. Зависимость  $tg\delta$  и электрической прочности  $E$  масла от увлажнения,  $\theta = 70^{\circ}\text{C}$

Значение  $tg\delta$  при температуре масла  $20^{\circ}\text{C}$  должно быть не более 3%. В диапазоне температур  $20^{\circ} \dots 90^{\circ}\text{C}$   $tg\delta$  не должен превышать 4%, [13]. По рис. 1.2 видно, что далее с увеличением влажности диэлектрические потери в масле начинают резко возрастать, особенно с  $tg\delta > 2 \dots 3\%$ . Следовательно необходимо увеличивать количество контрольных проверок, а в зоне предельного состояния,  $tg\delta = 3 \dots 4\%$ , переходить на непрерывный, отключая трансформатор (высоковольтные вводы) при достижении  $tg\delta \geq 4\%$ .

Подобную картину можно наблюдать при ухудшении переходного контакта (увеличения сопротивления) медь – алюминий, алюминий – сталь и др. С ухудшением переходного сопротивления в системе ТО нужно адекватно росту сопротивления переходного контакта увеличивать количество контрольных проверок. Естественно это можно осуществить на основе автоматизированных измерительно – вычислительных комплексов [1, 15]. Статистика показывает, что каждый сороковой – пятидесятый токопроводящий контактный узел имеет повышенную температуру и находится в состоянии близком к критическому [18]. В связи с этим важно учесть, что период изменения нагрузки в тяговой сети составляет время около суток. Следовательно, максимальная токовая нагрузка (температура), которую надо контролировать, может появиться как случайная величина в течение суток. При таких технологических режимах необходимо за период повторяемости нагрузки определить веро-

ятность превышения нагрузкой (тока, напряжения, температуры) заданного предельного значения, когда происходит основное ухудшение параметров объекта. Таким образом, объективную картину изменения (ухудшения) параметров ЭУ можно получить с помощью приборов, которые работают в автоматическом режиме длительное время.

## 2. Место и роль технического диагностирования

### 2.1. Методы диагностирования

Общим понятием теории надежности и технической диагностики является работоспособность. Состояние объекта, при котором значения всех диагностических признаков, характеризующих способность объекта диагностики (ОД) выполнять заданные функции, соответствуют установленным требованиям, называется работоспособным. В этом случае говорят, что объект (ЭУ) функционирует штатно. Если объект неработоспособен (не выполняет всех необходимых функций), то он функционирует не штатно.

Диагностирование может осуществляться различными методами. Метод диагностирования – совокупность операций, действий, позволяющих дать объективное заключение о техническом состоянии объекта. Различают рабочее и тестовое диагностирование. При рабочем диагностировании состояние объекта оценивается по выходным параметрам при подаче на его входы рабочих воздействий. При тестовом диагностировании состояние объекта оценивается по его реакции, вызываемой подаваемыми на его входы специальными тестовыми воздействиями. Метод диагностирования предусматривает определенный алгоритм, в соответствии с которым выполняются операции (воздействия) при проведении диагностирования.

Состояние объекта диагностирования оценивается по диагностирующим признакам (ДП). Диагностический признак – это параметр или характеристика, используемая при диагностировании и несущая информацию об изменении (ухудшении) состояния ОД.

В электрической сети необходимо анализировать две группы параметров: первая позволяет оценить электроэнергию с точки зрения потребителя; вторая – состояние сети (ЭУ) как надежного и безопасного канала передачи энергии. К первой группе относятся: частота, напряжение, ток, мощность, угол сдвига между током и напряжением, а так же ряд параметров, характеризующих качество электроэнергии.

Ко второй группе следует отнести: сопротивление изоляции, электрическая емкость и другие параметры, оценивающие качество изоляции и элементов конструкции сети.

В зависимости от условий диагностирования и особенностей ЭУ обычно решаются следующие задачи.

1. Контроль работоспособности – производится сравнение значений диагностических признаков ОД с требованиями технической документации и определение на этой основе вида технического состояния проверяемого объекта в данный момент.

2. Поиск места и определение причины дефекта (отказа). Эта задача решается в случае, когда ОД утратил работоспособность или она значительно снизилась по сравнению с предыдущей проверкой.

3. Прогнозирование изменения состояния объекта.

Прогнозирование особенно важно для высоконадежных и наиболее ответственных объектов, например высоковольтных силовых трансформаторов. Для железных дорог, электрифицированных на переменном токе, необходимо обеспечить не только надежность оборудования ЭУ, но и качество электроэнергии. Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения, коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности и др. Качество электроэнергии неразрывно связано с надежностью функционирования ЭУ системы электроснабжения. В таких системах требуется определять вероятность того, что значение выходной функции объекта, например коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения, не выйдет за пределы, записанные в ГОСТ 13109 – 97. Вероятность выполнения ЭУ заданных функций, плотность распределения выходного параметра (коэффициента), необходимы для прогнозирования и мониторинга ОД.

Диагностирование возможно на всех стадиях жизненного цикла ЭУ: при проектировании, изготовлении (монтаже), эксплуатации.

Работоспособность ЭУ можно оценить при использовании по назначению (рабочее диагностирование) или подавая на нее внешнее воздействие и наблюдая за ее реакцией (тестовое диагностирование). Состояние объектов в процессе функционирования оценивается по различным внешним признакам: нагрев определенных его частей или общее тепловое поле, электрическое поле, вибрации и т.д., см. рис. 2.1.

Применительно к Силовому (тяговому) высоковольтному трансформатору из 12 признаков, приведенных на рис. 2.1, практически необходимы все. Можно утверждать, что чем больше используется диагностирующих признаков тем точнее состояния трансформатора. В настоящее время успешно внедряются в практику контроля устройства, использующие диагностирующие признаки нижнего ряда таблицы, (рис. 2.1).

Для сложных, ответственных ЭУ применяется как рабочее, так и тестовое диагностирование. Последнее осуществляется как в рабочем, так и в резервном состоянии ЭУ. Тестовое диагностирование требует специальных генераторов, вырабатывающих сигналы тестового воздействия [16, 18, 22].

Диагноз ставится путем выявления (всеми доступными оператору методами) симптомов неисправного состояния (наличия дефекта), определения без разборки фактических значений структурных параметров объекта и методического их сопоставления с допустимыми отклонениями от нормального уровня (номинала), соответствующего техническим условиям (ТУ).



Рис. 2.1. Методы рабочего диагностирования ЭУ

Как правило диагностические сигналы (температура, вибрация, частичные разряды, и др., см. рис. 2.1) необходимо преобразовать в электрический сигнал (напряжения). Преобразование физических явлений, используя которые работает исследуемый объект, в электрический сигнал позволяет автоматизировать процесс диагностирования. С помощью современных информационно-вычислительных комплексов (ИВК) типа «Омск», «Эрис» и др., созданных на основе ПЭВМ, анализируемый диагностический сигнал можно исследовать за длительное время, период повторяемости – сутки и более. При этом, рассматривая изменения исследуемой величины как случайный процесс, можно получить законо-

мерность изменения диагностируемого параметра за период повторяемости, определить время превышения его допустимого значения, прогнозировать техническое состояние контролируемого объекта.

На вход регистрирующего прибора (ИВК) диагностирующий сигнал должен поступать как относительная величина:

$$\eta = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_{\max}}, \quad (2.1.)$$

где  $U_{\max}$  и  $U_{\min}$  – соответственно максимальное и минимальное напряжения преобразованного диагностируемого натурального параметра (температура, сопротивление, частичные разряды и др.). Как видим, диагностирующий параметр  $\eta$  может изменяться в диапазоне  $0 \dots 1$ . Для оценки технического состояния достаточно сравнить измеренный параметр  $\eta_i$  со значением  $\eta_{\text{доп}}$ , соответствующего нормам ТУ. Если  $\eta_i < \eta_{\text{доп}}$ , то объект работоспособен и подлежит дальнейшему использованию по назначению. Если же  $\eta_i > \eta_{\text{доп}}$ , то объект необходимо вывести из работы для ремонта, или замены однотипным исправным. Таким образом, задача постановки диагноза сводится к определению параметра  $\eta$  и сравнению его со значением  $\eta_{\text{доп}}$ . Рассмотрим пример. Производится диагностирование  $n$  однотипных объектов, рассчитанных на длительную работу и у которых со временем техническое состояние ухудшается. Следовательно  $\eta_i(t)$  монотонная случайная функция времени  $t$ , соответствующая контролируемому параметру  $i$ -го объекта.  $\eta^{**}$  - предельно допустимое значение параметров  $\eta_i(t)$ , пересечение (превышение) которого приводит к отказу  $i$ -го изделия. Дополнительно вводится  $\eta^*$  - наименьшее предотказное значение параметра. Из рис. 2.2 видно, что идентичные по назначению, изготовленные по одной и той же технологии в одинаковых условиях эксплуатации из-за многообразия воздействия случайных факторов объекты срывают свой ресурс за разное время:  $T_1 < T_p < T_2 \dots < T_i < \dots < T_n$ . Следовательно, организовывая эксплуатацию по ресурсу при наработке объектом  $t = T_p$  последний необходимо заменить или отремонтировать. В соответствии с рис. 2.2 объекты 2... $n$  будут заменены, не отработав установленного по ТУ ресурса.

Интервал  $\Delta\eta = \eta^{**} - \eta^*$  определяет упреждающий допуск. Тогда область  $0 - \eta^*$  изменения диагностирующего параметра соответствует исправному состоянию объекта. Область  $\eta^{**} - \eta^*$  изменения  $\eta_i(t)$  соответствует работоспособному состоянию  $i$ -го объекта с наличием дефекта. Следовательно, за время  $t(\Delta\eta)$  необходимо устранить выявленный при диагностировании дефект в объекте путем замены или ремонта последнего. Область  $\eta \geq \eta^{**}$ ,  $\eta^* = 1$  соответствует отказу – (неработоспособному) состоянию объекта.

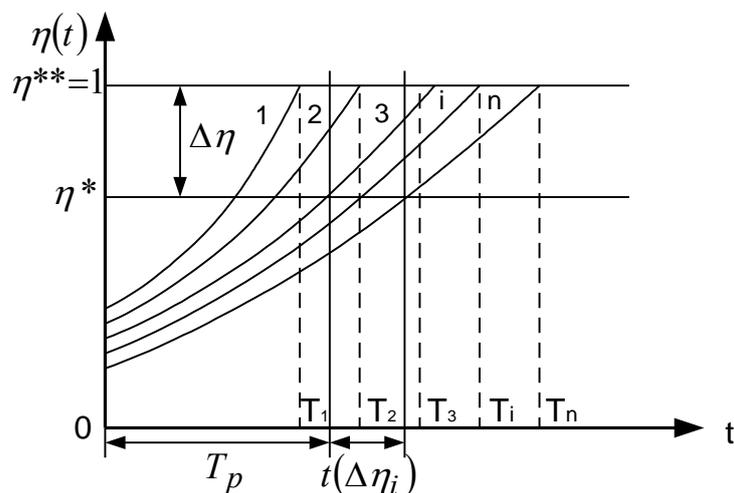


Рис. 2.2. Взаимосвязь моментов отказа,  $T_1 \dots T_n$  с износом объектов;  $T_p$  – ресурс анализируемого типа объектов

Таким образом, при наличии диагностирования предоставляется возможность оптимизировать управляющее воздействие по времени и глубине (сложности) ремонтной операции. В зависимости от условий эксплуатации ЭУ, с учетом многообразия воздействия случайных факторов, организация ТО с решением задач оптимизации времени воздействия, величины затрат и обеспечения надежности привод к большому количеству стратегий ТО и ремонта электроустановок [18, 23]. Естественно выбранной стратегии ТО и ремонта должна соответствовать определенная глубина диагностирования.

## 2.2. Стратегии технического обслуживания и ремонта

Стратегия технического обслуживания и ремонта представляет собой совокупность принятых принципов, правил и управляющих воздействий по поддержанию и восстановлению эксплуатационных свойств объектов (ЭУ) при минимуме затрат трудовых и материальных ресурсов, способов организации технического обслуживания и ремонта, и необходимой для этого производственно-технической базы.

Стратегии можно классифицировать по типу исходной информации о состоянии объектов. Использование информации о состоянии объектов в виде факта «отказал» или «не отказал» приводит к применению моделей непараметрических стратегий ТО. Непараметрические стратегии ТО могут быть двух типов: по состоянию и наработке. Организация ТО по стратегии «по наработке» не требует затрат на диагностику и в связи с этим не требуется высокая квалификация обслуживающего персонала. Но при этом почти никогда ресурс не срабатывает полностью, см. рис. 2.2. Поскольку фактическое состояние объекта неизвестно, то для предотвращения отказа стараются сократить срок проведения очеред-

ного воздействия, что приводит к недоиспользованию ресурса. Кроме этого в такой стратегии вероятны отказы.

При использовании параметрических стратегий ТО «по состоянию» предполагается диагностирование, что дает возможность наиболее полно использовать ресурс объекта и предотвратить отказ.

Вид стратегии ТО можно характеризовать по следующим признакам. По информации об объекте – параметрическая и непараметрическая; назначения сроков проведения управляющих воздействий (УВ) – по наработке или состоянию; по глубине УВ – с минимальным или полным восстановлением; по типу отказа – с частичным или полным отказом; по индикации – при наличии или отсутствии индикации отказа; по резервированию – при наличии или отсутствии резервирования объекта.

Структурная схема наиболее распространенных стратегий ТО изображена на рис. 2.3.



Рис. 2.3. Наиболее распространенные признаки организации ТО

При организации ТО по признакам 1, 2, (см. рис. 2.3.) диагностирование присовокупляется к плановым проверкам технического состояния объекта (осмотр, испытания, опробования, текущий и плановый ремонт), предусмотренные техническими указаниями по эксплуатации или производственными инструкциями [1, 18, 23].

Признаки 3, 4 указывают на выполнение ТО с широким использованием методов и средств диагностирования. Как уже отмечалось, по такой стратегии необходимо производить диагностирование особо ответственных объектов. Своевременно не устраненный отказ приводит к значительным материальным затратам, снижению электробезопасности, вплоть до летального исхода.

При значительном количестве однотипных объектов и технологической трудности профилактической проверки их ТО организуется по признаку 5 (после отказа), например изоляторы в высоковольтной линии

электропередачи. Диагностирование не производится, с заменой или ремонтом отказавшего объекта выполняется ограниченный объем диагностики. При ТО по признаку 5 из-за отсутствия систематического контроля технического состояния объектов вопрос периодичности ТО и ремонта решается чаще всего на основе субъективных данных, которые не отражают фактического технического состояния объектов.

Существует определенная взаимосвязь между принятой стратегией ТО и допусками на диагностические параметры, см. рис. 2.4.

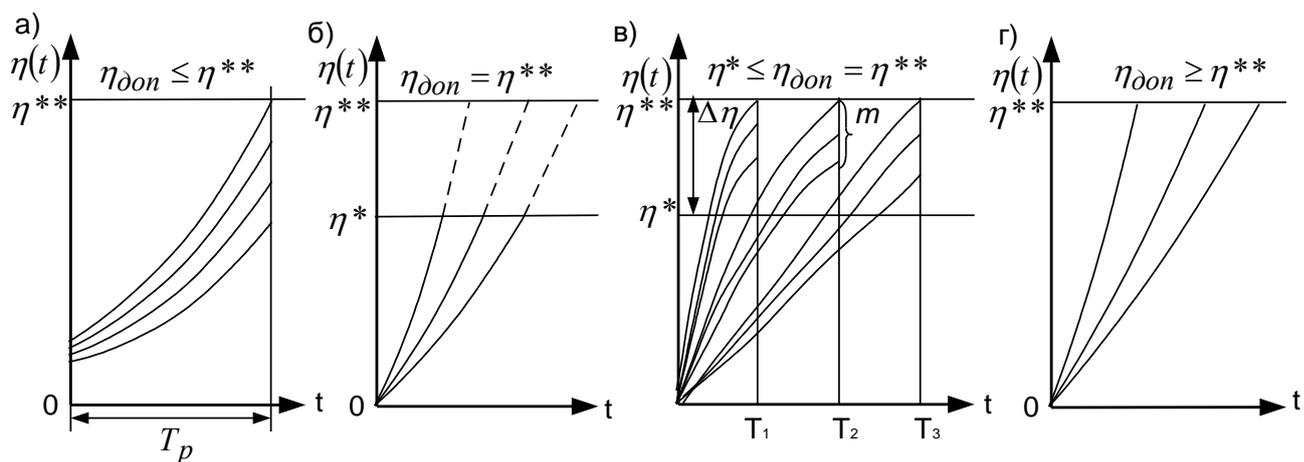


Рис. 2.4. Взаимосвязь с допусками на диагностические параметры:  
 а) по ресурсу; б) с непрерывным контролем;  
 в) с периодическим контролем; г) после отказа

В стратегии ТО по ресурсу, рис.2.4, а, на основании технических условий на эксплуатацию объекта задаются  $T_p$  и  $\eta_{don} = \eta^{**}$ , см. рис. 2.2. Упреждающий допуск  $\Delta\eta$  не вводится. Обычно принимается  $\eta_{don} = \eta^{**}$ .

При непрерывном контроле, рис. 2.4, б, целесообразно ввести интервал  $\Delta\eta$  (допуск). Лучшие показатели функционирования объекта достигаются при  $\Delta\eta = 0$ ,  $\eta_{don} = \eta^{**}$ , тогда каждый однотипный объект реализует наработку, соответствующую  $\eta^{**}$ .

В стратегии ТО с периодическим контролем, рис. 2.4, в, из технологических соображений замена или ремонт объектов производится при достижении величин  $T_1, T_2, T_3, \dots$ , обычно приуроченного к плановым работам. К примеру на интервале  $T_1 \dots T_2$  в зоне упреждающего допуска  $\Delta\eta$  оказалось  $m$  объектов, соответственно которые будут отремонтированы или заменены. При такой организации ТО и ремонта оказывается возможным сконцентрировать материальные и людские ресурсы, повысить качество работ и эффективность использования электроустановок. Особенно это характерно для сложных объектов.

Эксплуатация объектов с использованием стратегии ТО, где каждый объект работает до отказа, широко распространена в мировой практике, рис. 2.4, г. техническое обслуживание каждого подконтрольного одно-

типного объекта заключается в проведении осмотра, регулировке, обнаружении и устранении отказа (без разборки сложной ЭУ).

Применительно ко всему парку однотипных объектов для установления  $\eta_{доп}$  необходим контроль уровня надежности, что предполагает: организацию оперативного сбора и обработки информации о надежности, позволяющую определять фактический уровень надежности; оперативное сравнение фактического уровня надежности с нормативным и выполнения анализа возможных последствий увеличения (уменьшения) отказов. Совершенствование методов контроля надежности дает стратегию ТО по состоянию с контролем уровня надежности [18, 23]. Данная стратегия позволяет значительно снизить эксплуатационные затраты, благодаря чему ее применение расширяется во многих отраслях производства. Отметим, что для эффективного применения стратегии с контролем уровня надежности необходима система анализа влияния всевозможных причин на техническое состояние объектов, т.е. диагностирования. Особое место при применении стратегии ТО с контролем уровня надежности занимают выбор и назначение допустимого (нормативного) уровня надежности, по которому назначается  $\eta_{доп}$ .

### 2.3. Алгоритм диагностирования

Определение технического состояния объекта в зависимости от стадии жизненного цикла, на которой он находится, решается путем диагностирования при проектировании, монтаже (изготовлении), эксплуатации. Алгоритм диагностирования объекта при использовании вероятностных характеристик изображен на схеме рис. 2.5.

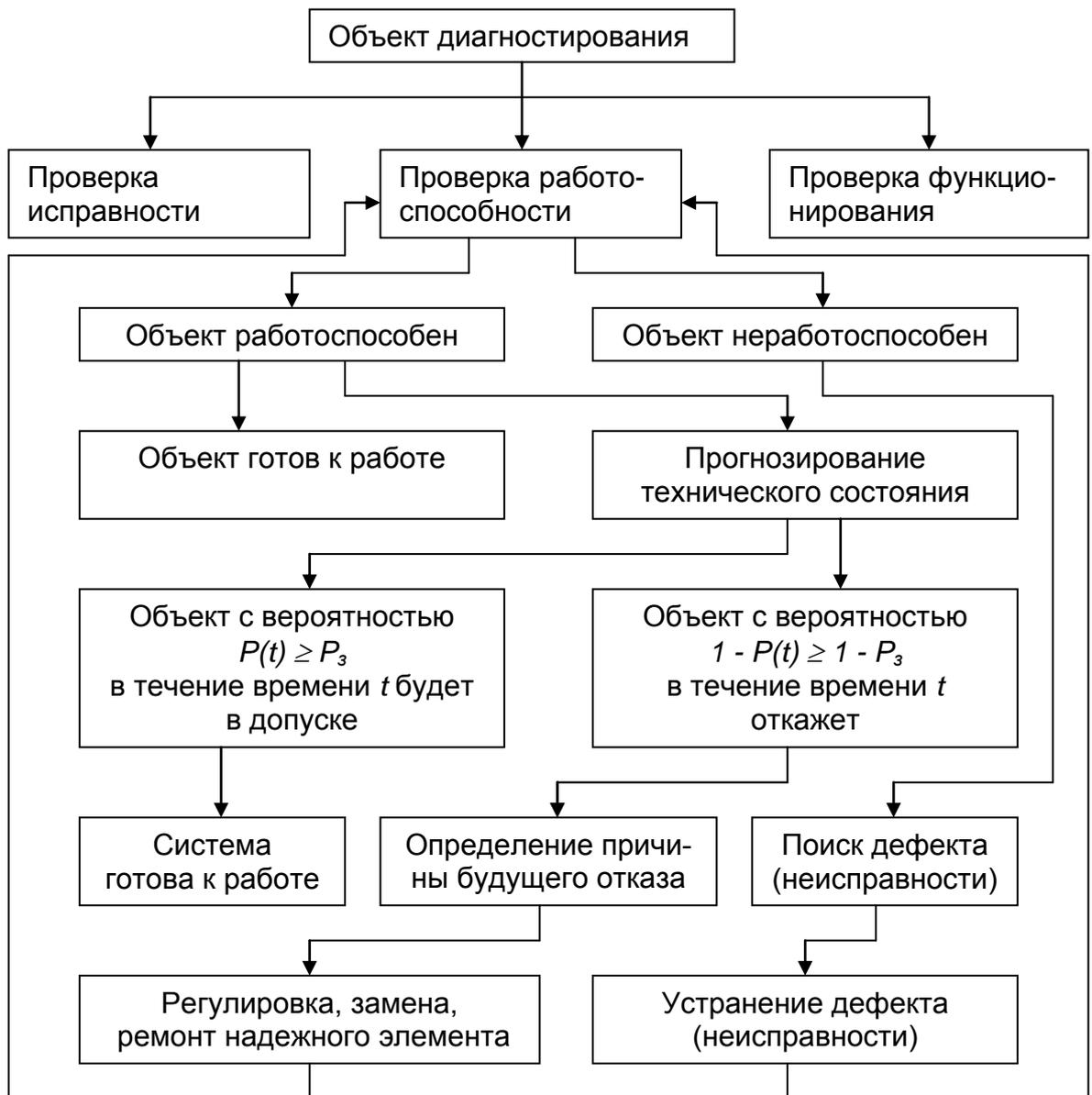


Рис. 2.5. Схема технического диагностирования объекта

Если получена функциональная зависимость  $\eta(t)$ , то можно считать, что задача диагностирования объекта по искомому признаку решена, включая прогнозирование. Как правило в реальных условиях эксплуатации такие задачи решаются вероятностными методами, например с помощью вероятности безотказной работы  $P(t)$ . Задаваясь допустимым уровнем надежности  $P_3$  по алгоритму рис. 2.5 производится диагностирование.

