

УДК 621.313

Определение индекса технического состояния силовых трансформаторов в процессе их эксплуатации

Г.В. Попов, Е.Б. Игнатьев
ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
г. Иваново, Российская Федерация
E-mail: popov@bjd.ispu.ru, ignatiev@igt.ispu.ru

Авторское резюме

Состояние вопроса: В настоящее время в отечественной электроэнергетике продолжается процесс реформирования, одной из тенденций которого является переход к техническому обслуживанию оборудования по его техническому состоянию, что, наряду с другими мерами, должно способствовать более эффективному управлению производственными активами электроэнергетических предприятий и повышению их конкурентоспособности. Для новой формы обслуживания необходим динамичный способ количественной оценки технического состояния оборудования, в качестве которого предлагается некоторый интегральный показатель, получивший название индекса состояния.

Материалы и методы: Предложенная формализация оценки состояния трансформаторов в виде набора правил-продукций реализована в экспертной системе оценки состояния оборудования «Диагностика+», которая в настоящее время используется на предприятиях МРСК (Россия), КЕГОС (Казахстан) и др. в интеграции с системой ТОРО на базе SAP ERP.

Результаты: Для расчета индекса состояния трансформатор рассматривается как сложная техническая система. По результатам эксплуатационных испытаний посредством разработанной системы экспертных оценок определяется состояние каждой подсистемы, а затем сверткой полученных значений с соответствующими весовыми коэффициентами определяется индекс состояния самого объекта. Кроме того, чтобы не пропустить быстроразвивающийся дефект, вводится понятие маркеров инициирующих обслуживающий персонал на оперативные действия.

Выводы: Рассмотренный подход к формализации нечеткой эксплуатационной информации позволяет выстроить детерминированную схему принятия решений по обслуживанию стареющего электрооборудования, в которой процедуры ранжирования, вывода в ремонт и замены конкретных объектов реализуются на основе объективных критериев.

Ключевые слова: электрооборудование, техническое состояние, дефекты, ранжирование, ремонт, замена, индекс технического состояния.

Calculation of technical condition index of power transformers in operation

G.V. Popov, E.B. Ignatiev
Ivanovo State Power Engineering University, Ivanovo, Russian Federation
E-mail: popov@bjd.ispu.ru, ignatiev@igt.ispu.ru

Abstract

Background: Russian electric power industry is being reformed now. One of the reforms is the transition to maintenance of the equipment based on its actual state, which, along with other measures, should contribute to more effective management of electric power enterprises' production assets and raise their competitiveness. The new maintenance forms require a dynamic quantitative method of equipment technical condition evaluation. This method can be implemented in an integral factor called a condition index (CI).

Materials and Methods: The proposed formalization of transformer condition evaluation is implemented as a set of rule-productions in the equipment expert assessment system «Diagnostika+», which is currently used by MRSK (Russia), KEGOC (Kazakhstan) and other businesses in integration with a SAP ERP-based maintenance system.

Results: The transformer is considered as a complex technical system for CI calculation. Firstly, the condition of every subsystem is determined by the developed expert assessment system according to the service test results. Then, the CI of the object itself is calculated as a weighted average value. Besides, in order not to miss fast-developing defects, the concept of markers initiating the service staff's operational activities is introduced.

Conclusions: The considered approach to the formalization of fuzzy operational information allows building a deterministic decision tree for maintenance of aging electrical equipment with the procedures of ranking, repair planning and replacement of certain objects being implemented on the basis of objective criteria.

Key words: electrical equipment, technical condition, defects, ranking, repair, replacement, technical condition index.

Для управления активами современного предприятия электроэнергетики широко используются компьютерные системы класса Enterprise Asset Management (EAM), существенно повышающие эффективность их работы посредством снижения рисков, связанных с отказами и отключениями электрооборудования,

сокращением затрат на его эксплуатацию и ремонт, а также оптимизацией инвестиций в развитие этих активов [1, 2]. Одной из составляющих этого процесса является стремление большинства предприятий перейти к системе обслуживания электрооборудования по фактическому состоянию, что возможно только при

условии использования современных методов неразрушающего контроля – методов технической диагностики. При этом, как правило, конкретный (используемый на данном предприятии) комплекс ЕАМ должен эффективно сопрягаться с экспертной системой по оценке значений контролируемых параметров оборудования. В качестве последней может быть использована система «Диагностика+» [3].

В обслуживании электрооборудования по состоянию одной из задач является оперативное выявление наиболее слабых звеньев – объектов, техническое состояние которых приближается к предельному [4, 5]. Для этого применяется так называемое ранжирование однородных объектов, которое реализуется посредством вычисления некоторого обобщенного параметра, который принято называть индексом состояния (ИС) конкретного объекта. ИС представляет собой интегрированное обобщение («свертку») разнородной информации, характеризующей объект. Он должен:

– давать цифровое представление состояния технического объекта, вплоть до возможности продолжения его эксплуатации;

– определяться на основе реальных измерений и испытаний, а не путем субъективных предположений и заключений.

