

КОНТРОЛЬ СОДЕРЖАНИЯ ВЛАГИ В ЭЛЕГАЗЕ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ В РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В статье рассмотрены основные методы определения влажности по точке росы в элегазе, условия и особенности выполнения измерений. Выявлены ключевые проблемы определения влажности в элегазе. Предложены пути их решения путем введения температурного коэффициента для приведения показаний точки росы к температуре отбора 20 °С.

АВТОР:

И.Ф. Кирюшин,
Филиал ПАО «Россети» —
Кубанское предприятие
магистральных
электрических сетей

#элегаз; #точка росы;
#скорость молекул воды
в элегазе; #температура
газа

ВВЕДЕНИЕ

Благодаря исключительной комбинации физических и химических свойств элегаз (гексафторид серы SF₆) стал незаменимым изоляционным материалом для высоковольтного оборудования.

Надежная работа элегазового оборудования (ЭО) во многом определяется качеством изоляционного материала, находящегося в высоковольтном оборудовании данного вида [1].

Перечень качественных характеристик гексафторида серы не так велик, в статье рассматривается один из самых критических параметров для высоковольтного оборудования — содержание влаги в элегазе.

В процессе эксплуатации ЭО контролю содержания влаги подлежат газ, находящийся в газоизолированном отсеке ЭО, и элегаз, предназначенный для заполнения или дозаполнения газоизолированных отсеков ЭО [2, 3].

В соответствии с требованием п. 11.7 СТО 34.01-23-005-2021 «Методические указания по диагностированию элегазового оборудования» ПАО «Россети» и п. 5.2. ГОСТ Р 55716-2013 (IEC 62271-1:2011) «Коммутационная аппаратура высокого напряжения» значения влагосодержания в контролируемых газоизолированных объемах ЭО должно быть приведено к температуре 20 °С [1, 4].

Однако в указанных выше стандартах, равно как и в иных других государственных стандартах, касаемых элегазового оборудования, отсутствует методика приведения к плюс 20 °С точки росы растворенного в элегазе водяного пара. В статье рассматривается практический способ решения обозначенной выше проблемы.

ИЗМЕРЕНИЕ ВЛАГИ В ЭЛЕГАЗЕ, НАХОДЯЩЕМСЯ В ВЫСОКОВОЛЬТНОМ ОБОРУДОВАНИИ НА МЕСТЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Почти все современные гигрометры для проверки влаги в элегазе непосредственно на месте установки оборудования (не важно, какой принцип они используют — физическое зеркало, электронные или электрохимические измерения) определяют влажность по точке росы, остальные данные влажности, такие как концентрация влаги в миллионных долях по объему (ppmv), концентрация влаги в миллионных долях по массе (ppmm) и т.д., являются расчетными и определяются по показаниям точки росы и давления газа. Многие специалисты по ремонту и монтажу элегазового оборудования неоднократно сталкивались с тем, что показание точки росы имеет зависимость от температуры газа в оборудовании — чем выше температура газа, тем выше показание точки росы, и наоборот.

Для наглядного подтверждения, рассмотрим замеры, производимые

на объектах филиала ПАО «Россети» — Кубанское предприятие магистральных электрических сетей.

В табл. 1 отражены три экспериментальных объема — строки 1–3. В качестве экспериментальных объемов использовались баллоны из-под элегаза объемом 15 л. Предварительно эти баллоны были отвакуумированы в течение более пяти часов после достижения вакуумом уровня в 0,1 мм рт. ст. и заправлены элегазом с разным уровнем содержания влаги до избыточного давления 0,5 МПа. Интервал замеров между первым и последним замером у экспериментальных объемов не превышал шести часов.

В строках 4–18 табл. 1 отражены замеры точки росы эксплуатируемых элегазовых выключателей типа ДТ-145, установленных на открытом распределительном устройстве 110 кВ на электрической подстанции ПС 220 кВ «Дагомыс». Во 2-м столбце указаны их диспетчерские наименования согласно главной схеме ПС 220 кВ «Дагомыс». Первые замеры в эксплуатируемых выключателях выполнены в 2020 г., повторный замер — в 2022 г.