#### 2.4. Контроль уровня надежности при ТО однотипных объектов

В электрических сетях любого класса напряжения и назначения используется большое количество однотипных объектов (проводов, изоляторов, трансформаторов, коммутационных аппаратов и т.д.). Контроль

уровня надежности совокупности однотипных объектов осуществляется вероятностно-статистическими методами.

В большинстве объектов ЭУ со значительными сроками наработки определение данных крайне затруднено. В этих условиях более предпочтительно применение стратегии ТО с контролем уровня надежности. Исходной информацией для расчетов является: число однотипных объектов  $N$  в системе; число отказов  $n$ , выявленных за контрольный период времени, при этом характеризуются: вид отказов, место их проявления, причина и последствия; наработка  $T$  однотипных объектов за контрольный период; стоимость отказавших объектов и их замены. Фактический уровень надежности  $P_{\phi}$  однотипных объектов определяется на основе отмеченных выше статистических данных. Заданный уровень надежности, как допустимый, определяется в предположении Пуассоновского потока распределения отказов:

$$P_{зад} = \sum_{n=0}^{n=ВГР} \frac{(\omega \cdot T)^n}{n!} e^{-\omega T}, \quad (2.2.)$$

где  $n = ВГР$  – верхняя граница регулирования, соответствующая допустимому значению количества отказов, когда вероятность достигает  $P_{зад}$ ;  $\omega$  - запланированный параметр потока отказов;  $T$  – наработка однотипных объектов за контрольный период;  $n$  – число отказов за контролируемый период.

Для определения  $n = ВГР$ , которая является верхней границей регулирования, требуется знать  $P_{зад}$ . Обычно она задается на основе предыдущих значений  $P$  и экономических соображений. В зарубежной практике, например [23], для определения  $ВГР$  принимают  $P_{зад} = 0,975$ . Это означает, что выброс числа отказов за  $ВГР$  происходит случайно с вероятностью 0,025. На практике такую величину можно считать маловероятной. Превышение указанного значения предполагает наличие неслучайных (закономерных) причин отказов. Для устранения этих причин необходимо произвести анализ, разработать и выполнить мероприятия по повышению надежности подконтрольного типа объектов. При наличии ряда расчетов, к примеру ежемесячных, ежегодных появляется возможность объективной оценки эксплуатационной надежности и эффективности мероприятий по снижению отказов до уровня ниже  $ВГР$ . Как следует из сказанного, контроль за уровнем надежности производится путем сравнения количества фактических отказов  $n_{\phi}$  и  $ВГР$ . Выполнение неравенства  $n_{\phi} < ВГР$  говорит о том, что можно продолжать эксплуатацию данного типа объектов. При  $n_{\phi} \geq ВГР$  необходим детальный анализ отказов подконтрольных объектов, разработка мероприятий по повышению их надежности и оценка экономической целесообразности использования стратегии ТО с контролем уровня надежности. Применительно к

высоковольтным ЭУ возможности широкого применения анализируемой стратегии должны быть проверены по вопросам безопасности.

## 2.5. Диагностические признаки, методы и средства контроля состояния объектов

В условиях эксплуатации в первую очередь необходимо обеспечить работоспособность электроустановок. При многообразии воздействующих факторов за длительное время объем и содержание контрольных проверок приходится увеличивать. Например для силового трансформатора явно недостаточно контроля таких важнейших характеристик как: сопротивление изоляции обмоток; тангес угла диэлектрических потерь  $tg\delta$ ; отношения  $C_2/C_{50}$  и  $\Delta C/C$ , [21].

В таблице 2.1 показана взаимосвязь диагностических признаков, методов и средств контроля электроустановок.

Таблица 2.1.

### Диагностические признаки, физические закономерности проявления дефекта, методы и средства контроля

Диагностический признак	Физическая закономерность проявления дефекта	Методы и технические средства контроля состояния объекта
1	2	3
1. Снижение электрической прочности	Старение (деструкция). Увлажнение. Изменение изоляционного расстояния.	- Измерение $tg\delta$ - (измерительный мост Р-2026; установка М-4000; измерение сопротивления мегомметром на 2500 В; аппарат АКИ-70 (АИМ-90). - Визуальный контроль, бинокли, линзы, эндоскопы, волоконно – оптические устройства. - Оптический метод. - Метод проникающего излучения (рентгено и гамма графирование) – электро-рентгенография электрических кабелей и муфт.
2. Ухудшение диэлектрических характеристик изоляции	Изменение электрической емкости. Изменение диэлектрической проницаемости. Возрастание тока утечки. Рост значения $tg\delta$ .	- Емкостный метод. - Контроль частотных характеристик. - Измерительный мост Р-2026, установка М-4000. - Специальные схемы непрерывного контроля изоляции по изменению частотных характеристик.

Продолжение табл. 2.1.

	2	3
3. Изменения распределения напряжения	<p>Появление акустических сигналов.</p> <p>Появление электромагнитных сигналов в диапазоне 3-13 мкм.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Оптический метод (бинокли, использование фотоумножителей, электронно-оптические преобразователи).</li> <li>- Тепловизионный метод.</li> <li>- Акустический метод.</li> <li>- Зависимость акустической эмиссии от напряжения на высоковольтной изоляции.</li> <li>- Измерительные штанги ШИ-35 и др.</li> </ul>
4. Частичные разряды	<p>Появление электромагнитных сигналов.</p> <p>Появление акустических сигналов.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Метод акустической эмиссии.</li> <li>- Средства инфракрасной техники, электронно-оптический дефектоскоп «Филин-3», «Филин-6» и др.</li> <li>- Ультразвуковой дефектоскоп ДУК-66ПМ.</li> <li>- Тепловизоры МФ-20 тВ, Икар-3, ТВ-03, АГА 782, «Ирис-200» и др. [16, 18].</li> </ul>
5. Появление продуктов разложения твердой и жидкой изоляции	<p>Появление различных газов.</p> <p>Появление воды и кислот.</p> <p>Появление растворимых газов в масле аппаратов.</p> <p>Изменение физико-химических свойств изоляционного материала.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Визуальная проверка.</li> <li>- Метод хроматографирования (приборы ЛМХ-80, «Модель 370», Агат и др. [18]).</li> <li>- Электрохимический сигнализатор водорода.</li> <li>- Использование мегомметра, фронтографа 2500 В.</li> </ul>
6. Перегрев контактов и отдельных частей электроустановки	<p>Инфракрасное излучение.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Метод амперметра – вольтметра для измерения переходного контакта.</li> <li>- Оптический метод.</li> <li>- Вихретоковый метод.</li> <li>- Инфракрасный и тепловизионный контроль (тепловизоры НФ 20тВ, Икар-3, ТВ-03, Рубин 2, Янтарь МТ, пирометры Икар, ИКД, Термопоинт-90 и др. [16, 18])</li> <li>- Инфракрасный термометр типа ИК-10Р и др.</li> <li>- Инфракрасный сканер «Super-E».</li> <li>- Термоиндикаторные краски.</li> <li>- Оптические люминисцентные датчики.</li> </ul>
7. Электромагнитные высоковольтные переходные процессы	<p>Спектр высокочастотных сигналов.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Метод импульсов на частотах до 500 кГц.</li> <li>- Метод частотных характеристик (выявление деформаций обмоток).</li> <li>- Электронный осциллограф типа С9-8.</li> </ul>

Продолжение табл. 2.1.

1	2	3
8. Изменение спектрального состава токов и напряжений	Гармоники нулевой и обратной последовательности. Искажение кривых тока и напряжения.	- Осциллограф цифровой запоминающий типа С9-8. - Информационно-вычислительный комплекс (ИВК) типа «Омск», «Эрис» и др. - Моделирование процессов. - Методы теории вероятностей и математической статистики.
9. Ухудшение характеристик несущих и фиксирующих элементов электроустановки	Деградация железобетона. Коррозия металла. Износ при трении. Местный отжиг цветного металла. Изменение положения объекта в пространстве.	- Методы: физики твердого тела, сопротивления материалов, теоретической механики. - Использование физических эффектов. - Вагон – лаборатория контактной сети (ВИКС-76, вагон НИИЭФА). - Инфракрасный дефектоскоп ИКД. - Пирометр «Термопоинт 90» фирмы AGEMA (Швеция) и др. [18]. - Диагностирование электрокоррозии (устройства АДО-2М, «Диакор», ИДА-2. Измерение толщины защитного слоя бетона – прибор ИЗС-10М; прочность бетона – приборы: «Бетон-5»; УВК-1М; УК-12П; УК-14ПМ – диагностирование железобетонных опор контактной сети и др. [18].

Значительный перечень методов и средств диагностирования объектов электроустановок обусловлен рядом причин и в частности тем, что в эксплуатации необходимо обеспечить высокую надежность их с выявлением предотказных состояний. Отказ с коротким замыканием в высоковольтных силовых установках сопряжен со значительными технико-экономическими затратами. При выборе системы диагностирования следует учесть:

1. Находящиеся в эксплуатации силовые высоковольтные трансформаторы системы электроснабжения территориально разобщены, находятся в различных режимах потребления мощности, объем и содержание статических данных о надежности их как правило различны. Диагностирование осуществляется для одного трансформатора.

2. Возможности восстановления силовых трансформаторов в месте установки, вне заводских условий, ограничены.

3. Конструктивно подстанции выполнены так, что не все трансформаторы можно диагностировать под рабочим напряжением.

4. Интенсивное влияние факторов окружающей среды при диагностировании ВЛ 6(10) ... 220 кВ под рабочим напряжением ограничивает

применение и без того трудоемких технологий использования прибора типа «Филин» или измерительных штанг.

5. В кабельных линиях как правило при диагностировании производится поиск точного места повреждения (пробоя). Определение предотказного (предельного) состояния кабеля связано с большими сложностями, чем в воздушной ВЛ.

## 2.6. Техническое обслуживание, методы и средства определения места отказа в кабельной линии

Высоковольтные кабельные линии, сооруженные в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок (ПУЭ) и эксплуатируемые согласно соответствующих технических указаний, служат десятилетиями и более лет. За это время по различным случайным причинам появляются неисправности, развиваются дефекты вплоть до отказа. Основные причины повреждения силовых кабелей: воздействие высоких температур различного рода источников тепла; коррозия металлических оболочек кабелей из-за наличия блуждающих токов и агрессивных грунтов; механические повреждения в результате недопустимых изгибов кабеля; превышение допустимой разности уровней между высшей и низшей точками расположения кабеля по трассе; недостаточная компенсация температурных изменений в кабеле из-за укладки его без запаса по длине; несоблюдение температурных режимов при прокладке кабелей.

Техническое обслуживание кабельных линий усложняется тем, что подавляющая часть их прокладывается в земляных траншеях. Основные операции ТО: обход трасс и осмотр кабельных линий с периодичностью, предписанной соответствующими правилами (например ПЭЭП – правила эксплуатации электроустановок потребителей, [20]); контроль за нагрузкой и нагревом кабелей и сравнение их с паспортными по проверяемому кабелю; контроль за коррозией металлических оболочек кабелей и разработка мер борьбы с ней; профилактические испытания кабелей [16].

Кабельные линии подвергаются профилактическим испытаниям в плановом порядке. Своевременное проведение испытаний повышает эксплуатационную надежность, так как выявляются слабые места и доводятся до пробоя, вследствие чего уменьшается количество отказов кабелей, используемых по назначению. Кабель с бумажной изоляцией испытывается повышенным выпрямленным напряжением продолжительностью 10 мин: кабель на 6 кВ должен выдерживать 36 кВ, кабель 10 кВ соответственно 60 кВ, а 35-ти киловольтный должен выдержать 175 кВ, при другой изоляции испытательные напряжения естественно так же другие [14]. Кабельные линии 3 – 35 кВ, во время эксплуатации получившие отказы, подвергаются испытаниям на реже 1 раз в год.

Силовые кабели напряжением 2 кВ и выше необходимо 1 раз в год так же подвергать испытанию мегомметром на 2500 В. Проверку кабелей напряжением до 1000 В выполняют только мегомметром 1000 - 2500 В.

Максимально допустимые температуры жил силовых кабелей лежат в пределах 60 ... 90<sup>0</sup>С, в зависимости от изоляционного материала и номинального напряжения. У кабеля с бумажной пропитанной изоляцией  $U = 35$  кВ длительно допустимая  $\theta_{доп} = 60^0\text{С}$ , а у кабеля  $U = 1$  кВ с тем же изоляционным материалом  $\theta_{доп} = 80^0\text{С}$ . Лучшей теплостойкостью обладают кабели с изоляцией жил на основе вулканизирующего полиэтилена или резины повышенной теплостойкости,  $\theta_{доп} = 90^0\text{С}$ . На основе использования термометра, выполненного в виде зонда, можно достаточно просто измерять температуру в необходимом месте [26]. Измеряемая температура в пределах  $-50 \dots +300^0\text{С}$  посредством электронного датчика в виде напряжения 0 ... -5 В подается на аналоговый вход ИВК. Таким образом можно получить зависимость  $\theta(t)$  за период повторяемости (сутки), по (2.1) организовать диагностику кабеля по температуре в труднодоступном для контроля месте кабеля получить закономерность изменения температуры как случайной величины, например плотность распределения.

Для выявления интенсивности коррозии металлической оболочки кабеля необходимо систематически замерять блуждающие токи. Основным источником этих токов является рельсовый транспорт постоянного тока. Особенно тщательно контроль необходим на участках сближения или пересечения трасс кабеля и рельсов. При измерениях требуется прибор МС-08 или М-416 и измеритель почвенных потенциалов ЭП-1М или М-231, [21]. Блуждающий ток посредством электронного датчика можно легко передать на аналоговый вход ИВК и получить информацию о закономерности коррозионного старения кабеля за период повторяемости тока нагрузки в рельсах, т.е. автоматизировать процесс диагностирования кабеля.

Вышеперечисленные мероприятия технического обслуживания (осмотр, периодические профилактические испытания и т. д.) производятся, как правило, в плановом порядке и предназначены для обеспечения работоспособного состояния кабельной линии. В существующих условиях эксплуатации по все возможным случайным причинам происходят отказы электроустановок. В [19] представлены усредненные показатели надежности элементов систем электроснабжения. В табл. 2.2 показаны важнейшие показатели надежности кабельных линий, из расчета на 1 км линии.

Таблица 2.2.

## Показатели надежности кабельных линий напряжением 1 ... 35 кВ

Напряжение, кВ	Наработка на отказ, лет	Время восстановления, час	Время простоя, час
до 1	10	24	-
6 ... 15	13,3	16	2
20 ... 35	31,2	16	2

Отказ кабельной линии связан со значительным интервалом ее восстановления (ремонта). В интервале восстановления значительную долю составляет время поиска места отказа. В табл. 2.3 показаны характерные отказы элементов кабельных линий системы электроснабжения железных дорог России [18].

Таблица 2.3.

## Распределение отказов кабельных линий по элементам

Элемент линии	Доля отказов, %, *)
Муфта	10/4
Кабельная вставка	5/8
Концевая воронка	10/8
Кабель	75/80
Всего	100/100

\*) – В числителе приведены данные для высоковольтных, в знаменателе – низковольтных линий.

Из табл. 2.3. видно, что независимо от класса напряжения линии отказы в подавляющем большинстве происходят в визуально трудно определимом месте – кабеле. Из характерных причин отказов (механические – 36,3%, электрический пробой – 29,7%, пережоги – 14,2%, прочие – 19,8%) только при механических остаются видимые следы произошедшего или явные признаки отказа. В остальных случаях место отказа необходимо определять с помощью специальной аппаратуры. В зависимости от вида и места происшедшего повреждения или отказа рекомендуются определенные методы и приборы поиска отказа.

Данные табл. 2.2 указывают на значительное время восстановления кабельных линий. Существенно сократить это время можно за счет выбора прибора, принцип работы которого должен соответствовать методу, дающему лучшие результаты при определении места не только отказа, но и дефекта (предотказного состояния) кабеля, см. табл. 2.4. Многообразие видов отказов и условий их проявления в эксплуатации приводит к необходимости детально знать методы определения мест отказов кабеля.

Таблица 2.4.

## Методы определения места отказа изоляции кабеля \*)

Вид отказа	Напряже- ние пробоя, кВ	Переходное сопротивление (после прожи- гания, Ом	Метод определения зоны отказа	Метод точного определения места отказа
1	2	3	4	5
Замыкание жилы на оболочку	До 25	0-40	Импульсный петлевой	Измерение потен- циалов накладной рамки
		40-200	Импульсный, колебательного разряда, петле- вой	Акустический, измерения потенциалов
		200-300	Колебательного разряда, петле- вой	Акустический
Замыкание двух или трех жил между собой (и на землю) в одном ме- сте	До 25	0-40	Импульсный петлевой (если есть неповре- жденная жила)	Индукционный
		40-200	Импульсный, колебательного разряда	Акустический, индукционный
		200-300	Колебательного разряда	То же
Двойное замыкание на землю	0,25	0-200 200-3000	Импульсный петлевой, колебательного разряда	Акустический (с предваритель- ным разрушением мостика)
Обрывы то- копроводя- щих жил без замыкания на землю	До испыта- тельного	Выше $10^6$	Импульсный, колебательного разряда, емкостной	Акустический
Обрывы то- копроводя- щих жил с замыканием на землю	До 10	0-200, с дожиганием до 2-х фазного к.з.	Импульсный	Индукционный
		Выше 200	Колебательного разряда	Акустический
Заплываю- щий пробой	От 8 до испыта- тельного	Выше $10^7$	Колебательного разряда	Акустический

\*) – методы расположены в порядке предпочтительности применения

На основе этих знаний можно обоснованно выбрать аппаратуру для определения места повреждения от отказа кабеля. Характеристики приборов и их возможности описаны в [18]. Используя рекомендации табл. 2.4 легко выявить предотказное состояние кабеля, определить место дефекта, прожечь кабель, произвести восстановление (ремонт) его на минимальном отрезке. Такой подход позволяет сократить перерывы в электроснабжении, затраты на поиск отказа и ремонт кабеля, рационально использовать средства диагностики, т.е. в совокупности повысить надежность кабельной линии.

## 2.7. Обеспечение работоспособного состояния трансформатора

### 2.7.1. Основные параметры контроля работоспособности трансформаторов

В условиях существующих требований на эксплуатацию, технологий изготовления и ремонта силовых трансформаторов в нашей стране сложились следующие усредненные основные показатели надежности высоковольтных трансформаторов, [19].

Таблица 2.5.

$S_{T.ном},$ МВА	$U_{ном},$ кВ	Параметр потока отказа $\omega, 1/год$	Средняя наработка на отказ $T, лет$	Среднее время вос- становления $T_B, час$	Частота текущих ремонтов $\mu_T, 1/год$	Продолжи- тельность текущих ремонтов $T_{p.T}, час$
До 2,5	6-20	0,016	62,5	50	0,25	6
	35	0,01	100	40	0,25	6
2,5-7,5	6-20	0,08	12,5	120	0,25	8
	35	0,007	142	65	0,25	26
10-80	110-150	0,014	71	70	0,75	28
	220	0,035	28,5	60	0,75	28

Из табл. 2.5 видно, что при относительно высокой средней наработке на отказ, составляющей десятки лет и более,  $T > 100$  лет, на восстановление (ремонт) трансформатора приходится значительное время,  $T_B > 50$  час. Несколько большее значение  $T_B$  приводятся в [15]. Такие показатели указывают на необходимость искать способы повышения надежности наиболее ответственных элементов электроустановок – трансформаторов. В связи с этим уместно отметить правило «триады надежности»: надежность закладывается при проектировании, обеспечивается в производстве (изготовлении) и поддерживается в эксплуатации. Здесь основное внимание уделяется обеспечению работоспособности ЭУ в эксплуатации.

