



ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ИЗНОСА ИЗОЛЯЦИИ ТЯГОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Содержание технических средств железнодорожного транспорта на высоком эксплуатационном уровне, обеспечивающем безопасность движения поездов и высокую эффективность процесса перевозок, невозможно без объективной информации об их фактическом состоянии. Объекты железнодорожного транспорта содержат большое количество устройств, длительная эксплуатация которых без надлежащего диагностирования технического состояния может привести к выходу их из строя и значительному материальному ущербу. Для реализации эффективного диагностирования этих устройств необходимы современные методики и технические средства контроля.

Одним из наиболее дорогостоящих и ответственных элементов системы тягового электроснабжения являются силовые трансформаторы: тяговые (ТТ) и районные понижительные (РПТ). Многие из этих трансформаторов отработали нормативный ресурс. Процедуры оценки состояния изношенных трансформаторов находятся на стадии становления. В дистанциях электроснабжения филиалов ОАО «РЖД» имеется современная вычислительная техника, которая обеспечивает информационную поддержку функционирования железной дороги. В частности, внедрение автоматизированных систем учета электроэнергии позволяет в режиме реального времени получать информацию о получасовых расходах активной и реактивной электроэнергии на тягу поездов и по вводам распределителей районных потребителей 6-10 кВ. Эта информация может быть использована для мониторинга состояния силовых трансформаторов. При мониторинге целесообразно контролировать следующие параметры:

- кратность и длительность перегрузки;
- степень несимметрии токов;

- температуры наиболее нагретой точки масла и обмоток;
- степень старения витковой изоляции;
- состав газов, выделяющихся при неисправностях с помощью хроматографического анализа;
- потери электрической энергии.

Структура системы мониторинга ТТ и РПТ представлена на рис. 1. В качестве исходной информации для определения степени старения витковой изоляции используются данные о получасовых расходах электроэнергии и показания датчиков температуры. Определение остаточного ресурса изоляции осуществляется по методике, изложенной в работе [1].

Общий износ изоляции обмоток состоит из динамического и теплового износов, взятых со своими весовыми коэффициентами. Определение этих коэффициентов представляет собой трудоемкую задачу, требующую большого статистического материала за продолжительное время. Такой материал может быть получен на основе систем мониторинга. По мере накопления статических массивов будет совершенствоваться и сама модель оценки состояния витковой изоляции.

В задаче контроля износа витковой изоляции трансформатора есть два существенных аспекта:

- исходные данные представлены в виде получасовых значений расхода активной и реактивной электроэнергии по трехфазным вводам;
- тяговая нагрузка характеризуется существенной несимметрией.

Первый аспект ввиду малой постоянной времени нагрева обмотки (порядка 6 мин) обуславливает необходимость перехода к эффективным получасовым значениям тока, а второй аспект требует пофазного учета нагрузок. Одному из возможных путей преодоления

