

**ОРГАНИЗАЦИЯ СОТРУДНИЧЕСТВА ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ
(ОСЖД)**

I издание

Разработано экспертами Комиссии ОСЖД
по инфраструктуре и подвижному составу
23-25 мая 2016 г., Комитет ОСЖД,
Республика Польша, г. Варшава

Утверждено совещанием Комиссии ОСЖД
по инфраструктуре и подвижному составу
18-21 октября 2016 г., Комитет ОСЖД,
Республика Польша, г. Варшава

Дата вступления в силу: 21 октября 2016 г.

P 621

**РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОСТАВУ ИСПЫТАНИЙ,
ПРОВОДИМЫХ В ЦЕЛЯХ ПРОДЛЕНИЯ НАЗНАЧЕННОГО
СРОКА СЛУЖБЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ,
И МЕТОДАМ ИХ ПРОВЕДЕНИЯ**

Предисловие

Цель выполнения работы – выработка рекомендаций по составу испытаний, проводимых в целях продления назначенного срока службы трансформаторов, и методам их проведения.

Положения, содержащиеся в настоящей Памятке, применяют непосредственно или конкретизируют в нормативных документах владельцев железнодорожных инфраструктур.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Область применения	4
2. Термины и определения	4
3. Методы испытаний	4
3.1. Состав испытаний, общие положения по организации испытаний	4
3.2. Испытания масла из бака трансформатора	5
3.3. Испытания масла из бака контакторов устройства переключения ответвлений обмоток	7
3.4. Испытания масла из негерметичных вводов	7
3.5. Оценка влажности твердой изоляции	7
3.6. Измерение потерь и тока холостого хода	10
3.7. Измерение сопротивления обмоток постоянному току	10
3.8. Измерение потерь и напряжения короткого замыкания	10
3.9. Измерение характеристик частичных разрядов в изоляции	11
3.10. Измерение диэлектрических параметров изоляции	11
3.11. Испытания электрической прочности изоляции	11
3.12. Испытания бумажной изоляции обмоток	11

1. Область применения

Настоящая Памятка распространяется на масляные силовые трансформаторы и автотрансформаторы (далее – трансформаторы) тяговых подстанций, трансформаторных подстанций и линейных устройств системы тягового электроснабжения железной дороги и содержит рекомендации по составу испытаний, проводимых в целях продления назначенного срока службы трансформаторов, и методам их проведения.

2. Термины и определения

В настоящей Памятке используется терминология, установленная Памяткой Р 604 «Терминология электрической и дизельной тяги», часть 1 «Электроснабжение», иными терминологическими памятками ОСЖД, а также межгосударственными терминологическими стандартами, действующими в части стран - участниц темы № 4 «Устройства энергоснабжения и электрической тяги»: ГОСТ 16110-82 «Трансформаторы силовые. Термины и определения», ГОСТ 32192-2013 «Надежность в железнодорожной технике. Основные понятия. Термины и определения» и ГОСТ 32895—2014 «Электрификация и электроснабжение железных дорог. Термины и определения».

3. Методы испытаний

3.1. Состав испытаний, общие положения по организации испытаний

3.1.1. Испытания трансформаторов в целях продления назначенного срока выполняют в следующей последовательности:

- испытания масла из бака трансформатора;
- испытания масла из бака контакторов устройства переключения ответвлений обмоток;
- испытания масла из маслонаполненных вводов;
- оценку влажности твердой изоляции;
- измерение потерь и тока холостого хода;
- измерение сопротивления обмоток постоянному току;
- измерение потерь и напряжения короткого замыкания;
- измерение характеристик частичных разрядов в изоляции;
- измерение диэлектрических параметров изоляции;
- испытания электрической прочности изоляции;
- испытания бумажной изоляции обмоток.

3.1.2. Испытания, перечисленные в 3.1.1, выполняют на выведенном из работы трансформаторе. При подготовке и выполнении испытаний соблюдают требования безопасности в соответствии с национальными законодательными актами и подзаконными нормативными документами по охране труда при эксплуатации

электроустановок, а также нормативными документами владельца железнодорожной инфраструктуры.

3.1.3. Все виды испытаний проводят при нормальных значениях климатических факторов по ГОСТ 15150-69 (пункт 3.15).