Согласно [1, 20] эксплуатация силовых трансформаторов производится по системе ППР – планово-предупредительных ремонтов. Контролю и анализу подлежат параметры, поддержание которых на уровне нормируемых обеспечивает работоспособное состояние трансформатора: нагрузка (ток), уровень напряжения, температура, характеристики масла и изоляции. Более качественное проведение ТО можно обеспечить с помощью лучших современных типовых испытательных средств. Этим требованиям удовлетворяет, к примеру, мобильная испытательная установка M – 4000 компании «Doble» (США). С помощью установки измеряется:  $tg\delta$ ,  $C_x$  под рабочим напряжением; параметры ХХ, КЗ, коэффициент трансформации. Мегомметр «Megger BM-25» компании «AVO International» (Англия). Микроомметр большого тока «High Current Resistance Meter - 2292» - измеритель сопротивления постоянному току обмоток трансформатора, (Швейцария).

Устройства охлаждения, регулирования напряжения, защиты и другие элементы должны содержаться в исправном состоянии. Практически все названные параметры характеризуются как случайные функции со своими закономерностями изменения за период повторяемости, сутки и более. Поэтому определение искомого параметра в заданный момент времени, по плану, может отличаться от фактического и с какой-то вероятностью даже превышать заданный норматив.

Большое количество силовых трансформаторов у нас в стране, в том числе и на железных дорогах, отработали нормативный срок службы,  $T_{сл} = 25$  лет. Следовательно повышается вероятность ускоренного старения изоляции трансформатора, см. рис. 1, рис. 1.2. Становится необходимым, кроме плановых профилактических испытаний, производить автоматизированное диагностирование искомого параметра по стратегиям ТО, изображенных на рис. 2.4, б, в. Автоматизированное диагностирование по средством ИВК (АК) позволит не увеличивать штат персонала, обслуживающего электроустановку.

Известно, что значительная доля трансформаторов эксплуатируется с нагрузками намного меньшими номинальных. Естественно, трансформаторы с качественным ТО, в соответствии с типовыми правилами и инструкциями, имеют завышенный остаточный ресурс. У таких трансформаторов можно сократить объем ремонтов, особенно дорогостоящих капитальных. Широкое применение методов и средств контроля фактического состояния устройств позволяет реализовать принцип обеспечения соответствия процесса технической эксплуатации процессу изменения их технического состояния, получая при этом экономическую выгоду.

Качественное выполнение ТО позволяет обеспечить лучшие показатели функционирования трансформатора. В системе тягового электропитания Дальнего Востока стремятся как можно реже регулировать напряжение посредством РПН. Вместе с тем в [20] записано: устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) должны быть постоянно

в работе. Персонал предприятия обязан поддерживать соответствие между напряжением сети и напряжением, установленным на регулируемом ответвлении трансформатора. Это одно из требований эффективного использования силового трансформатора по назначению. При значительном диапазоне колебания напряжения (25-29 кВ) без РПН на тяговой обмотке часто напряжение подолгу держится около 29 кВ и более. При таком напряжении трансформатор работает неэффективно – возрастают дополнительные потери мощности в стали магнитопровода трансформатора и он нагревается. При больших нагрузках персонал для поддержания напряжения в тяговой сети на необходимом уровне вынужден прибегнуть к переключению позиций РПН.

При длительных интервалах нахождения РПН в неизменном положении контактные стержни и кольца системы переключения покрываются оксидной пленкой. Чтобы разрушить оксидную пленку и создать хороший контакт, рекомендуется перед каждым переключением предварительно прокручивать переключатель не менее 5-10-и раз из одного крайнего положения в другое. Это делается при отключенном трансформаторе. Для очистки от шлака оксидов контактных систем переключателей типа РПН их тоже следует регулярно, через каждые шесть месяцев «прогонять» по всему диапазону регулирования (с 1-го по  $n$  –е положение) по 5-10 раз в каждую сторону [13,20].

С точки зрения надежности ни нормальные эксплуатационные, ни аварийные перегрузки трансформатора (если ток не превышает 200% номинального) не могут ограничивать работу РПН. При нагрузке выше допустимой специальная блокировка запрещает срабатывание переключающего устройства. Физическое состояние РПН, без смены контактов, естественно зависит от переключаемого тока. При токе до 1000 А допускается выполнение не менее  $6 \cdot 10^4$  переключений. Инструкцией завода – изготовителя допускается выполнение с помощью РПН ориентировочно  $10^5 \dots 20^5$  переключений, после чего РПН подвергается профилактическим испытаниям с заменой контакторных устройств. Как видим РПН обладает достаточно высокой переключающей способностью. Применительно к тяговому трансформатору, когда в сутки требуется выполнить до 10-20 переключений, средняя наработка на отказ составляет не менее 10 лет. С учетом плановых проверок и качественных ремонтов в эксплуатации можно обеспечить высокий коэффициент готовности РПН.

Следует отметить, что отказ РПН автоматически ведет к выводу из работы трансформатора, т.е. к отказу последнего. Поэтому на практике РПН используют редко, что вызывает отмеченное выше окисление контактов, коммутацию токов с образованием электрической дуги с последующим обгоранием или оплавлением (залипанием) контакторов. При попытке повернуть переключающий механизм происходит отказ всего РПН – требуется сложный ремонт. РПН конструктивно встроен в бак

трансформатора, ремонт его связан с выводом трансформатора из работы на длительное время. Своевременное и качественное ТО позволяет сократить объем ремонтных работ и диагностики. Такое соотношение между ТО и объемом диагностических работ особенно характерно для сложных объектов. Выше сказанное относится к трансформаторам, оснащенных переключателями ответвлений обмоток без возбуждения (ПБВ). Согласно [1, 20] правильность выбора коэффициента трансформации должна проверяться на месте не менее двух раз в год – перед наступлением зимнего максимума и летнего минимума нагрузки. Технически грамотное и своевременное регулирование напряжения с помощью ПБВ позволяет снизить скорость износа трансформатора и повысить качество напряжения.

### 2.7.2. Хроматографический контроль трансформаторного масла

В правилах [20] указано, что текущие ремонты трансформаторов производятся по мере необходимости. Периодичность текущих ремонтов устанавливает ответственный за электрохозяйство предприятия. Уточнить срок ремонта позволяет качественное диагностирование объекта по развивающемуся дефекту. Одним из объектов, подлежащих неоднократному контролю, является трансформаторное масло. У масла необходимо проверять  $tg\delta$ , определить пробивное напряжение аппаратом АИМ-90 (лучше КРН-901), с помощью аппаратуры «ПТОК-945» провести контроль загрязнения трансформаторного масла, выполнять Кулонометрический анализ влаги в масле или с помощью прибора МКС-3П (Япония) проверить влагосодержание и наличие механических примесей. В настоящее время используется ряд приборов контроля  $tg\delta$  под напряжением: система R-1500, испытательная установка М-4000. По отдельной методике производить хроматографический анализ газов, растворенных в масле.

Настоящими правилами [20, 21] в обязательном порядке предусмотрен хроматографический анализ газов. Хроматографы постоянно совершенствуются. В реальном трансформаторе процессы, вызывающие газовыделение, происходят одновременно при ухудшении изоляционных свойств различных материалов (масло, бумага, картон, дерево, пластмасса, изоляционный лак и др.). Состав газов, выделяющихся при повреждениях, развитии дефектов разнообразен. С помощью одного из современных хроматографов типа «Кристалл 2000» можно измерить 7 компонентов растворенных в трансформаторном масле газов: водород, метан, этан, ацетилен, этилен, окись и двуокись углерода.

Состав газов, сигнализирующих о дефекте и их концентрация, зависит от конструкции трансформатора, индивидуальных особенностей дефекта и места взятия пробы. В трансформаторах, расширители которых имеют сообщение с воздухом, по мере приближения к месту дефекта

концентрация этих газов растет. В трансформаторах с азотной защитой выделившиеся газы постепенно скапливаются над поверхностью масла. В трансформаторах с пленочной защитой выделившиеся газы в основном растворены в масле.

Анализ газов, растворенных в масле, обеспечивает раннее выявление дефектов и, следовательно, является наиболее предпочтительным способом диагностирования. Диагностирование позволяет определить объекты (элементы трансформатора) с дефектами, скорость развития дефектов, объяснять их характер и оценить степень опасности. Одним из наиболее часто используемых признаков оценки является концентрация диагностических газов. На основе установленных предельных (граничных) значений концентрации анализируемых газов, производится сравнение фактической концентрации и делается заключение о состоянии масла по газам и об элементах изоляции с дефектами.

В табл. 2.6 дан пример состава газа в баке трансформатора при характерных повреждениях [15].

Таблица 2.6.

Состав газа, выделившегося в герметичных трансформаторах при различных повреждениях, \*)

Вид повреждения	Относительная концентрация газа, %								
	H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>
Дуга в масле; разряд с острия на границе масло - газ	100	-	4	2	23	3	-	-	-
Местные перегревы	89	-	2	100	2	100	12	13	-
Тепловое или электрическое разрушение:									
фенольных смол;	33	83	100	77	2	4	9	2	-
пропитанного маслом картона;	19	54	100	22	4	4	9	6	20
картона из целлюлозы;	11	48	100	17	4	4	13	7	22
изоляции проводов (целлюлоза)	45	64	100	19	1	-	8	4	3

\*) – за 100% принято наибольшее содержание анализируемого газа в пробе хроматографа.

Как видно из табл.2.6 хроматографирование дает обоснованную картину для анализа вида повреждения и оценки работоспособности изоляции.

Обычно предельно допустимые значения газа определяются статистически как верхняя с определенной вероятностью границ и значений концентрации диагностических газов всей совокупности эксплуатируемых трансформаторов без явных признаков каких-либо дефектов. Приближение измеренных значений концентрации к предельным свидетельствует об увеличении износа изоляции, а достижение предельного значения – это отказ. Если еще не произошло отказа, трансформатор необходимо отключить и вывести в ремонт. Из табл. 2.6 видно, что для систематизации серии проб по заданному количеству трансформаторов требуется математическая обработка информации, получение закономерностей изменения концентрации анализируемого газа на основе математической статистики и теории вероятностей, например плотности распределения концентрации газа. В хроматографе «Кристалл-2000» предусмотрено сопряжение с ПЭВМ. Таким образом обеспечивается:

- цифровая обработка результатов хроматографического анализа трансформаторного масла;
- получение графического изображения хроматограмм с характерными признаками для соответствующих компонентов, обнаруженных во взятой пробе масла;
- количественное определение таких компонентов как в примере табл. 2.6;
- сравнение текущих значений показателей качества трансформаторного масла с предельно-допустимыми значениями;
- выдача рекомендаций по обработке и регенерации трансформаторного масла (в случае необходимости);
- оценка технического состояния трансформатора по результатам хроматографического анализа;
- возможность передачи информации о трансформаторах, имеющих критические значения качества трансформаторного масла, для экспертной оценки в головной организации. Технология отбора пробы для хроматографирования трансформаторного масла и структурная схема установки представлены в [18].

В [22] описан алгоритм контроля на основе меньшего объема информации, апробированный в Японии. При диагностировании определяются концентрации газов и суммарная концентрация горючих газов:  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$  и  $C_2H_2$ . С учетом предыдущих измерений рассчитывается средняя скорость роста концентрации. Полученные данные сравниваются с граничными значениями, при превышении которых трансформатор относится к группе «опасность» или «повреждение». При превышении границы «опасность» частоту отбора проб следует увеличить. Данные для анализа сгруппированы в табл. 2.7.

Таблица 2.7.

## Значения концентрации газов

Класс трансформатора	Концентрация растворенных газов, мкл/л						Скорость образования горючих газов, мкл/л, за год
	Сумма горючих газов	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	CO	
U <sub>НОМ</sub> 220 кВ,	1000	О п а с н о с т ь					350
S более 10 МВА		400	200	150	300	300	
U <sub>НОМ</sub> 220 кВ, S более 10 МВА	700	400	150	150	200	300	250
U <sub>НОМ</sub> 500 кВ, все тр-ры	400	300	100	50	100	200	150
U <sub>НОМ</sub> 220 кВ, S до 10 МВА	2000	П о в р е ж д е н и е					100
U <sub>НОМ</sub> 220 кВ, S более 10 МВА		800	400	300	600	600	
U <sub>НОМ</sub> 500 кВ, все тр-ры	800	600	200	100	200	400	40

По реализованному по табл. 2.7 алгоритму можно составить объективное представление о техническом состоянии трансформатора и его дальнейшей работе на основе хроматографирования. По данным табл. 2.7 можно получить и другие характеристики диагностирования [22].

### 2.7.3. Диагностирование электрооборудования приборами инфракрасной техники

Любое оборудование имеет свою рабочую температуру отличную от 0<sup>0</sup>С. располагая термограммой можно получить общую картину распределения температуры по всей конструкции электроустановки – поле температур. Изменение распределения температур на поверхности соответствующего узла и является основой для диагностирования. Диагностирующим параметром, значения которого определяются тепловым состоянием объекта, является его температура. Относительная простота контроля, наглядность получения данных, бесконтактный способ получения информации, высокая производительность и отсутствие необходимости вмешательства в рабочие режимы оборудования определили широкую область применения методов диагностирования по тепловым проявлениям дефектов.

Практический интерес для рассматриваемых задач контроля имеет излучение в инфракрасной области (ИК – излучение). Это излучение занимает область спектра – от видимого (красного) света до диапазона радиоволн, т.е. с длинами волн от 0,76 мкм до 1мм. Наибольшее значение для контроля теплового состояния объектов имеют длины волн 3 ... 5 и 8 ... 14 мкм. При температуре объекта 300 К (27<sup>0</sup>С) в диапазоне 3 ... 5 мкм излучается лишь 1,3% теплого потока; на диапазоне 8 ... 14 мкм приходится 26,4% излучения, что делает его предпочтительным [22].

В практике контроля электрооборудования наибольшее распространение получили два вида приборов, использующих ИК – излучение: пирометры и тепловизоры. Пирометр позволяет измерить поток излучения части поверхности объекта, перекрывающей его поле зрения (измерительное поле зрения). При наличии сведений об излучающей способности этой поверхности по данным измерений определяется ее температура.

Тепловизор – устройство визуального наблюдения тепловых полей объектов. Современные тепловизоры кроме получения видимого изображения нагретых объектов по их тепловому излучению позволяет измерить их тепловые (температурные) поля, т.е. получить количественную характеристику теплового состояния.

Тепловизор обеспечивает возможность панорамного обзора всего оборудования распределительного устройства. Таким образом, достаточно быстро могут быть выявлены объекты с повышенным тепловыделением. Определение температуры этих элементов лучше производить пирометром, обеспечивающим большую точность измерения и более удобным в применении. В энергетике тепловизор используется совместно с пирометром: сначала с помощью тепловизора выделяются объекты зоны с повышенным нагревом, а затем используется пирометр для точного определения более нагретых мест. В последних модификациях тепловизоров уже установлен датчик показаний температуры. Способ диагностирования на основе ИК – излучения в мировой практике быстро прогрессирует. По данным [15] в табл. 2.7 представлены характеристики ряда тепловизоров.

Таблица 2.7.

### Характеристики тепловизоров

Характеристики	МФ-20 ТВ	Фирма IWTECO	Икар-3	АГА-782 Швеция	ТВ - 03	TRI – 94003L
1	2	3	4	5	6	7
Диапазон температур 0 <sup>0</sup> С	0...200	-200... ...+200	3...200	-20...900	0...200	-20... ..+1500
Минимальный разрешенный период, 0 <sup>0</sup> С, )	0,5	0,05	2	0,1	0,2	< 2%

Продолжение табл. 2.7.

1	2	3	4	5	6	7
Длительность действия, м	2 - ∞	-	0,5...3	1,1...3,3	0,5...∞	4,9
Время непрерывной работы, г	2	5	8	-	-	-
Масса, кг	8	3	0,95	1,6	90	4,9

\*) – на уровне 30<sup>0</sup>С

Самая маленькая полнофункциональная ИК – камера в мире ThermaGAM E2: ее вес (включая аккумулятор) 0,7 кг; диапазон измеряемых температур –20...+250<sup>0</sup>С. Предназначена для повседневных проверок элементов электроустановок и механических объектов, трубопроводов, изоляции, зданий и сооружений. Для тепловизионного (термографического) диагностирования в настоящее время используются отечественные и зарубежные тепловизоры моделей: 700, 760, ТН–5104, ТН-7102, ИФ-20ТВ «порубай», АГА: тепловизионные измерительные системы TRI-94005L фирмы IWTECO; TVS 120S и другие. Тепловизионная система обладает большими возможностями. Например система TVS 120S при технических параметрах:

- диапазон измеряемых температур –10 ....+950, <sup>0</sup>С;
- чувствительность 0,2, <sup>0</sup>С;
- изображение на экране цветное на 4” (дюйма);
- габариты 248x113x231, мм;
- масса 3,8, кг.

Обладает следующими функциональными возможностями:

- измерение температурного диапазона;
- многоточечное измерение температуры;
- фиксирование максимальной температуры;
- авто чувствительность;
- запись изображения на дискету, 3,5”;
- «заморозка» изображения;
- усреднение кадров.

Фирмой «Энергоаудит» (Россия) освоен выпуск комплекта для тепловизионного обследования «Термограмма». Комплектация: тепловизор «Иртис-200»; пирометр С-110 «Факел»; термометр ТК-5м.

Наиболее массовым объектом теплового (инфракрасного) контроля в электроустановках являются контактные соединения в открытых и закрытых распределительных устройствах. В электроэнергетике выявлено следующее распределение дефектов по контактам; болтовые соединения – 48%; спрессованные – 6%; сварные швы – 2%; контакты разъединителей – 43%; проводники и кабельные сети – 1%. Из статистики применения ИК – приборов известно, что каждый сороковой – пятидесятый

узел из проверенных в контактной сети электрифицированной ж.д. Имеет повышенную температуру [18].

К массовым объектам теплового контроля относятся также изоляторы (особенно фарфоровые) любой схемы подключения, на вводах силовых трансформаторов и выключателей, шин распределительных устройств.

ИК – диагностике должны подлежать разрядники и другие элементы электроустановок. Тепловизионный метод особенно эффективен в установках высокого и сверхвысокого напряжения. Тепловизионный метод в новых нормативных документах по испытаниям электрооборудования принят как основной метод диагностирования контактных соединений распределительных устройств и ЛЭП. На рис. 2.6 показан усредненный график интенсивности отказов силовых трансформаторов 220-500 кВ из-за повышенного нагрева токоведущих соединений [22].

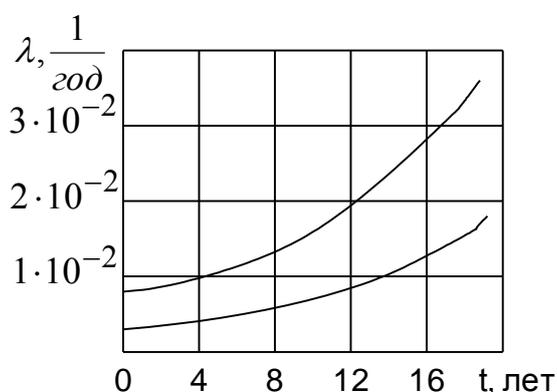


Рис. 2.6. Интенсивность отказа трансформаторов из-за повышенного нагрева токоведущих соединений

Из рис. 2.6 видно, что контроль нагрева необходимо осуществлять длительно, следовательно, автоматизировано.

Компания «Диалог» (Москва) для диагностирования объектов ЛЭП и подстанций создала электронно-оптический дефектоскоп «Филин-6». В нем преобразуется ультрафиолетовое излучение разрядных процессов в видимое и выдается на экран. «Филин-6» выявляет дефекты:

- нарушение целостности жил ЛЭП;
- нарушение заделки опорных изоляторов и наличие поверхности микротрещин фарфора;
- наличие и оценка степени загрязнения любых изоляторов;
- пробитые фарфоровые изоляторы в гирлянде;
- дефекты монтажа контактных соединений;
- работа после захода солнца (белая ночь);
- работа на скорости 50 ... 250 км/час.

#### 2.7.4. Контроль состояния трансформатора методом частичных разрядов

При нынешнем состоянии российской электроэнергетики, когда основное оборудование в значительной доле выработало свой ресурс, на первый план выходят задачи контроля работоспособности. Диагностические методы должны ответить на вопрос на сколько возможно обеспечить надежную и безопасную эксплуатацию силового высоковольтного оборудования. В такой ситуации очень перспективен метод контроля состояния высоковольтной изоляции установок по характеристикам частичных разрядов (ЧР), возникающих задолго до полного пробоя изоляции. Этот метод позволяет выявлять дефекты изоляции на самых ранних стадиях их возникновения, отслеживать их развитие, оценивать текущее состояние изоляции и возможность обеспечить дальнейшее работоспособное состояние оборудования.

Наличие ЧР свидетельствует о процессах разрушения изоляции. В зависимости от места возникновения эти разряды могут разрушать или твердую, или жидкую изоляцию. В случае с твердой изоляцией процесс разрушения развивается сравнительно быстро, приводит к пробое или перекрытию. В масле основную опасность представляют вторичные процессы: пузырьки газа, возникающие при разложении масла, могут стать причиной возникновения разрядов, воздействующих на твердую изоляцию. При дефектах, связанных с разрушением твердой изоляции, наблюдаются частичные разряды с кажущимся зарядом порядка  $10^{-7}$  Кл, [22]. Заряды такой интенсивности могут быть без выявлены отключения трансформатора при использовании достаточно простых устройств.

Практически выявляемые в условиях эксплуатации ЧР являются опасными, приводящие к разрушению изоляции. Поэтому обнаруженный факт ЧР должен быть критерием браковки (отказа трансформатора). Из-за быстрого развития таких дефектов необходим частый контроль. Для особо ответственных объектов целесообразен непрерывный контроль с сигнализацией о возникновении опасных ЧР.