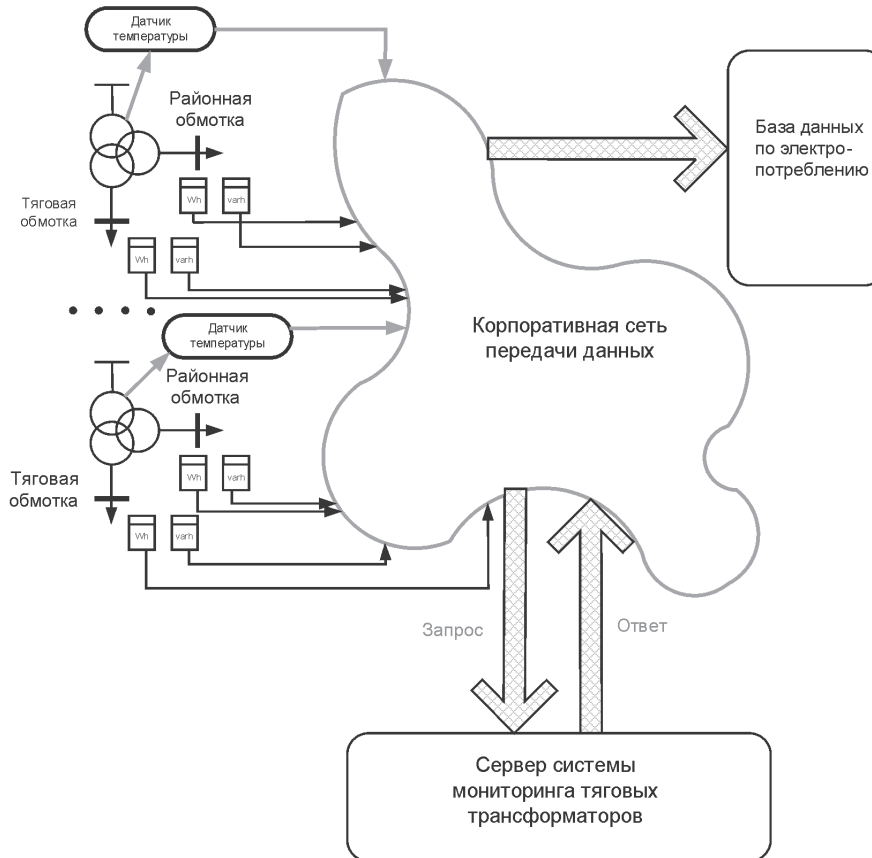


Рис. 1. Структура системы мониторинга тяговых трансформаторов.

этих трудностей и посвящена настоящая статья.

Ограничивая рассмотрение наиболее распространенными трехфазными трехобмоточными трансформаторами, можно определить связь эффективной (нагревающей) мощности сетевой обмотки со средними значениями мощностей тяговой и районной обмоток по формулам работы [2]:

$$P_{Эв} = \sqrt{(P_{срТ} + P_{срР})^2 + [P_{срТ}^2 (k_{фАТ}^2 - 1) + P_{срР}^2 (k_{фАР}^2 - 1)]} \quad (1)$$

$$Q_{Эв} = \sqrt{(Q_{срТ} + Q_{срР})^2 + [Q_{срТ}^2 (k_{фРТ}^2 - 1) + Q_{срР}^2 (k_{фРР}^2 - 1)]}, \quad (2)$$

где $P_{Эв}, Q_{Эв}$ – эффективные активные и реактивные мощности сетевой обмотки, $P_{срТ}, P_{срР}, Q_{срТ}, Q_{срР}$ – средние активные и реактивные мощности соответственно тяговой и районной обмоток; $k_{фАТ}, k_{фРТ}, k_{фАР}, k_{фРР}$ – полчасовые коэффициенты формы графиков активных и реактивных нагрузок соответственно тяговой и районной обмоток. Значения коэффициентов формы тяговой нагрузки

определяются графиками движения поездов и в рамках задачи моделирования износа изоляции считаются внешними данными. Получасовые коэффициенты формы районной нагрузки ввиду сравнительной ее стабильности целесообразно принять равными единице.

Формулы (1) и (2) необходимо применять для каждой фазы отдельно; значения напряжений разных фаз можно считать одинаковыми, а токи фаз тяговой обмотки можно получить по формулам, аналогичным приведенным в работе [1].

На рис. 2 показана схема трехфазного трансформатора без отображения районной обмотки, нагрузка которой предполагается симметричной. При отсчетах фаз относительно фазы АХ сетевой обмотки формулы для напряжений и токов фаз записываются следующим образом:

$$\dot{U}_I = U_T e^{j0^\circ}; \dot{U}_{II} = U_T e^{-j60^\circ} = U_T (0.5 - j0.866);$$

$$\dot{U}_{ca} = U_T e^{j180^\circ} = -U_T;$$

$$\dot{U}_{ab} = U_T e^{j60^\circ} = U_T (0.5 + j0.866);$$

$$\dot{U}_{bc} = U_T e^{-j60^\circ} = U_T (0.5 - j0.866);$$

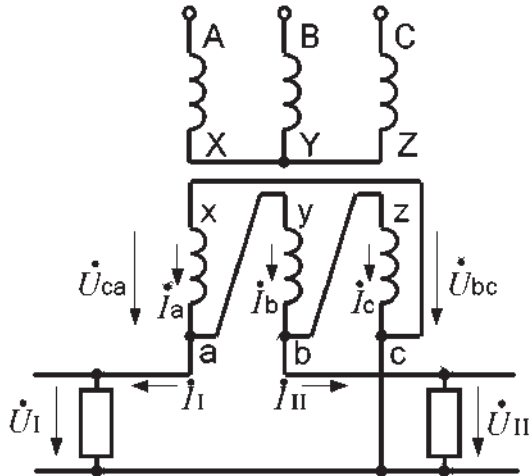


Рис. 2. Схема трехфазного трансформатора.