3.1.4. При испытаниях используют средства измерений и испытательное оборудование, допущенные к применению в соответствии с национальными законодательными актами и подзаконными нормативными документами в сфере обеспечения единства измерений и аттестации испытательного оборудования. Средства измерений должны быть поверены (калиброваны) и иметь отметки в формулярах (паспортах), подтверждающие их пригодность к применению.

3.1.5. При использовании ссылочных документов в области стандартизации, ссылки на которые содержатся в настоящей памятке, руководствуются следующим:

- в странах - участницах темы № 4 «Устройства энергоснабжения и электрической тяги», присоединившихся к межгосударственным стандартам, ссылки на которые содержатся в настоящей памятке, применяют методы испытаний, установленные этими межгосударственными стандартами¹;

- в остальных странах применяют методы, стандартизованные на национальном уровне, а при отсутствии таких методов – методы по стандартам Международной электротехнической комиссии.

3.2. Испытания масла из бака трансформатора

3.2.1. Отбор масла для испытаний производят не менее, чем через 1 сутки после того, как трансформатор проработал с температурой не ниже 75 °С. Для контроля температуры используют датчики температуры, являющийся частью конструкции трансформатора, или термометры с ценой деления не менее 1 °С и пределом допускаемой абсолютной погрешности не выше $\pm 0,5$ °С.

3.2.2. Состав показателей, на соответствие которым проводят испытание масла из бака трансформатора, методы испытаний и требования к оценке результатов испытаний приведены в таблице 1.

Испытания по строкам 1–5 выполняют для трансформаторов с высшим напряжением до 35 кВ, по строкам 1–10 – для трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ и 220 кВ, по строке 11 для трансформаторов с высшим напряжением до 15 кВ мощностью выше 1000 кВ·А и с высшим напряжением выше 15 кВ независимо от мощности.

3.2.3. Результаты испытания считают положительными, если значения всех показателей находятся в пределах, указанных в таблице 1.

¹ Информацию о том, присоединилась ли та или иная страна к какому-либо межгосударственному стандарту, можно получить в национальном органе по стандартизации.

Таблица 1 – Состав показателей, на соответствие которым проводят испытание масла из бака трансформатора, методы испытаний и требования к оценке результатов испытаний

Наименование показателя	Ссылка на нормативный документ, в котором приведен метод испытаний или измерений	Высшее напряжение, кВ, или конструктивные особенности трансформатора	Предельно допустимое значение показателя		
1	2	3	4		
1 Пробивное напряжение, не менее	ГОСТ 6581—75 (раздел 4)	До 15	20 кВ		
		Св. 15 до 35 включ.	25 кВ		
		Св. 35 до 150 включ.	40 кВ		
		Св. 150 до 220 включ.	60 кВ		
2 Кислотное число, не более	ГОСТ 5985—79 (разделы 1–4) ¹⁾	Любое	0,10 мг/г		
3 Температура вспышки в закрытом тигле, не ниже	ГОСТ 12.1.044—89 (подраздел 4.4) ²⁾	Любое	125 °С		
4 Влагосодержание, не более	ГОСТ 7822—75 (разделы 1–4)	Трансформаторы с пленочной и азотной защитами масла	0,0025 % массы или 25 г/т		
		Прочие трансформаторы	0,0030 % массы или 30 г/т		
5 Класс чистоты по ГОСТ 17216, не выше	ГОСТ 6370—83 (разделы 1–4)	Любое	13		
6 Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С, не более	ГОСТ 6581—75 (раздел 2) или ГОСТ 982—80 (пункт 5.5)	Любое	5 %		
7 Содержание водорастворимых кислот и щелочей, не более	ГОСТ 6307—75 (разделы 1–4)	Любое	0,030 % массы		
8 Содержание антиокислительной присадки, не менее	В соответствии методиками, действующим на национальном уровне ³⁾	Любое	0,10 % массы		
9 Температура застывания (только для арктических масел), не выше	ГОСТ 20287—91	Любое	Минус 60 °С		
10 Газосодержание (только для трансформаторов с пленочной защитой), не более	Измерения выполняют аналитическим газовым хроматографом по ГОСТ 26703 в соответствии с руководством или методикой на хроматограф конкретного типа	Любое	4,0 % объема		
11 Концентрация растворенных газов, не выше:	водорода (H ₂)	Измерения выполняют аналитическим газовым хроматографом по ГОСТ 26703 в	Любое	Трансформаторы с	100 ppm
	метана (CH ₄)				10 ppm
	ацетилена (C ₂ H ₂)				100 ppm
	этилена (C ₂ H ₄)				50 ppm
	этана (C ₂ H ₆)				500 ppm
оксида углерода					

