

М.В. Сузгаев

# Мониторинг режимов работы и технического состояния трансформаторов тяговых подстанций при наличии высших гармоник

**Работа силовых трансформаторов тяговых подстанций сопровождается выделением потерь электрической энергии, которая, превращаясь в тепло, приводит к нагреванию изоляции трансформатора. В материале изоляции при нагревании происходят необратимые процессы, в результате которых снижаются его механическая прочность и диэлектрические свойства.**

Трансформаторы подстанций являются одним из наиболее дорогостоящих элементов систем электроснабжения, в том числе тягового. В связи с этим в промышленно развитых странах обслуживанию и контролю их состояния уделяется большое внимание [1]. Современные технологии позволяют резко снизить затраты на мониторинг важнейших элементов систем электроснабжения, в том числе и трансформаторов, обеспечивая формирование современной инфраструктуры безлюдной эксплуатации как отдельных подстанций, так и систем электроснабжения в целом.

Важнейшими показателями мониторинга трансформатора являются:

- кратность перегрузки;
- длительность перегрузки;
- степень несимметрии токов;
- контроль температуры наиболее нагретой точки масла и обмотки;
- контроль старения витковой изоляции, вызванного токами нагрузки и короткого замыкания;
- контроль состава газов, выделяющихся при неисправности, и идентификация повреждений с помощью хроматографического анализа;
- контроль потерь электрической энергии.

## Влияние высших гармоник на нагрев трансформатора

В системе тягового электроснабжения имеют место существенное искажение формы кривых тока и напряжения. В связи с этим в системе мониторинга электро-

тягового оборудования, в том числе трансформаторов, предусматривается учет высших гармоник. Токи высших гармоник приводят к дополнительным электрическим потерям в трансформаторе, выражающимся в дополнительном нагреве его элементов, в том числе и витковой изоляции [2]. В результате дополнительного нагрева, вызываемого гармониками, ускоряется износ оборудования, а также имеют место «скрытые издержки», которые могут быть значительными.

Трансформаторы, предназначенные для работы в условиях протекания токов гармоник, в ряде стран принято ранжировать по так называемому  $k$ -фактору. Он может выступать в качестве целесообразного критерия для описания дополнительного нагрева трансформатора, имеющего нелинейную нагрузку,

$$K = \sum_{h=1} \left( h \frac{I_h}{I_1} \right)^2, \quad (1)$$

где  $h$  – номер гармоники;  $I_1$  – действующее значение тока первой гармоники.

Нормализованный  $k$ -фактор определяется по формуле

$$K = \frac{\sum_{h=1} (hI_h)^2}{I_{СК}^2} = \frac{\sum_{h=1} (hI_h / I_1)^2}{(I_{СК} / I_1)^2} = \frac{\sum_{h=1} (hI_h / I_1)^2}{1 + THD_1^2}, \quad (2)$$

где  $I_{СК}$  — среднеквадратичное значение тока;  $THD$  — коэффициент гармонических искажений (Total Harmonic Distortion — общее гармоническое искажение):

$$\%THD_1 = \sqrt{\sum_{h=2} \left( \frac{\%I_h}{I_1} \right)^2}. \quad (3)$$

За рубежом трансформаторы, сконструированные для питания нелинейных нагрузок, имеют маркировку, указывающую на величину допустимого  $k$ -фактора. Стандартом предусмотрены следующие его значения: 4, 9, 13, 20, 30, 40 и 50. Если при работе трансформатора на нелинейную нагрузку  $k$ -фактор превышает 4, возни-

кает необходимость использовать трансформатор с соответствующим значением  $k$ -фактора или снижать нагрузку трансформатора.

Понижающий коэффициент, называемый  $D$ -рейтингом, по методике Института инженеров по электротехнике и электронике (IEEE) вычисляется следующим образом:

$$D = \frac{1,15}{1 + 0,15K}. \quad (4)$$

Таким образом, если, например,  $K = 4$ , то  $D = 0,718$ . При этом можно использовать стандартный трансформатор с максимальной нагрузкой не более 71,8 % номинальной или применять трансформатор, сконструированный под  $k$ -фактор, равный 4.