Рассмотрим для начала укрупненную процедуру расчета ИС и последующее ранжирование объектов на упрощенном примере [6].

Предположим, что у нас три трансформатора одного класса напряжения x_1 , x_2 и x_3 , а их оценка проводится по четырем диагностическим параметрам Z_i , $i = 1, \dots, 4$, а именно: периоду эксплуатации, значению сопротивления короткого замыкания, степени полимеризации бумажной изоляции и состоянию системы охлаждения (табл. 1).

Таблица 1. Параметры трансформаторов

Параметр	x_1	x_2	x_3
Период эксплуатации, лет	10	30	40
Напряжение короткого замыкания, % (базовое значение)	5,5 5,6	7,5 8,0	6,5 6,0
Степень полимеризации, ед.	900	300	600
Состояние системы охлаждения	отличное	очень плохое	удовлетворительное

Произведем «свертку» этой информации, для чего используем формулу, позволяющую совместно использовать параметры, имеющие различную размерность:

$$I = \sum_{i=1}^m \beta_i \left(\frac{Z_i^* - Z_i}{Z_i^* - Z_i^0} \right)^2,$$

где Z_i^* и Z_i^0 – идеальное (реально недостижимое) и наименее предпочтительное значения

i -го параметра; β_i – весовой коэффициент, характеризующий степень важности i -го параметра (задается с учетом предпочтений лица, принимающего решение, – ЛПР); обычно

$$\sum_{i=1}^m \beta_i = 1.$$

Примем $\beta_1 = 0,3$; $\beta_2 = 0,3$; $\beta_3 = 0,3$; $\beta_4 = 0,1$ и переведем в баллы качественные оценки: «отлично»=1; «удовлетворительно»=5; «очень плохо»=10. Последняя процедура выполняется с учетом одного из двух подходов, выбранного ЛПР: минимизации или максимизации ИС. Из контекста нашего примера понятно, что «хороший» объект должен иметь меньший индекс, следовательно, качественная оценка «хорошо» должна иметь и меньшее числовое значение, чем оценка «плохо».

I и будет ИС для нашего примера, причем $0 \leq I \leq 1$.

Теперь воспользуемся приведенной формулой для нахождения значения индекса для каждого трансформатора.

Для трансформатора x_1 период эксплуатации меньше нормативного, поэтому при расчете индекса соответствующее слагаемое отсутствует. В итоге получим

$$I_1 = 0,3 \cdot \left(\frac{5,5 - 5,6}{5,5} \right)^2 + 0,3 \cdot \left(\frac{1000 - 900}{1000} \right)^2 = 0,004.$$

Для трансформатора x_2 имеем

$$I_2 = 0,3 \cdot \left(\frac{25 - 30}{25 - 50} \right)^2 + 0,3 \cdot \left(\frac{7,5 - 8}{7,5} \right)^2 + 0,3 \cdot \left(\frac{1000 - 300}{1000} \right)^2 + 0,1 \cdot \left(\frac{1 - 10}{1 - 10} \right)^2 = 0,26.$$

Для трансформатора x_3 имеем

$$I_3 = 0,3 \cdot \left(\frac{25 - 40}{25 - 50} \right)^2 + 0,3 \cdot \left(\frac{6,5 - 6}{6,5} \right)^2 + 0,3 \cdot \left(\frac{1000 - 600}{1000} \right)^2 + 0,1 \cdot \left(\frac{1 - 5}{1 - 10} \right)^2 = 0,17.$$

В приведенных расчетах принято: нормативный срок эксплуатации 25 лет, предельный – 50 лет; начальная степень полимеризации бумаги 1000 единиц.

Процесс ранжирования не вызывает трудностей: x_1 , x_3 , x_2 . Следовательно, если в нашем примере речь идет о замене оборудования, то в первую очередь эту процедуру надо проводить для трансформатора x_2 .

Покажем теперь фрагмент реального алгоритма расчета ИС силового трансформатора, который выполняется в экспертной системе «Диагностика+».

Как известно, трансформатор как сложная техническая система (ТС) имеет несколько подсистем, которые оказывают влияние на состояние всего объекта и характеризуются своими типами отказов [7]. Считается, что ТС достигла предельного состояния тогда, когда все или несколько подсистем достигли состояния, при ко-

тором продолжение эксплуатации ТС становится невозможным. ИС должен учитывать все эти факторы посредством использования нескольких критериев, каждый из которых характеризует состояние определенной подсистемы, с соответствующими весовыми коэффициентами. Весовые коэффициенты, с которыми подсистемы участвуют в расчете индекса состояния, определяются экспертным путем, исходя из значимости подсистемы в масштабах всей ТС.

