

ИЗДАЕТСЯ С 1880 ГОДА

ISSN 0013-5380 (Print)
ISSN 2411-1333 (Online)

ЭЛЕКТРИЧЕСТВО



2025

3

Theoretical and scientific-practical journal

ELEKTRICHESTVO

ESTABLISHED IN JULY 1880

№ 3, 2025

FOUNDERS

Russian Academy of Sciences
(the Division of Power Engineering, Mashinary Construction,
Mechanical and Control Processes)

УДК 621.31

Опыт использования метода частотных характеристик при диагностических обследованиях силовых трансформаторов классов напряжения 10–500 кВ

ДОЛИН А.П.¹, КИПРИЯНОВА М.М.²

¹НТЦ «ЭДС», Москва, Россия

²НИУ «МЭИ», Москва, Россия

Статья посвящена идентификации различных дефектов магнитопроводов и обмоток трансформаторов классов напряжения 10–500 кВ методом частотных характеристик. Предложена схема определения динамических зон частотных характеристик. Определены оптимальные схемы измерений. На основе результатов измерений частотных характеристик однотипных трансформаторов разработан метод расчета базовых характеристик. Приведены конкретные примеры определения дефектов методом частотных характеристик трансформаторов 10–500 кВ, в том числе деформации магнитопровода, радиальной деформации обмоток, наличия короткозамкнутых витков в обмотке, отклонения обмотки от вертикальной оси. Полученные результаты подтверждены визуальным осмотром активной части, а также другими видами испытаний и измерений. Проведено сопоставление различных статистических коэффициентов для оценки дефектов активной части трансформаторов. Для оценки уровня развития дефектов магнитопровода и обмоток предложены ориентировочные допустимые значения коэффициента стандартного отклонения.

Ключевые слова: силовой трансформатор, деформации, обмотка, магнитопровод, частотная характеристика

Метод частотных характеристик (МЧХ), или *Frequency Response Analysis (FRA)*, все шире применяется при диагностировании трансформаторов для оценки технического состояния их активных систем. Как правило, МЧХ используется для определения различных деформаций обмоток и отводов [1, 2]. Вместе с тем, метод позволяет также выявлять дефекты магнитопроводов [3, 4].

Примеры идентификации дефектов по результатам измерений частотных характеристик (ЧХ) рассматривались в работах [3–5]. Однако в российских и зарубежных нормативных документах [1, 6, 7] не установлены требования к оптимальному объему измерений, методам обработки результатов и критериям оценки наличия, уровня и опасности развития дефектов. Разработанные подходы к анализу ЧХ [8] не позволяют достоверно определить некоторые дефекты [5].

Диагностирование трансформаторов проводится на основе результатов измерений ЧХ в установленном диапазоне (обычно от 20 до 2000000 Гц). Измерения выполняют по сквозным, сквозным с закороткой, емкостным и индуктивным схемам [1, 6]. В зависимости от типа трансформатора количество измерительных

схем отличается и в ряде случаев может достигать 30. В качестве примера на рис. 1 представлены сквозные без закоротки и с закороткой, а также емкостные схемы измерения для трехфазного трансформатора 10 кВ и однофазного трансформатора 500 кВ с расщепленной обмоткой НН.

Коэффициенты для анализа частотных характеристик. Анализ результатов измерений МЧХ основан на сравнении текущей и базовой частотных характеристик. Используются следующие оценки результатов измерений ЧХ [3, 9, 10]:

1) статистические показатели (коэффициенты): например *CCF* (или связанный с ним *R_{xy}*), *SD*, *ASLE*, *CC* (табл. 1) и др. [3, 11];

2) коэффициенты, основанные на сравнении параметров локальных экстремумов (например *mad*, *mfd*) [3];

3) системы сравнения, основанные на использовании нейронных сетей и технологиях искусственного интеллекта;

4) экспертные оценки.

Для оценки результатов измерений МЧХ наиболее широко используются статистические показатели

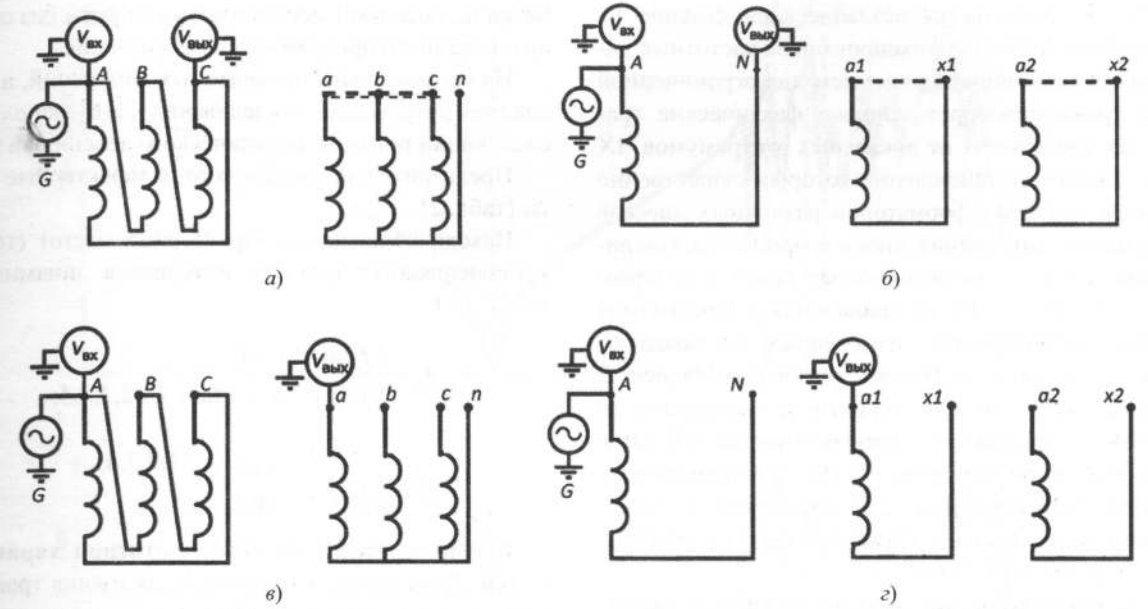


Рис. 1. Сквозные схемы (а, б) без закоротки и с закороткой (штриховая линия), а также емкостные схемы (в, г) измерений частотных характеристик трехфазного трансформатора и однофазного трансформатора с расщепленной обмоткой НН: G – генератор сигналов; V_{вх} и V_{вых} – приборы для измерения входного и выходного сигналов

Fig. 1. Open-circuit (a, b) and short-circuit measurement (dashed line), as well as capacitive inter-winding measurement (в, г) of a three-phase transformer and a single-phase transformer with split LV winding: G – signal generator; V_{вх} и V_{вых} – devices for measuring input and output signals

Таблица 1

Статистические показатели, используемые для анализа результатов МЧХ [3, 11]
Statistical indicators used to analyse the FRA results [3, 11]

Статистический показатель	Формула
Стандартное отклонение	$SD = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (Y_i - \bar{X})^2}{N - 1}}$
Коэффициент парной корреляции	$CCF = \frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2 \sum_{i=1}^N (Y_i - \bar{Y})^2}}$ $R_{xy} = -\log_{10}(1 - CCF)$
Абсолютная сумма логарифмической ошибки	$ASLE = \frac{\sum_{i=1}^N 20 \log_{10} Y_i - 20 \log_{10} X_i }{N}$
Корреляционный коэффициент	$CC = \frac{\sum_{i=1}^N X_i Y_i}{\sqrt{\sum_{i=1}^N X_i^2 \sum_{i=1}^N Y_i^2}}$

Примечание: X_i – значение амплитуды первой характеристики; Y_i – значение амплитуды второй характеристики; N – количество точек измерения (объем выборки); \bar{X} , \bar{Y} – среднее арифметическое значение амплитуд первой и второй характеристик в диапазоне (1, N).

