

ДИАГНОСТИКА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ ПО ТАНГЕНСУ УГЛА ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ И ПОСТОЯННОЙ ВРЕМЕНИ САМОРАЗРЯДА БУМАЖНО-ПРОПИТАННОЙ ИЗОЛЯЦИИ

Запропоновано розповсюдити досвід контролю технічного стану силових кабелів з паперово-просякнутою ізоляцією АЕС на кабелі енергомереж. Введена класифікація дефектів кабельних ліній за тангенсом кута діелектричних втрат та сталою часу саморозряду. Наведені результати технічної діагностики силових кабельних ліній в експлуатації.

Предложено распространить опыт контроля технического состояния силовых кабелей с бумажно-пропитанной изоляцией АЭС на кабели энергосистем. Введена классификация дефектов кабельных линий по тангенсу угла диэлектрических потерь и постоянной времени саморазряда. Приведены результаты технической диагностики силовых кабельных линий в эксплуатации.

ВВЕДЕНИЕ

Кабели с бумажно-масляной изоляцией являются основными в городских и областных кабельных сетях напряжением 6-10 кВ. Их доля составляет свыше 99%. Статистические данные о техническом состоянии силовых кабельных линий (КЛ) напряжением 6-10 кВ свидетельствуют, что только около одной трети таких линий находятся в удовлетворительном состоянии, а остальные – в неудовлетворительном. Причем на отдельных предприятиях доля проблемных КЛ превышает 80% за счет неудовлетворительного технического состояния концевых и соединительных кабельных муфт. Более 50% КЛ необходимо менять либо полностью, либо частично, а остальные КЛ могут быть приведены в рабочее состояние лишь после проведения ремонта концевых или соединительных муфт [1-2].

В эксплуатации до сих пор находятся кабели 1950 г. выпуска и более поздние, наработка которых составляет от 25 до 59 лет. При очередном пробое каждый раз возникает вопрос: является ли причиной недопустимый общий износ изоляции или же локальный дефект кабеля, который можно устранить с установкой новой соединительной муфты? Ответ на этот вопрос дают не типовые [3], а диагностические испытания кабелей [1-2].

На сегодня известно около четырех десятков параметров, чувствительных к состоянию кабелей [4, 5]. Большая часть их касается, в основном, кабелей с полимерной изоляцией, работающих в гермозонах АЭС. При обследовании этих кабелей был замечен ряд закономерностей изменения тангенса угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ изоляции в процессе старения.

1. Сильная корреляционная зависимость между $\text{tg}\delta$ изоляции соседних жил, обусловленная накоплением низкомолекулярных продуктов (НМП) разложения изоляции в промежутках между соседними, соприкасающимися друг с другом жилами.

2. Тангенс угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ межфазного пространства многожильных кабелей оказывается почти на порядок выше, чем собственно изоляции жил, что также связывается с накоплением НМП на поверхности изоляции.

3. В процессе дополнительного ускоренного теплового старения образцов состаренных кабелей наблюдается снижение $\text{tg}\delta$ на частоте 100 Гц – из-за улетучивания НМП из коротких не герметизирован-

ных образцов, но рост $\text{tg}\delta$ на частоте 10 кГц, обусловленный дальнейшим окислением полимерной изоляции [5].

При обследовании образцов силовых кабелей было установлено различие $\text{tg}\delta$ фазной и поясной изоляции. Предложены методики выделения свойств этих компонентов изоляции из результатов совокупных измерений их характеристик [6].

Цель статьи: распространение опыта диагностики кабелей АЭС на силовые кабели энергосистем по тангенсу угла диэлектрических потерь и постоянной времени саморазряда изоляции.

ОСОБЕННОСТИ ДИАГНОСТИКИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ В ЭКСПЛУАТАЦИИ

Однако распространение опыта диагностики на КЛ энергосистем связано с рядом особенностей:

1. В отличие от коротких кабелей АЭС (длиной около сотни метров, обследование которых можно выполнять в диапазоне частот до 10 кГц) для длинных кабелей энергосистем (длиной до 5 км) необходимо ограничиться частотой 50 Гц. Это позволяет избежать резонансных явлений, искажающих результаты измерений $\text{tg}\delta$.