Расчет ИС заключается в последовательной числовой оценке параметров и критериев, от которых этот индекс зависит.

Процесс оценки параметра представляет перевод его числового или качественного значения с помощью математических и логических формул к единой числовой шкале, например от 0 до 1, где 0 – соответствует наилучшему состоянию, а 1 – наихудшему. Следует подчеркнуть, что шкала для оценки состояния объектов может быть и другой, например меняться в диапазоне от 0 до 100 и т.д.

При такой оценке, как правило, используется сравнение измеренного значения конкретного параметра с его предельно допустимым (нормируемым) значением. Механизма однозначности при реализации этого процесса не существует, поэтому он, как и выбор самой шкалы, выполняется посредством выбора ЛПР. Выставленная оценка показывает степень отклонения реального значения параметра от предельно допустимого.

Формирование оценки критерия может строиться или посредством операции максимизации на ряде параметров (ориентация на наихудший случай), или посредством средне-взвешенной оценки (в предположении, что значения всех параметров равноценны):

$$Z_j = \max (z_{j1}, z_{j2}, \dots, z_{jk}, \dots, z_{jr}),$$

$$Z_j = \frac{\sum_{k=1}^r z_{jk}}{r},$$

где Z_j – j -й критерий, характеризующий подсистему; z_{jk} – k -й параметр, используемый для расчета j -го критерия; r – полное число параметров для определения j -го критерия.

Обобщенный критерий или индекс для всей подсистемы определяется по формуле:

$$I = \frac{\sum_{j=1}^m \beta_j S_j Z_j}{\sum_{j=1}^m \beta_j S_j},$$

где β_j – «вес» j -го критерия; $\sum_{i=1}^m \beta_i = 1$, как и

раньше; S_j – «состоятельность» j -го критерия, зависящая от наличия и корректности исходных данных; S_j может принимать значение 0 в случае, если данные отсутствуют или являются не корректными, или 1 в противном случае;

данные считаются некорректными, если срок давности их измерения превысил нормативную периодичность; m – количество критериев, характеризующих подсистему.

Значение индекса подсистемы нормируется к шкале следующего вида (рис. 1).

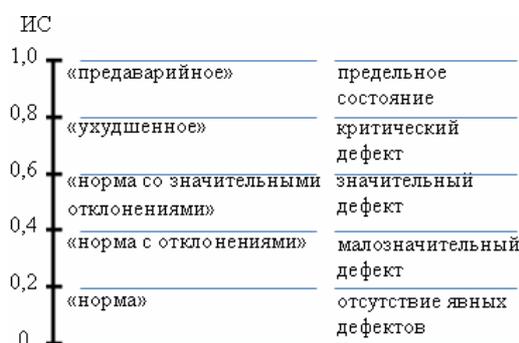


Рис. 1. Шкала для оценки технического состояния оборудования

ИС всей технической системы зависит от значений критериев ее подсистем и определяется по аналогичной формуле:

$$I_{ТС} = \frac{\sum_{i=1}^n \beta_i S_i I_i}{\sum_{i=1}^n \beta_i S_i},$$

где I_i – обобщенный критерий i -й подсистемы; β_i – «вес» i -го критерия; S_i – «состоятельность» i -го критерия; n – число подсистем в ТС.

Оценка состояния ТС производится в соответствии с той же шкалой (рис. 1).

Конкретизируем сказанное для трансформатора класса напряжения 110–220 кВ, состоящего из следующих подсистем:

- масло;
- магнитная;
- обмоточная;
- регулирование напряжения;
- охлаждение;
- бак и вспомогательное оборудование.

Высоковольтные вводы трансформаторов обычно образуют самостоятельный класс ТС, и их ИС определяются независимо. Состояние подсистем охлаждения, бака и вспомогательного оборудования трансформаторов данного класса можно учитывать с помощью специальной системы маркеров, которые рассмотрены ниже.

ИС этого трансформатора будет определяться в соответствии с рис. 2.