(п. 1 и табл. 1). Их применение позволяет устанавливать численные критерии уровня развития дефектов и не требует сложных программ для расчетов. Коэффициенты (п. 2) на практике применяются редко и требуют использования систем автоматического поиска экстремумов. Разработка и внедрение систем искусственного интеллекта (п. 3) для интерпретации результатов измерений ЧХ требуют наличия обширной базы образов дефектов, а также сложного программного

обеспечения. На данный момент подобные системы развиты недостаточно. Экспертные оценки (п. 4) главным образом зависят от компетентности специалистов, но являются самыми простыми в реализации.

Выбор и расчет динамических зон. Расчет статистических коэффициентов (при сравнении ЧХ) проводится в выделенных частотных зонах, где могут быть идентифицированы определенные типы дефектов [1].

В [8, 9] предлагается «статическое» деление на зоны, устанавливающее фиксированные частотные диапазоны. Данный подход приемлем для ограниченной группы трансформаторов. Однако фактические границы этих зон зависят от локальных экстремумов ЧХ [3, 13], частота возникновения которых существенно отличается для трансформаторов различных классов номинального напряжения, типов и мощности. Например, зона контроля магнитопровода лежит в интервале частот от 20–100 Гц до совпадения в максимумах частотных характеристик, измеренных по сквозным схемам с закороткой и без закоротки [3]. На рис. 2 приведены частотные характеристики, измеренные по этим схемам, однофазного трансформатора 500 кВ и трехфазного трансформатора 10 кВ. Для трансформатора ОРЦ-533000/500 (рис. 2,а) зона влияния магнитопровода не превышает 15 кГц, а для ТС-1600/10,5 (рис. 2,б) достигает 90 кГц.

Таким образом, расчет по фиксированным частотным диапазонам (или статическим зонам) может приводить к ошибкам интерпретации результатов. В отличие от статических зон применение динамического деления учитывает особенности конструкции трансформаторов.

Разработаны различные системы динамического деления ЧХ. Например, в [12] в качестве критерия деления на зоны предлагается переход через ноль фазово-частотной характеристики, измеренной по сквозной схеме (рис. 3). Однако у трансформаторов большой мощности переходы фазово-частотной характеристики через ноль в минимумах ЧХ (в точках α , β – рис. 4) не наблюдаются, что существенно ограничивает возможность применения метода [12].

В [10] реализован алгоритм выделения динамических зон на основе данных о типе трансформатора и распределении экстремумов частотной характеристики. Существенная сложность определения зон практи-

чески не позволяет использовать алгоритм без специализированного программного обеспечения.

На основе опыта проведенных измерений, а также анализа результатов исследований [1–6] использован следующий порядок динамического деления на зоны.

Предварительно определяются характерные частоты (табл. 2).

Исходя из значений характерных частот (табл. 2) устанавливаются границы интервалов динамических зон $[L_i, P_i]$:

$$L_i = \begin{cases} f_i, & \text{при } i=1; \\ 0,5(f_{i-1} + f_i) & \text{при } i=2,3,4,5; \end{cases} \quad (1)$$

$$P_i = \begin{cases} P_i = L_{i+1} & \text{при } i=1,2,3,4; \\ P_i = f_5 & \text{при } i=5. \end{cases} \quad (2)$$

Выбор и расчет базовой частотной характеристики. Для оценки технического состояния трансформаторов по результатам МЧХ необходимо сопоставлять измеренные результаты с базовыми частотными характеристиками. В качестве базовых целесообразно использовать ЧХ, полученные на заводе-изготовителе или, по крайней мере, при вводе в эксплуатацию. Однако частотные характеристики не всегда измеряются на заводах или при монтаже трансформаторов. Кроме того, для трансформаторов со сроком службы, близким к нормативному, заводские и монтажные измерения ЧХ отсутствуют. В этом случае для оценки состояния обмоток трехфазных трансформаторов возможно сравнение ЧХ симметричных фаз А и С [1], а для однофазных трансформаторов – расщепленных фаз обмоток НН, находящихся на разных стержнях.

Вместе с тем, проведенные исследования показывают, что ЧХ трансформаторов, изготовленных на одном предприятии по однотипной технологии, могут быть использованы для определения базовых характеристик. Так, при сравнении частотных характеристик

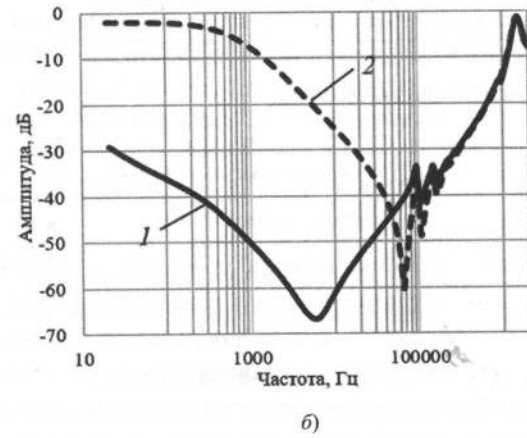
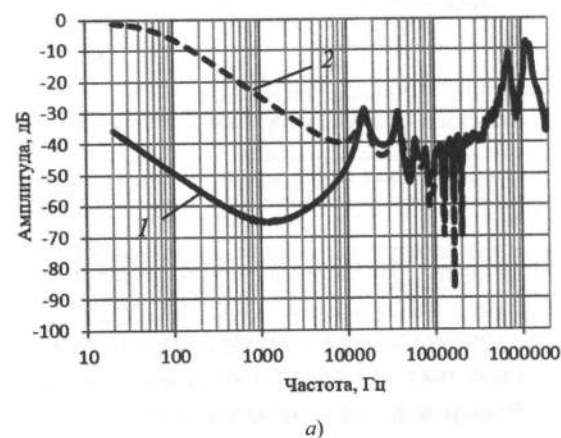