Наиболее опасные ЧР критической интенсивности разрушают твердую изоляцию так быстро, что накопление достаточного для их своевременного обнаружения количества газов маловероятно. Следы ЧР в твердой изоляции (например в картоне) могут быть выявлены путем измерения  $tg\delta$  изоляции обмоток трансформатора. Для обоснованного заключения о ЧР посредством измерения  $tg\delta$  контроль необходимо производить на остывшем трансформаторе, чтобы высокое значение  $tg\delta$  на поврежденной изоляции, обусловленное ее нагревом, не маскировало дефекта.

Наибольшие трудности при измерении сигналов ЧР в силовом оборудовании связаны с решением задачи отделения помех от искомым сигналов ЧР. Источниками импульсных сигналов помех, регистрируемых

на вводах и заземляющих цепях высоковольтного оборудования, в основном являются:

- различные преобразователи (частоты до 1 МГц);
- переключение РПН, коммутационных аппаратов и др. (частоты до 10 МГц);
- корона на проводах проходящих рядом ЛЭП и окружающем оборудовании (частоты до 400 МГц);
- дефектные изоляторы трансформаторов и шин всех напряжений (в широком диапазоне частоты);
- сигналы ВЧ связи (частоты до 500 кГц).

Из датчиков сигналов ЧР (электрические, электромагнитные, акустические) большое применение получили акустические. Электрические датчики способны дать приближенную локализацию источника сигналов ЧР, основанную только на сравнении интенсивностей сигналов в различных точках оборудования (трансформатора). Для локализации дефекта обычно используют акустические датчики, которые хотя и имеют значительно меньшую чувствительность, но, благодаря сравнительно низкой скорости распространения акустических сигналов ( время прохождения звуковой волны значительно больше, чем длительность электрического импульса), позволяют провести довольно точную локализацию источника сигналов внутри трансформатора (в пространстве). Акустические датчики практически не подвержены внешним помехам на подстанции.

Измерение сигналов ЧР в реальных условиях эксплуатации хотя и сталкивается с определенными трудностями, но является вполне решаемой задачей. В настоящее время успешно испытана на силовом оборудовании подстанций практически всех классов напряжений и мощностей система СКИ-2. Она использовалась как при однократных измерениях, так и в режиме непрерывного автоматического мониторинга. Аппаратура надежно регистрирует сигналы ЧР с уровнями 50-500 пКл даже в условиях очень сильных помех высокой интенсивности с амплитудой достигающей 15 пКл. В России освоен комплект для акустического определения уровня частичных разрядов на базе акустического приемника LDA 5/S компании «Intereng Messtechnik». С помощью его определяют места частичных разрядов в трансформаторах, выключателях, преобразователях тока и напряжения.

Структурная схема контроля трансформатора методом ЧР описана в [15, 24]. Лучшие результаты диагностирования можно получить при использовании метода ЧР и дефектоскопа «Филин-6».

#### 2.7.5. Выявление деформации обмоток трансформатора

При протекании по обмоткам трансформатора больших токов (внешних или внутренних к.з.) возникают электродинамические силы, которые могут вызвать деформацию отдельных проводников, катушек или всей

обмотки. Вероятность повреждений при таких воздействиях зависит не только от величины тока, но и от числа к.з. Ослабление усилий прессовки обмоток приводит к повышенным вибрациям обмотки и, как следствие, к витковым замыканиям из-за истирания изоляции. Осевые смещения катушек и радиальные их деформации являются опасными дефектами. Более 80% повреждений мощных трансформаторов при к.з. связано с потерей реальной устойчивости обмоток [22].

Диагностирование отмеченных дефектов возможно как электрическими, так и вибрационными методами [18, 24].

Метод короткого замыкания является стандартным [21]. Диагностическим параметром служит относительное изменение сопротивления короткого замыкания. Граница поля допуска назначается в пределах 3 .. 5%.

Метод импульсов основан на осциллографировании тока переходного процесса в обмотках при приложении коротких импульсов низкого напряжения. При вводе трансформатора в эксплуатацию снимается исходная осциллограмма (нормограмма). В ходе эксплуатации при тех же схемах соединения снимается контрольная осциллограмма. Изменение геометрии обмотки выявляется при сравнении дефектограммы с контрольной осциллограммой. Спектр частот переходной характеристики трансформатора, несущей диагностическую информацию охватывает область до 1 МГц. Соответственно необходимо выбирать параметры осциллографа и форму импульса напряжения. Практическое распространение метода ограничено трудностями обеспечения воспроизводимости опытов. Источниками ошибок являются погрешности установки амплитуды и формы импульсов, изменения скорости развертки и схемы измерений.

Метод частотных характеристик позволяет выявить изменение параметров обмотки более точно, чем метод импульсов. Частотная характеристика обмотки определяется путем подачи на вход трансформатора определенного напряжения, изменяемого по частоте и измерения на выходе (нейтрали трансформатора) соответствующего тока или напряжения. Отношение выходного напряжения к входному -  $K_U$  и является искомой характеристикой [22].

Метод вибрационных характеристик заключается в определении изменения во времени амплитуд вибрации бака трансформатора. Вибрационные характеристики определяются путем измерения наибольших амплитуд вибрации поверхности бака, проводимых в 10-15 точках по периметру и в 3-4 сечениях по высоте. Вибрация трансформатора зависит от большого количества факторов, в том числе и от режима нагрузки. Сравнивая вибрационные характеристики трансформатора, снятые при одинаковых режимах, выявляются изменения, связанные с наличием механических дефектов, таких, как ослабление креплений, ухудшение прессовки обмотки и т.п. В системах электроснабжения России нашел

применение комплект для вибродиагностики «Data Collector - 2526» компании «Brueel & Kier» (Германия), совмещенный с ПЭВМ, что делает этот комплект перспективным средством диагностики ответственных мощных электроустановок. Многообразие методов выявления дефектов говорит о важности отыскания неисправности и относительном их несовершенстве.

#### 2.7.6. Основные дефекты и требования к системе диагностирования трансформатора

Анализ повреждений трансформатора, изложенных в пунктах 2.7.1 ...2.7.5, показывает, что надежность современного трансформатора как наиболее ответственного объекта системы электроснабжения в основном определяется его изоляцией. На рис. 2.7 представлена структурная схема основных повреждений трансформатора. Из схемы видно, что практически все дефекты в своем развитии ухудшают качество электрической изоляции, с последующим переходом в аварийный отказ. Повышенный нагрев токоведущих соединений может привести к неисправному состоянию, аварийной остановке или отказу трансформатора. Развитие и успехи диагностирования электрооборудования методами инфракрасно техники дает реальные возможности повышения работоспособности трансформаторов. Деформация обмоток в зависимости от сочетания воздействующих факторов может быть выявлена при состоянии «неисправность», аварийный останов. При недостаточной диагностике, дефект переходит в аварийный отказ.

Среднестатистические данные по дефектам силовых трансформаторов с напряжением 110-500 кВ в России за 2000 год распределены следующим образом, %:

трансформаторное масло	– около 10;
твердая изоляция	- 10;
магнитопровод	- около 5;
обмотки	- около 5;
устройства РПН	- более 35;
ввода	- 35.

Причины неисправностей и отказов РПН изложены в пункте 2.7.1.

В условиях эксплуатации с целью выявления развивающихся дефектов диагностирование должно производиться, очевидно, чаще чем ремонты. Например анализ масла позволяет своевременно выявить развитие процесса его старения, появление загрязнений и влаги. Наличие диагностических газов свидетельствует о термическом или электрическом разрушении изоляции, недопустимых температурах токоведущих частей и сердечников. Считается, что по этим показателям может быть выявлено до 90% развивающихся дефектов трансформатора [22].

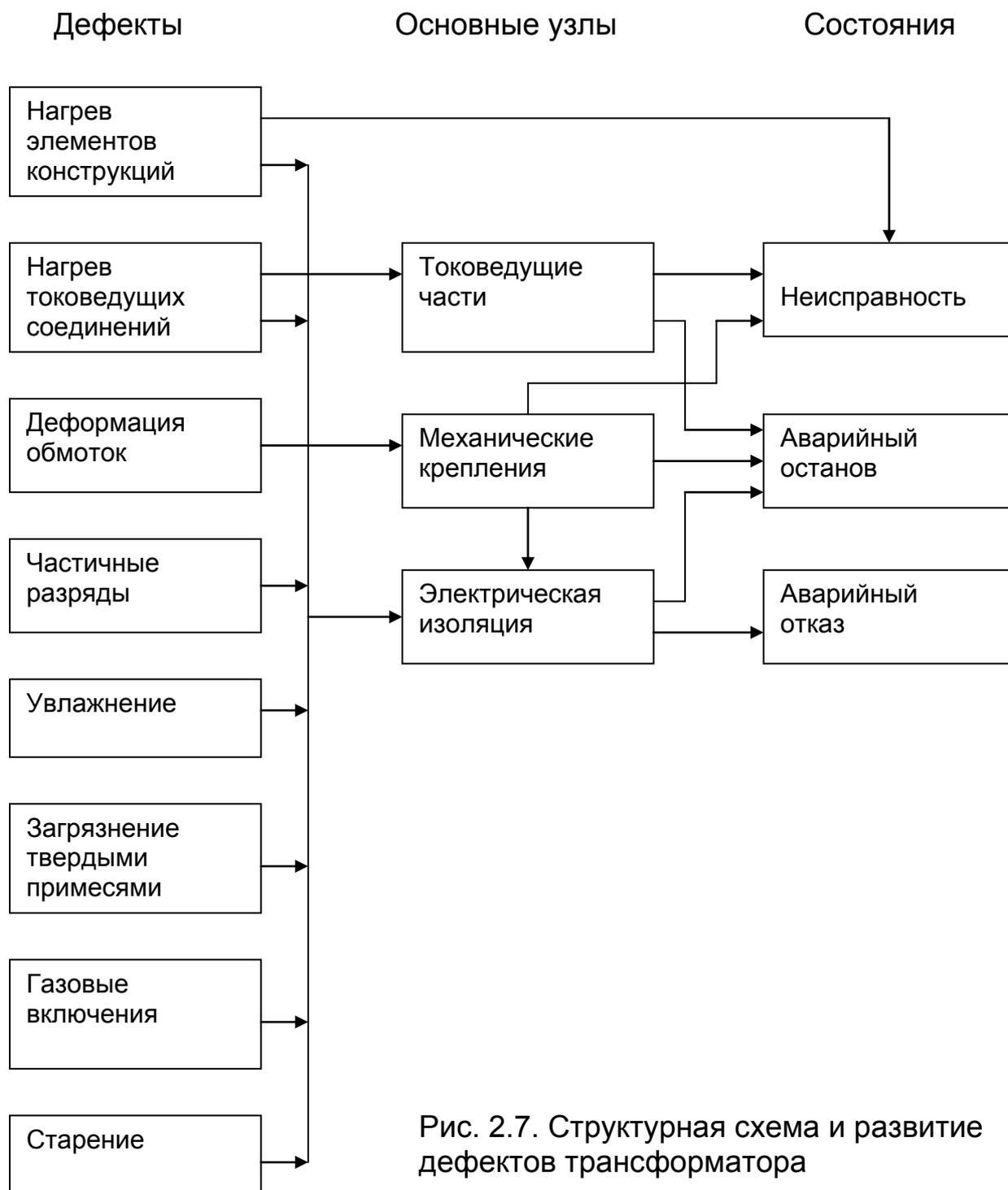


Рис. 2.7. Структурная схема и развитие дефектов трансформатора

Быстрое ухудшение состояния изоляции при воздействии интенсивных частичных разрядов, плохо выявляемое при анализе газов из-за малого их выделения, привело к необходимости непосредственной индикации разрядов. В настоящее время к группе испытаний, проводимых после экстремальных режимов трансформатора, относятся методы выявления механических деформаций обмоток. К ним следует также отнести контроль РПН после определенного (предельного) числа операций [21].

Полный цикл диагностирования должен обеспечить выявление и идентификацию всех видов основных дефектов трансформатора – его изоляции, обмоток, магнитной системы и вспомогательных устройств. Для трансформаторов длительно эксплуатируемых, важно также иметь оценку степени старения твердой изоляции.

Большое разнообразие условий и режимов работы элементов электроустановок требует тщательного обоснования методов и средств диагностирования с органической увязкой их с приятной стратегией технического обслуживания и системой эксплуатационного контроля.

### 3. Надежность функционирования системы передачи и преобразования электрической энергии

#### 3.1. Функциональная надежность системы тягового электроснабжения

Надежность обеспечения разнообразных потребителей электроэнергией, в том числе и всех потребителей железной дороги, зависит от множества факторов. Для успешного функционирования системы требуется надежность не только технических устройств. Контролировать техническое состояние многочисленных объектов предназначена система технического диагностирования, как существенная составляющая ТО. Работоспособное техническое состояние объектов в системе электроснабжения еще не гарантирует качественную работу потребителей. Необходимо обеспечивать и контролировать кроме этого: частоту, напряжение, ток, мощность, угол сдвига между током и напряжением, а также ряд параметров, характеризующих качество электроэнергии. Требования к качеству электроэнергии определены стандартом – ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения». Из одиннадцати основных показателей качества электроэнергии (ПКЭ), записанных в ГОСТ 13109-97, для электрифицированной железной дороги переменного тока важнейшими следует считать: коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения -  $K_U$ ; коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности –  $K_{2U}$ ; отклонение напряжения. ГОСТом заданы допустимые значения  $K_U$  и  $K_{2U}$  в установленных энергосистемой точках контроля. При превышении заданных значений ПКЭ потребитель рассчитывается с энергосистемой с учетом штрафной надбавки к тарифу на электроэнергию. По каждому из показателей ( $K_U$ ,  $K_{2U}$ ) вводится штрафная надбавка в диапазоне нормальное допустимое – максимальное допустимое значения в зависимости от класса напряжения, см. табл. 3.1. При превышении контролируемого значения  $K_0(K_{2U})$  выше максимального допустимого энергосистема

вправе отключить такой потребитель. С точки зрения теории надежности это отказ.

Таблица 3.1.

ПКЭ и соответствующие максимальные значения

Наименование ПКЭ	Нормальные допустимые	Максимальные допустимые
Отклонение напряжения: до 1 кВ 6 – 20 кВ 35 кВ и выше	$\pm 5\%$ - -	$\pm 10\%$ $\pm 10\%$ -
Коэффициент искажения синусоидальности напряжения, $K_U$ :		
до 1 кВ 6 – 20 кВ 35 кВ 110 кВ и выше	5% 4% 3% 2%	10% 8% 6% 4%
Коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности, $K_{2U}$ :	2%	4%
Коэффициент нулевой последовательности	2%	4%

Согласно правилам технической эксплуатации (ПТЭ) железных дорог Российской Федерации в контактной сети переменного тока напряжение должно быть не менее 21 кВ и не более 29 кВ на любом блок - участке. На малодеятельных участках с разрешения МПС не менее 19 кВ. При напряжении выше 29 кВ электрооборудование электровоза выходит из строя. 29 кВ – предельное (предотказное) состояние. При напряжении менее 21 кВ на токоприемнике электровоза электрооборудование последнего работает ненадежно. 21 кВ – нижний допуск напряжения в контактной сети. Нормами ПТЭ МПС предусмотрено: на устройствах СЦБ номинальное напряжение должно составлять 115; 230 и 380 В. Разрешается уменьшение напряжения не более 10%, а в сторону увеличения не более 5 номинального. При выходе за указанные значения не гарантирована устойчивая работа устройств СЦБ, что связано с остановкой поездов. Таким образом, изменение напряжения в разрешенных (допустимых) пределах качества является одним из основных условий надежного функционирования железной дороги.

Важным и одновременно наиболее сложным является расчет функциональной надежности всей системы электроснабжения железной дороги. Такая задача еще не решена. Надежность обеспечена энергией

электроподвижного состава и многообразных нетяговых потребителей зависит от большого числа случайных факторов.

Применительно к напряжению на этапе эксплуатации важно найти зависимость от времени вероятности определенного уровня напряжения в контролируемой точке сети (например на шинах заданной тяговой подстанции) или плотность распределения напряжения за период повторяемости нагрузки (чаще сутки).

Электроснабжение предприятий железной дороги осуществляется от единой энергетической системы и частично от электростанций МПС. Потребителями электроэнергии на железной дороге являются отраслевые линейные предприятия железнодорожного транспорта (электротяга и технологические нужды; приемники устройств СЦБ; потребители ЛЭП продольного электроснабжения; нетяговые потребители) и посторонние железнодорожному транспорту потребители. На большинстве названных предприятий цикл повторяемости нагрузки составляет одни сутки, (24 часа). Главным узлом передачи и преобразования электроэнергии является тяговая подстанция. Следовательно на шинах 27,5 кВ и первичных шинах 110(220) кВ необходимо построить графики  $K_U(t)$  и  $K_{2U}(t)$  для получения закономерности мониторинга  $K_U$  и  $K_{2U}$  с учетом повторяемости нагрузки. На основе данных мониторинга можно составить прогноз изменения важнейших ПКЭ. Как видим, используется диагностический принцип.

Мониторинг – это процесс отслеживания состояния системы, объекта или явления. Приведем пример. При плановой проверке сопротивления изоляции цепей питания приводов выключателей и разъединителей распреустройства 35 кВ выявлено, что сопротивление изоляции заметно ухудшилось по сравнению с предыдущими проверками. Наименьшее допустимое сопротивление изоляции составляет 1 МОм. Организовав проверки сопротивления изоляции значительно чаще, чем плановое (осуществив мониторинг), можно получить закономерность изменения сопротивления изоляции и рассчитать время перехода анализируемой изоляции в предельное состояние. В данном случае ожидаемое событие очевидно – отказ. Прогноз поможет этого избежать, доработать изоляции до предельного состояния.

Прогноз – научно-обоснованное суждение о возможных состояниях объекта или процесса в будущем, или альтернативных путях или сроках достижения этих состояний.

Применительно к реализации мониторинга и прогнозирования качества напряжения на шинах 27,5 кВ по коэффициенту несимметрии ( $K_{2U}$ ) необходимо многофункциональную зависимость анализировать на основе вероятностно-статистических расчетов [17]. Вероятность превышения  $K_{2U}$  нормируемого значения описывается формулой:

$$P_{K_{2U} \geq K_{2U \text{ орг}}} = 1 - \Phi \cdot \left[ \frac{K_{2U \text{ орг}} - 2,25(\mu_2 - \mu_1)}{2,25 \cdot \mu_2 \cdot \sqrt{\left[ \frac{v_1^2}{n^2} + v_2^2 \right]} - \frac{2 \cdot \rho \cdot v_1 \cdot v_2}{n}} \right], \quad (3.1.)$$

где  $\mu_2, \mu_1$  – наибольшее и наименьшее средние значения сравниваемых напряжений, кВ;  $v_2, v_1$  – отношения среднеквадратических значений ( $\sigma$ ) к математическим ожиданиям  $\mu$  соответствующих напряжений с индексами 2 и 1;  $n = \mu_2/\mu_1$ ;  $\rho$  - коэффициент корреляции; 2,25 – коэффициент пересчета, %/кВ, [10].

Таким образом  $P_{K_{2U} \geq K_{2U \text{ орг}}} = f(\mu_2, \mu_1, v_2, v_1, n, \rho)$ . Индекс  $\Phi$  в выражении (3.1) говорит о том, что анализируемая функция нормированного гауссовского распределения затабулирована [5, 11]. Если выражение (3.1) рассчитывается для периода повторяемости,  $T = 1$  сутки, то значение  $P_{K_{2U} \geq K_{2U \text{ орг}}}$  представляет собой долю от единицы, когда  $K_{2U}$  превышает  $K_{2U \text{ орг}}$ . Предположим, что расчет по выражению (3.1) дал  $P_{K_{2U} \geq 2\%} = 0,06$ . Согласно табл. 3.1 максимальное допустимое значение  $K_{2U \text{ доп}} = 4\%$ . При значении  $K_{2U \text{ доп}} \leq 4\%$  потребитель может работать, но со значительной штрафной надбавкой к тарифу на потребленную энергию. В нашем случае при вероятности того, что  $P_{K_{2U} \geq 2\%} = 0,06$  за период повторяемости  $T$  время превышения составит  $0,06 \times 24 = 1,44$  часа за сутки. Значение  $K_{2U}$  превышает нормальное допустимое значение 2%. При получении  $P_{K_{2U} \geq 4\%}$  на шинах подстанции будет присутствовать определенное время напряжение не соответствующее требуемой норме качества энергии по несимметрии напряжения. Выше приведенным способом можно спрогнозировать изменение качества функционирования подстанции по ПКЭ и разработать предложения их улучшения.

Аналогичным образом производится диагностирование качества напряжения по коэффициенту искажения синусоидальности -  $K_U$  на шинах 27,5 кВ. Подобно (3.1) функциональная зависимость вероятности превышения  $K_U$  нормируемых значений  $P_{K_U \geq K_U \text{ орг}} = f(\mu_1, v_1, v_n, n)$ , описывается формулой:

$$P_{K_U \geq K_U \text{ орг}} = 1 - \Phi \left[ \frac{K_U \text{ орг} - \left(1 + \frac{1}{2 \cdot n}\right) \cdot \mu_1}{\mu_1 \cdot \sqrt{v_1^2 + \frac{1}{4 \cdot n^2} \cdot v_2^2}} \right], \quad (3.2.)$$

где  $K_U \text{ орг}$  – ограничение допустимого значения коэффициента иска-

жения синусоидальности, %;  $\mu_1$  – математическое ожидание  $K_U$  с большим значением  $K_U$ , %;  $n = \mu_1/\mu_2$  – отношение математических ожиданий коэффициентов  $K_U$  одноплечих нагрузок (с индексами 1 и 2);  $\nu_1, \nu_2$  – коэффициенты вариации нагрузок плеч с большей (1) и меньшей (2) нагрузками,  $(\sigma_1/\mu_1, \sigma_2/\mu_2)$

Индекс  $\Phi$  в выражении (3.2) говорит о том, что как и в выражении (3.1.) используется функция нормированного гауссовского распределения, которая затабулирована и проста в расчете [5, 11].