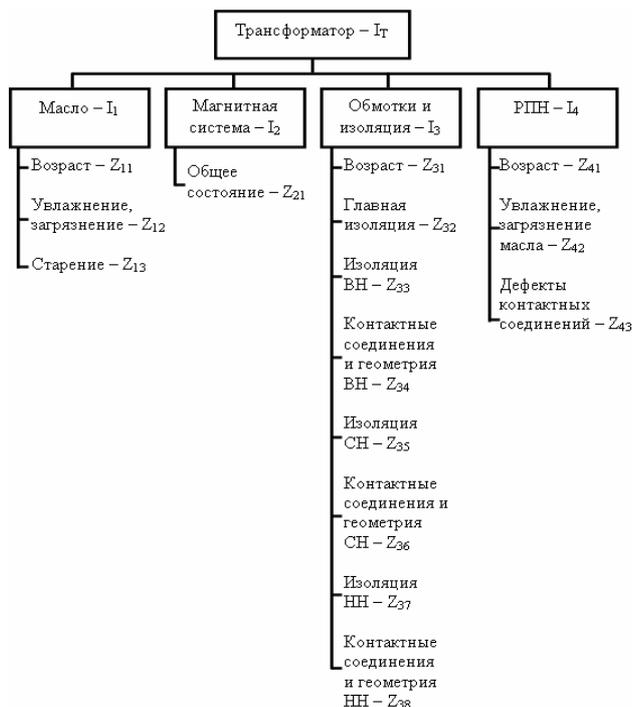


Рис. 2. Основные подсистемы и критерии трансформатора

Алгоритм расчета индекса состояния трансформатора состоит из логических операторов, в которых символ «Е» означает «если», а знаки \wedge , \vee – операции логического умножения и сложения:

1. Подсистема «Масло» характеризуется тремя критериями (рис. 1).

1.1. Критерий «Возраст» Z_{11} зависит от двух параметров:

- года выпуска масла – x_{111} ;
- текущего года – ТГ.

Этот критерий определяется из следующих логических условий, которые, как указывалось выше, формируются ЛПР:

- «Е» $TГ - x_{111} < 10$ «то» $Z_{11} = 0$;
- «Е» $10 \leq TГ - x_{111} < 25$ «то» $Z_{11} = 0,2$;
- «Е» $25 \leq TГ - x_{111} < 30$ «то» $Z_{11} = 0,5$;
- «Е» $30 \leq TГ - x_{111} < 40$ «то» $Z_{11} = 0,8$;
- «Е» $TГ - x_{111} \geq 40$ «то» $Z_{11} = 1$.

1.2. Критерий «Увлажнение, загрязнение» Z_{12} зависит от трех параметров:

- пробивного напряжения – x_{121} ;
- влагосодержания – x_{122} ;
- класса промышленной чистоты – x_{123} .

1.2.1. Пробивное напряжение:

- «Е» $x_{121} \geq 1,1W_1$ «то» $Z_{121} = 0$;
- «Е» $W_1 \leq x_{121} < 1,1W_1$ «то» $Z_{121} = 0,5$;
- «Е» $x_{121} < W_1$ «то» $Z_{121} = 1$,

где W_1 – допустимое пробивное напряжение в зависимости от класса напряжения трансформатора (в дальнейшем символ W будет означать предельно допустимое значение для соответствующего параметра, которое определяется нормативными документами, например, [8]).

1.2.2. Влагосодержание:

- «Е» $x_{122} < 0,5W_2$ «то» $Z_{122} = 0$;
- «Е» $0,5W_2 \leq x_{122} < 0,75W_2$ «то» $Z_{122} = 0,3$;

«Е» $0,75W_2 \leq x_{122} < W_2$ «то» $Z_{122} = 0,6$;

«Е» $x_{122} \geq W_2$ «то» $Z_{122} = 1$.

1.2.3. Класс промышленной чистоты:

«Е» $x_{123} < W_3$ «то» $Z_{123} = 0$;

«Е» $x_{123} = W_3$ «то» $Z_{123} = 0,5$;

«Е» $x_{123} > W_3$ «то» $Z_{123} = 1$.

Собственно критерий и его оценка:

$Z_{12} = \max(z_{121}, z_{122}, z_{123})$,

$S_{12} = \max(s_{121}, s_{122}, s_{123})$,

где s_{121} , s_{122} , s_{123} – состоятельность соответствующих параметров.

1.3. Критерий «Старение» Z_{13} зависит

от пяти параметров:

- кислотного числа – x_{131} ;
- тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток при 90°C – x_{132} ;
- концентрации присадки «Ионол» – x_{133} ;
- содержания водорастворимых кислот и щелочей – x_{134} ;
- содержания растворимого шлама – x_{135} .

1.3.1. Кислотное число:

«Е» $x_{131} < 0,4W_4$ «то» $Z_{131} = 0$;

«Е» $0,4W_4 \leq x_{131} < W_4$ «то» $Z_{131} = 0,5$;

«Е» $x_{131} \geq W_4$ «то» $Z_{131} = 1$.

