

REFERENCES

1. Lukutin B.V., Muravlev A.I., Shandarova E.B. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic university*, 2008. 312, 4, pp. 128–130.
5. Scott J. Johnson, C.P. van Dam, D.E. Berg. Active Load Control Techniques for Wind Turbines. *Sandia Corporation, a Lockheed Martin Company, report SAND2008-4809*, 2008. pp. 125–140.
6. Aldo V. da Roza. *Vozobnovlyayemye istochniki energii. Fiziko-tekhnicheskie osnovy* (Renewable energy sources. Physicotechnical bases). Moscow, Intellect, 2010. 704 p.
7. *ElCut*. Available at: <http://www.elcut.ru> (accessed 05 January 2013).

УДК 621.31:658.58

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВОГО МАСЛОНАПОЛНЕННОГО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ В РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ ЕГО РАБОТЫ

Н.И. Хорошев

Пермский национальный исследовательский политехнический университет
E-mail: horoshev@msa.pstu.ru

От надёжности работы оборудования и сетей в целом зависит бесперебойность и качество обеспечения потребителей электрической энергией, безопасность производственных процессов и их эффективность. Одними из наиболее ответственных узлов систем электроснабжения являются силовые маслонаполненные трансформаторы средней мощности. По этой причине в статье рассмотрены аспекты оценки технического состояния силового маслонаполненного электротехнического оборудования без его отключения на основе формализации ключевых диагностических параметров (признаков), характеризующих работу оборудования. Показана необходимость учета параметра, отражающего динамику термического износа изоляции трансформаторов на основе интегральной математической функции. Предложены механизм оценки технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов средней мощности и модель поддержки принятия решений, которые положены в основу построения стратегии эффективного обслуживания оборудования по фактическому техническому состоянию. Установлено, что применение предложенного в статье подхода позволяет повысить эффективность принимаемых в производстве решений.

Ключевые слова:

Электротехническое оборудование, техническое состояние, диагностическая функция, поддержка принятия решений.

Высоковольтное силовое электротехническое оборудование (ЭО) представляет собой ответственные звенья систем электроснабжения, от надёжности работы которых зависит бесперебойность электроснабжения потребителей, безопасность производственных процессов и их энергетическая эффективность. При этом важным аспектом является необходимость оценки технического состояния (ТС) оборудования без его отключения от питающей сети и формирования перечня профилактических работ согласно складывающейся ситуации, обеспечивающих снижение денежных, трудовых и материальных затрат предприятия [1–3].

Основными характерными свойствами процессов эксплуатации ЭО, которые необходимо учитывать при выработке обоснованных управляющих воздействий как со стороны автоматизации, так и со стороны человека (человеко-машинных систем), является их разнородность, взаимозависимость, многопараметричность, иерархичность, а также территориальная распределённость.

Следует отметить, что одним из значимых направлений при формировании стратегии обслуживания ЭО по фактическому техническому состоянию [2] является задача проработки механизма параметрической оценки его ТС с учётом основных свойств процессов эксплуатации и накопленной базы знаний, позволяющей учесть опыт человека

на уровне принятия решений. Рассматриваемая задача обуславливает необходимость построения системы поддержки принятия оперативных управленческих решений (СППР), которая позволит определять моменты времени проведения диагностики, технического обслуживания (ТО) или ремонтов оборудования на основе непрерывно поступающей или дискретной информации о его ТС при различных режимах работы [4].

В качестве объекта исследования в статье рассматривались процессы эксплуатации высоковольтных силовых маслонаполненных трансформаторов (СМТ) класса напряжения 35/6 кВ. При этом методы исследований базировались на использовании положений теории надёжности, теории оптимизации, а также методов математического моделирования.