Рис. 2. Сравнение частотных характеристик при измерении по сквозным схемам без закоротки (кривая 1) и с закороткой (кривая 2) для определения зон влияния магнитопровода трансформаторов 500 кВ типа ОРЦ-533000/500/15,75 (а) и 10 кВ типа ТС-1600/10,5/0,4 (б)

Fig. 2. Comparison of frequency response by open-circuit (curve 1) and short-circuit measurement (curve 2) for definition of core influence zones of single-phase transformer rated 533 MVA, 500/15.75 kV (a) and three-phase transformer rated 1.6 MVA, 10.5/0.4 kV (b)

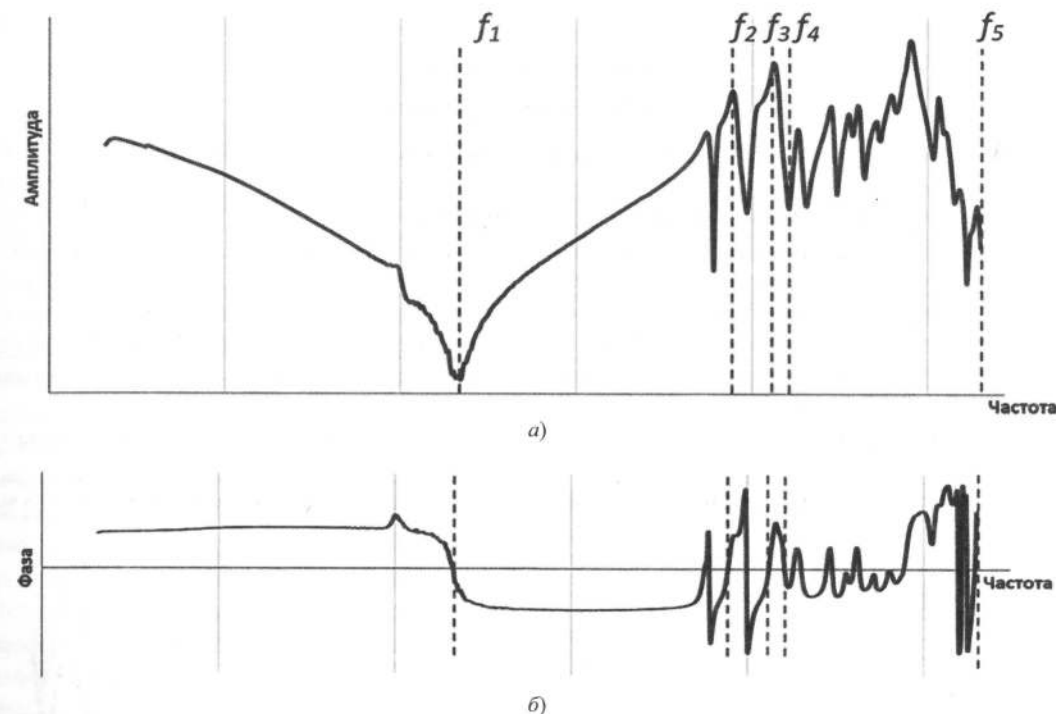


Рис. 3. Характерные точки амплитудно-частотной (а) и фазово-частотной (б) характеристик трансформатора типа OFWF (ТДЦ) 120000-78800/35

Fig. 3. Characteristic points of amplitude (a) and phase trace (b) of OFWF 120000-78800/35

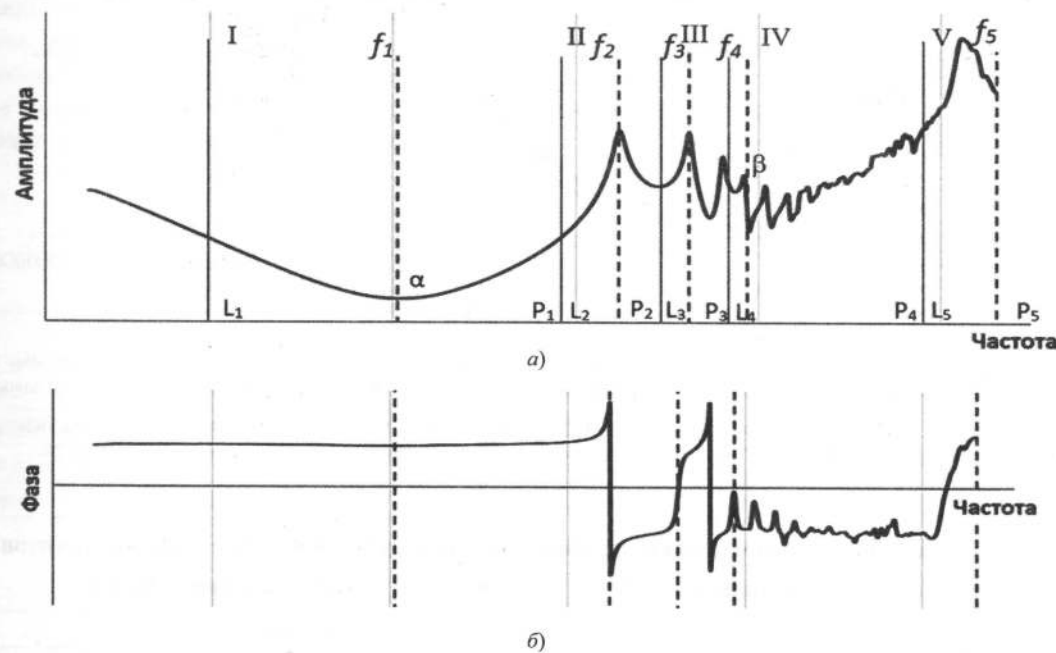


Рис. 4. Характерные точки амплитудно-частотной (а) и фазово-частотной (б) характеристик трансформатора типа ОРЦ-533000/500/15,75

Fig. 4. Characteristic points of amplitude (a) and phase trace (b) of single-phase transformer rated 533 MVA, 500/15.75 kV

группы из пяти однотипных трансформаторов близких годов выпуска, одного завода-изготовителя, номинальных напряжений и мощности (группа сплошных кривых на рис. 5) существенных отличий между ними не обнаружено.

Частотные характеристики идентичных трансформаторов, но разных заводов-изготовителей могут иметь

существенные отличия (рис. 5, сплошные и штриховая линии).

Диапазоны динамического деления однотипных трансформаторов разных заводов-изготовителей (табл. 3) отличаются незначительно (не более 5 %).

Моделирование базовых ЧХ проведено при следующих условиях (табл. 2):

Таблица 2

Характерные частоты
Characteristic frequencies

Характерные частоты	Условия определения при сквозной схеме измерения
f_0	20 или 100 Гц (при наличии значительных шумов ЧХ в диапазоне до 100 Гц).
f_1	Первый минимум амплитуды ЧХ больше f_0 . Может наблюдаться прохождение через ноль фазово-частотной характеристики (рис. 3).
f_2	Первый максимум ЧХ после совпадения частотных характеристик, измеренных по сквозным схемам без закоротки и с закороткой. Для максимума характерно значение фазово-частотной характеристики равное нулю.
f_3	Следующий максимум за точкой с частотой f_2 . Для максимума характерен переход амплитудно-фазовой характеристики через ноль.
f_4	Минимум из зоны локальных экстремумов, где наблюдается переход фазово-частотной характеристики через ноль и/или значение фазы, наиболее близкое по амплитуде к нулю.
f_5	2000000 Гц для трансформаторов до 35 кВ включительно и 1000000 Гц для трансформаторов 110 кВ и выше [6, 10].