С помощью (3.1) и (3.2) относительно легко определить время превышения коэффициентов  $K_U$  и  $K_{2U}$  заданной нормы,  $K_{U\text{ оэп}}$  и  $K_{2U\text{ оэп}}$ , и, следовательно, найти величины штрафных надбавок, в %, по отношению к тарифу на электроэнергию, согласованному между энергосистемой и потребителем. Расчет и прогнозирование значений  $K_U$  и  $K_{2U}$ , ввиду большого количества часто изменяющихся случайных факторов целесообразно производить вероятностно-статистическими методами с использованием аппаратного комплекса, созданного на основе ПЭВМ. К примеру современный аппаратный комплекс для контроля качества электрической энергии удовлетворяет требованиям ГОСТ 13109-97, легко сопрягается с трансформаторами тока и напряжения подстанции. Комплекс состоит из прибора для измерения показателей качества электрической энергии ЭРИС-КЭ.01 (или КЭ.02) и ПЭВМ типа Notebook на базе процессора Intel Pentium 400 МГц.

Для системы электроснабжения одним из основных показателей оценки ее эффективности является количество переработанной электроэнергии в единицу времени у потребителя:

$$W_9^{\Pi} = \sum_{i=1}^N A_i, \quad (3.3.)$$

где  $A_i$  – количество электроэнергии, получаемой  $i$ -м потребителем;  $N$  – число потребителей.

В качестве интегрального показателя эффективности функционирования системы электроснабжения в [18] авторы предлагают использовать стоимость переработки одного киловатт-часа  $C$ , руб/(кВт час), (раздельно для тяговых и нетяговых потребителей), получаемого делением расходов предприятия на количество электроэнергии, полученной потребителями:

$$C = \frac{P}{\sum_{i=1}^N A_i}, \quad (3.4.)$$

В данном случае можно учесть штрафную надбавку к тарифу, обусловленную низким качеством электроэнергии по напряжению ( $K_U, K_{2U}$ ).

### 3.2. Мониторинг качества электроэнергии по высшим гармоническим напряжениям

Главным «виновником» появления высших гармонических тока и напряжения в системе тягового электроснабжения переменного тока является преобразовательный электровоз. Процесс преобразования переменного тока в постоянный вызывает образование высших гармонических тока и напряжения в цепи токоприемника электровоза,  $n = 3, 5, 7, 9$  и так далее.

С более интенсивным применением зонно-фазного и других способов регулирования режимов работы преобразовательных электровозов значительно обострились проблемы отрицательного влияния электрической тяги на показатели качества электрической энергии в системе электроснабжения. В первую очередь возросли несинусоидальность и несимметрия напряжений. Формирование правил рыночной экономики вызвало необходимость введения правового регулирования между потребителями и энергоснабжающими организациями, ускоренную разработку нормативных документов, где предусмотрены скидки и надбавки за качество электрической энергии. В этих условиях задачу контроля и обеспечения должного качества электрической энергии в заданной точке сети нельзя решить без использования современных средств измерения и расчетов требуемых контролируемых показателей.

На рис. 3.1., а. изображена осциллограмма тока и напряжения на токоприемнике электровоза ВЛ 80Р, находящегося в непосредственной близости от подстанции. Осциллограмма получена с помощью ИВК «Омск», сертифицированного Госстандартом РФ, что дает гарантию точности измерения и контроля показателей качества электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ 13109-97. Более лучшими показателями обладает аппаратный комплекс (АК) для контроля качества электрической энергии с использованием прибора Эрис – КЭ.01. На рис. 3.1., б. представлен соответствующий анализируемой осциллограмме частотный спектр гармоник кривой напряжения.

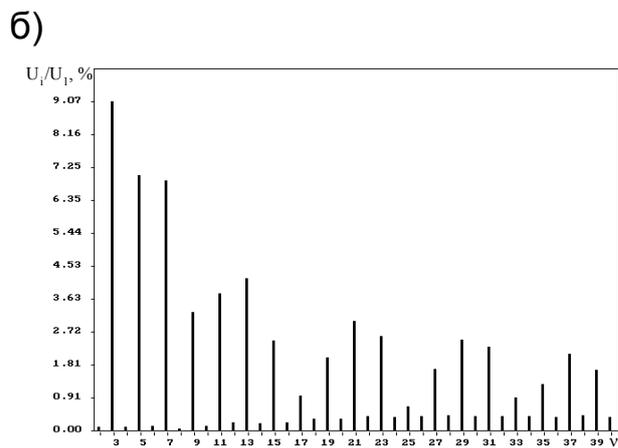
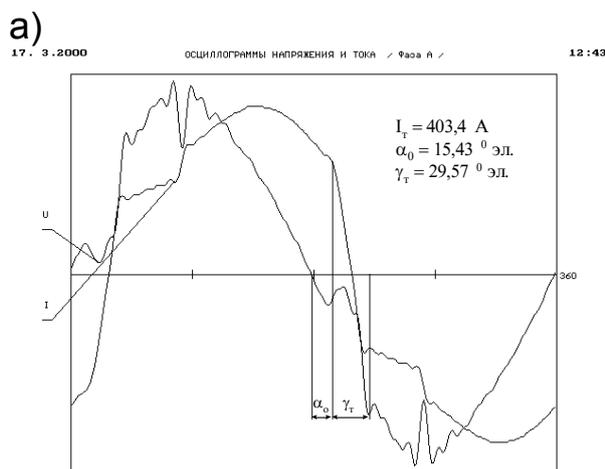


Рис. 3.1. Характерная осциллограмма электровоза ВЛ 80Р в режиме тяги,  $I_T = 403,4 \text{ A}$ : а) кривые тока и напряжения; б) относительный гармонический спектр напряжения

Как видно из рис. 3.1., б. спектру свойственен колебательный процесс. С ростом номера гармоники идет снижение соответствующей амплитуды составляющей напряжения. Однако, снижение имеет пульсирующий характер. В данном случае, кроме наибольших (3, 5, 7-й) гармоник, ярко выражены значения 13, 21, 29-й и 31-й гармоник напряжения. С изменением величины и характера тока нагрузки пульсирующий процесс претерпевает значительные изменения. Так, при токе тяги  $I_T = 180 \text{ A}$  ( $\alpha_0 = 16^\circ \text{ эл.}$ ,  $\nu = 20^\circ \text{ эл.}$ ) кроме наибольшей 3-й гармоники ярко выражены 5, 7, 9, 11, 15, 17, 21, 23, 27, 29, 39-я гармоники напряжения. В режиме рекуперативного торможения при токе  $I_p = 180 \text{ A}$  ( $\nu = 17^\circ \text{ эл.}$ ,  $\delta = 27^\circ \text{ эл.}$ ) максимальной становится 19-я, наиболее значимые - 7, 11, 13, 15, 21-я гармоники. При смешанной нагрузке (тяга + рекуперация) пульсирующий процесс еще более усложняется.

В контролируемой точке сети (на тяговой подстанции) с помощью ИВК можно получить график зависимости коэффициента  $n$ -ной гармонической составляющей напряжения от времени  $K_{Un} = f(t)$ . Очевидно, такая функция должна рассматриваться как случайный процесс, протекаемый во времени. Известно, что на магистральных ж.д. ток тягового фидера и напряжение плеча питания отвечают, как правило, требованиям стационарной случайной функции [17]. Для практических расчетов принимаем, что распределение высших гармонических напряжения подчиняется нормальному, гауссовскому, закону.

В ГОСТ 13109-97 для каждой ступени контролируемого напряжения заданы предельные значения  $K_{Un(\text{дон})}$ , вплоть до 42-й гармоники, превышение которых вызывает увеличение тарифа за потребляемую энергию. Величина штрафной надбавки зависит от времени превышения значе-

ний  $K_{Un(\partialоп)}$  за контрольный период измерения (сутки). На рис. 3.2., а. показан график случайной функции  $K_{Un}(t)$ .

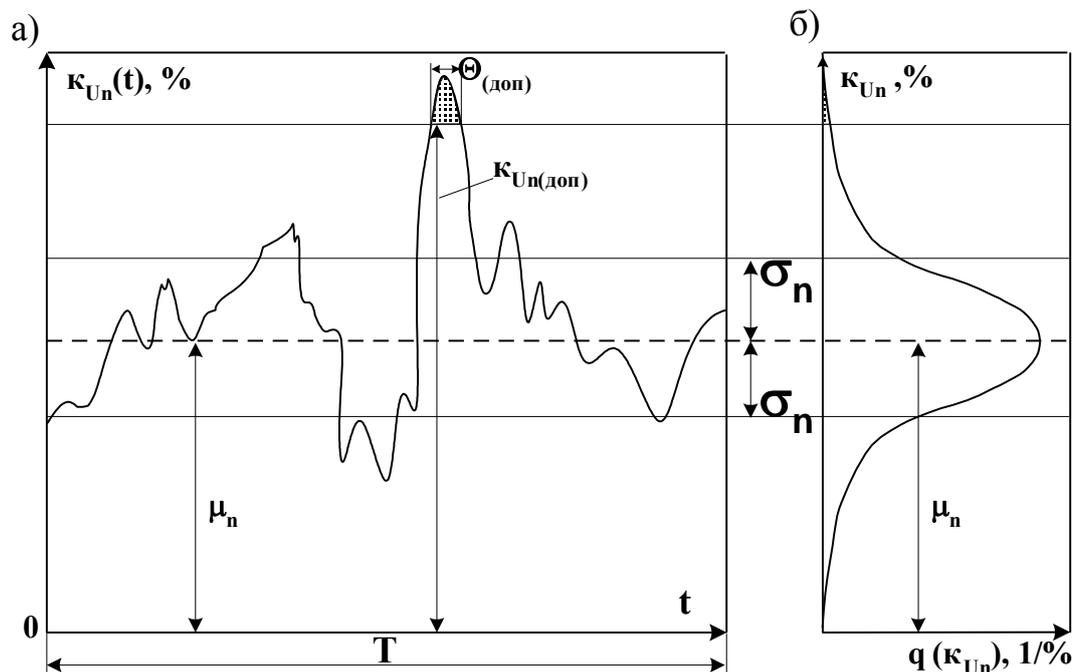


Рис. 3.2. График стационарной случайной функции: а) функция  $K_{Un}(t)$ , в процентах, с выделенным  $\theta_{(доп)}$ , когда  $K_{Un} > K_{Un(\partialоп)}$ ; б) плотность вероятности гауссовской стационарной случайной функции, полученной за период  $T$ ;  $\sigma_n$  – среднее квадратическое отклонение, %;  $\mu_n$  – математическое ожидание, %.

Для обоснованной оценки коэффициента  $n$ -ной гармонической составляющей напряжения, как функции случайного процесса, необходимо знать математическое ожидание  $\mu_n$ , дисперсию  $D_n = \sigma_n^2$  и нормированную корреляционную функцию  $\rho_x(\tau)$ . Опираясь на результаты исследований, обобщенных в [17], в прогнозных расчетах целесообразно принять, что изменение напряжения плеча питания тяговой подстанции магистральной железной дороги и коэффициента высших гармоник напряжения, отвечает требованиям гауссовской эргодической стационарной случайной функции. В [5] изложена методика определения характеристик функции  $\rho_x(\tau)$ .

При выборе LC фильтра  $n$ -ой гармоники, кроме определения мощности, необходимо составить алгоритм ее регулирования (управления). Средняя длительность выброса  $K_{Un}$  за фиксированное допустимое значение  $K_{Un(\partialоп)}$  найдется как доля времени  $T$  (период повторяемости) (см. рис. 3.2., б). Применительно к гауссовскому процессу, используя нормированную затабулированную функцию  $\Phi(Z)$ , запишем [5, 11]:

$$\Theta = T \cdot \Phi \left[ \frac{K_{Un(\text{доп})} - \mu}{\sigma} \right], \quad (3.5.)$$

где  $\mu_n$  – математическое ожидание значения  $K_{Un}$ , %;  $\sigma_n$  – среднее квадратическое отклонение значения  $K_{Un}$ , %.

Вероятность превышения коэффициентом  $n$ -ой гармонической составляющей  $K_{Un}$  допустимого значения  $K_{Un(\text{доп})}$ , определится из выражения:

$$P(K_{Un} > K_{Un(\text{доп})}) = 1 - \Phi \cdot \left( \frac{K_{Un(\text{доп})} - \mu}{\sigma} \right). \quad (3.6.)$$

Получив с помощью ИВК графики гармонических спектров кривой напряжения, построив для  $n$ -ой гармоники зависимость  $K_{Un}(t)$  за период повторяемости  $T$ , по методике [5] рассчитывается нормированная корреляционная функция случайного стационарного процесса  $\rho_{k_{Un}}(\tau)$ . Отметим, что на практике вместо корреляционной функции  $\kappa_x(\tau)$  часто пользуются нормированной корреляционной функцией:

$$\rho_x(\tau) = \frac{\kappa_x(\tau)}{D_x}, \quad (3.7.)$$

где  $D_x = \kappa_x(0)$  - постоянная дисперсия стационарного процесса. Для удобства обозначим  $K_{Un}(t) = x(t)$ , тогда  $\rho_{k_{Un}}(\tau) = \rho_x(\tau)$ .

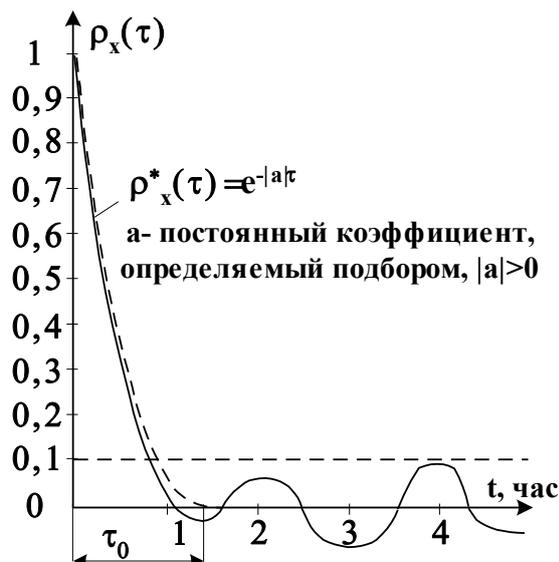


Рис. 3.3. Нормированная эмпирическая корреляционная функция  $n$ -ой гармоники напряжения на шинах тяговой подстанции

Высшие гармонические непрерывно меняют свои значения. Существует связь между внутренней структурой случайного процесса  $n$ -ой гармоник и соответствующей корреляционной функцией. Отметим, что изменения гармоник в определяющей степени зависят от изменения нагрузки. Очевидно, что корреляционные функции напряжений и гармоник должны иметь одинаковый характер. В данном случае на участке от  $\tau=0$  до  $\tau = 1 \dots 1,5$  час. функция  $\rho_x(\tau)$  уменьшается от 1 до значения менее 0,1. Далее она колеблется вокруг нулевого значения, не превышая 0,1. Для практических расчетов можно принять, что на участке  $\rho_x(\tau) \leq 0,1$  случайные величины  $x_1, x_2$  и др. статистически независимы [17, 18]. Отрезок  $\tau$ , на котором  $\rho_x(\tau)$  уменьшается от 1 до  $\rho_x(\tau) \leq 0,1$  назовем временем корреляции  $\tau_0$ . На интервале от 0 до  $\tau_0$ , где  $\rho_x(\tau) \geq 0,1$ , экспериментально построенную зависимость следует аппроксимировать аналитическим выражением  $\rho_x^*(\tau)$ , см. рис.3.3.

Корреляционная функция связана с колебательным процессом. Существует также аналитическая связь между нормированной функцией  $\rho_x^*(\tau)$  и нормированной спектральной плотностью стационарной случайной центрированной функцией  $\overset{0}{x}(t)$ , [5, 11]:

$$S_x(\omega) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} \rho_x^*(\tau) \cdot \cos \omega \tau \cdot d\tau; \int_0^{\infty} S_x(\omega) = 1, \quad (3.8.)$$

где  $\omega$  – частота гармонических колебаний в колебательном процессе функции  $x(t)$ . Здесь  $x(t) = K_{Un}(t)$ ,  $\omega = 0, 1, 2, 3, \dots, k, \dots, \infty$ .

Известно, что разложение в ряд Фурье корреляционной функции выражается формулой:

$$\rho_x^*(\tau) = \frac{1}{D_x} \sum_{k=0}^{\infty} D_k \cos \omega_k \cdot \tau, \quad (3.9.)$$

где  $D_k$  - дисперсия  $k$ -той гармоники ( $\omega_k$ ) спектрального разложения,

$$D_0 = \frac{1}{\tau_0} \int_0^{\tau_0} D_x \cdot \rho_x^*(\tau) d\tau, \quad (3.10.)$$

$$D_k = \frac{2}{\tau_0} \int_0^{\tau_0} D_x \cdot \rho_x^*(\tau) \cdot \cos \omega_k \cdot \tau d\tau, \quad (3.11.)$$

$$k \neq 0, \omega_k = \frac{\pi}{\tau_0} \cdot k = \omega_1 \cdot k.$$

Дисперсия центрированной функции  $\overset{o}{x}(t)$  с учетом разложения определяется выражением [5]:

$$D_x = D\left(\overset{o}{x}(t)\right) = \sum_{k=0}^{\infty} D_k, \quad (3.12.)$$

где  $k = 0, 1, 2, 3, \dots, \infty$  - номера гармоник разложения.

С использованием выражений (3.10.) и (3.11.), откладывая по оси абсцисс частоты  $\omega = 0, 1, 2, 3, \dots, k$ , а по оси ординат – значения соответствующих дисперсий, строится график спектра дисперсий (рис. 3.4.).

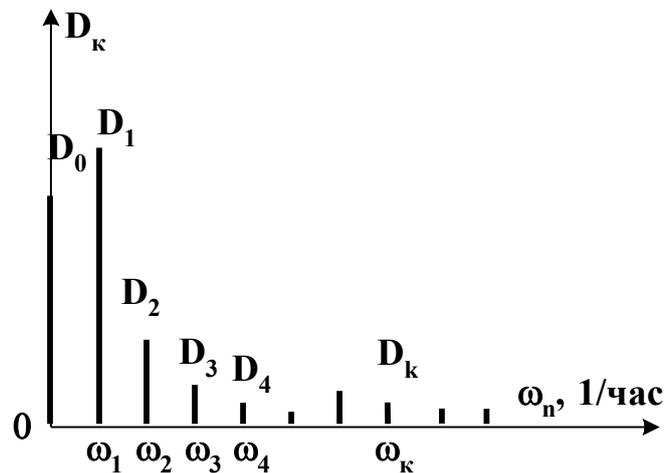


Рис. 3.4. Спектр дисперсий частот корреляционной функции  $\rho_x^*(\tau)$

В данном примере наибольшая дисперсия колеблется с частотой  $\omega_1$ . Для времени корреляции примерно  $\tau_0=1$  час (рис. 3.4.),  $\omega_1 = \frac{\pi}{\tau_0} = 3,14 \frac{1}{\text{час}}$  - практически три круговых колебания за один час. С этой частотой колеблется основная часть дисперсии анализируемого  $K_{Un}(t)$ , то есть  $D_{K_{Un}}(\omega_1)$ . Суммируя все дисперсии коэффициента  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения, колеблющегося с разными частотами, получим в соответствии с (3.12.) дисперсию коэффициента  $K_{Un}$ :

$$D_{K_{Un}} = \sum_{\omega_0}^{\omega_k=\infty} D_{K_{Un}}(\omega_k). \quad (3.13.)$$

Суммируя постоянную часть  $K_{Un}(t) = \mu_n$  (см. рис. 3.2., а) с составляющими коэффициента  $K_{Un}$   $n$ -ной гармоники напряжения, обусловленными наиболее значимыми по (3.13.) дисперсиями, можно найти расчетным путем наиболее вероятное значение  $K_{Un}$  на заданном интервале времени и выполнить прогнозный расчет  $K_{Un}$  любой гармоники напряжения, а

также и  $K_U = \sqrt{\sum_{n=3}^{n=42} K_{Un}^2}$ . По спектру рис. 3.4. можно составить алгоритм

управления мощностью LC фильтра  $n$ -ой гармоники напряжения. Нерегулируемая часть мощности должна обеспечивать условие  $K_{Un(\text{средн})} = \mu_n \rightarrow 0$ . Регулируемая часть мощности выбирается из количества LC цепочек, настроенных на частоты регулирования  $\omega_k$  с наибольшими дисперсиями  $D_{K_{Un}(\omega_k)}$ . Очевидно, что необходимо из эко-

номических соображений обеспечить условие  $\sum_{\omega_0=0}^{\omega_k} D_{K_{Un}(\omega_k)} \rightarrow \min$ . По-

добный расчет следует проделать для всех наиболее влиятельных гармоник напряжения  $n = 3, 5, 7, \dots$  (см. рис. 3.1., б).

Располагая зависимостью (3.8.) удобно проследить, как при возрастании  $\omega$  изменяется спектральная плотность  $S_x(\omega)$  для любой  $n$ -ой гармоники напряжения. В любом случае, площадь, ограниченная кривой  $S_x(\omega)$  и осями координат, равна 1 [5, 11]. При возрастании  $\omega$ , спектральная плотность достигает при определенных  $\omega$  ряда максимумов, высота которых убывает с возрастанием  $\omega$  (по аналогии с высшими гармоническими составляющими напряжения – см. рис. 3.1., б). С увеличением времени корреляции  $\tau_0$  количество частот  $\omega$  уменьшается, а при  $\tau_0 \rightarrow \infty$  спектр становится дискретным с одной частотой  $\omega_0 = 0$ .