Трансформатор высокого напряжения с масло-содержащей изоляцией состоит из большого числа конструктивных элементов, основными из которых являются: магнитная система (магнитопровод), обмотки, выводы обмоток, изоляция, бак, охлаждающее устройство, механизм регулирования напряжения, различные защитные и измерительные устройства. Каждый трансформатор в зависимости от его исполнения комплектуется необходимыми устройствами контроля, защиты и охлаждения [5–7], техническое состояние которых необходимо

Таблица 1. Ключевые диагностические параметры СМТ средней мощности с естественным масляным охлаждением

Наименование параметра (обозначение)	Нормативное значение	Метод контроля
Температура окружающего воздуха (p_1)	Нормируется согласно эксплуатационной документации	Термометр
Уровень масла в основном баке (p_2)	Соответствие температуры верхних слоев, но не более +95 °С	Маслоуказатель
Уровень масла в баке устройства регулирования под нагрузкой (РПН) (p_3)	Соответствие температуры верхних слоев, но не более +95 °С	Маслоуказатель
Температура верхних слоев масла в основном баке (p_4)	Макс. +95 °С при номинальной нагрузке, превышение над температурой окружающего воздуха не более 65 °С	Термометрический сигнализатор
Температура масла в баке устройства РПН (p_5)	При -25 °С прерывается цепь управления устройством РПН	Датчик-реле температуры
Рабочая нагрузка СМТ ($I_{нар.}$), уровень напряжения (p_6)	Не более $0,7I_{max}$, отклонение не более $\pm 10\%$ от $U_{ном.}$	Измерительные приборы
Состояние газового реле Бухгольца (p_7)	Отсутствие срабатывания на сигнал или отключение	Смотровое окошко, датчик
Состояние защитного струйного реле устройства РПН (p_8)	Отсутствие срабатывания на сигнал или на отключение	Смотровое окошко, датчик
Предельное состояние контактов устройства РПН ($p_{9,1}$) Число переключений устройства РПН ($p_{9,2}$)	Не более 500 тыс. переключений. Замена масла через 50 тыс. переключений, отбор проб масла через 5 тыс. переключений	Счетчик числа переключений
Нагрев контактных токоведущих частей вводов/выводов, а также др. элементов СМТ [5] (p_{10})	Одинаковый нагрев всех фаз одной цепи. Макс. +90 °С, превышение над температурой окружающего воздуха не более 50 °С	Пирометр, тепловизор
Шум, вибрация (p_{11})	Ровный шум без потрескиваний	Аудиально, акустические датчики
Утечки масла (p_{12})	Отсутствие утечек	Визуально
Состояние индикаторного силикагеля и уровень масла в воздушном фильтре (p_{13})	Равномерная голубая окраска зерен, срединный уровень (ориентация по стеклу)	
Состояние мембраны выхлопной трубы (p_{14})	Без повреждений	
Состояние изоляторов (p_{15})	Отсутствие сколов, трещин и загрязнения	
Состояние контрольных кабелей (p_{16})	Отсутствие трещин, коррозии, наличие маркировки	
Состояние элементов заземления (p_{17})	Отсутствие трещин, коррозии, обрывов, надежный контакт	

контролировать в процессе эксплуатации, осуществляя мониторинг определенных параметров.

В соответствии с наработанным практическим опытом и нормативно-технической базой в области эксплуатации ЭО [5] сформирован список наиболее информативных диагностических параметров (признаков), характеризующих ТС исследуемых трансформаторов в различных режимах их эксплуатации (табл. 1).

При составлении таблицы учитывались оперативность получения информации, её значимость и достоверность, наименьшая трудоёмкость в процессе съёма параметров, а также основные принципы концепции функциональной диагностики, разработанные группой специалистов международного совета по большим энергетическим системам высокого напряжения (англ. CIGRE) [8].

Поскольку информация, содержащаяся в табл. 1, представляет собой основу для принятия решений, то осуществим приведение всех параметров к количественному выражению, используя приоритеты значимости для каждого из них, определённые на основе базы знаний в рассматриваемой предметной области.

Все параметры были разделены на две группы количественного и качественного содержания

(подмножества A и B , табл. 2): $A=\{p_i\}, i=1..10$ и $B=\{p_i\}, i=11..17$. Каждый параметр формализуется в двоичном представлении: $p_i=\{«1»$ – наличие признака, «0» – отсутствие признака}.

Поскольку признаки, определяющие ТС оборудования, априори неравнозначны, то каждому параметру или нескольким параметрам, одновременно записанным через операцию дизъюнкции, присваивается значимость k_i внутри своей группы (табл. 2).