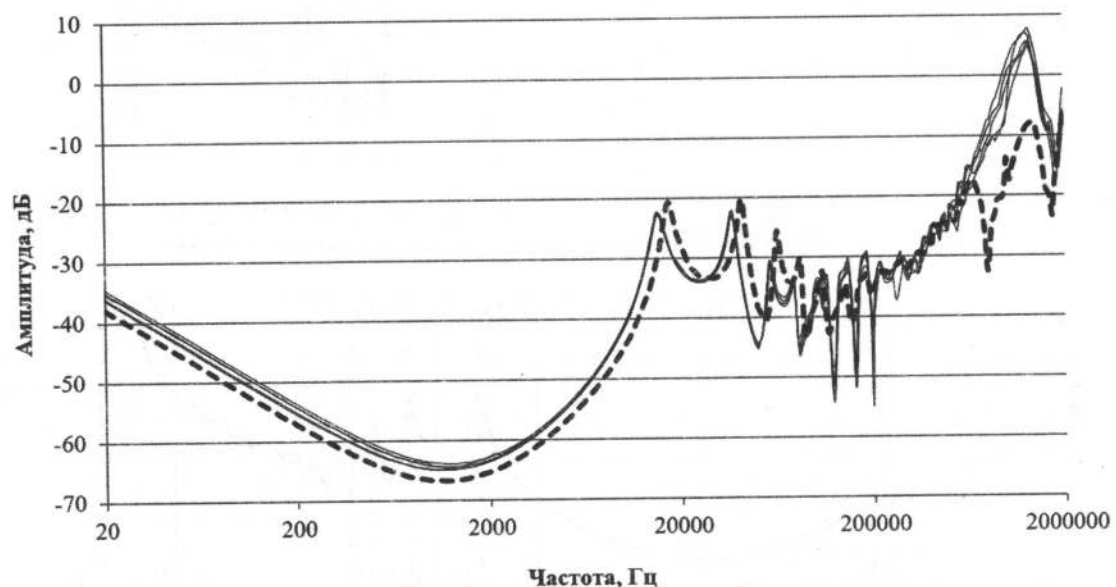


Рис. 5. Частотные характеристики однотипных трансформаторов ОРЦ-533000/500/15,75 двух различных заводов, измеренные по сквозной схеме: сплошные линии – данные группы из пяти трансформаторов; изготовленных на заводе № 1, штриховая линия – на заводе № 2

Fig. 5. Frequency response of single-phase transformers rated 533 MVA, 500/15.75 kV of the same type from two different manufacturers, measured according to the open scheme: solid lines - data of a group of 5 transformers manufactured at plant No. 1, dashed line – at plant No. 2

Динамические зоны однотипных однофазных трансформаторов 500 кВ разных заводов-изготовителей
Dynamic zones of single-phase 500 kV transformers of different manufacturers

Завод-изготовитель	Границы динамических зон, кГц				
	I	II	III	IV	V
№ 1	0,1–9	9–30	30–77 (80)	77 (80)–556 (560)	556 (560)–1000
№ 2	0,1–9	9–29 (30)	29 (30)–79 (80)	79 (80)–559 (560)	559 (560)–1000

Примечание: в скобках указаны значения с учетом округления до десятков в зонах II–V.

1. Исходные ЧХ получены для однотипных трансформаторов одного года или близких годов выпуска, изготовленных на одном заводе (т.е. имеющие полностью идентичные конструкции).

2. При сравнении исходных ЧХ коэффициенты SD не превышали 1 для каждой группы из 100 последователь-

ных значений до 1000 кГц. Выше 1000 кГц коэффициенты SD не превышали 2 (так как на ЧХ влияют переходные сопротивления контактов и другие внешние факторы).

Базовые частотные характеристики (удовлетворяющие указанным выше условиям) определены как среднее квадратичное $\overline{X(f)}$ для всех значений частот:

$$\overline{X(f)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \overline{X_i(f)^2}}{n}}, \quad (3)$$

где n – количество трансформаторов, используемых для определения базовой характеристики; $\overline{X_i(f)}$ – вектор-столбец значений амплитуды частотной характеристики для трансформатора i .

При расчетах базовых ЧХ по (3), а также при сравнении частотных характеристик с базовыми в случае несовпадения частот измерений при автоматизированной обработке проводилась интерполяция значений X_i методом линейной аппроксимации.

Выбор схем измерения и идентификация дефектов. На основе анализа результатов измерений методом частотных характеристик более 50 маслонаполненных трансформаторов 35–500 кВ и трансформаторов с литой изоляцией 10 кВ, а также анализа публикаций [3, 7, 9–10, 12–15] определены наиболее оптимальные схемы измерения и характерные зоны проявления различных дефектов обмоток и магнитопровода (табл. 4).

Деформация пакетов магнитопровода возможна в результате динамических и температурных воздействий. Например, в однофазном трансформаторе ОРЦ-533000/500 с расщепленной обмоткой низшего напряжения (срок эксплуатации 8 лет) изоляционные характеристики обмоток и физико-химические параметры масла полностью отвечали установленным требованиям. Вместе с тем, в процессе эксплуатации наблю-

дался рост потерь холостого хода (XX), измеренных на пониженном напряжении, которые на 80 % превысили исходные значения при пуске трансформатора (допустимое значение 30 % [2, 16]). Кроме того, прослеживалась устойчивая динамика роста концентрации ацетилена (рис. 6), а также других углеводородов.

Формально содержание растворенных в масле газов оставалось ниже граничных значений [17]. Однако в процессе эксплуатации неоднократно по тем или иным причинам выполнялись дегазации масла (о чем свидетельствуют резкие снижения концентрации растворенного ацетилена на рис. 6). Тем не менее, ни система мониторинга, ни off-line измерения ЧР, а также акустическая и электромагнитная локация не зафиксировали искровые (и другие электрические) разряды в активной части трансформатора (вызывающие образование ацетилена).

По результатам измерений МЧХ, а также при ревизии активной части трансформатора обнаружена деформация магнитопровода, наиболее заметная на боковых ярмах (рис. 7) и в зоне стыков верхнего ярма. Развитие деформации вызвано повышенным нагревом магнитопровода вследствие снижения межлистовой изоляции, а также уровня прессовки ярем и другими скрытыми дефектами магнитной системы. При температуре более 120–150 °С происходило разложение эпоксидной пропитки стекловолокна бандажей и образование темного налета на боковых ярмах (рис. 7). Разложение эпоксидной пропитки сопровождалось выделением ацетилена, что также рассматривалось в [18].