На основании изложенного можно сделать следующий вывод. С внедрением в измерительно-расчетную практику ИВК на базе современных ПЭВМ (типа ИВК “Омск”, “Эрис” и т.п.) можно многие процессы в системе тягового электроснабжения рассчитывать как случайные функции времени, получая при этом возможности уточнения технических параметров устройств с решением задач оптимизации управления ими.

Применительно к анализу несинусоидальности напряжения, рассчитав вероятность превышения  $K_{Un}$  допустимого значения, время  $\theta$  превышения  $K_{Un(\text{дон})}$  на контролируемом интервале времени  $T$ , нормированные корреляционную функцию  $\rho_{K_{Un}x}$  и спектральную плотность  $S_{K_{Un}}(\omega)$ , можно обоснованно выбрать соответствующий LC фильтр, алгоритм его регулирования и в дальнейшем обеспечить оперативный контроль и прогноз его функционирования. Таким же методом можно произвести анализ по любой  $n$ -й гармонике напряжения и по результирующему коэффициенту  $K_U$ . Соответствующие  $K_{Un}$  и  $K_U$  представлены в табл. 3.2., согласно ГОСТ 13109-97

Таблица 3.2.

Номинальное напряжение трансформаторной подстанции,  
коэффициент гармонической составляющей порядка  $n$ ,  
коэффициент несинусоидальности

№ п/п	Номинальное напряжение подстанции	Коэффициент гармонической составляющей порядка $n$ , создаваемой преобразователями: $K_{Un}$ , %				Коэффициент несинусоидальности: $K_U$ , %	
		$n = 3, 5, 7$	$n = 11, 13$	$n > 13$	$n$ четное	Нормальное значение	Максимальное допустимое значение
1	110 кВ	1	1,2	1,4	0,7	1,3	2,6
2	35 кВ сети, питающейся от подстанции 110 кВ	3	3,4	3,7	1,9	2,5	5
3	6-20(27,5) кВ в сети питающейся от подстанции 110 кВ и выше	4	4,5	4,8	2,4	3,6	7,2
4	0,4 кВ в сети, питающейся от подстанции 6-20(27,5)/0,4 кВ	3,5	4,3	4,8	2,0	3,9	7,8

Результирующий (суммарный) коэффициент  $K_U = \sqrt{\sum_{n=3}^{42} K_{U_n}^2}$ , построенный и обработанный на ИВК аналогично рис. 3.2., может быть оценен по выражению (3.2) с соответствующим определением штрафной надбавки к тарифу.

Для оценки уменьшения  $K_U$  посредством фильтров необходимо рассчитывать процентное содержание  $K_{Un}$ ,  $n = 3, 7, 9$  и так далее. Закономерности изменения  $K_{Un}$ , рассмотренные в разделе 3.2., позволяют организовывать мониторинг искомого коэффициента  $n$  – й гармоники напряжения в контролируемой точке сети.

### 3.3. Мониторинг качества электроэнергии по несимметрии напряжения

В разделе 3.1. показана многофункциональная зависимость коэффициента несимметрии:  $K_{2U} = f(\mu_2, \mu_1, \gamma_2, \gamma_1, n, \rho)$ . Посредством выражения (3.1.) можно оценить влияние искомой составляющей на штрафную надбавку к тарифу на электроэнергию. При организации мониторинга коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательно-

сти достаточно проследить зависимость  $K_{2U}(t)$  за период повторяемости,  $T = 1$  сутки. Оперативную оценку  $K_{2U}$  с достаточной точностью согласно ГОСТ 13109-97 можно выполнить по выражению

$$K_{2U} = \frac{0,62}{U_{ном}} (U_{нб} - U_{нм}) \cdot 100,$$

где  $U_{нб}$ ,  $U_{нм}$  – наибольшее и наименьшее действующие значения из трех междуфазных напряжений основной частоты, кВ;  $U_{ном}$  – номинальное напряжение контролируемой ступени, кВ.

Рассматривая  $K_{2U}$  как случайную величину, аналогично рис 3.2 строится график  $K_{2U}(t)$  и плотность распределения коэффициента несимметрии  $q(K_{2U})$  за период  $T$ . Для напряжения наиболее характерно гауссовское распределение. Для построения графика  $K_{2U}(t)$  используется аппаратный комплекс для контроля качества электроэнергии с прибором ЭРИС – КЭ. 01. Современная ПЭВМ график  $K_{2U}(t)$  позволяет строить с интервалом квантования в несколько секунд. Затем определяются математическое ожидание  $\mu$  и среднее квадратическое отклонение  $\sigma$  в % значения  $K_{2U}(t)$ .

Отметим, что напряжения и, соответственно, значение  $K_{2U}$  является функцией многих случайных переменных. Опираясь на данные, приведенные в [17], и зная, что прогноз сопряжен с организациями по точности расчетов, используется гауссовский закон распределения. Вероятность превышения  $K_{2U}$  допустимого значения найдется посредством за-табулированной функции нормированного гауссовского распределения [5, 11]:

$$P_{K_{2U} \geq K_{2U\text{доп}}} = 1 - \Phi \left[ \frac{K_{U\text{доп}} - \mu}{\sigma} \right], \quad (3.15.)$$

Графическое изображение этой зависимости аналогично рис. 3.2 (следует только символ  $K_{Un}$  заменить на  $K_{2U}$ ).

Время превышения  $K_{2U}$  предельно допустимого значения  $K_{2U\text{доп}}$  соответственно составит

$$t_{\text{пр}} = T \cdot \left[ 1 - \Phi \cdot \left( \frac{K_{2U\text{доп}} - \mu}{\sigma} \right) \right] \quad (3.16.)$$

Таким образом, проделав расчеты по (3.15), (3.16) за заданное количество периодов (суток) обеспечивается мониторинг качества электроэнергии в заданной точке сети по несимметрии.

Более подробную и важную информацию для анализа  $K_{2U}$  можно получить на основе анализа корреляционной функции, случайного процес-

са –  $k_x(\tau)$ , [5]. Здесь  $k_x(\tau) = k_{K_{2U}}(\tau)$ ;  $x = K_{2U}$ . График нормированной функции и основные математические выражения расчетов записаны в разделе 3.2. (выражения (3.7) – (3.13)). В разделе 3.2.  $k_x(\tau) = k_{K_{Un}}(\tau)$ ;  $x = K_{Un}$ .

С учетом отмеченных аналогий по функции  $K_{2U}(t)$  с помощью ПЭВМ строится корреляционная функция  $\rho_x(\tau)$ . На интервале корреляции  $0 - \tau_0$  эмпирически построенная корреляционная функция заменяется на близкую ей аналитическую  $\rho_x^*(\tau)$ . Тогда применительно к гауссовскому стационарному эргодическому процессу, используя функцию  $\rho_x^*(\tau)$ , средняя длительность выброса  $K_{2U\text{доп}}$  определяется по формуле [11]:

$$t_{\text{пр}} = \frac{2\pi}{\sqrt{(-r_o'')}} \cdot [1 - \Phi(\gamma)] \ell^{\gamma^2}; \quad \gamma = \frac{c - \mu}{\sigma}, \quad (3.17.)$$

где  $r_o'' = \left. \frac{d^2 \cdot \rho_x^*(\tau)}{d\tau^2} \right|_{\tau=0}$  - вторая производная аналитически записанной

нормированной корреляционной функции;  $\Phi(\gamma)$  – функция нормированного гауссовского распределения;  $C$  ограничением  $K_{2U\text{доп}}$ , %.

Средний интервал между выбросами  $K_{2U}$  на уровне  $C$  составит

$$\bar{t}_c = \frac{2\pi}{\sqrt{(-r_o'')}} \cdot \Phi(\gamma) \cdot \ell^{\gamma^2}. \quad (3.18.)$$

По выражениям (3.17) и (3.18) можно прогнозировать время превышения  $K_{2U}$  предельно допустимого значения  $K_{2U\text{доп}}$  на основе заданных  $\mu$ ,  $\sigma$  и корреляционной функции  $\rho_x^*(\tau)$ , по которой учитывается и пульсирующий характер изменения несимметричности напряжения за период повторяемости коэффициента  $K_{2U}$ .

По аналогии с выражениями (3.9) – (3.12) для  $K_{2U}$  запишем разложение в гармонический ряд нормированной корреляционной функции

$$\rho_x^* = \rho_{K_{2U}}(\tau) = \frac{1}{D_x} \sum_{k=0}^{\infty} D_k \cdot \cos \omega_k \cdot \tau, \quad D_x = \sum_{k=0}^{\infty} D_k, \quad (3.19.)$$

где  $D_k$  – часть дисперсии центрированной случайной функции  $K_{2U}^0(t) = X^0(t)$ , изменяющаяся с круговой частотой  $\omega_k$  спектрального разложения,  $D_x = D_{K_{20}}$ ;

$$D_0 = \frac{1}{\tau_0} \int_0^{\tau_0} D_x \cdot \rho_x^*(\tau) \cdot d\tau, \quad (3.20.)$$

$$D_k = \frac{2}{\tau_0} \int_0^{\tau_0} D_x \cdot \rho_x^* \cdot \cos \omega_k \cdot d(\tau); \quad k \neq 0; \quad \omega_k = \omega_1 \cdot k; \quad \omega_1 = \frac{\pi}{\tau_0}. \quad (3.21.)$$

Для магистральной железной дороги при  $\tau_0 = 1,5$  час. значение первой гармоники  $\omega_1 = \frac{\pi}{\tau_0} = 2,093 \cdot \frac{1}{\text{час}}$ , второй  $\omega_2 = 2\omega_1$  и так далее. Наибольшая дисперсия  $\omega = 0$  – не колеблется. Дисперсия  $D_1$  колеблется по закону косинусоиды, совершая практически 2 колебания за 1 час.

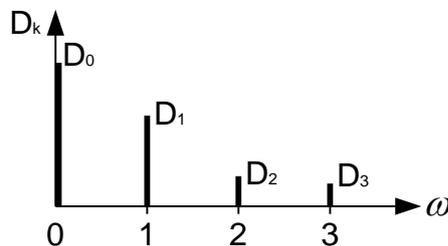


Рис. 3.5. Спектр дисперсий частот  $\rho_x^*(\tau)$  при  $\tau_0 = 1,5$  час

Другие частоты сравнительно малы по амплитуде. Таким образом при  $\tau_0 = 1,5$  час. Коэффициент несимметрии  $K_{2U}$  имеет две наибольшие составляющие: постоянную с частотой  $\omega = 0$ , колебательную с частотой  $\omega_1 \approx 2 \frac{1}{\text{час}}$ . Очевидно решая задачу снижения  $K_{2U}$  необходимо средства регулирования выбирать с учетом амплитуд дисперсий и частот колебания  $K_{2U}$ . Отметим, что речь идет не о частотах высших гармонических  $n = 150, 300, 450 \dots$  Гц, а о колебании действующего значения основной частоты 50 Гц.

Анализируя колебательные процессы изменения коэффициентов  $K_U, K_{Un}, K_{2U}$  с помощью ИВК расширяют возможности анализа качества напряжения по высшим гармоническим и несимметрии, их мониторинга и прогнозирования.

#### 4. Диагностика и прогнозирование состояния конденсаторов компенсирующей установки

Проблемы качества электроэнергии в системе тягового электроснабжения переменного тока объективно заставляют разрабатывать методы контроля работоспособности и повышения надежности установок ком-

пенсации реактивной мощности (КУ). Основными, но наименее надежными в КУ являются конденсаторы. КУ на электрифицированных железных дорогах работают в тяжелых условиях. Ток, проходящий через конденсаторы, и напряжение на них содержат значительную долю высших гармонических,  $n = 3, 5, 7, 9 \dots$ . В результате этих важнейших и ряда других случайных причин средняя наработка конденсатора до отказа составляет многократно меньше нормируемых 20 лет. Следовательно, необходимы методы объективной оценки технического состояния конденсаторов и прогнозирования времени наработки их до предотказного (предельного) состояния.

Фактором, интегрально отражающим состояние и скорость старения изоляции конденсатора является температура. На магистральных железных дорогах период повторяемости нагрузки составляет, как правило, 1 сутки. Располагая тепловизором и пирометром, см. пункт 2.7.3; можно легко выявить конденсаторы с повышенной температурой. Но данной информации недостаточно для прогнозирования. Необходимо построить зависимость среднесуточной температуры конденсатора от времени за длительный промежуток:

$$\mu_{\theta_i} = f(t), \quad \theta_{\text{доп}} = 95^{\circ}\text{C}, \quad (4.1.)$$

где  $\mu_{\theta_i}$  – среднее значение температуры наиболее нагретого места искомого конденсатора за  $i$  – е,  $^{\circ}\text{C}$ .

Используя тепловизионную систему, к примеру, TVS 120 S, сопряженную с ПЭВМ можно за искомый период повторяемости  $T_i$  построить график  $\theta_i(t)$  и плотность распределения температуры  $f(\theta_i)$  как функции случайного процесса.

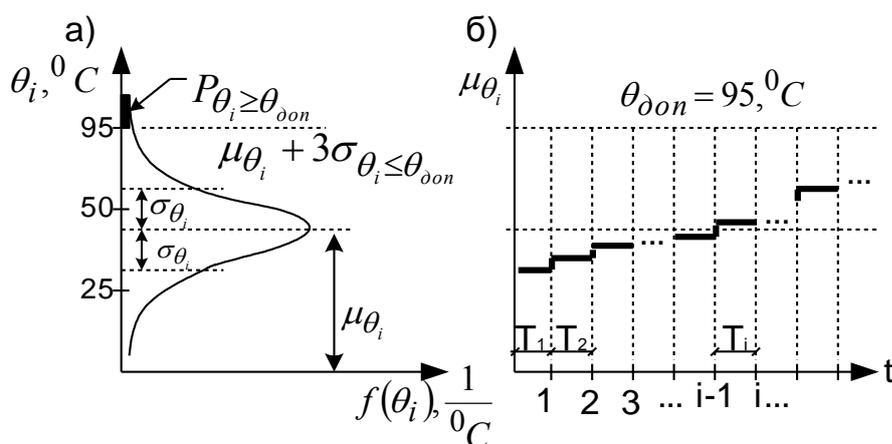


Рис. 4.1. График изменения температуры конденсатора за длительное время: а) плотность распределения температуры в суточный период  $T_i$ ; б) зависимость  $\mu_{\theta_i}(t)$ ,  $T_i = 1$  сутки

На рис 4.1., а) построен график плотности распределения температуры для гауссовского распределения за период  $T_i$ , зная, что для стационарного случайного процесса в очередной период  $T_{i+1}$  будет график тоже гауссовского распределения со своими  $\mu_\theta$  и  $\sigma_\theta$ . На рис. 4.1., б) показана зависимость математических ожиданий температуры от времени,  $\mu_\theta(t)$ .

В [17] показано, что плотность распределения напряжений плеч питания подстанции и их высших гармонических составляющих можно рассматривать как гауссовскую. Следовательно ток и напряжение конденсатора имеет такой же закон распределения. Это показано в пункте 3.2.

Применительно к гауссовскому распределению время за  $i$  – е сутки, когда температура наиболее нагретого места более нагретого конденсатора будет меньше  $\theta_{доп} \leq 95^\circ\text{C}$ , составит (в часах):

$$t_{\mu_{\theta_i} \leq 95^\circ\text{C}} = 24 \cdot \Phi \cdot \left( \frac{95 - \mu_{\theta_i}}{\sigma_{\theta_i}} \right). \quad (4.2.)$$

Соответственно время, когда температура контролируемой точки конденсатора будет больше  $95^\circ\text{C}$ , составит (в часах):

$$t_{\mu_{\theta_i} \geq 95^\circ\text{C}} = 24 \cdot \left[ 1 - \Phi \left( \frac{95 - \mu_{\theta_i}}{\sigma_{\theta_i}} \right) \right]. \quad (4.3.)$$

Вероятность превышения температуры конденсатора значения  $\theta_{доп}$  составляет:

$$P_{\theta_i \geq 95^\circ\text{C}} = 1 - \Phi \cdot \left( \frac{95 - \mu_{\theta_i}}{\sigma_{\theta_i}} \right). \quad (4.4.)$$

На основе широко распространенного при расчетах в технике правила «трех сигм», для каждого суточного периода должно выполняться условие  $\theta_{доп} \geq \mu_{\theta_i} + 3\sigma_{\theta_i}$ .

На основе графика рис. 4.1., б), построенного для целого ряда суток, легко определить время, когда необходимо конденсатор заменить,  $T_\theta = 95^\circ\text{C}$ .

Одновременно с построением графика рис. 4.1., б) необходимо получить график  $U(t)$  на искомом конденсаторе. Напряжение на конденсаторной батарее соответствует напряжению плеча, на которое включена батарея. В параграфе 3.2. подробно описан процесс формирования не только зависимости  $U(t)$ , но и  $K_{Un}$  за искомый период  $T$ . Таким образом, с помощью ИВК, выделив наибольший коэффициент  $n$  –й гармонической

составляющей напряжения, можно оценить влияние этой гармоники на старение изоляции конденсаторов. Например для осциллограммы рис. 3.1. ( $I = 403,4 \text{ A}$ ) наиболее значимые гармоники напряжения. ( $n = 3, 5, 7$ ) соответственно составляют 9,2; 6,5; 6,3 % от основной. Как известно [4], конденсаторы допускают длительную работу при напряжении до 110% номинального с учетом высших гармонических. При больших длительных значениях срок службы конденсаторов сокращается в несколько раз.

Используя методику пункта 3.2., для воздействия наиболее значимой гармоники  $n$ -й гармоники напряжения на работоспособность конденсатора необходимо на основании рис. 3.2. по функции  $K_{2U}(t)$  получить: математическое ожидание  $\mu_n$ ; дисперсию  $D_n = \sigma_n^2$ ; корреляционную функцию  $\rho_x^*(\tau)$ , рис.3.3. Применительно к гауссовскому стационарному процессу средняя длительность превышения  $K_{Un}$  предельного значения определится по формуле, [11]:

$$\bar{t}_{K_U \geq K_{Un(\text{дон})}} = \frac{2\pi}{\sqrt{(-r''_o)}} \cdot [1 - \Phi(\gamma)] \cdot \ell^{\frac{\gamma^2}{2}}; \quad \gamma = \frac{C - \mu_n}{\sigma_n}, \quad (4.5.)$$

где  $r''_o = \frac{d^2 \cdot \rho_x^*(\tau)}{d\tau^2} \Big|_{\tau=0}$  - вторая производная аналитически записанной

нормированной корреляционной функции  $\rho_{K_{Un}}(\tau) = \rho_x^*(\tau)$ ;  $C = K_{Un(\text{дон})}$ ;  $\Phi(\gamma)$  – затабулированная функция нормированного гауссовского распределения.

Средний интервал между выбросами  $K_{Un}$  на уровне  $C$  составит:

$$\bar{t}_C = \frac{2\pi}{\sqrt{(-r''_o)}} \cdot \Phi(\gamma) \cdot \ell^{\frac{\gamma^2}{2}}. \quad (4.6.)$$

Таким образом с использованием выражений (4.2.), (4.4.) можно получить информацию об изменении температуры в наиболее нагретом месте конденсатора с определенной уверенностью, а по выражениям (4.5.), (4.6.) получить картину влияния высших гармонических на приращение температуры конденсатора, то есть старения изоляции.

Располагая корреляционной функцией  $\rho_{K_{Un}}(\tau)$ , см. рис. 3.3., можно учесть влияние пульсирующего процесса изменение наибольшей гармоники ( $K_{Un}$ ) на старение изоляции. Используя пример параграфа 3.2., для  $\tau_o = 1$  час. Наибольшая дисперсия  $K_{2U}(t)$  колеблется с круговой частотой

$\omega_1 = \frac{\pi}{\tau_0} = 3,14 \frac{1}{\text{час}}$ . Следовательно, практически 3 раза за час  $n$ -я выс-

шая гармоника напряжения пульсирующе воздействует на ухудшение изоляции конденсатора.

Как известно постоянная времени нагрева мощного высоковольтного конденсатора составляет 1...1,5 час. Следовательно, при организации измерений температуры конденсатора с предварительным отключением установки, наибольшую температуру конденсатора можно измерить 3–4 час. После включения конденсаторной установки. За это время будет учтен пульсирующий характер изменения коэффициента гармоник напряжения.

## 5. Мониторинг и прогнозирование работоспособности заземленной шины тягового трансформатора

Заземленная шина (фаза) тягового трансформатора является частью цепи, где суммируется практически вся тяговая нагрузка подстанции, достигая для трансформатора  $S = 40$  МВА значений  $I > I_{ном} = 840$  А. В месте подключения к заземляющему контуру подстанции алюминиевая шина сначала посредством болтового соединения крепится к стальной шине, которая затем с помощью электросварки соединяется со стальными полосами контура и заземленным рельсом.

Выбранное при проектировании сечение шин как правило обеспечивает любые допустимые перегрузки. Слабым местом в цепи тока является контактный переход болтового соединения алюминий – сталь. У алюминия по поверхности образуется оксидная изолирующая пленка. Даже при значительной площади контакта алюминий – сталь переходное сопротивление может изменяться в широких пределах. Стальная полоса, особенно во влажной среде, интенсивно ржавеет, уменьшая поперечное сечение токопроводящего канала. Важно в анализируемом узле и то, что нарушается плотность переходного контакта, увеличивается его сопротивление и даже при неизменном токе в данном месте возрастает температура.

В условиях эксплуатации предусмотрены мероприятия по поддержанию работоспособности таких узлов за счет ТО, внеплановых проверок и ремонтов [13]. Внешний осмотр подобных узлов не позволяет получить объективной оценки качества соединения шин алюминий – сталь, медь – сталь и другие. Более точное заключение о качестве контакта можно получить по контролю температуры. С использованием пирометра, см. пункт 2.7.3., можно легко дистанционно определить температуру искомого контакта. Но для мониторинга состояния анализируемого контакта этого недостаточно.