Согласно обозначенным признакам введена булева диагностическая функция F_i [9], которая в случае выхода показателя за допустимые нормативные границы [5] принимает значение «1», в противном случае – «0». При этом содержание параметра p_{10} следующее: $p_{10,1}$ – тепловое состояние контактов токоведущих частей; $p_{10,2}$ – тепловое состояние бака СМТ и системы охлаждения (рис. 1); $p_{10,3}$ – тепловое состояние устройств регенерации масла; $p_{10,4}$ – состояние расширительного бака; $p_{10,5}$ – температура контактора устройства РПН; $p_{10,6}$ – состояние болтов нижнего разъема колокола бака.

Не все параметры, принадлежащие множествам A и B , являются равнозначными, поэтому для их сопоставления и формирования агрегированного оценочного показателя произведём перерасчёт

коэффициентов значимости с учётом приоритетности. Для множества A приоритетность задана равной 0,8 (количественные признаки) и для множества $B - 0,2$. Тогда получим:

$$K_i = 0,8k_i, i=1..4 \text{ и } K_i = 0,2k_i, i=5..7. \quad (1)$$

На основе (1) запишем вектор-строку, содержащую коэффициенты значимости K_i : [0,208; 0,408; 0,128; 0,056; 0,102; 0,068; 0,03].

Таблица 2. Агрегирование ключевых диагностических параметров и определение их значимости

Множество параметров			
количественные (A)		качественные (B)	
Булева функция, F_i	Значимость, k_i	Булева функция, F_i	Значимость, k_i
ρ_1, ρ_6 (составляющие параметра относительного термического износа изоляции - L)	-	$\rho_{11} \cup \rho_{12} \cup \rho_{14}$ (шум, утечки масла, состояние мембраны - S_1)	$k_5=0,51$
$\rho_2 \cup \rho_3 \cup \rho_{10.1} \cup \rho_{10.2} \cup \rho_{10.5} \cup \rho_{10.1}$ (тепловое состояние - TC)	$k_1=0,26$	ρ_{13} (состояние индикатора силикагеля - S_2)	$k_6=0,34$
$\rho_4 \cup \rho_5 \cup \rho_{10.4}$ (проверка согласия с параметрами ρ_2 и ρ_3)	-	$\rho_{15} \cup \rho_{16} \cup \rho_{17}$ (остальные параметры - S_3)	$k_7=0,15$
$\rho_7 \cup \rho_8$ (состояние газовой защиты - СГЗ)	$k_2=0,51$	-	-
$\rho_{10.3}$ (состояние системы регенерации масла - СРМ)	$k_3=0,16$	-	-
ρ_{12} (состояние устройства РПН - СР)	$k_4=0,07$	-	-

Итоговая диагностическая функция (DF), входящая в оценку ТС СМТ, запишется следующим образом:

$$DF = \sum_{i=1}^7 K_i F_i, \quad (2)$$

где F_i - булева функция; $AP_i = K_i F_i$ - i -й агрегированный параметр, $i=1..7$.

Если несколько рассматриваемых альтернатив (СМТ) согласно (2) являются равнозначными, то для выявления наиболее значимой предполагается осуществлять сравнения отклонений (Δ) сопоставимых параметров от их нормированных значений [5]. При этом целевая функция в общем случае запишется:

$$DF \rightarrow \max, \quad (3)$$

то есть чем ближе альтернатива к максимальному значению, равному единице, тем более худшим ТС обладает СМТ по сравнению с остальными рассматриваемыми вариантами.

Следует отметить, что потенциальные области неисправностей СМТ («допустимая», «предельно допустимая», «критическая») могут быть формализованы на основе диагностической функции (3) с использованием механизма распознавания ТС трансформаторного оборудования (альтернативы x) в пространстве агрегированных признаков (AP_i , табл. 2). При этом для более точного распознавания объекта x , имеющего по результатам мониторинга свой набор диагностических признаков (агрегированных параметров), используем квадрат расстояния по Хемингу (4) при $v=1$.

$$l_{(v)}^2(x, a_i) = \left(\sum_{j=1}^N |x_j - a_{ij}| \right)^{\frac{2}{v}}, v=1, i=1..n, \quad (4)$$

где n - число эталонов диагноза ($n=3$).

Данное расстояние равно числу несовпадающих разрядов в двоичном коде, что соответствует использованию изотропного, однородного пространства признаков [9].