Таблица 4

Дефекты, зоны и схемы измерений
Defects, zones and measurement schemes

Дефект	Частотная зона	Схемы измерений, где дефект проявляется	Схемы измерений, где дефект не проявляется или проявляется незначительно
Деформация магнитопровода	I	сквозная без закоротки, емкостная	сквозная с закороткой, индуктивная
Короткозамкнутый виток в обмотке	I	сквозная без закоротки, емкостная	сквозная с закороткой, индуктивная
Смещение обмотки	II	сквозные, емкостная, индуктивная	нет схем
Деформация обмотки (радиальная)	IV	сквозные, емкостная, индуктивная	нет схем



Рис. 6. Изменение концентрации ацетилена в масле трансформатора ОРЦ-533000/500/15,75

Fig. 6. Change of acetylene concentration in the oil of single-phase transformer rated 533 MVA, 500/15.75 kV

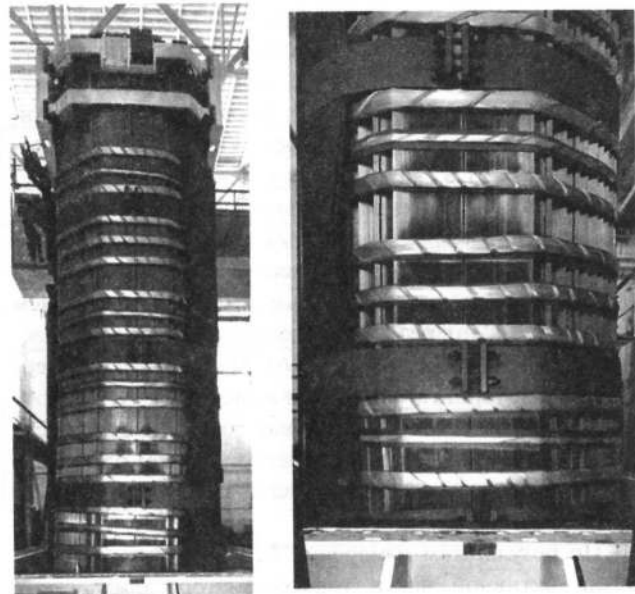


Рис. 7. Деформация магнитопровода трансформатора на боковых ярмах трансформатора ОРЦ-533000/500/15,75

Fig. 7. Deformation of the transformer magnetic core on the side yards of the single-phase transformer rated 533 MVA, 500/15.75 kV

Результаты измерения МЧХ. Наблюдались различия с базовыми частотными характеристиками, измеренных по сквозным без закоротки $A-N$ [скв] (рис. 1,б), $a1-x1$ [скв], $a2-x2$ [скв] и емкостным $A-a1$ [емк] (рис. 1,з), $A-a2$ [емк] схемам (рис. 8 и табл. 5). В табл. 5 представлены результаты расчета коэффициентов стандартного отклонения SD при сравнении ЧХ трансформатора, имеющего дефект (рис. 7) и базовых характеристик, полученных на основе измерений ЧХ аналогичных трансформаторов без дефектов. При анализе результатов измерений по сквозным с закороткой и индуктивным схемам существенных отличий во всех зонах не обнаружено.

При измерениях по емкостным схемам наблюдались «шумы» (обведены овалом на рис. 8,б) в диапазоне частот 20–100 Гц, которые оказывали заметное влияние на значение статистических коэффициентов. Поэтому при расчетах коэффициентов SD исключена низкочастотная зона менее 100 Гц.

Деформации магнитопровода проявились в зоне I (рис. 8). Развитая деформация магнитопровода наблюдалась при значениях SD 4,75 и 7,90 для сквозной без закоротки и емкостной схемам измерения.

Результаты расчетов коэффициента SD по схемам $A-a1$ [емк], $A-a2$ [емк], а также $a1-x1$ [скв] и $a2-x2$ [скв] практически совпадают. Дефект проявляется на всех сквозных без закоротки и емкостных схемах.

МЧХ также позволяет выявить короткозамкнутые витки обмоток. Например, для трансформатора 500 кВ во время аварийного отключения был зафиксирован резкий скачок концентрации растворенных в масле газов, характерных при дуговых разрядах и пробоях изоляции (концентрация водорода H_2 составила 237,1 ppm; метана CH_4 – 135,6 ppm; ацетилена C_2H_2 – 257,5 ppm). Измерения электрических характеристик выявили снижение сопротивления изоляции на 80 % относительно исходных (монтажных) значений. Наличие короткозамкнутого витка обмотки также подтверждалось невозможностью измерений потерь ХХ на пониженном напряжении. Сопротивление обмотки НН постоянному току превышало монтажные значения на 41 % при установленном в [2, 16] предельно допустимом значении (ПДЗ) 5 %.

При вскрытии и разборке трансформатора обнаружен короткозамкнутый виток и пробой изоляции обмотки НН.

Методом МЧХ дефект проявлялся при сравнении измеренной ЧХ с результатами, полученными до аварии (исходное значение), по сквозным и емкостным

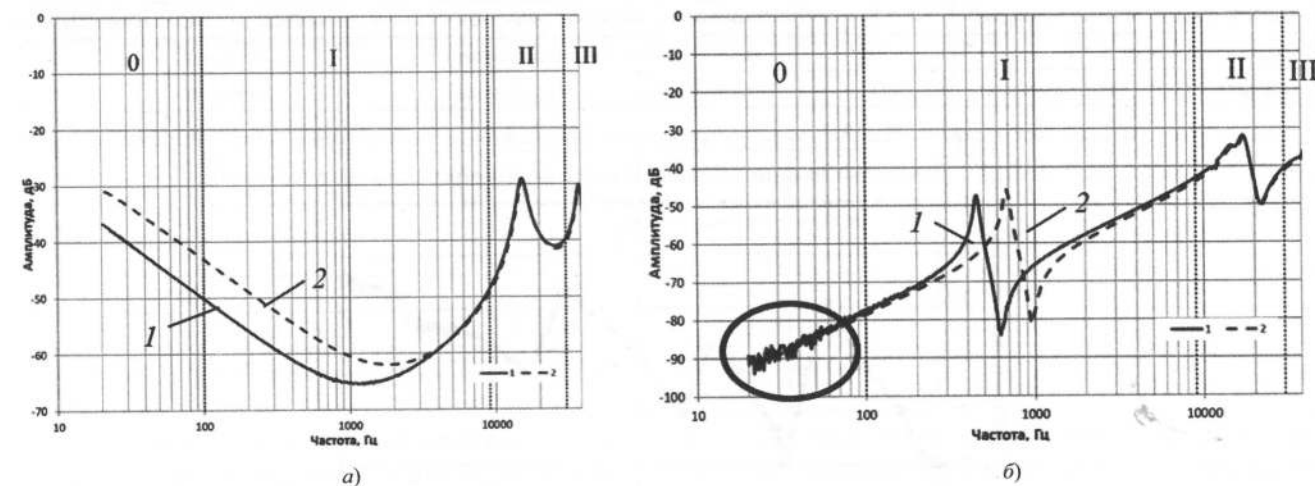


Рис. 8. Частотные характеристики трансформаторов 500 кВ при сквозной (а) и емкостной (б) схемах измерений: 1 – базовые характеристики; 2 – характеристики трансформатора, имеющего дефект магнитопровода

