

*РАССАЛЬСКИЙ А.Н.*, к.т.н., проф.,  
*ЛУЧКО А.Р.*, к.т.н.,  
*ГУК А.А.*, аспирант,  
*КОНОГРАЙ С.П.*, аспирант

Запорожский национальный технический университет (г. Запорожье)

**СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ОБОРУДОВАНИЯ  
ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ КЛАССА  
НАПРЯЖЕНИЯ  
220-750 кВ**

В статті розглядаються основні методи та технічні засоби діагностики обладнання трансформаторної підстанції 220-750 кВ. Проблеми. шляхи вирішення. Постановка задачі дослідження.

В статье рассматриваются основные методы и технические средства диагностики оборудования трансформаторной подстанции 220-750 кВ. Проблемы. Пути решения. Постановка задачи исследования.

**Техническая диагностика** – это контроль работоспособности и исправности обследуемого объекта по результатам специально проводимых испытаний, измерений, наблюдений.

Результат диагностики может быть положительным или отрицательным.

Положительным результатом является прогноз о сроках (длительности) сохранения рабочих качеств и свойств в течение последующей эксплуатации. Под прогнозом понимается указание даты следующего контроля. Без прогноза диагностика не может считаться полноценной.

Отрицательным результатом является выявление вида дефекта или повреждения, его масштабы, место расположения, причины появления, что служит основой для принятия решения о восстановительном ремонте (составе ремонта, объемах, сроках проведения, т.п.) или полной замене оборудования.

Применительно к технологически сложному оборудованию трансформаторной подстанции диагностика означает контроль работоспособности каждого функционального узла или элемента оборудования, каждой его системы.

Диагностика оборудования трансформаторной подстанции высокого напряжения реализуется в следующих формах:

- периодический контроль с выводом контролируемого объекта из работы (off-line);
- периодический контроль под рабочим напряжением (on-line);
- непрерывный автоматический (on-line) контроль (мониторинг);
- комплексное диагностическое обследование.

Периодический контроль под рабочим напряжением наименее затратный, но не обеспечивает обнаружение быстро развивающихся дефектов.

Контроль с выводом оборудования из эксплуатации предоставляет большие возможности для обследования, но нарушает режим работы сети.

Автоматический контроль дает независимые от квалификации персонала результаты, позволяет отслеживать динамику изменения контролируемых параметров в реальном времени, а также рассчитывать сложные математические модели состояния конструктивных элементов оборудования.

Комплексное диагностическое обследование подразумевает формирование агрегированного результата на основании предыдущих 3-х форм диагностики. Принятие решения о состоянии оборудования является наиболее полным, однако период формирования результатов состояния является слишком продолжительным и не позволяет своевременно реагировать на динамику изменения состояния оборудования.

Оценка эффективности форм диагностики приведена в табл. 1.

Итоговая оценка формируется как средне взвешенная оценка, в зависимости от предъявляемых к диагностике требований.

По результатам сравнения видно, что наиболее перспективной формой диагностики является непрерывный автоматический (on-line) контроль или непрерывный контроль.

Вместе с тем ни одна из форм диагностики не обладает абсолютными характеристиками, позволяющими максимально точно и эффективно определить тенденцию развивающегося дефекта, спрогнозировать безотказную работу при заданных условиях эксплуатации, рассчитать риски и эффективность использования оборудования при превышении номинальных эксплуатационных характеристик.

В настоящее время основными документами, регламентирующими содержание испытаний, измерений и нормы для контроля параметров всех видов оборудования электрических сетей высокого напряжения являются: в Украине – СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 "Нормы испытаний электрооборудования" [1], в России – РД 34.45-51.300-97 "Объем и нормы испытаний электрооборудования" [2] (далее НТД). Эти документы содержат нормы, а также положения из ряда стандартов и РД, определяющие правила и методики проведения отдельных испытаний. Вместе с тем, по мнению многих специалистов указанные НТД и некоторые связанные с ними документы, значительно устарели, а достижения последних лет отражены не в полной мере.