Замеры производились газоанализатором фирмы MBW типа 973-SF6 Analyzer, серийный номер 09-0306 (метод измерения данного прибора основан на принципе физического зеркала и является наиболее точным). Контроль температуры газа при замерах выполнен контактным термометром Thermometer standard ST-610B.

Утечка элегаза в контролируемых выключателях на момент между первым и вторым замером отсутствовала, элегаз не добавлялся и не регенерировался.

Как видно из табл. 1, показание точки росы имеет зависимость от температуры газа в ЭО (за исключением

показаний выключателя с диспетчерским наименованием ВЭ КВЛ 110 кВ «Бочаров ручей», строка 10, что может быть объяснено ухудшением качества элегаза в баке в процессе эксплуатации или отсутствием вакуумировки измерительного шланга после замены соединительного клапана).

Разность значений точки росы имеет зависимость от температуры газа в ЭО. И разность значений точки росы одного и того же газа тем больше, чем больше разность температуры окружающего воздуха (элегаза) в момент замеров, что, в свою очередь, значительно влияет на погрешность измерений при определении точки росы. Особенно это касается измерений в ЭО, установленном в открытом распределительном устройстве.

Изменение значений точки росы одного и того же элегаза кажется на первый взгляд нелогичным, так как объем баков ЭО не меняется, влага в объеме тоже остается постоянной, а точка росы — это температура, при которой ненасыщенный пар становится насыщенным.

Для объяснения этого явления используем схематичный график изменения давления водяного пара от температуры при изохорном процессе (рис. 1), где точка «В» соответствует точке росы. На графике схематично изображены:

- участок «А–В» — экспоненциальная зависимость давления насыщенного пара от температуры;
- участок «В–С» — линейная зависимость давления ненасыщенного пара от температуры.

При какой бы температуре, соответствующей точкам С или С1 на графике, не проводили бы замеры, точка росы для данного газа должна быть одинаковой, что не подтверждается опытными замерами.



КРУЭ 110 кВ на подстанции
220 кВ «Поселковая»

ИЗМЕНЕНИЕ ТОЧКИ РОСЫ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ

Таблица 1

№ п/п	Наименование оборудование	Температура окружающего воздуха, °С	Точка росы при рабочем избыточном давлении, °С
1	2	3	4
1	Экспериментальный объем № 1	29,1	-25,8
		9,0	-34,5
2	Экспериментальный объем № 2	29,1	-23,0
		9,0	-31,0
3	Экспериментальный объем № 3	16,5	-17,0
		22,4	-14,4
		28,7	-11,7
4	ВЭ 110 кВ АТ-2	26,9	-26,7
		26,2	-27,0
5	ВЭ КВЛ 110 кВ Якорня щель	32,1	-26,2
		20,5	-30,9
6	ВЭ ВЛ 110 кВ Лоо	30,7	-29,2
		20,6	-33,2
7	ШСВЭ 110 кВ	30,0	-30,2
		32,3	-28,9
8	ВЭ ВЛ 110 кВ Дагомыс тяговая	29,8	-29,5
		23,0	-31,9
9	ВЭ КВЛ 110 кВ Верещагинская	32,2	-30,1
		30,4	-30,9
10	ВЭ КВЛ 110 кВ Бочаров ручей	30,2	-29,2
		28,0	-27,2
11	ВЭ КВЛ 110 кВ Родниковая	20,9	-30,5
		28,4	-27,4
12	ВЭ ВЛ 110 кВ Нор Луйс-2	20,0	-29,2
		30,0	-24,7
13	ВЭ ВЛ 110 кВ Нор Луйс-1	32,0	-24,9
		29,0	-26,5
14	ВЭ ВЛ 110 кВ Т-1	33,1	-24,2
		23,0	-28,5
15	ОВЭ 110 кВ	34,2	-28,0
		28,0	-30,7
16	ВЭ 110 кВ Т-2	38,1	-26,0
		24,0	-31,7
17	ВЭ 110 кВ АТ-1	28,0	-26,1
		15,3	-31,3
18	ВЭ 110 кВ Т-3	30,9	-27,4
		30,5	-27,5

Некоторые специалисты объясняют эту особенность перераспределением влаги при колебании температуры между твердой изоляцией, адсорбирующим фильтром и другими внутренними элементами ЭО. Данная гипотеза видится ошибоч-

ной. Предположение об ошибочном мнении таких специалистов подтверждается измерениями точки росы в экспериментальных объемах № 1, 2, 3. (строки 1–3 табл. 1). В данных объемах отсутствуют и адсорбент, и твердая изоляция.