1	2	3	4
(CO)	соответствии с руководством или методикой на хроматограф конкретного типа	пленочной и азотной защитами масла	
		Прочие трансформаторы	600 ppm
углекислого газа (CO ₂)		Трансформаторы с пленочной и азотной защитами масла	4000 ppm
		Прочие трансформаторы	8000 ppm
¹⁾ Допускается определять по ГОСТ 11362—96 (разделы 4—11). ²⁾ Допускается определять по ГОСТ 6356—75 (разделы 1—4). ³⁾ Допускается определять с помощью аналитического газового хроматографа по ГОСТ 26703 в соответствии с руководством или методикой на хроматограф конкретного типа.			

3.3. Испытания масла из бака контакторов устройства переключения ответвлений обмоток

3.3.1. У масла из бака контакторов устройства переключения ответвлений обмоток определяют пробивное напряжение. Метод испытаний аналогичен изложенному в строке 1 таблицы 1.

3.3.2. Результаты испытаний считают положительными, если значение пробивного напряжения составляет не менее, кВ:

25,0	в контакторах с изоляцией на напряжение 10 кВ;
30,0	« « на напряжение 35 кВ;
35,0	« « на напряжение 40 кВ;
65,0	« « на напряжение 110 и 220 кВ.

3.4. Испытания масла из негерметичных вводов

3.4.1. У масла из негерметичных вводов определяют влагосодержание. Метод испытаний аналогичен изложенному в строке 4 таблицы 1.

3.4.2. Результаты испытаний считают положительными, если значение влагосодержания не превышает 0,0030 % массы или 30 г/т.

3.5. Оценка влажности твердой изоляции

3.5.1. Влажность твердой изоляции определяют в следующем порядке:

- а) измеряют тангенс угла диэлектрических потерь изоляции между обмотками;
- б) измеряют тангенс угла диэлектрических потерь масла;
- в) определяют тангенс угла диэлектрических потерь твердой изоляции;

г) по диаграмме на рисунке 1, используя полученное по 3.5.2 значение тангенса угла диэлектрических потерь твердой изоляции и значение температуры, при которой было измерено значение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции между обмотками, определяют влажность твердой изоляции.

Измерения по перечислениям а) и б) выполняют при температуре обмоток и масла, отличающейся не более, чем на 5 °С.

3.5.2. Тангенс угла диэлектрических потерь твердой изоляции $\text{tg}\delta_T$ вычисляют по формуле

$$\text{tg}\delta_T = \frac{\text{tg}\delta - K_M \text{tg}\delta_M}{K_T} \%, \quad (1)$$

где $\text{tg}\delta$ – значение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции между обмотками, измеренное по 3.5.1, перечисление а), %;

$\text{tg}\delta_M$ – значение тангенса угла диэлектрических потерь масла, измеренное по 3.5.1, перечисление а), %;

K_M и K_T – коэффициенты влияния тангенсов угла диэлектрических потерь соответственно масла и твердой изоляции, определяемые по формулам (2) и (3) соответственно.