1.3.2. Тангенс при 90°C :

«Е» $x_{132} < 0,5W_5$ «то» $Z_{132} = 0$;

«Е» $0,5W_5 \leq x_{132} < 0,7W_5$ «то» $Z_{132} = 0,2$;

«Е» $0,7W_5 \leq x_{132} < 0,9W_5$ «то» $Z_{132} = 0,5$;

«Е» $0,9W_5 \leq x_{132} < W_5$ «то» $Z_{132} = 0,8$;

«Е» $x_{132} \geq W_5$ «то» $Z_{132} = 1$.

1.3.3. Концентрация присадки «Ионол»:

«Е» $x_{133} \geq 1,5W_6$ «то» $Z_{133} = 0$;

«Е» $W_6 \leq x_{133} < 1,5W_6$ «то» $Z_{133} = 0,5$;

«Е» $x_{133} < W_6$ «то» $Z_{133} = 1$.

1.3.4. Содержание кислот и щелочей:

«Е» $x_{134} < W_7$ «то» $Z_{134} = 0$;

«Е» $x_{134} = W_7$ «то» $Z_{134} = 0,5$;

«Е» $x_{134} > W_7$ «то» $Z_{134} = 1$.

1.3.5. Содержание шлама:

«Е» $x_{135} < W_8$ «то» $Z_{135} = 0$;

«Е» $x_{135} = W_8$ «то» $Z_{135} = 0,5$;

«Е» $x_{135} > W_8$ «то» $Z_{135} = 1$.

Собственно критерий и его оценка:

$Z_{13} = \max(z_{131}, z_{132}, z_{133}, z_{134}, z_{135})$;

$S_{13} = \max(s_{131}, s_{132}, s_{133}, s_{134}, s_{135})$.

Обобщенный критерий для подсистемы «Масло»:

$$I_1 = \frac{\beta_{11}S_{11}Z_{11} + \beta_{12}S_{12}Z_{12} + \beta_{13}S_{13}Z_{13}}{\beta_{11}S_{11} + \beta_{12}S_{12} + \beta_{13}S_{13}}$$

2. Магнитная подсистема характеризуется одним критерием Z_{21} , который зависит от следующих параметров:

- концентраций газов в масле (H_2 , CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_2H_2) и скоростей их изменения (соответствие обозначений приведено в табл. 2);
- общего газосодержания – x_{216} ;
- отношения CO_2/CO – x_{217} ;
- температуры вспышки в закрытом тигле – x_{218} ;
- отличия потерь ХХ от исходных – x_{219} ;

– наличия аномальных нагревов поверхности бака в районе расположения магнитопровода – x_{2110} .

Таблица 2. Обозначения газов и их скоростей в алгоритме

Газ	Обозначение концентрации в алгоритме	Обозначение скорости роста
H ₂	X ₂₁₁	Y ₂₁₁
CH ₄	X ₂₁₂	Y ₂₁₂
C ₂ H ₄	X ₂₁₃	Y ₂₁₃
C ₂ H ₆	X ₂₁₄	Y ₂₁₄
C ₂ H ₂	X ₂₁₅	Y ₂₁₅

2.1. Концентрации газов и скорости их изменения:

- «Е» $x_{21i} > W_{8+i} \wedge y_{21i} > W_{13+i}$ «то» $z_{21i} = 1$;
- «Е» $x_{21i} > W_{8+i} \wedge y_{21i} \leq W_{13+i}$ «то» $z_{21i} = 0,5$;
- «Е» $x_{21i} < W_{8+i}$ «то» $z_{21i} = 0$, при $i = 1, 2, \dots, 5$.

2.2. Общее газосодержание:

- «Е» $x_{216} \leq W_{19}$ «то» $z_{216} = 0$;
- «Е» $x_{216} > W_{19} \wedge (x_{211} > W_9 \vee x_{212} > W_{10} \vee x_{213} > W_{11} \vee x_{214} > W_{12} \vee x_{215} > W_{13})$
- «то» $z_{216} = 1$.

2.3. Отношение CO₂/CO:

- «Е» $W_{20min} \leq x_{217} \leq W_{20max}$ «то» $z_{217} = 0$ «иначе» 1.

2.4. Температура вспышки в закрытом тигле:

- «Е» $x_{218} > 1,05W_{21}$ «то» $z_{218} = 0$;
- «Е» $W_{21} < x_{218} \leq 1,05W_{21}$ «то» $z_{218} = 0,5$;
- «Е» $x_{218} \leq W_{21}$ «то» $z_{218} = 1$.