С учётом агрегированных признаков, рассмотренных в табл. 2, следует отметить, что изоляция представляет собой также ответственную часть трансформатора, поскольку надёжность его работы и эксплуатационный ресурс во многом определяются надёжностью изоляции [4-7]. Основной изоляцией в нашем случае является масло в сочетании с твердыми диэлектриками (преимущественно бумагой, электрокартоном). При этом задача оценки ресурса СМТ может быть решена по-

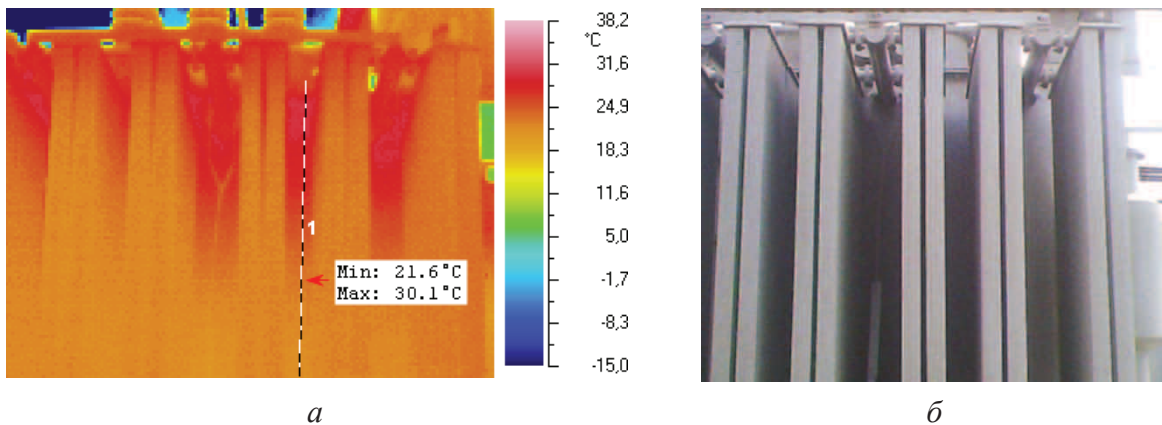


Рис. 1. Пример оценки теплового состояния поверхности бака трансформатора со стороны высшего напряжения с использованием тепловизора Thermo shot F-30: а) термограмма; б) изображение бака трансформатора

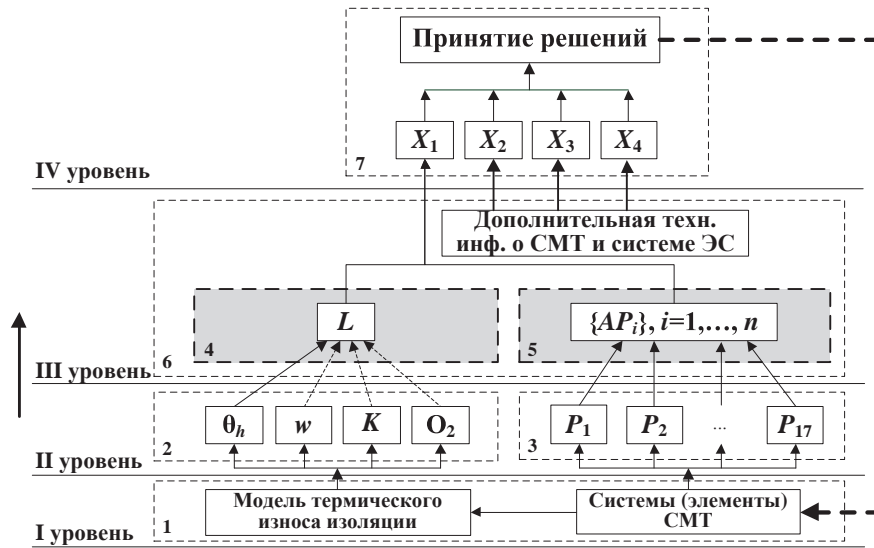


Рис. 2. Концептуальная модель СППР для эксплуатации СМТ

средством использования расчётных методов и математических моделей, использующих широко известное понятие температуры наиболее нагретой точки (ТННТ) [4] и учитывающих ряд других важных факторов [10] (5).

$$L=f(\theta_h, w, K, O_2), \quad (5)$$

где L – относительный термический износ изоляции (ТИ); θ_h – ТННТ, °С; w – содержание влаги в изоляции, %; K – кислотное число масла, мг КОН/г; O_2 – содержание кислорода в масле, % об.