СПОСОБЫ КОРРЕКТИРОВКИ ТОЧКИ РОСЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА ПРАКТИКЕ

В связи с отсутствием методик измерений точки росы элегаза в стандартах [1–4], рассмотрим методику, которую применяют специалисты фирмы AREVA при обслуживании ЭО. Эта методика предполагает использование опорного значения точки росы элегаза (минус 5 °С при рабочем давлении элегаза и температуре окружающей среды 20 °С) для определения значения точки росы в текущих эксплуатационных условиях (Pн, Т° С) по таблице (см. табл. 2). Шаг изменения температуры окружающей среды принят 1 °С.

В предлагаемой методике есть ряд очевидных недостатков.

1. Таблица является внутренним документом фирмы AREVA, достоверность и точность содержащихся в ней данных другими источниками, включая национальные и международные стандарты, не подтверждена.
2. Данные табл. 2 соответствуют только допустимому значению точки росы минус 5 °С при номинальном давлении и температуре 20 °С, при других допустимых значениях данными табл. 2 воспользоваться нельзя (например, в случае если заводом-изготовителем ЭО установлены иные требования по предельно допустимой влажности элегаза).
3. Нет возможности определить предельно допустимое значение точки росы при проверке элегаза, прошедшего регенерацию, или нового элегаза, предназначенного для заполнения (дозаполнения) газоизолированных отсеков ЭО.
4. Отсутствует возможность точного определения предельно допустимого значения точки росы в случае, если измеренное значение

температуры не является целым числом (термометры как правило, позволяют определить температуру с точностью до 0,1 °С).

5. Методика не может применяться для оборудования с номинальным избыточным давлением менее 0,35 МПа (например, ряд отечественных измерительных трансформаторов на напряжение 35–110 кВ).

С учетом перечисленных недостатков пользоваться данными табл. 2 для приведения предельно допустимого значения точки росы элегаза к температуре 20 °С не всегда удобно и информативно, а в ряде случаев и просто невозможно.

ПРИВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕННОЙ ТОЧКИ РОСЫ К ТЕМПЕРАТУРЕ 20 °С

Для начала необходимо понять, почему происходит изменение значения точки росы при изменении температуры окружающей среды?

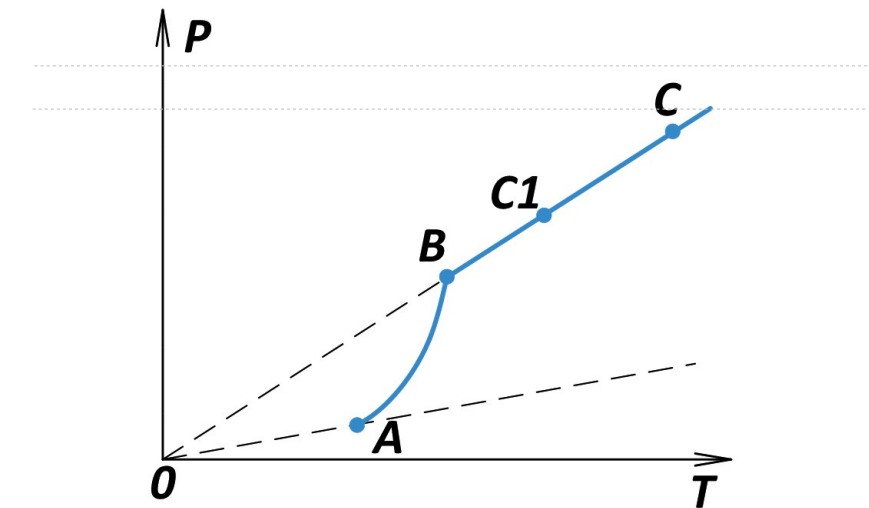
Общее количество влаги в замкнутом объеме не может меняться в зависимости от температуры (влияние абсорбирующих процессов при относительно небольших колебаниях температуры в баках ЭО малозначительно).