Таблица 1 – Оценка эффективности форм диагностики оборудования

№ п/п	Форма диагностики оборудования	Оценка формы диагностики по (с учетом веса)	кв
-------	--------------------------------	---	----

	трансформаторной подстанции	Продолжительности проведения работ	Нарушению работы сети	Обнаружению быстро развивающихся дефектов	Расчету математических моделей состояния оборудования	Количеству элементов обследования	Эффективности обнаружения дефекта	Затратам на обследование	
		(0,05)	(0,15)	(0,3)	(0,15)	(0,05)	(0,1)	(0,2)	
1.	Периодический контроль с выводом контролируемого объекта из работы (off-line)	2	1	2	4	4	5	2	2,55
2.	Периодический контроль под рабочим напряжением (on-line)	3	4	1	1	2	2	4	2,3
3.	Непрерывный автоматический (on-line) контроль (мониторинг)	5	5	5	4	3	4	3	4,25
4.	Комплексное диагностическое обследование	1	2	2	4	5	5	2	2,7

Оценка форм диагностики оборудования электрических сетей

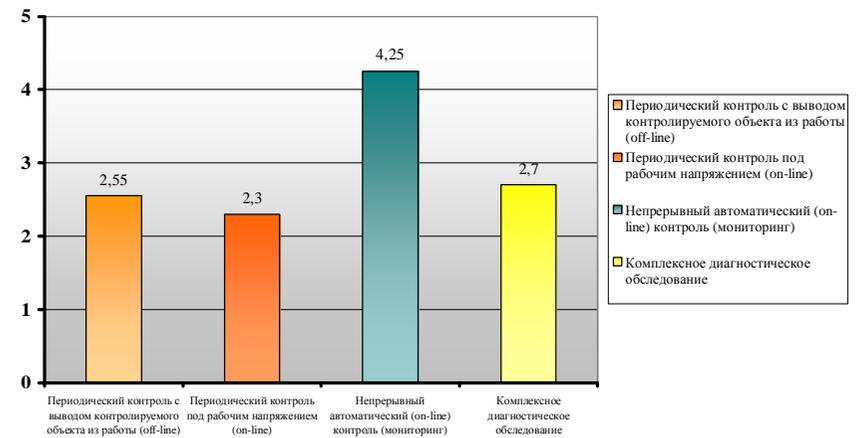


Таблица 2 – Распределение оценок характеристики.

ОЦЕНКА ХАРАКТЕРИСТИКИ	БАЛЛЫ, (ЧИСЛЕННАЯ)
-----------------------	--------------------

	ОЦЕНКА)
"Удовлетворительно"	1
"Хорошо"	2
"Отлично"	3
"Замечательно"	4
"Идеально"	5

В качестве наиболее важных недостатков НТД следует отметить:

– документы в соответствии со своими названиями содержат лишь перечни измерений разных параметров и нормы, но в них отсутствуют указания по анализу всего комплекса результатов измерений;

– не предусматривается в качестве обязательного анализ условий (режимов) работы контролируемого оборудования в предшествующий период эксплуатации (рабочие напряжения, токи, температуры, число и уровни перенапряжений, внешних к.з. и др.); без такого анализа во многих случаях невозможно или крайне сложно определить причины появления и развития дефектов;

– оценки состояния оборудования или его элементов выполняются в основном путем сравнения результатов измерений с нормами, при этом нет требований, учитывающих анализ динамики изменения во времени (тренды) контролируемых величин, не предусматривается анализ корреляционных связей между результатами измерений величин, имеющих общие физические основы (например, сопротивление и тангенс угла диэлектрических потерь);

– не указаны правила использования рекомендаций и норм фирм-изготовителей по контролю (в частности, значений испытательных напряжений) в тех случаях, когда они не совпадают с отечественными.

Устранить недостатки НТД путем доработки едва ли возможно, необходим новый комплекс нормативных документов.

Контроль работоспособности (исправности) оборудования необходим для решения практических задач, связанных с эксплуатацией оборудования и с обеспечением высоких экономических показателей и показателей надежности работы электрических сетей высокого напряжения.

Первая задача – исключение или ограничение числа внезапных отказов, сопровождающихся значительным увеличением масштабов повреждения оборудования, негативными экономическими и экологическими последствиями. Эта задача актуальна, прежде всего, для диагностики маслонаполненного оборудования (силовых и измерительных трансформаторов 110-750 кВ, шунтирующих реакторов). Для ее решения необходимы методы и технические средства контроля, обеспечивающие обнаружение опасных развивающихся дефектов на ранних стадиях и позволяющие проводить непрерывный контроль (в случае быстро развивающихся дефектов).