Интервал измерения, на котором находится наибольший ток, составляет  $T = 24$  час. Наибольший ток, при котором должна быть определена наибольшая температура, является величиной случайной. Следовательно, необходимо получить плотность распределения температуры за период повторяемости, см. аналог на рис. 4.1. Как видно из табл. 2.7., большинство тепловизоров не рассчитаны на длительное включение. Как правило анализируемый контакт закрыт грунтом и прибор ИК-лучей даст большую ошибку при измерении температуры. Более точно определить температуру можно с помощью датчика (зонда), установленного непосредственно в месте выделения температуры.

Отечественная и зарубежная промышленность выпускают широкий спектр простых, достаточно точных и надежных зондов для измерения и контроля температуры в диапазоне от  $-50^{\circ}\text{C}$  до  $+300^{\circ}\text{C}$  и более [26]. Они относительно легко согласуются с характеристиками типовых элементов электронных схем (резисторов, операционных усилителей и других), что позволяет создать датчики температуры, которые, в свою очередь, легко согласовать с аналоговыми входами ПЭВМ ИВК.

Оперативный персонал, осуществляющий и контролирующий процесс измерения, должен находиться в пункте управления подстанций. От места установки зонда до расположения ИВК необходимо прокладывать контрольный кабель (несколько десятков м). Территория подстанции подвержена значительному влиянию электрического поля, поэтому кабель должен быть защищен от помех. В этих условиях для обеспечения точности измерения целесообразно использовать световод со светодиодом со стороны зонда и фототранзистор на стороне, подключаемой к ИВК. Такое решение позволяет измерять температуру узлов, находящихся на высоте, под напряжением независимо от погодных условий, и времени суток за длительное время.

Для автоматической оценки работоспособности переходного контакта надо иметь объективный показатель, который с течением времени возрастает. Этому соответствует переходное сопротивление, но на практике его трудно контролировать. При изменяющемся токе состояние переходного контакта по температуре однозначно оценить нельзя. Обеспечить качественный контроль анализируемого сопротивления можно с помощью ИВК. На одном графике строятся зависимости  $Q(t)$  и  $I(t)$  последовательно по суточным периодам  $T_i$ , см. рис. 5.1.

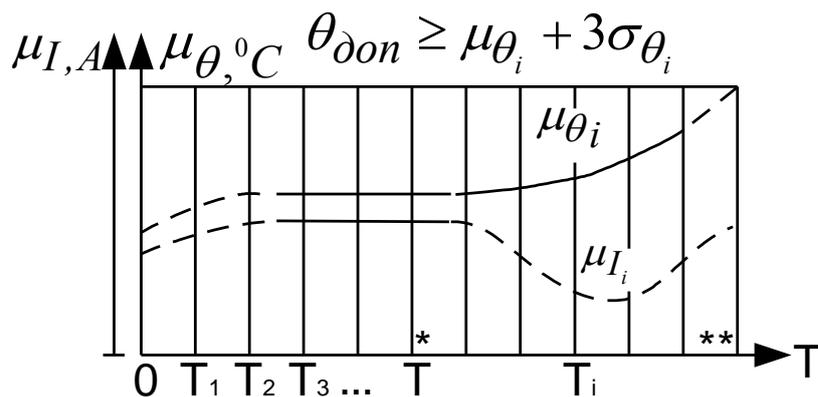


Рис. 5.1. К определению физического состояния переходного контакта: \* - суточный интервал, на котором зафиксировано ухудшение переходного контакта; \*\* - точка достижения состояния отказа

В цепи заземленной фазы имеется (или легко поставить) трансформатор тока, подключив который к токовому аналоговому входу ИВК строится график  $Q(t)$  за период повторяемости  $T_i$ . По аналогии с разделом 4, см. рис. 4.1., строятся среднесуточные зависимости  $\mu_{\theta}(T)$ ,  $\mu_{I_i}(T)$ . Начиная с точки \* даже при  $\mu_I = const$  значение  $\mu_{\theta}$  растет, это говорит о том, что переходный контакт ухудшается – сопротивление возрастает, температура тоже растет:

$$Q_{\Delta t} \equiv W_{\Delta t} = 0,24 \cdot \Delta t \cdot I_{\Delta t}^2 \cdot R_{\Delta t}. \quad (5.1.)$$

При исправном состоянии переходного контакта с учетом того, что постоянная времени нагрева контакта сталь – алюминий  $\tau \ll T_i$ , линия  $\mu_{\theta}$  до точки \* практически повторяет характер изменения линии  $\mu_I$ . (Постоянная времени нагрева алюминиевых проводов среднего сечения составляет  $\tau \approx 10$  мин., у электродвигателей  $\tau = 1,5...2$  час. Для данного случая можно принять  $\tau \leq 0,5$  час., [16]). В точке \*\* температура достигает значения  $Q = Q_{доп}$  – это состояние отказа,  $Q_{доп} \geq \mu_{\theta i} + 3\sigma_{\theta i}$  для любого суточного интервала  $T_i$  повторяемости нагрузки.

Согласно [13, 19] допустимая температура шин при К.З. составляет: алюминий -  $200^{\circ}\text{C}$ ; медь -  $300^{\circ}\text{C}$ ; сталь -  $400^{\circ}\text{C}$ . Допустимая длительная температура голых алюминиевых проводов не должна превышать  $70^{\circ}\text{C}$ . На основе отмеченного возьмем  $Q_{доп}$  анализируемого узла  $100^{\circ}\text{C}$ . Для диагностической оценки состояние переходного контакта по аналогии с выражением (2.1.) введем показатель

$$\eta(t) = \frac{Q(t)}{Q_{доп}} = \frac{Q(t)}{100}. \quad (5.2.)$$

Безразмерный диагностический показатель  $\eta(t)$  изменяется в пределах  $\eta = 0 \dots 1$ ,  $\eta = 1$  соответствует отказу. На рис 5.2. показан график  $\eta(t)$ . С систематической оценкой  $\eta(t)$  легко выделить характерные состояния:  $0 - \eta^*$  - контакт исправен, здесь в ТО имеет смысл только осмотр;  $\eta^* - \eta^{**}$  - контакт работоспособен, но неисправен;  $\eta \geq \eta^{**}$  - отказ. При состоянии  $\eta^* \leq \eta \leq \eta^{**}$  необходимо произвести ремонт. Время начала ремонта определяется условием  $t^* \leq t_{нр} \leq t^{**}$ , причем время  $t_p < (t^* - t^{**})$ . Длительность ремонта  $t_p$  определяется технологическим процессом, квалификацией ремонтного персонала, наличием инструмента и запасных деталей.

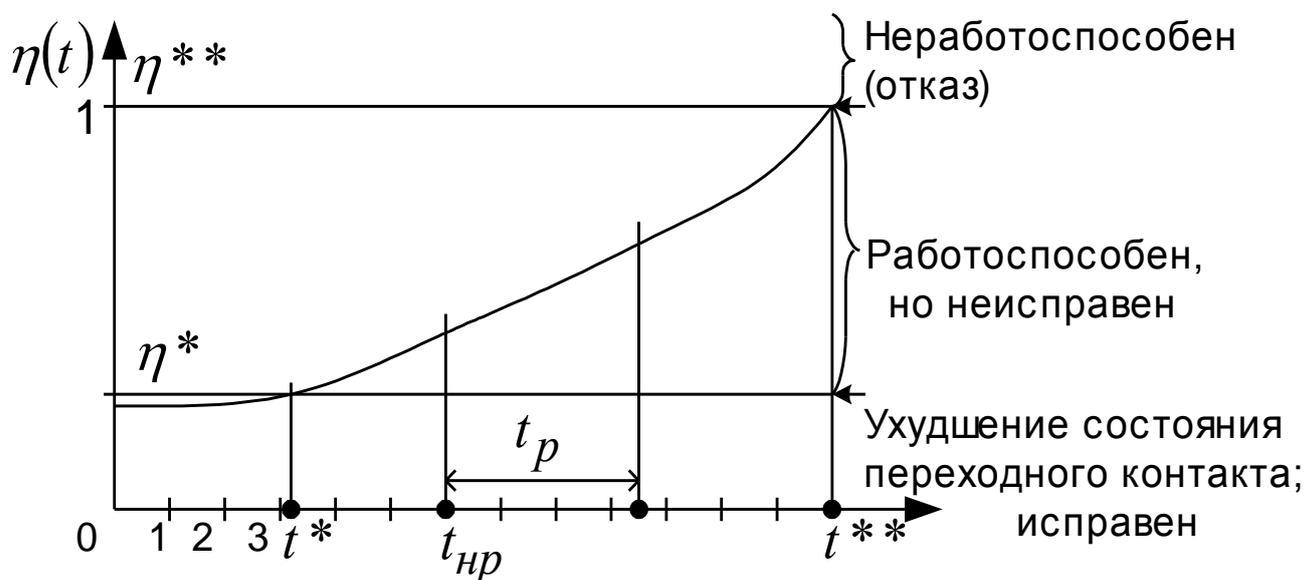


Рис. 5.2. График изменения диагностического показателя оценки состояния переходного контакта

Отметим, разрыв цепи заземленной шины чреват серьезными последствиями аварии, вплоть до отказа подстанции. При заметных успехах в области разработки приборов инфракрасной техники подобного назначения можно надеяться на создание надежных тепловизоров, сопряженных с ПЭВМ, удовлетворяющим условиям измерения на тяговой подстанции.

При сокращенном контроле температуры только с помощью пирометра необходимо задаться временем измерения. Для этого потребуется построить корреляционную функцию тока заземленной шины или температуры искомого переходного контакта. По аналогии с построением графика рис. 3.2., и используя выражения подобные (3.7.) - (3.12.) для корреляционной функции  $\rho_l^*(\tau)$  находятся время корреляции  $\tau_{ou}$  частота  $\omega$ , с которой пульсирует дисперсия тока (или температуры). Зная,

что для магистральной железной дороги время корреляции тока  $\tau_0 = 1 \dots 2$  час.,  $\omega_1 = \pi/\tau_0 \approx (3 \dots 1,5)$  1/час. Время измерения пирометром должно продолжаться порядка 1 часа. За это время пирометром будет зафиксирован максимум температуры.

## 6. Контроль работоспособности соединительных контактов и выключателей

В наиболее ответственном коммутационном аппарате – выключателе не менее важными являются контакты его соединения с внешней схемой.

Для контактного соединения токоведущих частей в справочной литературе  $Q_H$  при номинальном токе и ее превышение над температурой окружающей среды  $\Delta Q_H$ , задано в [19, 20].

Соединение из меди, алюминия и их сплавов:	$Q_H, ^\circ\text{C}$	$\Delta Q_H, ^\circ\text{C}$
- без защитного покрытия	90	55;
- с покрытием оловом	105	70.
Выводы аппаратов из меди, алюминия и их сплавов:	$Q_H, ^\circ\text{C}$	$\Delta Q_H, ^\circ\text{C}$
- без защитного покрытия	90	55;
- с покрытием серебром	105	70.
Соединения шин, проводов, кабелей:		
- из меди, алюминия и их сплавов	-	40.

Здесь даны значения при работе на воздухе.

Часто производится сравнение температуры зоны проверяемого объекта с подобной зоной объекта, не имеющего дефекта. Как показано в пункте 2.7.3., наибольшую точность и наглядность дает метод использования инфракрасного излучения.

Широко используется метод, где по результатам измерения при заданном токе нагрузки определяется превышение температуры контакта над температурой окружающей среды и, приведя его к значению номинального тока соединения, сравнивают с нормой. Приведение производится по формуле

$$\Delta Q_{нр} = \Delta Q \left( \frac{I_{НОМ}}{I} \right)^2, \quad (6.1.)$$

где  $\Delta Q_{нр}$  – расчетное значение превышения температуры при номинальном токе  $I_{НОМ}$ ;  $\Delta Q$  – измеренное превышение температуры при токе  $I$  через соединение.

Температура поверхности соединения при допустимом токе  $I_\delta$ , не превышающего  $I_{НОМ}$ , дает соотношение:

$$I_{\partial} = I_{\text{НОМ}} \cdot \left( \frac{\Delta Q_H}{\Delta Q} \right)^{1/2} = I \cdot \left( \frac{\Delta Q_H}{\Delta Q} \right)^{1/2}. \quad (6.2.)$$

На рис. 6.1. изображена анализируемая зависимость [22].

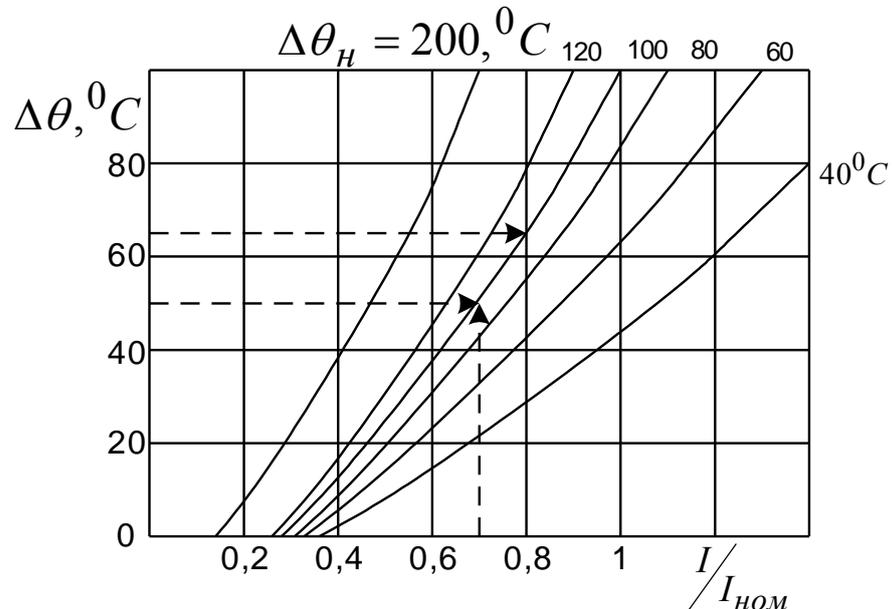


Рис. 6.1. Зависимость превышения температуры контактного соединения от относительного значения тока нагрузки

Если при токе  $I = 0,7 \cdot I_{\text{НОМ}}$  измерено  $\Delta Q = 50^{\circ}\text{C}$ , то сравнивать с нормами следует значение  $\Delta Q_{\text{нр}} = 100^{\circ}\text{C}$ . При нормированном для этого контакта значения  $\Delta Q_{\text{н}} = 65^{\circ}\text{C}$  наибольший допустимый ток  $I_{\partial} = 0,8 \cdot I_{\text{НОМ}}$ . При токах через контакт менее  $(0,25 - 0,3) \cdot I_{\text{НОМ}}$  точность оценки существенно снижается.

Температура контактного соединения определяется не только тепловыделением в контакте, которое характеризует степень развития дефекта. Она сильно зависит от внешних факторов: солнечной радиации, осадков, ветра и так далее. Изменение температуры приборами ИК-излучения, выдавая интегральный результат, более точно и предпочтительно.

Испытания изоляционной конструкции коммутационного высоковольтного аппарата производится стандартными методами: путем приложения повышенного напряжения; измерения сопротивления или тока проводимости с помощью аппаратуры диагностики, например прибора ПКВ/М5 (производства СКБ ЭП г. Иркутск). Контролируется также изоляционное масло или элегаз, см. пункты 7.2.2., 7.2.3.

Контроль состояния механической системы производится путем проверки функционирования выключателя. В объем проверки входят контроль регулировочных и скоростных характеристик работы выключателя определенного типа [13].

У силовых высоковольтных выключателей, независимо от отрасли, где они используются, наиболее часто встречающиеся неисправности: отказы функционирования, ухудшения изоляции, недопустимые нагревы токоведущих частей.

Отказы функционирования в основном обусловлены нарушением работы элементов механической системы. Поломки или изменение характеристик пружин, увеличение трения в рабочем механизме, изменение усилий приводов и тому подобное составляют до 80% отказов выключателя. Контроль состояния механической системы осуществляется путем проверки функционирования выключателя при выводе из цепи силового тока. Состояние механизмов можно оценить по усилиям, необходимым для их перемещения. В объем проверки входят контроль регулировочных и установочных характеристик приводов, измерение временных и скоростных характеристик работы выключателя.

Наиболее важной частью проверки работоспособности выключателя является его опробование. Оно должно проводиться периодически не реже одного раза в квартал и после каждого ремонта выключателя. Регистрация опробований ведется в отдельном журнале. Успешное автоматическое отключение от защит может записываться как выполненное опробование [13].

Послеремонтное опробование включает следующие операции:

а) простое дистанционное опробование – при номинальном напряжении оперативного тока убеждаются в правильности сборки и целостности управляющих цепей, отсутствие посторонних стуков, исправности ламп сигнализации положения, надежной фиксации во включенном положении;

б) опробование при пониженном на 20% от номинального напряжении оперативного тока – проверяется правильность регулировки механизма свободного расцепления;

в) опробование при повышенном напряжении (при 110%  $U_{ном}$ ) – проверяется правильность регулировки механизма свободного расцепления, а именно надежность фиксации во включенном положении при большей, чем обычно, вибрации от удара включающего механизма;

г) опробование выключателя от действия защит – выполняется замыканием контактных выводов на токовых реле защит (проверяется исправность защитных цепей отключения);

д) проверка с имитацией включения выключателя на короткое замыкание, или проверка работы выключателя с имитацией включения на короткое замыкание от ключа на щите управления – производится по специально собранным схемам.

Характеристики неисправностей приводов и способы их устранения изложены в справочной литературе, [13]. Временные характеристики выключателя определяются осциллографированием работы контактов. Характеристики движения механических частей могут быть получены путем снятия виброграмм. Виброграмма записывается при помощи виброгрофа – электромагнита, питаемого переменным током частотой 50 Гц, к якорю которого прикреплено пишущее устройство. Синусоида служит для отметки времени.

Важнейшие характеристики, оценивающие состояние изоляции и нагрев токоведущих частей изоляции определяются по стандартным методикам, изложенным например в [21]. Кроме этого повысить качество контроля изоляции и температуры можно с помощью приборов, работающих на основе методов, изложенных в пунктах 2.7.2...2.7.4. В настоящее время при интенсивной модернизации объектов на тяговых подстанциях МПС используются в основном масляные, элегазовые и вакуумные выключатели. В масляных выключателях, используя современные методы контроля можно более обоснованно определить их остаточный ресурс по циклам включить – отключить. Увеличение переходного сопротивления контактов можно обнаружить пирометром по изменению температуры наружных поверхностей выключателя. Для оценки наработки выключателей 27,5 кВ используется фиксатор – сумматор токов короткого замыкания ФСТКЗ-76. Для эксплуатируемых на тяговых подстанциях масляных выключателей 27,5 кВ граница поля допуска составляет 100 кА · с.

Основными параметрами масляного выключателя, определяющими его работоспособность, следует считать диэлектрическую прочность масла и степень износа контактов. Как известно диэлектрическая прочность снижается с ростом числа отключений коротких замыканий. Диэлектрическая прочность масла при заливке должна быть не ниже 40 кВ, граница поля допуска 25 кВ [13].

Вакуумные выключатели, по сравнению с масляными и элегазовыми, обладают большим ресурсом отключений. Например, современный выключатель на 10 кВ с номинальным током отключения 1000 А (фирма «Таврида электрик») рассчитан на  $10^5$  отключений. Вакуумная колба не требует ремонта, выключатель обладает высоким быстродействием. Ресурс вакуумной камеры зависит от износа контактов. При этом изоляционная поверхность между контактами камеры снижает сопротивление, прочность уплотнения контактов ухудшается, увеличивается нагрев контактов. Относительная степень износа известной камеры КДВ-10-2-/1600 за цикл одного выключение определяется по выражению:

$$S_i = \frac{I_i - B \cdot I_i^{2a}}{A}, \quad (6.1)$$

где  $I_i$  – ток отключения, А; А, В, а – константы, определяемые типом вакуумной камеры: здесь А = 156,8; В = 0,878; а = 0,4.

Камера, отработанный ресурс, заменяется новой.

При высокой наработке до отказа для контроля остаточного ресурса циклов включить – отключить выключатель должен быть оснащен счетчиком числа срабатываний.

Лучшими технико-экономическими показателями в диапазоне напряжения 3...35 кВ обладают вакуумные выключатели. На дорогах переменного тока напряжением 27,5 кВ идет замена выключателей на основе вакуумных камер 10-35 кВ.

На напряжении 110-220 кВ относительно высокими показателями обладают выключатели, где в качестве изолирующей и защитной среды используется элегаз (шестифтористая среда). Он обладает диэлектрической прочностью в 2,5 большей, чем воздух. Элегаз обладает хорошей дугогасительной способностью, без запаха, негорючий, неядовитый, взрывобезопасен, его плотность в 5 раз больше, чем воздуха. Безопасная доза элегаза для человека – до 1% содержания в воздухе. Высокая электрическая прочность элегаза позволяет значительно уменьшить габаритные размеры и массу по сравнению с масляным выключателем.

Техническое обслуживание элегазового выключателя требует устройств для пополнения и очистки элегаза с помощью сорбентов. Одной из основных процедур контроля работоспособности элегазового выключателя является проверка элегаза: контролируются пробивное напряжение, влажность и наличие продуктов разложения.

Из рассмотренных типов выключателей более технологичными являются вакуумные, но они дороже чем элегазовые или масляные. Высокая технологическая культура выполнения ТО и ремонта с использованием диагностирования делает вакуумные выключатели более предпочтительными.

## 7. Прогнозирование остаточного ресурса трансформатора

Интенсивность старения изоляции трансформатора зависит от температуры и времени ее воздействия. Из-за сложности учета воздействия многих факторов как правило используется упрощенная математическая модель определения состояния трансформатора. Принимается, что при изменении температуры наиболее нагретой точки (ТННТ) на  $6^{\circ}\text{C}$  скорость износа изоляции изменяется вдвое, а за единицу «нормального износа» берется износ изоляции в текущем цикле расчета при неизменной ТННТ обмотки, равной  $98^{\circ}\text{C}$ .