Можно предположить, что если бы датчик влажности стоял внутри бака ЭО и бак полностью охлаждался до температуры точки росы, то значение температуры элегаза не влияло на результат измерения и точка росы в одном и том же объеме была бы постоянна, как показано на рис. 1.

В реальной жизни температура газа имеет ключевое значение, что подтверждается показаниями табл. 1. Это связано с тем, что при проведении измерений берется определенный объем элегаза из ЭО (т.е. это уже не чисто изохорный процесс),

ЗАВИСИМОСТЬ ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ВОДЯНОГО ПАРА ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРИ ИЗОХОРОМ ПРОЦЕССЕ

Рис. 1.



и данная процедура не выполняется моментально. Кроме того, при повышении температуры газа повышается и скорость движения молекул. Что подтверждается формулой наиболее вероятной скорости молекул

$$v_B = \sqrt{\frac{2kT}{m_0}}$$

где T — температура газа; m₀ — масса одной молекулы; k — постоянная Больцмана.

Принимая во внимание, что скорость движения молекул водяного пара примерно в три раза выше скорости движения молекул элегаза из-за разности в молярной массе (элегаз 146,06 г/моль, водяной пар 18 г/моль), получаем, что при повышении температуры газа увеличивается и скорость движения молекул, в итоге в измерительный прибор попадет большее количество молекул воды по отношению к количеству молекул элегаза, чем за то же время при меньшей температуре газа. Это объясняет существенную разницу по итогам замеров точки росы при разных температурах одного и того же газа.

Таким образом, основными параметрами, влияющими на точность измерения точки росы, являются температура элегаза и время забора газа в измерительный прибор.

С учетом того, что время отбора газа примерно одинаково, и отбор осуществляется из одного и того же объема, можно утверждать, что изменение влажности и, как следствие, значение точки росы, пропорционально изменению скорости движения водяного пара. С принятыми допущениями получаем следующие уравнения:

$$\frac{T_{рос}}{T_{рос20}} = \frac{v_t}{v_{20}}; T_{рос20} = \frac{T_{рос} \cdot v_{20}}{v_t}$$

Подставив в эти уравнения формулу наиболее вероятной скорости молекул, получаем следующие выражения:

$$T_{рос20} = T_{рос} \cdot \sqrt{\frac{2kT_{20}}{m_0}} : \sqrt{\frac{2kT}{m_0}}$$

$$T_{рос20} = T_{рос} \cdot \sqrt{\frac{T_{20}}{T}}$$

$$\text{или } T_{рос20} = T_{рос} \cdot \sqrt{\frac{293,15}{273,15 + t}}$$

ФРАГМЕНТ КОРРЕКТИРОВКИ МИНИМАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ ТОЧКИ РОСЫ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ ФИРМЫ AREVA