Вторая задача появилась в связи с принятием новых "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей" (2003 год), которыми отменена действовавшая ранее в течение ряда десятилетий система планово-предупредительных ремонтов со строгой регламентацией сроков и объемов

ремонта всех видов электрооборудования. Согласно новым ПТЭ объем и сроки проведения ремонтов должны устанавливать руководители предприятий в зависимости от технического состояния оборудования, т.е. практически по результатам диагностики. Это обстоятельство предъявляет новые требования к методикам и техническим средствам диагностики.

Третья задача – достоверная оценка остаточного ресурса оборудования, отработавшего свой номинальный ресурс (обычно 25 лет). Актуальность этой задачи или, точнее, проблемы обусловлена тем, что в украинских и российских электрических сетях высокого напряжения оборудование, отработавшее свой номинальный ресурс составляет значительную долю. Так например, в российских электрических сетях в настоящее время находятся в эксплуатации порядка 2500 силовых трансформаторов 110-750 кВ мощностью 120 МВА и более. Из них примерно половина уже отработала номинальный ресурс, а около 10 % проработали более 40 лет. Настоящее положение в значительной мере таит в себе опасность лавинообразного роста числа отказов, обусловленных процессами старения. Оперативная замена всего оборудования с большим сроком эксплуатации невозможна, прежде всего, по экономическим причинам.

В таких условиях экономически целесообразные очередность, объемы и сроки замены старого оборудования могут быть установлены только на основании достоверных оценок остаточных ресурсов индивидуально для каждого из рассматриваемых объектов. Такой подход к замене старого оборудования новым по результатам оценки остаточного ресурса, а не по соотношению фактической и нормированной длительности эксплуатации даст существенный экономический эффект.

Целесообразность использования корректных оценок остаточных ресурсов высоковольтного оборудования можно проиллюстрировать на простейшем примере с применением элементов теории вероятности.

Полный ресурс  $\tau$  оборудования любого вида по ряду причин есть величина случайная. Имеющиеся экспериментальные данные свидетельствуют о том, что наиболее точно свойства случайной величины  $\tau$  для оборудования электрических сетей высокого напряжения описывает функция распределения Вейбулла [3], которая имеет вид

$$F(\tau) = 1 - \exp(-(\tau/b)^c),$$

где  $b$  – параметр масштаба;  $c$  – параметр формы. Эти параметры связаны с основными характеристиками случайной величины следующим образом:

– математическое ожидание (среднее значение)  $m_x = b\Gamma(1+1/c)$ ;

– среднее квадратич. отклонение  $\sigma = b\{\Gamma(1+2/c) - [\Gamma(1+1/c)]^2\}^{1/2}$

где  $\Gamma(1+1/c)$  и  $\Gamma(1+2/c)$  – гамма функции соответствующих аргументов.

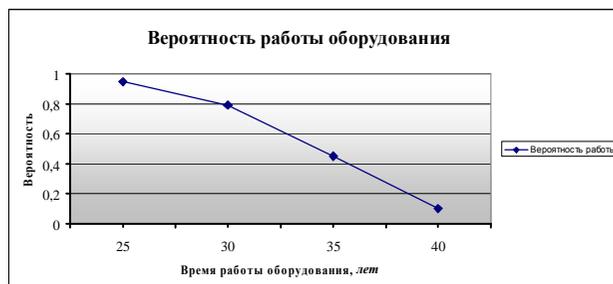
Значения параметра формы  $c$  по разным данным лежат в интервале от 6 до 12, что соответствует отношению  $\sigma/m_x$ , примерно, от 0,18 до 0,10. Примем в дальнейших расчетах  $c = 8$ .

Нормированное значение ресурса  $\tau_{\text{норм}}$  обычно в стандартах и ТУ устанавливается равным 25 лет, однако при этом не указывается, с какой вероят-

ностью  $p_{\text{норм}}$  должно выполняться это требование (видимо, потому, что его выполнение практически невозможно проверить). Примем далее  $p_{\text{норм}}=0,95$ . Это означает, что при  $\tau = \tau_{\text{норм}}$  функция распределения  $F(\tau_{\text{норм}})$ , т.е. вероятность отказа при  $\tau < \tau_{\text{норм}}$ , должна быть равна  $1 - p_{\text{норм}}$ , т.е. 0,05. Тогда, используя приведенные выше формулы для  $F(\tau)$  и  $m_x$  получим  $b \cong 36$  лет, средний ресурс (срок службы)  $m_x \cong 34$  года. Вероятности того, что оборудование проработает более заданного значения  $\tau_{\text{наиб}}$  (при  $\tau_{\text{норм}} = 25$  лет) приведены в табл. 3.