В качестве расчетного времени контроля рекомендуется брать текущий интервал времени  $\Delta t = 5...10$  мин. Для оценивания суммарного износа изоляции за продолжительное время контроля необходимо исполь-

зывать информацию о фактической температуре окружающей среды, окружающего воздуха, температуре наиболее нагретой точки. Перечисленные значения необходимо учесть в алгоритме решения задачи.

Тепловые процессы в трансформаторе обычно моделируют двух-элементной моделью, где учитывают малую постоянную времени нагрева обмоток  $\tau = 6 \dots 8$  мин. и большую постоянную времени нагрева всего трансформатора с маслом  $\tau_T = 2 \dots 4$  час.

Повышение температуры масла в верхней части бака над температурой охлаждающей среды  $\Delta\theta_{Mi}$  в конце каждого текущего цикла  $i$  оценивается по формуле:

$$\Delta\theta_{Mi} = \Delta\theta_{MK} + (\Delta\theta_{M(i-1)} - \Delta\theta_{MK}) e^{-(\Delta T / \tau_T)}, \quad (7.1.)$$

где  $\Delta\theta_{MK}$  – установившееся значение превышения  $\Delta\theta_M$ ,  $^{\circ}\text{C}$ , при длительном действии нагрузки, имеющей кратность  $k = I/I_{ном}$ ;  $\Delta T$  – длительность расчетного цикла.

Превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой верхних слоев масла находится по формуле:

$$\Delta\theta_{OMi} = \Delta\theta_{OM} + (\Delta\theta_{OM(i-1)} - \Delta\theta_{OMK}) e^{-(\Delta T / \tau_o)}, \quad (7.2.)$$

где  $\Delta\theta_{OMi}$  - асимптота кривой превышения температуры обмотки над температурой масла, которая учитывает кратность текущей нагрузки, конструктивные данные трансформатора с учетом системы охлаждения,  $^{\circ}\text{C}$ .

Температура наиболее нагретой точки

$$\theta_{ННТ} = \theta_{Mi} + \theta_{OMi} + \theta_{cp}, \quad (7.3.)$$

где  $\theta_{cp}$  – температура окружающей среды,  $^{\circ}\text{C}$ .

Относительный износ изоляции за время текущего цикла  $\Delta T$  (в долях от нормального износа за этот цикл) определяется по выражению

$$V_j = 2 \cdot \frac{\theta_{ННТ} - 98}{6}.$$

Затем рассчитывается суммарный относительный износ изоляции (в долях от нормального износа за это время) на конец  $i$ -го цикла за расчетное время контроля ресурса  $V_{\Sigma i}$  и сверхнормативный запас ресурса  $\Delta R_i$

$$V_{\Sigma i} = V_{\Sigma(i-1)} + \frac{V_j + V_{\Sigma(i-1)}}{n_j}; \quad (7.4)$$

$$\Delta R_i = (1 - V_{\Sigma i}) \cdot T_i, \quad (7.5)$$

где  $T_i$  - время от начала контроля ресурса до текущего момента;  $n_i$  – количество циклов за время  $T$ .

На основе методики, изложенной в [15] на рис. 7.1. представлен алгоритм расчета теплового износа изоляции, что позволяет получить прогноз относительно теплового состояния трансформатора. В качестве исходных берутся данные экспресс – анализа: мгновенных значений тока нагрузки  $I(t)$  трансформатора, А; температуры нагрева масла в верхних слоях диагностируемого трансформатора  $\theta_M(t)$ , °С; превышение температуры обмоток над температурой верхних слоев масла  $\theta_{ом}$ , °С; температура окружающего воздуха в месте установки трансформатора  $\theta_{ср}$ , °С; температура  $\theta_{ННТ}$ , °С. затем проводятся расчеты температуры масла, нагрузки на ближайший час и предельная допустимая длительность  $t_{max}$  фактической нагрузки трансформатора по условию недопущения тепловой перегрузки.

Фактический относительный тепловой износ  $F$  изоляции обмоток трансформатора за прошедший интервал времени определяется по формуле

$$F = \exp\left[0,111524(\theta_M(t)) + 23,1 \cdot K^y(t_{II}) - \theta_{доп}(t)\right] \Delta t, \quad (7.6.)$$

где  $\theta_{доп}$  – дополнительный перегрев обмотки из-за увеличения ее сопротивления при перегрузке, °С.

Значение суммарного теплового износа изоляции за весь период наблюдения составит

$$F_{\Sigma} = F_{\Sigma-1} + F, \quad (7.7.)$$

что позволит сделать прогноз состояния изоляции, ресурса и возможности дальнейшей эксплуатации трансформатора.

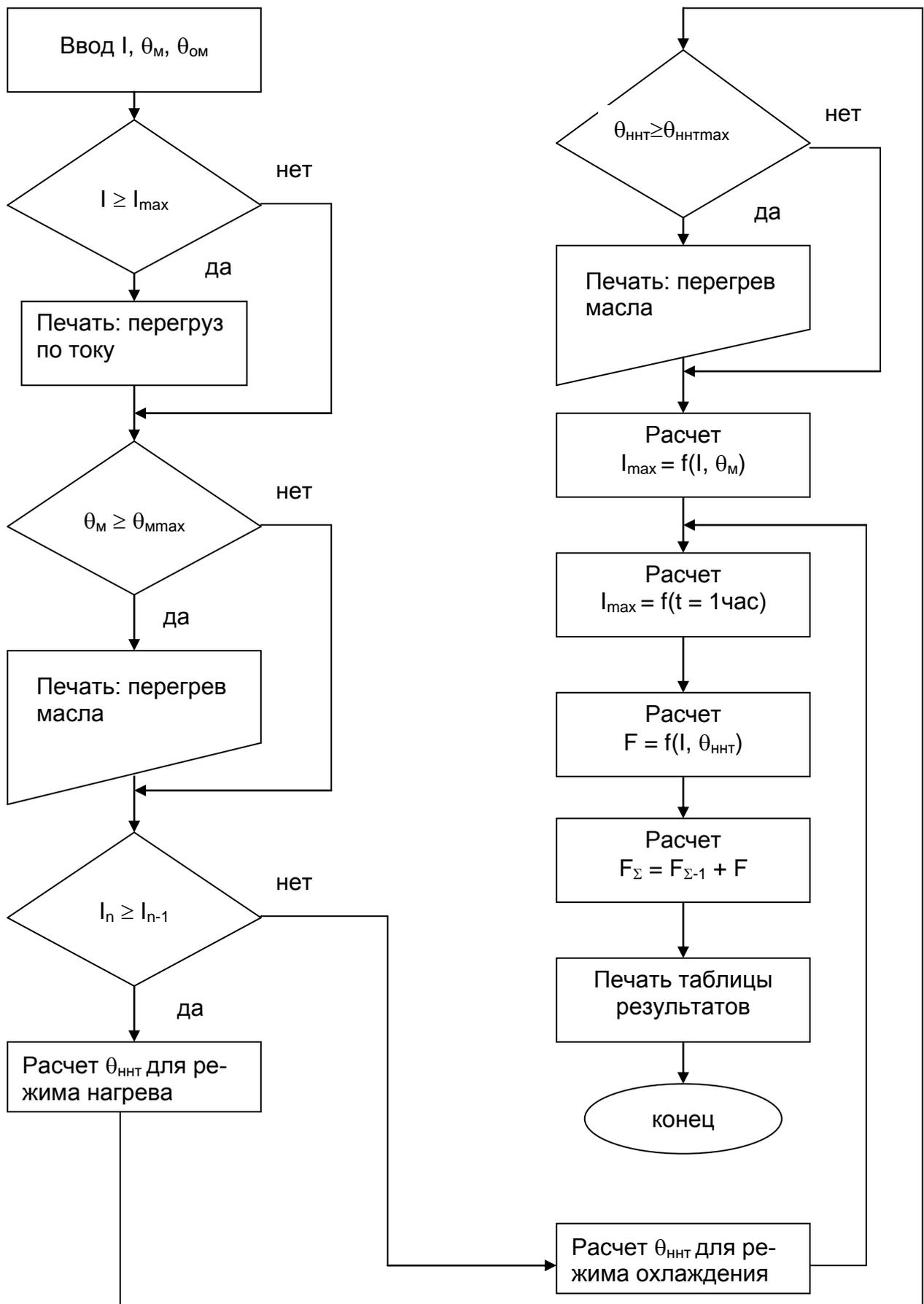


Рис. 7.1. Алгоритм расчета теплового износа изоляции трансформатора

Таким образом, располагая информацией о работоспособности трансформатора, с помощью методов изложенных в разделе 2.7. и о ресурсе можно с высокой надежностью продолжать использовать трансформатор до фактического предотказного состояния.

## 8. Диагностирование в стратегии технического обслуживания и ремонта по состоянию

Глубина и качество технического диагностирования сложных ЭУ неразрывно связана с выбранной стратегией технического обслуживания и ремонта, см. раздел 2.

Необходимые требования, которые определяют применение более совершенной стратегии технического обслуживания и ремонта по состоянию с контролем параметров в электрохозяйстве предприятий изложены в [20], где сказано: система управления электрохозяйством должна обеспечивать повышение надежности, безопасности и безаварийной работы оборудования; внедрение и освоение новой техники, технологии эксплуатации и ремонта, эффективных и безопасных методов организации производства и труда.

На рис.8 изображена схема стратегии технического обслуживания и ремонта по состоянию. Переход на данную стратегию в конечном итоге позволит повысить надежность электроснабжения, безопасность электроустановок и выполняемых в них работ, экономическую эффективность. Согласно представленным на рис. 8 взаимосвязям требования надежности должны гарантироваться в первую очередь эксплуатационной технологичностью, реализуемой посредством выполнения условий 8-12. В свою очередь реализация этих условий обеспечивает более высокую безопасность выполняемых работ, например под высоким напряжением, на высоте, в стесненных условиях и дефиците времени. Естественно, анализируемую стратегию легче внедрить при обслуживании и ремонте устройств, у которых предусмотрено выполнение условий 4-12 на стадии заводского изготовления, при реконструкции и монтаже. Нетрудно заметить, все эти условия тесно связаны с выполнением требований безопасности.

Стратегия достойна применения, если ее осуществление дает экономический эффект. Его можно оценить на основе определения показателей 13-16. Стоимость обслуживания и ремонта (15) связано с частотой профилактик, коэффициентом готовности и ущербом от недоотпуска потребителям электроэнергии. Срок окупаемости капитальных вложений также связан с ущербом от недоотпуска и качеством электроэнергии.

Высокая технологичность выполняемых работ при техническом обслуживании и ремонте во многом зависит от квалификации оперативного и оперативно-ремонтного персонала, посредством которого реализу-

ются передовые методы организации и выполнения работ, а также постоянное совершенствование оборудования с целью обеспечения условий 4-12 рассматриваемой стратегии. В целом сочетание высокой технологичности и достоверного диагностирования позволяют обеспечить более высокую надежность электроснабжения.

Нетрудно заметить, что отдельные элементы технической диагностики как основной составляющей стратегии технического обслуживания и ремонта по состоянию давно нашли применение для контроля за состоянием наиболее уязвимых элементов оборудования и за стабильностью наиболее важных параметров. Так, например, широко применяется постоянный температурный контроль за элементами электроустановок, магнитопроводов, обмоток крупных электрических машин и силовых трансформаторов, контроль изоляции кабельных и воздушных линий. Некоторые принципы и средства технической диагностики закладываются практически в каждую схему автоматического управления электроустановками, см. раздел 2,5; 2,6; 2,7.

С разработкой методов и средств технической диагностики и внедрением их в практику работы электрохозяйств предприятий должна быть пересмотрена существующая схема технического обслуживания и ремонта планово-предупредительного типа (ППР). Однако периодический диагностический контроль определенное время будет проходить в рамках регламентированного технического обслуживания по плану, включенному в календарные графики. График периодических диагностических проверок должен войти в ремонтный цикл [1, 20].

Очевидно, на первых порах внедрения диагностического контроля в графике ремонта останутся и календарные сроки ремонта каждой единицы оборудования (изделия), хотя вывод в ремонт будет корректироваться в зависимости от их состояния. При широком внедрении диагностических методов можно будет отказаться от календарного планирования сроков ремонта для каждой единицы оборудования, заменив его на планирование диагностических проверок.

Из вышеизложенного следует, что широкому внедрению стратегии технического обслуживания и ремонта по состоянию должны предшествовать следующие основные этапы подготовки [1]:

- изучение и анализ причин дефектов, неисправностей и отказов оборудования электрохозяйства предприятий;
- изучение и анализ признаков проявлений изменения технического состояния оборудования;
- оценка необходимости и экономической целесообразности в периодическом или непрерывном контроле;
- установление необходимости и очередности внедрения технического обслуживания и ремонта по техническому состоянию для различных видов оборудования;

- определение возможности использования имеющейся стандартной или необходимости разработки специальной контрольно-измерительной аппаратуры, приборов и устройств для различных видов изделий и оборудования;
- определение возможности и необходимости разработки универсальной диагностической аппаратуры;
- разработка и изготовление соответствующих видов и средств технического диагностирования;
- определение других организационно-технических и технико-экономических факторов, обеспечивающих начало проведения планомерной работы по широкому переходу на стратегию технического обслуживания и ремонта по состоянию;
- разработка и составление соответствующих инструкций, правил и тестов технического диагностирования;
- регламентация периодичности диагностирования и других положений проведения технического обслуживания и ремонта по техническому состоянию.

Переход на более совершенную стратегию технического обслуживания и ремонта по состоянию неразрывно связан с повышением уровня профессиональных знаний всего эксплуатационного персонала.

Вышеизложенный материал может служить методологической основой составления и реализации планов модернизации, технического перевооружения и реконструкции электроустановок, повышения квалификации оперативного и оперативно-ремонтного персонала. В данном случае видны цели и задачи совершенствования техники и технологий на предприятиях, имеющих сложное хозяйство электроснабжения.

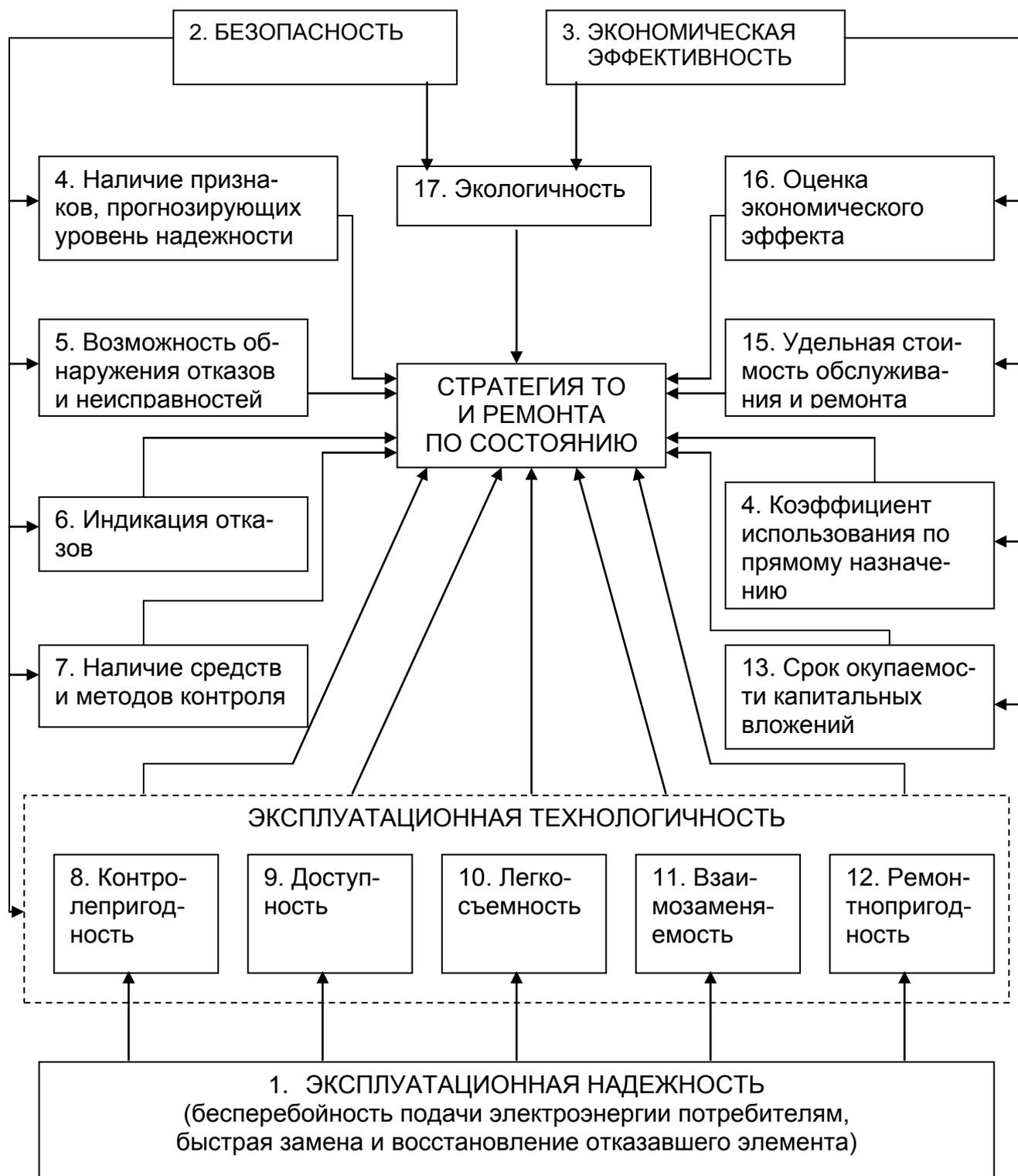


Рис.8. Условия реализации стратегии технического обслуживания и ремонта по состоянию

## Список литературы

1. Афанасьев Н.А., Юсупов М.А. Система технического обслуживания и ремонта оборудования электрохозяйств промышленных предприятий (система ТОР ЭО).- М.: Энергоатомиздат, 1989. - 528с.
2. Балабанов В.Н. Техническое обслуживание и ремонт в системе эксплуатации электроустановок предприятий: Учебно-методическое пособие. – Хабаровск: ДВГАПС, 1996. – 65с.
3. Баркан Я.Д. Эксплуатация электрических систем: Учебное пособие для электроэнергетических вузов. – М.: Высш.шк., 1990. – 304с.
4. Бородулин Б.М., Герман Л.А. Конденсаторные установки электрифицированных железных дорог переменного тока. М.: Транспорт, 1976. - 136с.
5. Вентцель Е.С. Теория вероятностей: Учеб. для вузов. – 5-е изд. стер – М.: Высш.шк., 1998. – 576с.
6. Гост 28001 - 83 Система технического обслуживания и ремонта техники. Основные положения. М.: Изд-во стандартов, 1983.
7. Гост 27518 - 87. Диагностирование изделий. Общие требования. М.: Изд-во стандартов, 1988.
8. Гост 27.002 – 89. Надежность в технике: Основные понятия. Термины и определения. – М.: Изд-во стандартов, 1989. - 37с.
9. Гост 20911 – 89. Техническая диагностика. Термины и определения. М.: Изд-во стандартов, 1990.
10. Гост 13109 – 97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во стандартов, 1998.
11. Горяинов В.Т., Журавлев А.Г., Тихонов В.И. Статистическая радиотехника: Примеры и задачи. Учебное пособие для вузов./ Под ред. В.И.Тихонова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Сов.радио, 1980.
12. Гуляев В.А., Костанди Г.Г. Техническая диагностика. Методы определения периодичности диагностирования электроэнергетических систем. Киев: Техника, 1987.
13. Давыдова И.К., Попов Б.И., Эрлих В.М. Справочник по эксплуатации тяговых подстанций и постов секционирования. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Транспорт, 1978. – 416с.
14. Зевин М.Б., Соколов В.Г. Справочное пособие молодого рабочего по надежности электроустановок: Для сред.ПТУ. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш.шк., 1987. – 160с.
15. Калявин В.П., Рыбаков Л.М. Надежность и диагностика электроустановок: Учебное пособие./ Мар.гос.ун-т. – Йошкар-Ола. – 2000. – 348с.
16. Караев Р.И., Волобринский С.Д. Электрические сети и энергосистемы. Учебник для вузов. Изд.2-е, перераб. и доп. М.: Транспорт, 1978. – 312с.
17. Марквардт Г.Г. Применение теории вероятностей и вычислительной техники в системе электроснабжения. М.: Транспорт, 1972. – 224с.

18. Надежность и диагностика систем электроснабжения железных дорог: Учебник для вузов ж/д транспорта. / А.В.Ефимов, А.Г.Галкин. М.: УМК МПС России, 2000. – 512с.
19. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.
20. Правила эксплуатации электроустановок потребителей. / Госэнергонадзор Минтопэнерго РФ. – 5-е изд., перераб. и доп. (с изменениями). – М.: Энергоатомиздат, 1997. – 285с.
21. Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования. Составлено: АО «Фирма ОРГРЭС» под редакцией Ф.Л.Когана. 1999, 428с.
22. Сви П.М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения. – М.: Энергоатомиздат. 1992. – 240с.
23. Смирнов Н.Н., Ицкович А.А. Обслуживание и ремонт авиационной техники по состоянию. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Транспорт, 1987. – 272с.
24. Ушаков В.Я. Старение изоляции и методы контроля ее состояния: Учебное пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 1993.
25. Фокин Ю.А. Надежность и эффективность сетей электрических систем. М.: Высшая школа, 1989. – 151с.
26. Хоровиц П, Хилл У. Искусство схемотехники : В 2-х т. Т.1.Пер. с англ. – изд.3-е, стереотип. – М.: Мир, 1986. – 598с.