Дополнительный нагрев от протекания токов гармоник можно оценить по величине  $D$ . Ток величиной  $0,718I_{ном}$  приводит к такому же нагреву (и, соответственно, износу), что и номинальный ток без гармоник. Следовательно, действующее значение тока, по которому следует оценивать нагрев трансформатора, необходимо пересчитывать по формуле

$$I_{расч} = \frac{I_{изм}}{D_{расч}}. \quad (5)$$

Расчетные значения  $D$  можно отслеживать посредством измерения тока гармоник, протекающего через обмотки трансформатора.

### Результаты исследований на тяговых подстанциях Красноярской железной дороги

В таблице в качестве примера приведены значения  $D$ -рейтинга для некоторых подстанций Красноярской железной дороги, вычисленные по результатам эксперимента в среде MatLab.

Исследования выполнялись с использованием модели системы тягового и внешнего электроснабжения, разработанной в среде Simulink и SimPowersystems MatLab. Модель системы тягового и внешнего электроснабжения имеет иерархическую структуру и содержит ряд подсистем.

Разработанная модель базируется на схемных и режимных параметрах соответствующих участков Красноярской железной дороги. Наиболее крупными объектами верхнего уровня каждой модели являются подсистемы дистанций электроснабжения (ЭЧ), в рассматриваемом случае — одно ЭЧ. На Красноярской железной дороге семь дистанций. Две из них имеют в своем составе по девять тяговых подстанций, две — по пять, две — по четыре и одна дистанция имеет одну тяговую подстанцию с примыкающими подстанционными зонами. Всего на Красноярской железной дороге 37 тяговых подстанций, а на моделируемом участке девять.

**$D$ -рейтинг трансформаторов на тяговых подстанциях Абаканской дистанции Красноярской железной дороги**

Тяговая подстанция	Фаза	$D$ -рейтинг	
		600 А	30 А
Теба	А	0,81	0,91
	В	0,92	0,9
	С	0,84	0,84
Чарыш	А	0,91	0,9
	В	0,8	0,84
	С	0,91	0,89
Бискамжа	А	0,92	0,91
	В	0,86	0,88
	С	0,93	0,92

В состав каждой из моделей подстанции входят вводы и выходы двухцепной линии высоковольтной передачи ВЛ 220 кВ, тяговый трансформатор, районная (не тяговая) нагрузка, высоковольтные линии от данной тяговой подстанции до примыкания с соседней, трехфазный блок для измерения напряжений и токов первичной обмотки тягового трансформатора.

Тяговая нагрузка межподстанционной зоны создается набором из пяти выпрямительных агрегатов электроподвижного состава (ЭПС). В состав каждого выпрямительного агрегата ЭПС (ЭПС1 – ЭПС5 на рис. 1) входят трансформатор и выпрямитель на неуправляемых вентилях. Выпрямитель работает на модель двигателя постоянного тока ( $R_d L_d$ -цепь, соединенную последовательно с управляемым источником противо-ЭДС двигателя). В составе модели ЭПС имеется система регулирования, обеспечивающая поддержание действующего значения тока сетевой обмотки трансформатора ЭПС на заданном уровне.

Скорость старения изоляции определяется ее температурой, измерить которую непосредственно в современных условиях нельзя, поскольку доступ к ней сложен из-за высокого потенциала обмотки. В связи с этим искомая температура вычисляется опосредованно в два этапа через мощность нагрузки, тепловые параметры трансформатора и температуру окружающей среды. На первом этапе находят перепад температуры между воздухом окружающей среды и маслом в баке трансформатора. При этом принимаемые допущения, облегчающие решение задачи, одновременно вносят дополнительные погрешности в результат расчета [3]. На втором этапе определяют перепад температур между наиболее нагретым слоем масла и наиболее нагретой точкой трансформатора. Здесь так же, как и в первом случае, вносится своя погрешность.