2.5. Отличие потерь ХХ от исходных по каждой фазе:

$$\Delta^a = \frac{P_0^a - P_{0п}^a}{P_{0п}^a} \cdot 100;$$

$$\Delta^e = \frac{P_0^e - P_{0п}^e}{P_{0п}^e} \cdot 100;$$

$$\Delta^c = \frac{P_0^c - P_{0п}^c}{P_{0п}^c} \cdot 100,$$

где P_0 – потери ХХ, измеренные при последних эксплуатационных испытаниях (при закороченных фазах а, в и с); $P_{0п}$ – потери ХХ, измеренные при пуско-наладочных испытаниях.

$$x_{219} = \max(\Delta^a, \Delta^e, \Delta^c).$$

- «Е» $x_{219} < 0,6W_{22}$ «то» $z_{219} = 0$;
- «Е» $0,6W_{22} \leq x_{219} < 0,8W_{22}$ «то» $z_{219} = 9,2$;
- «Е» $0,8W_{22} \leq x_{219} < 0,9W_{22}$ «то» $z_{219} = 0,5$;
- «Е» $0,9W_{22} \leq x_{219} < W_{22}$ «то» $z_{219} = 0,8$;
- «Е» $x_{219} \geq W_{22}$ «то» $z_{219} = 1$.

2.6. Наличие аномальных нагревов:

- «Е» поверхности с аномальными нагревами есть «то» $z_{2110} = 1$ «иначе» $z_{2110} = 0$.

Обобщенный критерий для магнитной системы и его оценка:

$$I_2 = Z_{21} = \max(z_{211}, z_{212}, z_{213}, z_{214}, z_{215}, z_{216}, z_{217}, z_{218}, z_{219}, z_{2110});$$

$$S_{21} = \max(s_{211}, s_{212}, \dots, s_{2110}).$$

Аналогично рассчитываются ИС для обмоточной системы I_3 и переключателя регулирования напряжения I_4 .

Результирующий ИС для всего трансформатора определяется по формуле

$$I_T = \frac{\beta_1 S_1 I_1 + \beta_2 S_2 I_2 + \beta_3 S_3 I_3 + \beta_4 S_4 I_4}{\beta_1 S_1 + \beta_2 S_3 + \beta_3 S_4 + \beta_4 S_4}.$$

На рис. 3 приведена динамика изменения ИС для двух «старых» трансформаторов, которая достаточно наглядно отражает их состояние. Понятно, что ИС, кроме обеспечения ранжирования технических объектов, повышает эффективность их технического обслуживания.



Рис. 3. Изменение ИС двух трансформаторов 1 и 2 с ресурсом использования, близким к двукратному (второй трансформатор прошел капитальный ремонт в 2009 г.)

Кроме расчета ИС, необходимо обеспечить реакцию обслуживающего персонала на возможные дефекты трансформатора, которые могут:

- требовать немедленных действий;
- устраняться во время ближайшей ремонтной компании;
- нуждаться в уточнении.

Для инициирования соответствующих действий используется вышеупомянутая система маркеров, на которые должно реагировать ЛПР.

Установка маркеров, также как и расчет ИС, производится по результатам испытаний объекта.

Обычно применяются маркеры следующих типов:

- «аварийный» (эксплуатация оборудования с этим маркером запрещена);
- «ремонт следующего года» (необходимо воздействовать на оборудование в следующем ремонтном году);
- «контроль» (требуется производить учащенный контроль объекта).

В табл. 3 приведена формализация информации, необходимая для выставления «аварийных» маркеров при возникновении критических дефектов в трансформаторах класса 220 кВ.

Табл. 3 содержит:

- название дефектов, при которых предусматривается немедленный вывод оборудования из работы;
- диагностическую информацию, которая в случае появления подобных дефектов обычно доступна для регистрации;
- виды испытаний, посредством которых эта диагностическая информация может быть получена;
- соответствующие диагностические признаки;

– логические алгоритмы, формирующие при результате «истина» соответствующий

маркер со значением «немедленный вывод из работы».