$$i_a = \frac{2}{3}i_I + \frac{1}{3}i_{II}; i_b = -\frac{1}{3}i_I + \frac{1}{3}i_{II}; i_c = -\frac{1}{3}i_I - \frac{2}{3}i_{II};$$

$$i_I = I'_I + jI''_I = k_I \frac{P_T - jQ_T}{U_T};$$

$$i_{II} = I'_{II} + jI''_{II} = k_{II} \frac{0.5P_T - 0.866Q_T - j(0.866P_T + 0.5Q_T)}{U_T},$$

где S_T, P_T, Q_T – полная, активная и реактивная мощности по вводу 27.5 кВ, k_I, k_{II} – коэффициенты распределения мощности ввода 27.5 кВ по плечам питания; остальные величины обозначены на рис. 2. Получить эти коэффициенты можно посредством использования программного комплекса имитационного моделирования систем тягового электроснабжения FAZONORD, разработанного в Иркутском государственном университете путей сообщения [3]. С помощью комплекса FAZONORD на основе данных о поездной работе следует выполнить имитацию работы рассматриваемого участка, что позволит определить искомые коэффициенты.

Токи фаз тяговой обмотки можно найти следующим образом:

$$I'_a = \frac{2k_I P_T + k_{II} (0.5P_T - 0.866Q_T)}{3U_T};$$

$$I''_a = \frac{-2k_I Q_T - k_{II} (0.866P_T + 0.5Q_T)}{3U_T};$$

$$I'_b = \frac{-k_I P_T + 0.5k_{II} P_T - 0.866k_{II} Q_T}{3U_T};$$

$$I''_b = \frac{k_I Q_T - 0.866k_{II} P_T - 0.5k_{II} Q_T}{3U_T};$$

$$I'_c = \frac{-k_I P_T - k_{II} P_T + 1.732k_{II} Q_T}{3U_T};$$

$$I''_c = \frac{k_I Q_T + 1.732k_{II} P_T + k_{II} Q_T}{3U_T};$$

а мощности фаз определяются равенствами следующего вида:

$$\dot{S}_{Ta} = \dot{S}_{Tac} = P_{Ta} + jQ_{Ta} =$$

$$= -U_T (I'_a - jI''_a) = -U_T I'_a + jU_T I''_a;$$

$$\dot{S}_{Tb} = \dot{S}_{Tab} = U_T (0.5I'_b + 0.866I''_b) + jU_T (0.866I'_b - 0.5I''_b);$$

$$\dot{S}_{Tc} = \dot{S}_{Tbc} = U_T (0.5I'_c - 0.866I''_c) + jU_T (-0.866I'_c - 0.5I''_c).$$

С учетом смены знаков при приведении генерации тяговой обмотки к нагрузке сетевой обмотки можно записать

$$P_{Ta} = \frac{1}{3} [2k_I P_T + k_{II} (0.5P_T - 0.866Q_T)]; \quad (3)$$

$$Q_{Ta} = \frac{1}{3} [2k_I Q_T + k_{II} (0.866P_T + 0.5Q_T)]; \quad (4)$$

$$P_{Tb} = \frac{1}{3} [k_I (0.5P_T - 0.866Q_T) - k_{II} P_T]; \quad (5)$$

$$Q_{Tb} = \frac{1}{3} [k_I (0.866P_T + 0.5Q_T) + k_{II} Q_T]; \quad (6)$$

$$P_{Tc} = \frac{1}{3} [k_I (0.5P_T + 0.866Q_T) + 2k_{II} P_T]; \quad (7)$$

$$Q_{Tc} = \frac{1}{3} [k_I (-0.866P_T + 0.5Q_T) + 2k_{II} Q_T]. \quad (8)$$

Загрузка фазы сетевой обмотки ввиду отсутствия токов нулевой последовательности определится нагрузкой тяговой фазы, третьей частью нагрузки района, потерями в фазах тяговой, районной и сетевой обмотках и третьей частью потерь холостого хода трансформатора:

$$\dot{S}_{va} = P_{va} + jQ_{va},$$

$$P_{va} = P_{Ta} + \frac{1}{3}P_p + \Delta P_{Ta} + \Delta P_{Pa} + \Delta P_{va} + \frac{1}{3}\Delta P_x; \quad (9)$$

$$Q_{va} = Q_{Ta} + \frac{1}{3}Q_p + \Delta Q_{Ta} + \Delta Q_{Pa} + \Delta Q_{va} + \frac{1}{3}\Delta Q_x. \quad (10)$$

При одинаковых номинальных мощностях обмоток активные сопротивления фаз обмоток, приведенные к стороне высокого напряжения, равны:

$$R_1 = R_2 = R_3 = \frac{3U_B^2 \Delta P_k}{2S_n^2},$$

где U_B – номинальное напряжение фазы ВН, S_n – номинальная мощность, ΔP_k – потери короткого замыкания трансформатора.

Потери мощности в фазе тяговой обмотки можно вычислить так:



$$\Delta P_{Ta} = R_1 I_{Ta}^2 = \frac{3S_{Ta}^2 \Delta P_k}{2S_H^2} = \frac{1}{6} \Delta P_k k_{3Ta}^2, \quad (11)$$

где $k_{3Ta} = \frac{3S_{Ta}}{S_H}$ — коэффициент загрузки фазы тяговой обмотки.

Аналогично определяются потери для фаз районной и сетевой обмоток трансформатора:

$$\Delta P_{Pa} = \frac{1}{6} \Delta P_k k_{3P}^2; \quad (12)$$

$$\Delta P_{Ba} = \frac{1}{6} \Delta P_k k_{3Ba}^2, \quad (13)$$

где $k_{3P} = \frac{S_P}{S_H}$ — коэффициент загрузки всей районной обмотки (в предположении симметрии районной нагрузки), $k_{3Ba} = \frac{3S_{Ba}}{S_H}$ — коэффициент загрузки фазы сетевой обмотки, $S_{Ba} = \sqrt{P_{Ba}^2 + Q_{Ba}^2}$.

Выражения для потерь реактивной мощности из-за различия напряжений короткого замыкания выглядят несколько иначе. Реактивные сопротивления катушек, приведенные к напряжению сетевой обмотки, определяются напряжениями короткого замыкания [3]:

$$X_B = \frac{3U_B^2}{200S_H} (u_{BT}' + u_{BP}' - u_{TP}');$$

$$X_T = \frac{3U_B^2}{200S_H} (u_{BT}' - u_{BP}' + u_{TP}');$$

$$X_P = \frac{3U_B^2}{200S_H} (-u_{BT}' + u_{BP}' + u_{TP}'),$$

где $u_{ij}' = \sqrt{u_{ij}^2 - \left(\frac{100\Delta P_k}{S_H}\right)^2}$ — напряжение короткого замыкания, скорректированное на падение напряжения на активном сопротивлении, u_{ij} — напряжение короткого замыкания трансформатора в процентах.

Реактивные потери в фазах обмоток находятся так:

$$\Delta Q_{Ta} = X_T I_{Ta}^2 = \frac{3S_{Ta}^2}{200S_H} (u_{BT}' - u_{BP}' + u_{TP}') = \quad (14)$$

$$= \frac{k_{3Ta}^2 S_H}{600} (u_{BT}' - u_{BP}' + u_{TP}');$$

$$\Delta Q_{Pa} = X_P I_{Pa}^2 = \frac{3S_{Pa}^2}{200S_H} (-u_{BT}' + u_{BP}' + u_{TP}') = \quad (15)$$

$$= \frac{k_{3P}^2 S_H}{600} (-u_{BT}' + u_{BP}' + u_{TP}');$$

$$\Delta Q_{Ba} = X_B I_{Ba}^2 = \frac{3S_{Ba}^2}{200S_H} (u_{BT}' + u_{BP}' - u_{TP}') = \quad (16)$$

$$= \frac{k_{3Ba}^2 S_H}{600} (u_{BT}' + u_{BP}' - u_{TP}').$$

Реактивная мощность холостого хода определяется током холостого хода i_x ,

$$\Delta Q_x = \sqrt{(i_x S_H / 100)^2 - \Delta P_x^2}.$$

Алгоритм расчета эффективных токов фаз сетевой обмотки по получасовым значениям расхода активной и реактивной электроэнергии тяговой и районной обмоток выглядит следующим образом.