Исключив первый этап процесса вычисления и выбрав способ непосредственного измерения температуры масла, можно исключить и погрешности этого этапа. Кроме того, точность повысится еще и потому, что при определении перепада температуры между возду-

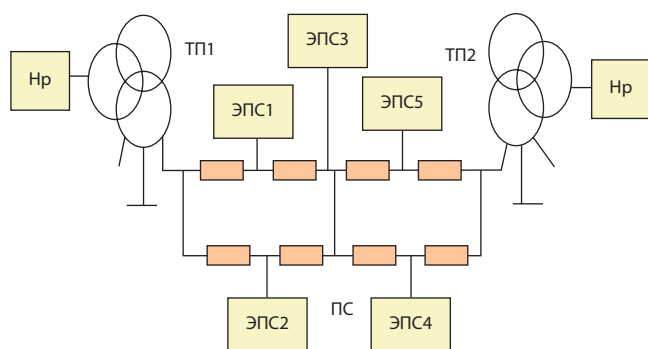


Рис. 1. Схема модели межподстанционной зоны:

ТП1, ТП2 — тяговые подстанции; ПС — межподстанционная зона; ЭПС1 – ЭПС5 — электродвижимой состав (тяговая нагрузка); Нр — районная (нетяговая) нагрузка



Рис. 2. Структурная схема системы мониторинга

хром окружающей среды и маслом никак не учитывается фактор включения обдува при повышенных нагрузках. При непосредственном измерении температуры масла влияние обдува учитывается автоматически.

Далее, на рис. 2 приведена возможная структурная схема аппаратной реализации мониторинга трансформаторов путем измерения температуры наиболее нагретых слоев масла с помощью интегральных цифровых датчиков.

Общий износ изоляции обмоток  $\chi_{\Sigma}$  образован двумя составляющими: динамической  $\chi_{\text{д}}$  и тепловой  $\chi_{\text{т}}$ , взятыми со своими весовыми коэффициентами [3, 4]. Определение этих коэффициентов является трудоемкой задачей, требующей большого статистического материала за многие десятки лет. Такой материал может быть получен на основе формирующихся систем мониторинга. По мере его накопления будет совершенствоваться и сама модель оценки состояния витковой изоляции.

## Выводы и перспективы

Анализ результатов проведенных исследований показал, что высшие гармоники оказывают значительное влияние на загрузку трансформатора, вызывая его ускоренное старение. В связи с этим при расчетах отработанного ресурса изоляции и определении остаточного времени жизни трансформатора это влияние нужно обязательно учитывать.

Использование  $D$ -рейтинга при оценке старения твердой витковой изоляции обмоток позволяет количественно определить ущерб от ускоренного старения трансформаторов, вызванного гармониками. Для этой оценки используют величину произведения стоимости трансформатора, отнесенной к расчетному периоду, на дополнительное время старения, полученное как разность этого времени при  $D$ -рейтинге, равном 1, и при его реальном значении.

Количественную оценку ущерба от дополнительного старения изоляции, обусловленного токами высших гармоник, следует использовать при проектировании средств нормализации их уровня.

Перспективы внедрения системы мониторинга определяются необходимостью глобального контроля режимов работы и технического состояния элементов систем тягового электроснабжения. С этой целью планируется разработка системы опроса режимов работы и технического состояния объектов системы тягового электроснабжения, в том числе и всех имеющихся трансформаторов. Полученная таким образом информация за отчетный период должна передаваться по каналам связи на диспетчерский пункт для окончательного анализа и принятия решений. Структура мониторинга должна обеспечивать возможность передачи такой информации.

Мониторинг является действенным средством диагностики состояния и режимов работы трансформаторов тяговых подстанций. Система, предназначенная для реализации мониторинга, должна быть достаточно дешевой, надежной, компактной, удобной в обращении и при этом эффективной.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Leibfried T. Online Monitors Transformers in Service. //IEEE Computer Applications in Power. July 1998. P. 36 – 42.
2. Wakileh G. J. Power Systems Harmonics. Fundamentals, Analysis and Filter Design. Berlin, Heidelberg, New York, Barselona, Hong Kong, London, Milan, Paris, Singapore, Tokyo: Springer, 2001.
3. Марквардт Г. Г., Тер-Оганов Э. В., Шугуров В. А. Прямой расчет трансформаторной мощности тяговых подстанций // Сб. науч. тр. МИИТа. Вып. 487. М., 1976.
3. Клевцов А. В. Контроль ресурса трансформаторов тяговых подстанций // Сб. науч. тр. ВЗИИТа. Вып. 121. М., 1984. С. 14 – 24.
4. Бобров Е. Г. О программно-аппаратном контроле остаточного ресурса обмоток трансформатора на основе обобщенной модели износа // Сб. науч. тр. ВЗИИТа. Вып. 121. М., 1984. С. 79 – 86.