При этом динамика теплового износа изоляции на интервале времени $(t_0; t_0+T)$ с учётом обозначенных факторов (5) может быть записана:

$$L(t_0; t_0+T) = \frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} V_{O_2}(t) V_K(t) V_w(t) 2^{(\theta_h-98)/\Delta} dt, \quad (6)$$

где V_{O_2} , V_K , V_w – относительные скорости ТИ с учётом влияния факторов (5); θ_{h-98} – разность между текущей ТННТ и температурой, равной 98 °С, при которой величина L считается равной 1; Δ принимается равной 6 °С [4].

Выражение (6) с учётом режимов работы СМТ (графика нагрузки) может быть также представлено в виде сумм, заменяющих интеграл и разбивающих рассматриваемый интервал времени $(t_0; t_0+T)$ на равные отрезки времени.

В этом случае целевая функция $L \rightarrow \min$ определяют нормальное протекание процессов старения изоляции в СМТ.

Исследования специалистов CIGRE [8] показывают, что деградация изоляции СМТ представляет собой комплексный процесс, связанный с окислением трансформаторного масла и разложением целлюлозы. Согласно (5) важным аспектом является контроль данных явлений, заключающийся в отборе и последующем анализе проб трансформаторного масла [5, 6].

Учет параметров w , K и O_2 в выражении (5), являющемся интегральной функцией (6), осуществляется путем умножения подынтегрального выражения, содержащего параметр θ_h , на соответствующую составляющую, влияние которой необходимо учесть. При этом связь скорости старения изоляции с факторами w , K и O_2 может быть установлена на основе использования общеизвестных зависимостей, полученных специалистами CIGRE (например, функции Фабра и Пичона (Fabre–Pichon) для равновесного состояния влаги в системе воздух–масло–бумага [11] и др.). Оценить или скорректировать степень влияния рассматриваемых факторов (5) на параметр L также возможно при использовании накопленной за достаточно длительный период времени статистической информации об эксплуатации маслонаполненного силового оборудования.

С учётом рассмотренного ранее механизма параметрической оценки ЭО предложена структура концептуальной модели СППР для эксплуатации СМТ (рис. 2), входящих в состав определённой системы электроснабжения (ЭС).

Описание основных составляющих концептуальной модели представлено в табл. 1 и 2, а также детально, включая обоснование и формализацию аппарата принятия решений, рассмотрено в [12]. При этом использовались следующие критерии принятия решений: X_1 – техническое состояние СМТ; X_2 – устойчивость системы к внешним возмущающим воздействиям (способность резервирования элементов системы ЭС); X_3 – передаваемая мощность как продукт производственной деятельности; X_4 – время восстановления СМТ.

Заключительным этапом явилась разработка алгоритма принятия решений (рис. 3), отражающего последовательность действий при формировании стратегии эксплуатации СМТ по фактическому техническому состоянию.