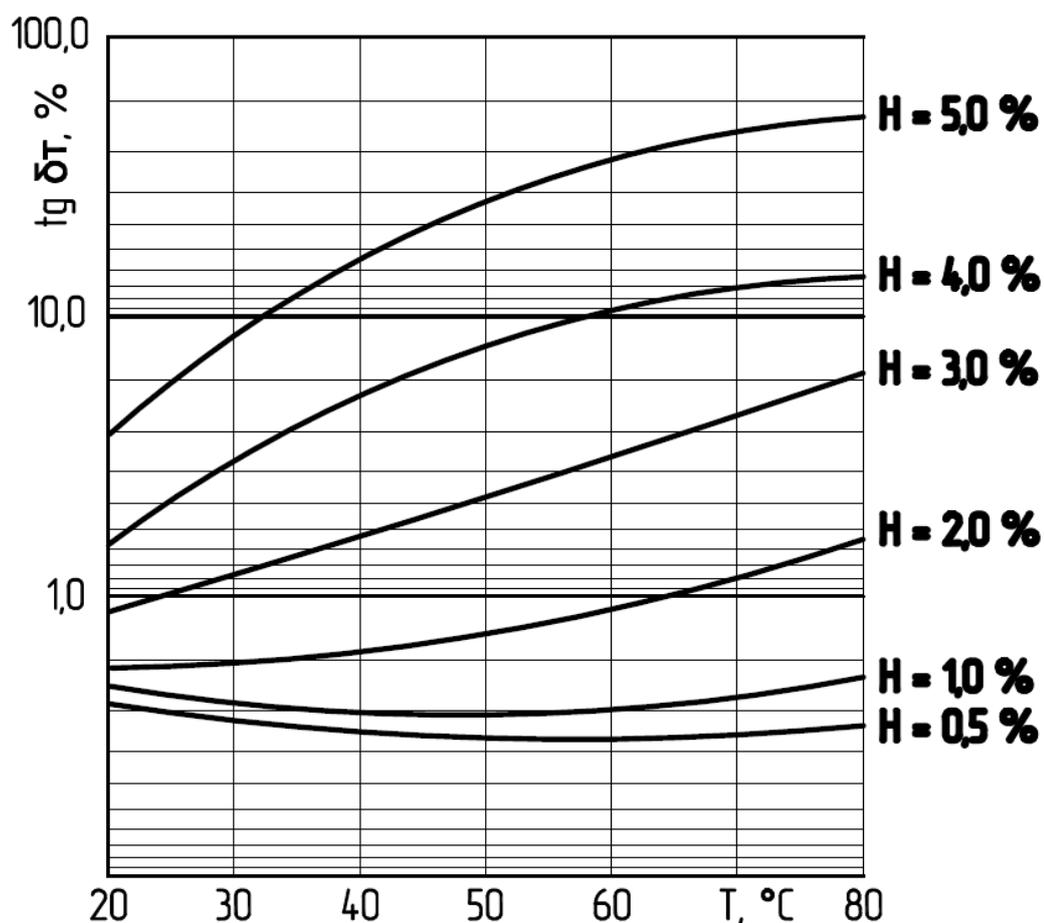


Рисунок 1 – Диаграмма зависимости между тангенсом угла диэлектрических потерь твердой изоляции ($\text{tg}\delta_T$), температурой (T) и влажностью твердой изоляции (H)

Коэффициенты влияния тангенсов угла диэлектрических потерь соответственно масла K_M и твердой изоляции K_T вычисляются по формулам

$$K_M = \frac{\alpha Q_M V_T}{(Q_T + \alpha Q_M)(V_M + Q_T V_T + \alpha Q_M V_T)}, \quad (2)$$

$$K_T = \frac{V_T(Q_T + \alpha Q_M)^2 + V_M Q_T}{(Q_T + \alpha Q_M)(V_M + Q_T V_T + \alpha Q_M V_T)}, \quad (3)$$

где V_T и V_M – коэффициенты заполнения промежутка между обмотками низшего и высшего напряжений твердой изоляцией (V_T) и маслом (V_M) по окружности обмоток, определяемые по формулам (4) и (5);

Q_T и Q_M – коэффициенты заполнения промежутка между обмотками низшего и высшего напряжений твердой изоляцией (Q_T) и маслом (Q_M) по радиусу обмоток, определяемые по формулам (6) и (7);

α – отношение диэлектрической проницаемости маслопропитанной твердой изоляции к диэлектрической проницаемости масла, принимаемое равным 2.

Коэффициенты заполнения промежутка между обмотками низшего и высшего напряжений твердой изоляцией V_T и маслом V_M по окружности обмоток вычисляются по формулам

$$V_T = \frac{S_T}{(S_T + S_M)}, \quad (4)$$

$$V_M = \frac{S_M}{(S_T + S_M)}, \quad (5)$$

где S_T – суммарная ширина реек по средней длине окружностей обмоток, мм;

S_M – суммарное расстояние между рейками по средней длине окружностей обмоток, мм.