Fig. 8. Frequency response of 500 kV transformer by open-circuit (a) and capacitive inter-winding (б) schemes: 1 – baseline measurement; 2 – traces of the transformer with a defect in the core

Значения стандартного отклонения SD
SD value standard deviation

Частотный диапазон, Гц	Значение коэффициента SD при сравнении характеристик для схем				
	$A-N$ [скв]	$a1-x1$ [скв]	$a2-x2$ [скв]	$A-a1$ [емк]	$A-a2$ [емк]
I	4,75	6,68	6,70	7,90	7,91
II	0,61	0,09	0,07	0,69	0,62
III	0,96	0,34	0,32	0,53	0,72

схемам. При этом значение коэффициента SD в первой зоне для схем измерения $A-N$ [скв] (рис. 9,а) и $A-a1$ [емк] (рис. 9,б) составило 11,48 и 7,61 соответственно.

Следует отметить, что характер изменения ЧХ при наличии деформаций магнитопровода и короткозамкнутых витков в обмотке различен. Снижение амплитуды ЧХ первого максимума и минимума на емкостных схемах измерений наблюдается при наличии короткозамкнутого витка и не наблюдается при деформации магнитопровода. Идентификация типа дефекта может быть проведена по емкостной схеме измерения.

Метод частотных характеристик чувствителен к различным деформациям, полеганиям и смещениям обмоток [1]. Радиальные деформации обмоток могут быть обнаружены по результатам измерений сопротивления короткого замыкания (КЗ). Например, деформация обмотки НН1 однофазного трансформатора с расщепленной обмоткой, вызванная внутренним КЗ, подтверждалась изменением по сравнению с исходным (монтажным) сопротивлением $K3 \Delta Z_k$ по схеме ВН-НН1 на 8,2 % (ПДЗ = 3 %), а также результатами вскрытия и разборки активной части трансформатора (рис. 10).

На рис. 11 и в табл. 6 приведены результаты измерений ЧХ и расчетов коэффициента SD для деформированной НН1 и недеформированной НН2 обмоток.

Таким образом, радиальная деформация обмотки проявлялась при коэффициенте SD , равном 2,48 в зоне IV. Следует отметить, что в этой зоне значение SD поврежденной обмотки в 6 раз выше, чем для недеформированной обмотки.

Метод частотных характеристик чувствителен как к деформации, так и к смещению обмоток трансформатора. Например, для трансформатора типа ТС-2500/10,5 наблюдалось смещение и отклонение обмоток фазы А от вертикальной оси, которое в верхней части составило 7 мм. При сравнении дефектного трансформатора с базовой характеристикой, рассчитанной по (3) для группы однотипных трансформаторов, определены значения коэффициента SD более 2 в зоне II (табл. 7) по сквозной $A-C$ [скв] (рис. 1,а) и емкостным $A-a$ [емк] (рис. 1,б) и $C-c$ [емк] схемам измерения обмотки ВН фазы А.

Для сквозной $A-C$ [скв] и емкостной $A-a$ [емк] схем измерений значения SD были в 2,4 и 4,9 раз выше, чем по аналогичным схемам $B-C$ [скв], $B-b$ [емк] и $C-c$ [емк] (табл. 7). Таким образом, значение коэффициента SD более 2 в зоне II указывало на смещение обмотки фазы А и менее 1,09 на отсутствие дефектов в фазах В и С.

Для сравнения эффективности оценок результатов измерений МЧХ с различными статистическими пока-

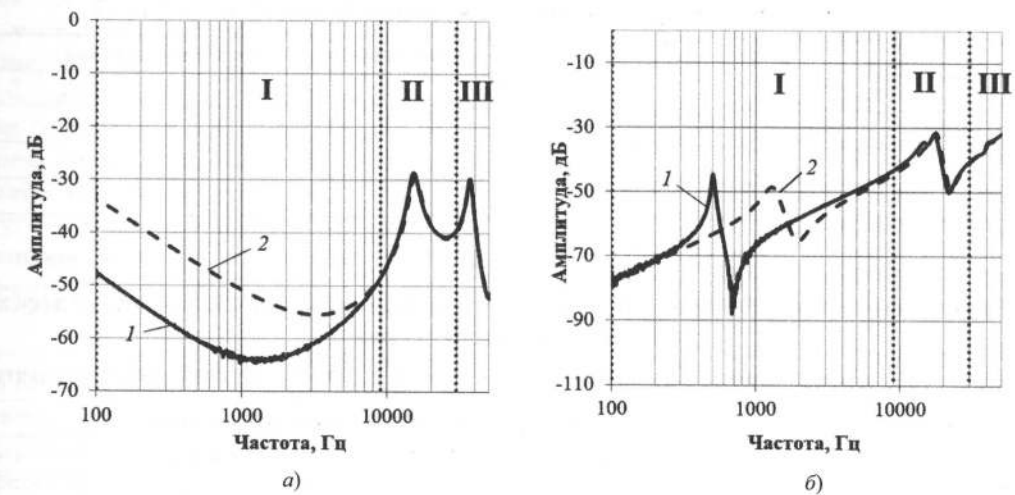


Рис. 9. Частотные характеристики трансформатора 500 кВ по сквозной $A-N$ [скв] (а) и $A-a1$ [емк] емкостной (б) схемам измерения: 1 – базовое измерение; 2 – характеристика трансформатора, имеющего дефект

Fig. 9. Frequency response of 500 kV transformer by open-circuit (a) and capacitive inter-winding (б) schemes: 1 – baseline measurement, 2 – traces of the transformer with a defect in the core



Рис. 10. Деформация витков обмотки НН1 однофазного трансформатора 500 кВ
Fig. 10. Radial deformation of LV winding turns of single-phase 500 kV transformer

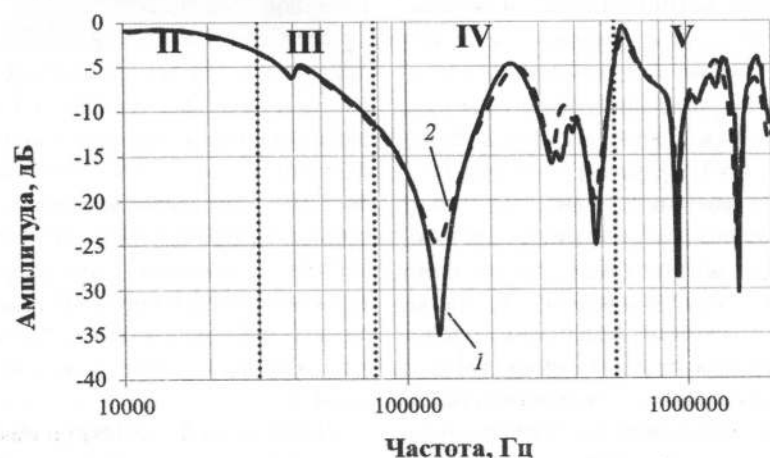


Рис. 11. Частотные характеристики трансформатора 500 кВ при деформации обмотки НН1: 1 – базовое измерение; 2 – характеристика трансформатора, имеющего дефект