1. Получасовые значения расходов электроэнергии по вводам 27.5 кВ и по вводам районной обмотки хранятся в локальной базе данных по электропотреблению (ЛБДЭ), и по команде пользователя производится ее пополнение по всем трансформаторам дороги из базы данных АСКУЭ.

2. Расчеты износа и оставшегося срока службы производятся с использованием информации ЛБДЭ и далее хранятся в локальной базе данных программного комплекса. При запуске программы производится отображение рассчитанного износа в текстовой и графической формах.

3. По получасовым расходам определяют средние получасовые мощности ввода 27.5 кВ и по формулам (3)... (8) вычисляются мощности фаз тяговой обмотки.

4. По формулам (11), (12), (14), (15) рассчитываются составляющие потерь мощностей фаз тяговой и районной обмоток.

5. Формулы (1) и (2) ввиду добавок потерь в обмотках, потерь в стали и меди используются в следующей форме:

$$P_{Эвi} = \sqrt{\left(P_{cpTi} + \Delta P_{Ti} + \frac{1}{3}(P_P + \Delta P_{Pa})\right)^2 + \left[P_{cpTi}^2 (k_{sub\phi AT}^2 - 1)\right]} + \frac{1}{3} \Delta P_x;$$

$$Q_{Эвi} = \sqrt{\left(Q_{cpTi} + \Delta Q_{Ti} + \frac{1}{3}(Q_P + \Delta Q_{Pa})\right)^2 + \left[Q_{cpTi}^2 (k_{фAT}^2 - 1)\right]} + \frac{1}{3} \Delta Q_x,$$

где индекс i обозначает фазу обмотки.

6. По полученным значениям мощностей фаз сетевой обмотки с помощью формул (13) и (16) определяются потери в меди в фазах сете-



вой обмотки и добавляются к мощностям фаз сетевой обмотки.

7. Из полученных значений мощностей фаз сетевой обмотки по среднему значению фазного напряжения определяются эффективные токи фаз сетевой обмотки:

$$I_{\text{Эвi}} = \frac{\sqrt{P_{\text{Эвi}}^2 + Q_{\text{Эвi}}^2}}{U_{\text{срв}}}$$

8. По эффективным значениям токов производится расчет относительного износа изоляции за получасовой период работы трансформатора в соответствии со стандартной методикой [4].

Расчеты износа предполагается производить в двух вариантах:

- расчеты износа без учета ретроспективы по имеющимся данным получасовых расходов электроэнергии, без отображения оставшегося срока службы;
- расчеты с учетом предыдущей (до запуска АСКУЭ) работы трансформатора по информации о грузообороте и продолжительности окон; предполагается использование регрессионных зависимостей, обновляемых по мере накопления информации АСКУЭ.

Вывод

На основе данных об электропотреблении, получаемых из автоматизированной системы учета электроэнергии, возможен непрерывный мониторинг износа силовых трансформаторов. Представленная методика позволяет производить пофазный контроль износа по данным электропотребления на тягу поездов и расходам электроэнергии нетяговыми потребителями.

БИБЛИОГРАФИЯ

1. Марквардт К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог. — М.: Транспорт, 1982. — 528 с.
2. Шидловский, А.К. Расчеты электрических нагрузок систем электроснабжения промышленных предприятий [Текст] / А.К. Шидловский, Г.Я. Вагин, Э.Г. Куренный. — М.: Энергоатомиздат, 1992. — 224 с.
3. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем. — Иркутск: Изд-во Иркут. ун-та, 2005. — 273 с. — ISBN 5-7430-0568-0.
4. ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.