Таблица 3 – Распределение вероятности отказов оборудования по годам.

$\tau_{\text{наиб}}$ , лет	25	30	35	40
Вероятность работы	0.948	0.792	0.450	0.098



Из табл. 3 следует, что около половины оборудования способно работать на 10 лет дольше нормированного срока, а около 10 % до 40 лет. Разумеется, это приближенные оценки вероятности нормальной длительной работы оборудования. Для точных результатов необходимы достоверные сведения о функциях распределения ресурса и параметрах этих функций. Тем не менее, полученные оценки не противоречат имеющимся опытным данным и свидетельствуют о значительных возможностях эксплуатации оборудования за пределами нормированного ресурса.

Решение вышеуказанных задач возможно за счет:

1) Непрерывного контроля и анализа условий эксплуатации контролируемого оборудования в т.ч. в предшествующий период времени, анализ функциональных элементов (узлов) оборудования при различных режимах работы, в частности электрические, тепловые, механические и другие воздействия, а также комплекс метеорологический условий.

2) Измерения в реальных условиях эксплуатации диагностических параметров всех элементов контролируемого оборудования.

Выполнение данных задач возможно посредством системы непрерывного контроля, что позволит значительно снизить затраты на ремонт оборудования, за счет перехода от ремонта в нормативно установленные сроки к проведению ремонтов в зависимости от фактического состояния оборудования.

3) Совместного анализа результатов предыдущих этапов работы. Здесь

следует особо выделить полезность анализа динамики изменения во времени диагностических параметров и поиска корреляционных связей между характеристиками воздействий и контролируемых параметров.

Такой анализ заведомо эффективнее простого сравнения результатов измерений с официальными нормами.

**Заключение.** На основе вышеизложенного, можно сделать выводы с выделением следующих приоритетных задач для исследования:

1) Оценка состояния оборудования посредством систем непрерывного контроля является наиболее перспективным видом диагностики, обладающий значительными возможностями качественного измерения первичной информации, но наряду с тем, требующий методологической доработки с учетом современных мировых тенденций, нормативных документов, средств непрерывного контроля.

2) Необходимость разработки комплексной математической модели повышающей качество оценки состояния оборудования на основании непрерывного (on-line) потока данных.

3) Необходимость в разработке современной нормативно-технической базы on-line диагностики, с учетом накопленной статистической информации, а также лучших мировых практик.

4) Необходимость анализа рисков и эффективности эксплуатации оборудования посредством модели комплексной оценки состояния.

5) Необходимость разработки и совершенствования системы удаленного контроля состояния оборудования трансформаторной подстанции.

**Список литературы:** 1. СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 "Нормы испытаний электрооборудования". 2. РД 34.45-51.300-97 "Объем и нормы испытаний электрооборудования". 3. *А.И. Орлов* Математика случая. Вероятность и статистика – основные факты. Учебное пособие. М.: МЗ-Пресс, 2004. 4. Надежность технических систем: Справочник / Н17 Ю.К. Беляев, В.А. Богатырев, В.В. Болотин и др. Под ред. И.А. Ушакова. – М.: Радио и связь, 1985. – 608с. 5. An international survey on failures of large power transformers in service. Final Report of Working Group 05 of Study Committee 12 (Transformers). 6. Transformer Failures, Section 7, EEA/EA Technology Travel Award 2000, Ragu Balanathan, Summary Report. 7. Силовые трансформаторы. Справочная книга / Под ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина. М.: Энергоиздат, 2004. – 616 с. 8. Condition monitoring of high voltage electrical equipment (with an emphasis on transformers), Ron Park, Park Consultants Ltd. Paper presented at 3rd AVO New Zealand/LORD Consulting International Technical Conference Methven NZ, October 15-17, 2002. 9. Analysis of Transformer Failures, by William H. Bartley (The Hartford Steam Boiler Inspection and Insurance Company). Paper given to International Association of Engineering Insurers 36th Annual conference – Stockholm, 2003.

*Поступила в редколлегию 15.10.2008*