Коэффициенты заполнения промежутка между обмотками низшего и высшего напряжений твердой изоляцией Q_T и маслом Q_M по радиусу обмоток вычисляются по формулам

$$Q_T = \frac{L_T}{(L_T + L_M)}, \quad (6)$$

$$Q_M = \frac{L_M}{(L_T + L_M)}, \quad (7)$$

где L_T – суммарная толщина барьеров твердой изоляции между обмотками по радиусу;

L_M – суммарная толщина масляных барьеров между обмотками по радиусу.

Правильность расчетов по формулам (4)–(7) проверяют по соотношениям

$$V_T + V_M = 1, \quad (8)$$

$$Q_T + Q_M = 1, \quad (9)$$

$$K_T + K_M = 1. \quad (10)$$

При отсутствии информации о расположении обмоток допускается принимать $K_M = 0,4$ и $K_T = 0,6$.

3.5.3. Результаты оценки считают положительными, если значение влажности твердой изоляции не превышает 4 %.

3.6. Измерение потерь и тока холостого хода

3.6.1. Измерение проводят методом по ГОСТ 3484.1-88 (раздел 6) при номинальном напряжении по той же схеме, по которой производилось измерение на заводе-изготовителе.

3.6.2. Полученные значения потерь и тока холостого хода используют при оценке состояния трансформатора при последующих испытаниях.

3.7. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

3.7.1. Измерение сопротивления обмоток постоянному току производят на всех ответвлениях, если в эксплуатационной документации на трансформатор нет других указаний, и, если для этого не требуется выемки активной части. Перед измерениями сопротивления обмоток трансформаторов, снабженных устройствами регулирования напряжения, следует произвести не менее трех полных циклов переключения.

3.7.2. Метод измерений – по ГОСТ 3484.1—88 (раздел 4).

3.7.3. Результаты измерений считают положительными, если:

- у трехфазных трансформаторов значения сопротивления отличаются не более чем на 2 % от значений сопротивления, полученных на соответствующих ответвлениях других фаз;

- у однофазных трансформаторов значения сопротивления не отличаются от значений заводских и предыдущих измерений.

3.8. Измерение потерь и напряжения короткого замыкания

3.8.1. Условия проведения измерения потерь и напряжения короткого замыкания – по ГОСТ 3484.1-88 (раздел 5).

3.8.2. Используя полученные в результате измерений значения напряжения короткого замыкания, по ГОСТ 11677-85 (пункт 3.3) определяют сопротивление короткого замыкания трансформатора.

3.8.3. Результаты измерений считают положительными, если значения сопротивления короткого замыкания, определенные по 3.8.2, отличаются от значений, полученных при испытаниях на заводе-изготовителе, не более чем на 3 %. У трехфазных трансформаторов, кроме того, значения сопротивления короткого замыкания на основном ответвлении и на обоих крайних ответвлениях также не

должны отличаться более чем на 3 %.

3.9. Измерение характеристик частичных разрядов в изоляции

3.9.1. Условия проведения измерения характеристик частичных разрядов в изоляции и методы измерений – по ГОСТ 21023-75 (разделы 1–5).

3.9.2. Результаты измерений считают положительными, если максимальное значение кажущегося заряда частичных разрядов не превышает 100 нКл.

3.10. Измерение диэлектрических параметров изоляции

Условия проведения измерения диэлектрических параметров изоляции, методы измерения и требования к оценке результатов – по ГОСТ 3484.3-88 (разделы 1–7 и приложение).

3.11. Испытания электрической прочности изоляции

Условия проведения испытаний электрической прочности изоляции, методы испытаний и требования к оценке результатов – по ГОСТ 22756-77 (разделы 1–3).

3.12. Испытания бумажной изоляции обмоток

3.12.1. Испытания бумажной изоляции обмоток проводят на соответствие:

- по средней степени полимеризации;
- по содержанию фурановых соединений в масле.

3.12.2. Среднюю степень полимеризации бумаги определяют по ГОСТ 9105-74 (разделы 1–5).

3.12.3. Содержание фурановых соединений в масле определяют по ГОСТ ИЕС 61198-2014 (разделы 3–11).

3.12.4. Результаты испытаний считают положительными при одновременном выполнении следующих условий:

- средняя степень полимеризации бумаги, определенная по 3.11.2, составляет не менее 250 единиц;

- содержание фурановых соединений в масле не превышает 0,0015 % массы, в том числе фурфурола не более 0,0010 % массы.