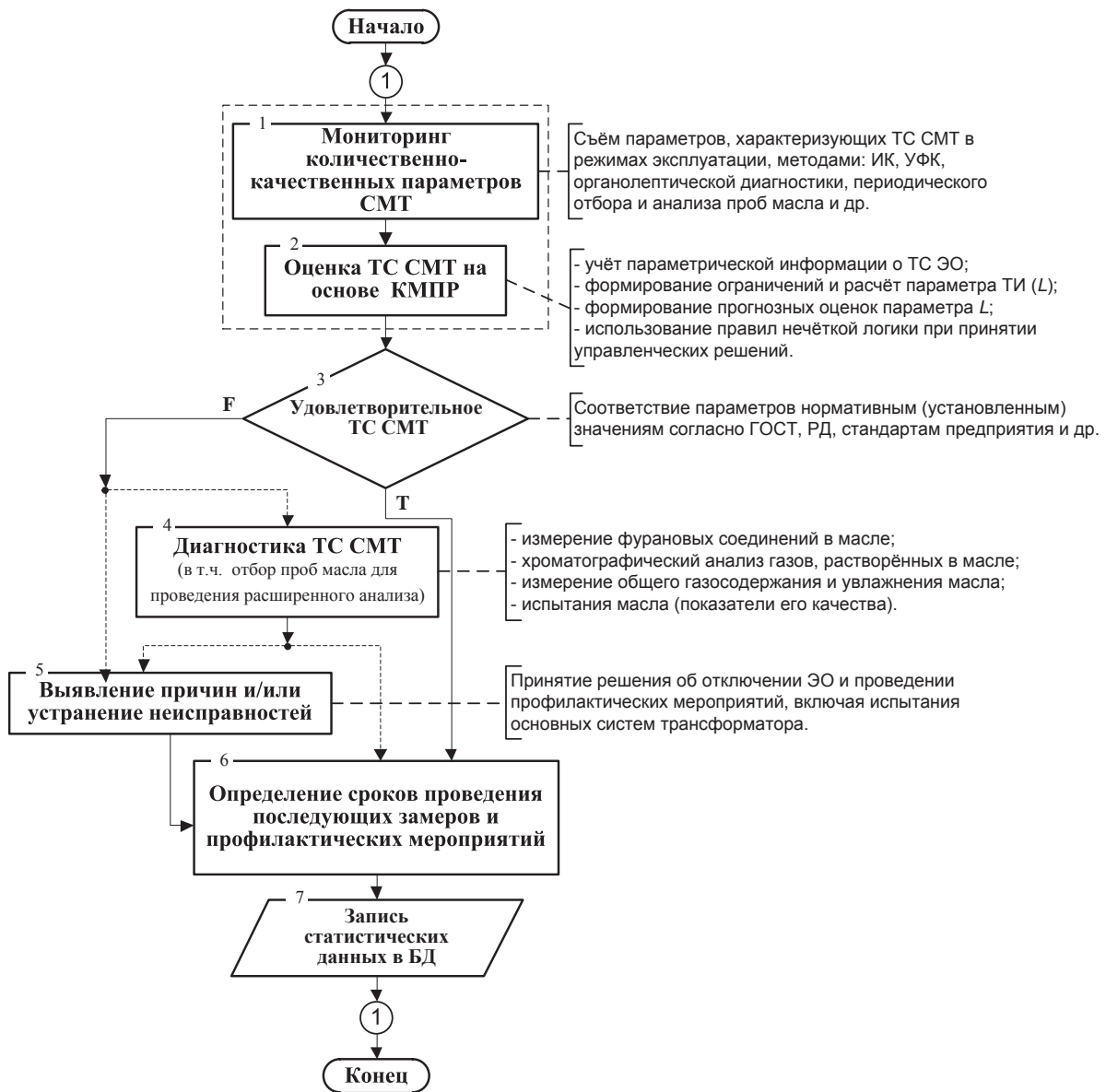


Рис. 3. Алгоритм принятия решений при управлении фактическим техническим состоянием СМТ: ИК, УФК – инфракрасный, ультрафиолетовый контроль; КМПП – концептуальная модель СППР; БД – база данных

Выводы

По результатам проведенных исследований можно заключить, что формализован объект исследования на основе ключевых количественно-качественных диагностических параметров (признаков), характеризующих работу оборудования без его отключения. Предложены механизм оценки технического состояния СМТ средней мощности и концептуальная модель СППР, которые положены в основу построения стратегии эффектив-

ного обслуживания ЭО по фактическому техническому состоянию.

Предложенные подходы позволяют обнаружить на ранней стадии развивающиеся дефекты и сократить аварийные простои ответственного оборудования в среднем на 10 % за счёт более достоверной оценки моментов времени, в которые необходимо проводить профилактические мероприятия.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента № МК-2773.2011.8.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Смирнов Н.Н., Ицкович А.А. Обслуживание и ремонт авиационной техники по состоянию. – М.: Транспорт, 1987. – 272 с.
2. Барзилович Е.Ю. Модели технического обслуживания сложных систем. – М.: Высшая школа, 1982. – 231 с.
3. Петроченков А.Б. Об управлении жизненным циклом электротехнических комплексов в нефтедобыче // Электротехника. – 2012. – № 11. – С. 40а–48.
4. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов: ГОСТ 14209-97. – Введ. 2002–01–01. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 82 с.
5. Объем и нормы испытаний электрооборудования: РД 34.45-51.300-97. – М.: Атомиздат, 2001. – 154 с.
6. Кудрин Б.И., Минеев А.Р. Электрооборудование промышленности. – М.: Изд. центр «Академия», 2008. – 432 с.
7. Сергеевков Б.Н., Кисилев В.М., Акимова Н.А. Электрические машины: Трансформаторы / под ред. И.П. Копылова. – М.: Высшая школа, 1989. – 352 с.
8. IEEE Guide for diagnostic field testing of electric power apparatus: IEEE Std 62–1995. – NY: IEEE, 1995. – 64 с.
9. Биргер И.А. Техническая диагностика. – М.: Машиностроение, 1978. – 240 с.
10. Алексеев Б.А. Системы непрерывного контроля состояния крупных силовых трансформаторов // Электрические станции. – 2000. – № 8. – С. 62–71.
11. A review of moisture equilibrium in transformer paper-oil systems / Y. Du, M. Zahn, B.C. Lesieutre, A.V. Maminshev, S.R. Lindgren // IEEE Electrical Insulation Magazine. – 1999. – V. 15. – № 1. – P. 11–20.
12. Хорошев Н.И., Казанцев В.П. Применение правил нечеткой логики при эксплуатации электротехнического оборудования // Электротехника. – 2011. – № 11. – С. 59–64.