Таблица 2

Pn	T° C ambiante	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
3.5 b	ppm v	381	411	441	473	506	539	574	609	646	683	722	761	802	843	885	929	973	1018	1065	1112	1160
	T° p d rosée	-14	-13	-12	-11	-10	-10	-9	-8	-8	-7	-6	-6	-5	-5	-5	-4	-3	-3	-2	-2	-1
3.8 b	ppm v	339	365	392	420	449	479	510	542	574	608	642	678	714	751	789	828	867	908	949	992	1035
	T° p d rosée	-14	-13	-13	-12	-11	-10	-10	-9	-8	-8	-7	-6	-6	-5	-5	-4	-3	-3	-2	-2	-1
4 b	ppm v	330	356	382	409	438	467	497	528	560	592	626	660	695	731	769	806	845	885	925	967	1009
	T° p d rosée	-14	-13	-12	-12	-11	-10	-9	-9	-8	-7	-7	-6	-6	-5	-5	-4	-3	-3	-2	-2	-1
5.2 b	ppm v	239	260	281	303	326	351	376	401	428	456	484	514	544	574	606	638	671	705	740	775	811
	T° p d rosée	-15	-15	-14	-13	-12	-11	-10	-9	-9	-8	-7	-7	-6	-5	-5	-4	-3	-3	-2	-2	-1
5.5 b	ppm v	219	242	266	290	314	339	365	391	418	445	473	501	530	560	590	621	652	684	716	749	782
	T° p d rosée	-16	-15	-14	-13	-12	-11	-10	-9	-9	-8	-7	-6	-6	-5	-5	-4	-3	-3	-2	-2	-1
6.3 b	ppm v	189	210	232	255	278	302	326	351	377	403	430	457	485	513	542	572	602	632	663	695	727
	T° p d rosée	-17	-15	-14	-13	-12	-11	-10	-9	-8	-8	-7	-6	-5	-5	-5	-3	-3	-2	-2	-1	-1
6.5 b	ppm v	170	191	212	234	256	279	303	327	352	378	404	431	458	486	514	543	573	603	634	665	697
	T° p d rosée	-17	-16	-15	-14	-13	-12	-11	-10	-9	-8	-7	-6	-6	-5	-5	-4	-3	-2	-2	-1	-1
7 b	ppm v	146	165	186	207	230	253	277	301	327	353	379	407	435	464	493	523	553	584	616	648	680
	T° p d rosée	-19	-17	-16	-14	-13	-12	-11	-10	-9	-8	-7	-6	-5	-5	-4	-3	-3	-2	-1	-1	0
7.65 b	ppm v	120	139	159	180	201	224	248	272	297	323	350	378	406	435	464	494	524	555	587	618	650
	T° p d rosée	-21	-19	-18	-16	-15	-14	-12	-11	-10	-9	-8	-7	-6	-6	-5	-4	-3	-3	-2	-1	-1

где $T_{\text{рос}}$ — температура точки росы при измеренной температуре в градусах Кельвина;

$T_{\text{рос}20}$ — температура точки росы при температуре 20 °C в градусах Кельвина;

g_t — скорость движения молекулы воды при измеряемой температуре t ;

g_{20} — скорость движения молекулы воды при температуре 20 °C;

T — температура газа в градусах Кельвина, соответствующая температуре $t + 273,15$;

СТО 34.01-23-005-2021
СТО — 05.01.03-003



Для количественной оценки влажности газов используется целый ряд характеристик. Наиболее часто используются следующие единицы: проценты относительной влажности, температура выпадения росы — точка росы (°C), абсолютная влажность (в г/м³), объемное влагосодержание (в объемных процентах или миллионных долях — ppm). Между этими единицами существует взаимосвязь, для перевода различных единиц влажности из одной в другую существуют специальные гигрометрические таблицы.

t — температура газа (температура окружающей среды), °C;

T_{20} — температура 20 °C в градусах Кельвина, равная 293,15 K.

С помощью полученной формулы проведены расчеты точки росы, приведенной к 20 °C, для замеров, указанных в табл. 1. Результаты расчетов представлены в табл. 3.

Проанализировав значения точки росы в табл. 3, приведенные к 20 °C, можно заключить, что они фактически идентичны и разница в значениях для одного объема не пре-

вышает 0,5 °C. Это подтверждает правильность выдвинутой гипотезы и расчетной формулы, применяемой при вычислении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения теоретического и практического исследования установлена зависимость измеренного значения точки росы одного и того же газа от температуры.

Расчетная формула для определения значения точки росы, приведенной к 20 °C при рабочем давлении:

$$T_{\text{рос}20} = T_{\text{рос}} \cdot \sqrt{\frac{293,15}{273,15 + t}}$$

где:

$T_{\text{рос}}$ — температура точки росы при измеренной температуре в градусах Кельвина;

$T_{\text{рос}20}$ — температура точки росы при температуре 20 °C в градусах Кельвина;

t — температура газа (окружающей среды) в градусах Цельсия.

Данный способ не требует выполнения сложных математических расчетов и позволяет точно и оперативно произвести перевод точки росы в элегазе к 20 °C при различных температурах окружающей среды.

Безусловно, необходимо расширить число контрольных измерений и увеличить число участвующих в эксперименте объемов, но уже сейчас можно утверждать, что с учетом отсутствия аналогичных методов данную упрощенную формулу можно использовать для оперативного контроля влажности элегаза.