Таблица 3. Формализация действий при появлении критических дефектов

Дефект	Диагностическая информация	Виды испытаний	Диагностические признаки	Алгоритм
1. Пожар в стали	Концентрации: - $H_2 - x_{211}$ - $CH_4 - x_{212}$ - $C_2H_4 - x_{213}$ - $C_2H_2 - x_{215}$	ХАРГ в масле	1.1. $x_{211} \geq 0,09$ 1.2. $x_{212} \geq 0,01$ 1.3. $x_{213} \geq 0,03$ 1.4. $x_{215} \geq 0,005$	[[$(1.1 \wedge 1.2 \wedge 1.3 \wedge 1.4) \vee 1.5$] \wedge 1.6
	Температура вспышки масла – x_{218}	ФХА масла	1.5. $x_{218} \leq 125$	
	Отличие потерь ХХ – x_{219}	Измерение потерь холостого хода	1.6. $x_{219} \geq 35$	
2. Потеря радиальной устойчивости	Различия Z_k : - обмотки ВН – x_{342} - обмотки СН – x_{362} - обмотки НН – x_{382}	Измерение сопротивления короткого замыкания (Z_k)	2.1. $ x_{342} \geq 3$ 2.2. $ x_{362} \geq 3$ 2.3. $ x_{382} \geq 3$	$2.1 \vee 2.2 \vee 2.3$
3. Дефекты внутренних контактных соединений	Различия сопротивлений постоянному току: - обмотки ВН – x_{341} - обмотки СН – x_{361} - обмотки НН – x_{381}	Измерение сопротивления обмоток постоянному току	3.1. $ x_{341} \geq 3$ 3.2. $ x_{361} \geq 3$ 3.3. $ x_{381} \geq 3$	$(3.1 \vee 3.2 \vee 3.3) \wedge (3.4 \vee 3.5)$
	Концентрации: - $CH_4 - x_{212}$ - $C_2H_4 - x_{213}$	ХАРГ в масле	3.4. $x_{212} \geq 0,01$ 3.5. $x_{213} \geq 0,015$	
4. Витковые замыкания	Концентрации: - $H_2 - x_{211}$ - $C_2H_2 - x_{215}$	ХАРГ в масле	4.1. $x_{211} \geq 0,01$ 4.2. $x_{215} \geq 0,005$	$4.1 \wedge 4.2 \wedge (4.3 \vee 4.4 \vee 4.5)$
	Различия сопротивлений постоянному току: - обмотки ВН – x_{341} - обмотки СН – x_{361} - обмотки НН – x_{381}	Измерение сопротивления обмоток постоянному току	4.3. $ x_{341} \geq 3$ 4.4. $ x_{361} \geq 3$ 4.5. $ x_{381} \geq 3$	
5. Снижение электрической прочности	Пробивное напряжение масла – x_{121}	ФХА масла	5.1. $x_{121} < 45$	$5.1 \wedge 5.2 \wedge [(5.3 \wedge 5.6) \vee (5.4 \wedge 5.7) \vee (5.5 \wedge 5.8)]$
	Влагосодержание масла – x_{122}		5.2. $x_{122} > 25$	
	Тангенс изоляции: - обмотки ВН – x_{333} - обмотки СН – x_{353} - обмотки НН – x_{373}	Измерение тангенса угла диэлектрических потерь ($\tan \delta$) изоляции обмоток	5.3. $x_{333} > 1$ 5.4. $x_{353} > 1$ 5.5. $x_{373} > 1$	
	Изменение R_{60} : - обмотки ВН – x_{332} - обмотки СН – x_{352} - обмотки НН – x_{372}	Измерение сопротивления изоляции обмотки	5.6. $x_{332} < -70$ 5.7. $x_{352} < -70$ 5.8. $x_{372} < -70$	
	6. Старение изоляции	Степень полимеризации – x_{321}	Оценка по степени полимеризации	
7. Старение трансформаторного масла	Кислотное число – x_{131}	ФХА масла	7.1. $x_{131} \geq 0,1$	$7.1 \wedge 7.2$
	Тангенс при 90° – x_{132}		7.2. $x_{132} \geq 10$	
8. Подгар контактных соединений предизбирателя РПН	Максимальное различие сопротивлений одноименных ответвлений разных фаз – x_{431}	Измерение сопротивления обмоток постоянному току	8.1. $x_{431} \geq 3$	$8.1 \wedge (8.2 \vee 8.3 \vee 8.4 \vee 8.5 \vee 8.6)$
	Концентрации: - $CH_4 - x_{212}$ - $C_2H_4 - x_{213}$ - $H_2 - x_{211}$ - $C_2H_6 - x_{214}$ - $C_2H_2 - x_{215}$	ХАРГ в масле	8.2. $x_{212} \geq 0,01$ 8.3. $x_{213} \geq 0,025$ 8.4. $x_{211} > 0$ 8.5. $x_{214} > 0$ 8.6. $x_{215} > 0$	
9. Подгар контактных соединений контактора РПН	Максимальное различие сопротивлений одноименных ответвлений разных фаз – x_{431}	Измерение сопротивления обмоток постоянному току	9.1. $x_{431} \geq 3$	9.1
	Концентрации: - $CH_4 - x_{212}$ - $C_2H_4 - x_{213}$ - $H_2 - x_{211}$ - $C_2H_6 - x_{214}$ - $C_2H_2 - x_{215}$	ХАРГ в масле		

Анализ данных табл. 3 показывает, что диагностика критических дефектов в трансформаторах рассматриваемого класса до последнего времени, как правило, опирается на применение традиционных видов испытаний электрооборудования¹.

Заключение

Рассмотренный подход к расчету ИС и применение системы маркеров позволяют достаточно объективно охарактеризовать состояние оборудования в текущий момент времени и при необходимости провести процедуры ранжирования.