Поступила 08.10.2013 г.

UDC 621.31:658.58

ASSESSMENT OF TECHNICAL CONDITION OF POWER OIL-FILLED ENGINEERING EQUIPMENT IN DIFFERENT OPERATION MODES

N.I. Khoroshev

Perm National Research Polytechnic University

Uninterrupted operation and quality of providing consumers with electric energy, safety of productions and their efficiency depend on reliability of equipment and networks functioning. One of the most responsible nodes of power supply systems are power oil-filled electro-engineering equipment of average power. Therefore the paper considers the aspects of assessing technical state of power oil-filled electro-engineering equipment without shutdown on the basis of formalization of keyword diagnostic parameters, characterizing equipment operation. The need of controlling the parameter characterizing the dynamics of thermal wear of transformer isolation on the basis of mathematical integrated function is shown. The authors proposed the assessment mechanism of technical condition of power oil-filled transformers and decision-making support model which are taken as the base for developing the effective service strategy on the current technical state. It was ascertained that application of the approach proposed allows increasing the efficiency of the decisions made in production.

Key words:

Electro engineering equipment, technical state, diagnostic function, decision support.

REFERENCES

1. Smirnov N.N., Itskovich A.A. *Obsluzhivanie i remont aviatsionnoy tekhniki po sostoyaniyu* (Predictive maintenance and repair of aircraft engineering). Moscow, Transport, 1987. 272 p.
2. Barzilovich E.Yu. *Modeli tekhnicheskogo obsluzhivaniya slozhnykh system* (Models compound system maintenance). Moscow, Vysshaya shkola, 1982. 231 p.
3. Petrochenkov A.B. *Elektrotekhnika*, 2012. 11, pp. 40a–48.
4. *GOST 14209–97. Rukovodstvo po nagruzke silovykh maslyanykh transformatorov* (State Standard 14209–97. Power oil transformer burden manual). Moscow, Standard Publ., 2002. 82 p.
5. *RD 34.45–51.300–97. Obem i normy ispytaniy elektrooborudovaniya* (Ruling documents 34.45–51.300–97. Volume and standards of testing electric equipment). Moscow, Atomizdat, 2001. 154 p.
6. Kudrin B.I., A.R. Mineev. *Elektrooborudovanie promyshlennosti* (Industrial electric equipment). Moscow, Akademiya, 2008. 432 p.
7. Sergeenkov B.N., Kisilev V.M., Akimova N.A. *Elektricheskie mashiny: Transformatory* (Electric engines: transformers). Moscow, Vysshaya shkola, 1989. 352 p.
8. *IEEE Guide for diagnostic field testing of electric power apparatus: IEEE Std 62–1995*. NY, IEEE, 1995. 64 p.
9. Birger I.A. *Tekhnicheskaya diagnostika* (Engineering diagnostics). Moscow, Mashinostroenie, 1978. 240 p.
10. Alekseev B.A. *Elektricheskie stantsii*, 2000. 8, pp. 62–71.
11. Du Y., Zahn M., Lesieutre B.C., Maminshev A.V., Lindgren S.R. A review of moisture equilibrium in transformer paper-oil systems. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 1999. 15, 1, P. 11–20.
12. Khoroshev N.I., Kazantsev V.P. *Elektrotekhnika*, 2011. 11, pp. 59–64.