ЛИТЕРАТУРА

1. СТО 34.01-23-005-2021 «Методические указания по диагностированию элегазового

ПРИВЕДЕНИЕ К ТЕМПЕРАТУРЕ 20 °C ИЗМЕРЕННЫХ ЗНАЧЕНИЙ ТОЧКИ РОСЫ

Таблица 3

Наименование оборудование	Температура окружающего воздуха, °C	Точка росы, измеренная в		Точка росы при рабочем давлении, приведенная к 20 °C	
		°C	K	K	°C
Экспериментальный объем № 1	29,1	-25,8	247,35	243,598	-29,552
Экспериментальный объем № 2	9,0	-34,5	238,65	243,258	-29,892
Экспериментальный объем № 3	29,1	-23,0	250,15	246,356	-26,794
Экспериментальный объем № 3	9,0	-31,0	242,15	246,825	-26,325
	16,5	-17,0	256,15	257,693	-15,457
	22,4	-14,4	258,75	257,697	-15,453
ВЭ 110 кВ АТ-2	28,7	-11,7	261,45	257,655	-15,495
	26,9	-26,7	246,45	243,600	-29,55
ВЭ КВЛ 110 кВ Якорная щель	26,2	-27,0	246,15	243,588	-29,562
	32,1	-26,2	246,95	242,006	-31,144
ВЭ ВЛ 110 кВ Лоо	20,5	-30,9	242,25	242,044	-31,106
	30,7	-29,2	243,95	239,616	-33,534
ШСВЭ 110 кВ	20,6	-33,2	239,95	239,705	-33,445
	30,0	-30,2	242,95	238,909	-34,241
ВЭ ВЛ 110 кВ Дагомыс тяговая	32,3	-28,9	244,25	239,282	-33,868
	29,8	-29,5	243,65	239,677	-33,473
ВЭ КВЛ 110 кВ Верещагинская	23,0	-31,9	241,25	240,025	-33,125
	32,2	-30,1	243,05	238,145	-35,005
ВЭ КВЛ 110 кВ Бочаров ручей	30,4	-30,9	242,25	238,064	-35,086
	30,2	-29,2	243,95	239,814	-33,336
ВЭ КВЛ 110 кВ Родниковая	28,0	-27,2	245,95	242,661	-30,489
	20,9	-30,5	242,65	242,278	-30,872
ВЭ ВЛ 110 кВ Нор Луйс-2	28,4	-27,4	245,75	242,303	-30,847
	20,0	-29,2	243,95	243,950	-29,2
ВЭ ВЛ 110 кВ Нор Луйс-1	30,0	-24,7	248,45	244,318	-28,832
	32,0	-24,9	248,25	243,320	-29,83
ВЭ ВЛ 110 кВ Т-1	29,0	-26,5	246,65	242,949	-30,201
	33,1	-24,2	248,95	243,567	-29,583
ОВЭ 110 кВ	23,0	-28,5	244,65	243,408	-29,742
	34,2	-28,0	245,15	239,420	-33,73
ВЭ 110 кВ Т-2	28,0	-30,7	242,45	239,208	-33,942
	38,1	-26,0	247,15	239,856	-33,294
ВЭ 110 кВ АТ-1	24,0	-31,7	241,45	239,819	-33,331
	28,0	-26,1	247,05	243,747	-29,404
ВЭ 110 кВ Т-3	15,3	-31,3	241,85	243,812	-29,338
	30,9	-27,4	245,75	241,305	-31,845
	30,5	-27,5	245,65	241,365	-31,785

оборудования». Дата введения: 30.12.2021. ПАО «Россети».
2. ГОСТ Р 54426-2011 (МЭК 60480:2004) «Руководство по проверке и обработке элегаза (SF₆), взятого из электрооборудования, и технические требования к его повторному использованию».
3. РД 16.066-05 «Элегазовое электротехниче-

ское оборудование. Технические требования к производству для обеспечения качества элегаза в оборудовании и меры обеспечения санитарно-гигиенической и экологической безопасности».
4. ГОСТ Р 55716-2013 (IEC 62271-1:2011) «Коммутационная аппаратура высокого напряжения. Общие технические условия».