Определение ИС и установка маркеров возможны при системном сборе всей информации об объекте в течение его жизненного цикла. Такой сбор информации оказывается достаточно трудоемким, о чем свидетельствует необходимость замеров 209 параметров силового трансформатора класса 220 кВ для розового расчета ИС при абсолютной (100 %) состоятельности. Снижение трудоемкости за счет уменьшения состоятельности исходной информации приведет к снижению достоверности определения ИС. Однако дальнейшее совершенствование методики определения ИС и физического обоснования наиболее информативных диагностических параметров позволит найти наиболее рациональный вариант ее использования для организации обслуживания оборудования по его фактическому состоянию.

Список литературы

1. **Общий** процесс управления активами энергосистем / Г. Бальцер, Ц. Нойман, А. Гаул, Ц. Шорн // Вести в электроэнергетике. – 2009. – № 2. – С. 10–20.
2. **Хальясмаа А.И., Дмитриев С.А., Кокин С.Е.** Система управления техническими активами предприятий электросетевого комплекса // Промышленная энергетика. – 2014. – № 2. – С. 36–40.
3. **Экспертная** система оценки состояния электрооборудования «Диагностика+» / Г.В. Попов, Е.Б. Игнатъев, Л.В. Виноградова и др. // Электрические станции. – 2011. – № 5. – С. 36–45.
4. **О предельном** состоянии силовых трансформаторов / М.Ю. Львов, Ю.Н. Львов, В.Б. Комаров, С.В. Цурпал // Электроэнергетика. – 2009. – № 5. – С. 11–15.
5. **Львов М.Ю.** Методологические аспекты принятия решений при эксплуатации силовых трансформаторов электрических сетей // Энергоэксперт. – 2011. – № 1. – С. 66–73.
6. **Попов Г.В., Игнатъев И.Б.** О двух подходах к определению индекса технического состояния электрооборудования (на примере силовых трансформаторов) // Электро. – 2012. – № 1. – С. 39–43.
7. **Силовые трансформаторы: справочная книга** / под ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина. – М.: Энергоиздат, 2004. – 616 с.

References

1. Bal'tser, G., Noyman, Ts., Gaul, A., Shorn, Ts. Obshchiy protsess upravleniya aktivami energosistem [General procedure of power system asset management]. *Vesti v elektroenergetike*, 2009, no. 2, pp. 10–20.
2. Khal'yasmaa, A.I., Dmitriev, S.A., Kokin, S.E. Sistema upravleniya tekhnicheskimi aktivami predpriyatij elektrossetevogo kompleksa [Business assets management system at electric power plants]. *Promyshlennaya energetika*, 2014, no. 2, pp. 36–40.
3. Popov, G.V., Ignat'ev, E.B., Vinogradova, L.V. Ekspertnaya sistema otsenki sostoyaniya elektrooborudovaniya «Diagnostika+» [Electric equipment expert assessment system «Diagnostika+»]. *Elektricheskie stantsii*, 2011, no. 5, pp. 36–45.
4. L'vov, M.Yu., L'vov, Yu.N., Komarov, V.B., Tsurpal, S.V. O predel'nom sostoyanii silovykh transformatorov [On limiting state of power transformers]. *Elektroenergetika*, 2009, no. 5, pp. 11–15.
5. L'vov, M.Yu. Metodologicheskie aspekty prinyatiya resheniy pri ekspluatatsii silovykh transformatorov elektricheskikh setey [Methods of making decisions for electric grid power transformer operation]. *Energoekspert*, 2011, no. 1, pp. 66–73.
6. Popov, G.V., Ignat'ev, I.B. O dvukh podkhodakh k opredeleniyu indeksa tekhnicheskogo sostoyaniya elektrooborudovaniya (na primere silovykh transformatorov) [On two approaches to determining electric equipment technical condition index (as exemplified by power transformers)]. *Elektro*, 2012, no. 1, pp. 39–43.
7. *Silovye transformatory: spravochnaya kniga* [Power transformers: reference book]. Moscow, Energoizdat, 2004. 616 p.

¹ Объем и нормы испытаний электрооборудования. Изд. 6-е. – М.: ЭНАС, 2000. – 255 с.

Попов Геннадий Васильевич,
ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
доктор технических наук, профессор, директор Центра по проектированию и повышению надежности электрооборудования
(ЦППНЭО),
телефоны: (4932) 26-99-39, 26-99-37,
e-mail: popov@bjd.ispu.ru

Игнатьев Евгений Борисович,
ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
кандидат технических наук, доцент, начальник отдела диагностики ЦППНЭО,
телефон (4932) 26-98-40,
e-mail: ignatiev@igt.ispu.ru