Fig. 11. Frequency response of 500 kV transformer with radial deformation of LV winding: 1 – baseline measurement; 2 – open-circuit measurement of defect transformer

Значение коэффициента SD при сквозных схемах измерений a1-x1 и a2-x2
SD coefficient value for open-circuit measurement schemes a1-x1 and a2-x2

Диапазон частот	Значение коэффициента SD при схеме измерений	
	a1-x1	a2-x2
III	0,29	0,28
IV	2,48	0,41
V	2,11	1,32

Таблица 7

Значение коэффициента SD при сравнении ЧХ трансформатора 10 кВ, имеющего дефект, с базовой характеристикой

SD coefficient value when comparing a 10 kV transformer with a defect with the baseline measurement

Диапазон частот	Значение коэффициента SD при сравнении по схемам				
	A-C [скв]	B-C [скв]	A-a [емк]	B-b [емк]	C-c [емк]
I	0,41	1,11	0,47	0,41	0,28
II	2,64	1,09	2,06	0,42	0,35
III	0,15	1,31	0,51	0,44	0,32
IV	0,23	0,58	0,63	0,52	0,97

Значения статистических показателей при различных дефектах трансформаторов
Values of statistical indicators for different transformer defects

Трансформатор	Дефект	Схема измерения	Зона по ЧХ	Коэффициенты			
				SD	R _{xy}	CC	ASLE
ОРЦ-533000/500	Деформация магнитопровода	A-a1 [емк]	I	7,90	0,51	0,992	0,588
ОРЦ-533000/500	Короткозамкнутый виток в обмотке	A-N [скв]	I	12,77	0,26	0,993	1,871
ОРЦ-533000/500	Деформация обмотки НН1	a1-x1 [скв]	IV	2,48	1,39	0,992	0,913
ТС-2500/10,5	Наклон обмоток фазы A	A-C [скв]	II	2,64	0,38	0,998	0,37
Значение коэффициента при отсутствии дефекта				0,36–0,64	1,62–2,81	0,997–1	0,043–0,1 (0,6)*
Наилучшее теоретическое значение коэффициента при отсутствии дефекта				0	10	1	0

* Коэффициент ASLE для трансформатора ОРЦ-533000/500 при отсутствии деформации обмотки НН в зоне IV равен 0,6.

зателями (табл. 1) проведены их расчеты при рассмотренных выше дефектах, результаты которых представлены в табл. 8.

Сравнение статистических коэффициентов ЧХ показало следующее.

Критерий SD имеет наиболее высокую чувствительность при различных дефектах трансформаторов от 10 до 500 кВ.

Коэффициент R_{xy} имеет высокую чувствительность при наличии деформаций и наклоне обмоток. Вместе с тем, проведенные расчеты коэффициента R_{xy} при выборе зон и допустимых значений в соответствии с методикой [8] не выявили деформаций магнитопровода, дефектов обмоток трансформаторов 10 и 500 кВ.

Чувствительность коэффициента CC для анализа частотных характеристик трансформаторов большой мощности недостаточна.

Для критерия ASLE наблюдается достаточная чувствительность для идентификации дефектов обмоток.

Выводы. Разработанный алгоритм расчета динамических зон основан на определении характерных экстремумов ЧХ по сквозной схеме измерения, что позволяет учитывать конструктивные особенности трансформаторов.

Динамические зоны однотипных трансформаторов практически совпадают и для электрических машин, изготовленных разными производителями при использовании схожих технических решений.

ЧХ могут существенно отличаться для однотипных трансформаторов, имеющих одинаковые параметры, близкие конструкции, но изготовленные разными заводами.

Для оценки технического состояния трансформаторов, уровня развития дефектов обмоток, отводов и магнитопроводов на основе результатов измерений ЧХ наиболее перспективно использование коэффициента SD.

Для определения предельно-допустимых значений в некоторых случаях требуются дополнительные исследования. Для оценки состояния обмоток и магнитопровода методом ЧХ можно установить ориентировочное допустимое значение SD, равное 2.

В качестве базовой характеристики целесообразно использовать результаты измерений, выполненных на заводе-изготовителе. При отсутствии заводских (или монтажных значений) возможно определение базовой кривой на основе результатов расчетов параметров однотипных трансформаторов одного производителя и близких годов выпуска.

При сравнении исходных ЧХ коэффициенты SD не должны превышать 1 для каждой группы из 100 последовательных значений до 1000 кГц. Выше 1000 кГц коэффициенты SD не должны превышать 2.

При измерениях частотных характеристик в низкочастотном диапазоне (прежде всего по емкостным схемам) возможно появление «шумов». Поэтому целесообразно исключить эту зону из расчетов критериальных коэффициентов SD. В этом случае границу первой динамической области целесообразно установить ≈100 Гц.

Дефектация трансформаторов по результатам определения статистических показателей в III и V зонах требует дополнительных исследований.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- ГОСТ Р 59239-2020. Трансформаторы силовые и реакторы. Метод измерения частотных характеристик. М.: Стандартинформ, 2021, 49 с.
- СТО 34.01-23.1-001-2017. Объем и нормы испытаний электрооборудования. Стандарт организации ПАО «Россети», 2017, 262 с.
- CIGRE Brochure 812. Advances in the Interpretation of Transformer Frequency Response Analysis (FRA). Working Group A2.53, 2020, 108 p.
- CIGRE Technical Brochure 342. Mechanical-Condition Assessment of Transformer Windings Using Frequency Response Analysis (FRA). 2008, 67 p.
- Ларин В.С. и др. Опыт применения метода частотных характеристик для оценки состояния испытательного трансформатора большой мощности. – Электрические станции, 2024, № 2, с. 38–49.
- IEC 60076-18:2012. Power Transformers – Part 18: Measurement of Frequency Response. 2012, 94 p.
- C57.149-2012. IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers. 2013, 72 p.
- DL/T 911-2004. Frequency Response Analysis on Winding Deformation of Power Transformers. The Electric Power Industry Standard of People's Republic of China, 2005.

9. Al-Ameri S.M. et al. Interpretation of Frequency Response Analysis for Fault Detection in Power Transformers. – Applied Sciences, 2021, vol. 11, DOI: 10.3390/app11072923.

10. Tahir M., Tenbohlen S. Transformer Winding Condition Assessment Using Feedforward Artificial Neural Network and Frequency Response Measurements. – Energies, 2021, vol. 14, DOI: 10.3390/en14113227.

11. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. М.: Высшая школа, 1999, 479 с.

12. Zhou L. et al. Detection of Transformer Winding Faults Using FRA and Image Features. – IET Electric Power Applications, 2020, vol. 14, pp. 972–980, DOI: 10.1049/iet-epa.2019.0933.

13. Lachman M.F. et al. Frequency Response Analysis of Transformers: Visualizing Physics Behind the Trace. – Proceedings of the Seventy-Eighth Annual International Conference of Doble Clients, 2011, vol. 28.

14. Banaszak S. The Assessment of Mechanical Condition of Transformers' Active Part with Frequency Response Analysis Method, 2015, 170 p.

15. Al-Ameri S.M. et al. Frequency Response Analysis: An Enabling Technology to Detect Internal Faults within Critical Electric Assets. – Applied Science, 2022, vol. 12, DOI: 10.3390/app12189201.

16. РД (СО) 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытания электрооборудования. М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2008, 153 с.

17. РД 153-34.0-46.302-00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. 2001, 42 с.

18. Виноградова Л.В. и др. Хроматографический анализ растворенных газов в диагностике трансформаторов. Иваново: Ивановский государственный энергетический ун-т им. В.И. Ленина, 2013, 104 с.

Поступила в редакцию [22.11.2024]
Принята к публикации [30.01.2025]

Авторы:



Долин Анисим Петрович – кандидат техн. наук, генеральный директор ООО Научно-технический центр «Электроинжиниринг, Диагностика и Сервис» (ООО НТЦ «ЭДС»), Москва, Россия; ardol@mail.ru



Киприянова Мария Михайловна – аспирант кафедры «Электрические станции», Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия; GlushenkovaMM@mpei.ru

Experience Gained from Using the Frequency Response Analysis in Performing Diagnostic Surveys of 10–500 kV Power Transformers

DOLIN Anisim P. (Science and Technology Center “Electrical-Engineering, Diagnostic and Service” – STC “EDS”, Moscow, Russia) – General Director; Cand. Sci. (Eng.).

KIPRIYANOVA Mariya M. (National Research University “Moscow Power Engineering Institute”, Moscow, Russia) – Postgraduate Student of the Electrical Stations Dept.

The article discusses the application of the frequency response analysis for diagnosing various defects in the cores and windings of 10-500 kV power transformers. A schematic approach to defining the dynamic zones of frequency responses is proposed. The optimal measurement configurations are determined. A method for calculating the basic characteristics proceeding from the data of measuring the frequency responses of same-type transformers is developed. Specific examples of determining various defects by analyzing the frequency responses of 10-500 kV transformers are given. The scope of defects diagnosed includes core deformation, radial winding deformation, the presence of short-circuited turns in the winding, and winding displacement from the vertical axis. The obtained results have been confirmed by visual inspection of the active part, as well as by other types of tests and measurements. Various statistical coefficients used for evaluating defects in the transformer active part are compared. Tentative permissible values of the standard deviation coefficient to quantify the severity of defects grown in transformer cores and windings have been proposed.

Keywords: power transformer, deformations, winding, magnetic core, frequency response

REFERENCES

1. GOST R 59239-2020. *Transformatory silovye i reaktory. Metod izmereniya chastotnykh harakteristik* (Power Transformers and Reactors. Method for Frequency Response Measurement). М.: Standartinform, 2021, 49 p.

2. STO 34.01-23.1-001-2017. *Ob"em i normy ispytaniy elektrooborudovaniya. Standart organizatsii PAO «Rosseti»* (Scope and Standards of Testing of Electrical Equipment. The Standard of Organization of PJSC ROSSETI), 2017, 262 p.

3. CIGRE Brochure 812. Advances in the Interpretation of Transformer Frequency Response Analysis (FRA). Working Group A2.53, 2020, 108 p.

4. CIGRE Technical Brochure 342. Mechanical-Condition Assessment of Transformer Windings Using Frequency Response Analysis (FRA). 2008, 67 p.

5. Larin V.S. et al. *Elektricheskie stantsii – in Russ. (Electrical Power Plants)*, 2024, No. 2, pp. 38–49.

6. IEC 60076-18:2012. Power Transformers – Part 18: Measurement of Frequency Response. 2012, 94 p.

7. C57.149-2012. IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers. 2013, 72 p.

8. DL/T 911-2004. Frequency Response Analysis on Winding Deformation of Power Transformers. The Electric Power Industry Standard of People's Republic of China, 2005.

9. Al-Ameri S.M. et al. Interpretation of Frequency Response Analysis for Fault Detection in Power Transformers. – Applied Sciences, 2021, vol. 11, DOI: 10.3390/app11072923.

10. Tahir M., Tenbohlen S. Transformer Winding Condition Assessment Using Feedforward Artificial Neural Network and Frequency Response Measurements. – Energies, 2021, vol. 14, DOI: 10.3390/en14113227.

11. Gmurman V.E. *Teoriya veroyatnostey i matematicheskaya statistika* (Probability Theory and Mathematical Statistics). М.: Vysshaya shkola, 1999, 479 p.

12. Zhou L. et al. Detection of Transformer Winding Faults Using FRA and Image Features. – IET Electric Power Applications, 2020, vol. 14, pp. 972–980, DOI: 10.1049/iet-epa.2019.0933.

13. Lachman M.F. et al. Frequency Response Analysis of Transformers: Visualizing Physics Behind the Trace. – Proceedings of the Seventy-Eighth Annual International Conference of Doble Clients, 2011, vol. 28.

14. Banaszak S. The Assessment of Mechanical Condition of Transformers' Active Part with Frequency Response Analysis Method, 2015, 170 p.

15. Al-Ameri S.M. et al. Frequency Response Analysis: An Enabling Technology to Detect Internal Faults within Critical Electric Assets. – Applied Science, 2022, vol. 12, DOI: 10.3390/app12189201.

16. РД (СО) 34.45-51.300-97. *Ob"em i normy ispytaniya elektrooborudovaniya* (Scope and Standards of Testing of Electrical Equipment). М.: Izdatel'stvo NTS ENAS, 2008, 153 p.

17. РД 153-34.0-46.302-00. *Metodicheskie ukazaniya po diagnostike razvivayushchihsva defektov transformatornogo oborudovaniya po rezul'tatam hromatograficheskogo analiza gazov, rastvorenykh v masle* (Guidelines for the Diagnosis of Developing Defects in Transformer Equipment Based on the Results of Chromatographic Analysis of Gases Dissolved in Oil). 2001, 42 p.

18. Vinogradova L.V. et al. *Hromatograficheskiy analiz rastvorenykh gazov v diagnostike transformatorov* (Chromatographic Analysis of Dissolved Gases in Transformer Diagnostics). Иваново: Ivanovskiy gosudarstvennyy energeticheskiy un-t im. V.I. Lenina, 2013, 104 p.

Received [22.11.2024]
Accepted [30.01.2025]