2. Ограниченное количество образцов кабелей энергосистем, которые можно испытать в лабораторных условиях: только короткие отрезки, получаемые во время ремонтных работ. Их использовали для определения усталостной прочности на излом изоляционных бумаг – параметра, весьма чувствительного к старению и меняющегося в процессе эксплуатации монотонно: от $N = 2000$ в исходном состоянии до $N = 10-50$ в состоянии, которое можно принять за конечное [7]. По корреляционной связи между усталостной прочностью бумаги и $\text{tg}\delta$ определены уровни потерь, характеризующие техническое состояние кабелей:

- а) 0,4 % и меньше – нормальное состояние изоляции;
- б) 0,4-0,6 % – есть начальные признаки старения изоляции;
- в) 0,6-0,8 % – умеренное старение изоляции (соответствующее, как показывают результаты усталостных испытаний кабельных бумаг на излом, исчерпанию около $\frac{3}{4}$ ресурса);
- г) 0,8-2 % – критическое состояние изоляции, требующее ремонта линии;

д) свыше 2 % – опасное состояние, которое может привести к тепловому пробоему кабеля.

3. Использование нового цифрового автоматического измерителя диэлектрических потерь ИПИ-10. Измеритель позволяет быстро проводить измерения емкости и $\text{tg}\delta$ при напряжениях на линии до 10 кВ.

Диагностика КЛ проводится на постоянном и на переменном напряжении.

На постоянном напряжении измеряются: сопротивление изоляционных промежутков; токи утечки.

Измерения на *постоянном* напряжении позволяют выявить локальные дефекты КЛ – утечки, которые чаще всего бывают в соединительных и концевых муфтах.

На переменном напряжении частоты 50 Гц измеряются емкость C и тангенс угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$.

Измерения на *переменном* напряжении позволяют выявить общие ухудшения качества изоляции, обусловленные ее старением [5-6].

Таким образом, сравнивая результаты измерений на постоянном и переменном напряжении, можно уточнить характер дефекта.

Сопротивление изоляции и емкость КЛ зависят от ее длины. Для корректного сопоставления результатов измерений КЛ разных длин вводится параметр, не зависящий ни от длины кабеля, ни от толщины изоляции – *постоянная времени* саморазряда изоляции θ . Это объективный показатель качества, который не зависит от геометрических размеров изоляции.

Сопротивление изоляции R и емкость C позволяют определить постоянную времени саморазряда изоляции, [с]

$$\theta = R \cdot C. \quad (1)$$

Действительно, сопротивление изоляционного промежутка толщиной h , с электродами площадью S равно, [Ом·м]

$$R = \rho \frac{h}{S}, \quad (2)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление материала изоляции.

Емкость этого же промежутка равна, [Ф/м]

$$C = \varepsilon \cdot \varepsilon_0 \frac{S}{h}, \quad (3)$$

где ε – относительная диэлектрическая проницаемость материала между обкладками, т.е. изоляции; ε_0 – электрическая постоянная ($\varepsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м).

Тогда для постоянной времени саморазряда θ получаем выражение, не зависящее от толщины изоляционного промежутка и его площади, [с]:

$$\theta = R \cdot \tilde{C} = \rho \frac{h}{S} \cdot \varepsilon_0 \frac{S}{h} = \rho \cdot \varepsilon_0. \quad (4)$$

Параметр $\theta = RC$ имеет размерность времени. Как известно, саморазряд изоляции (разряд на собственное сопротивление) идет по экспоненциальному закону

$$u(t) = U_0 \cdot e^{-\frac{t}{\theta}}, \quad (5)$$

где U_0 – первоначальное напряжение на изоляции (напряжение, до которого заряжена емкость изоляции); $u(t)$ – текущее напряжение на изоляции (в мо-

мент времени t).

Поэтому физический смысл параметра $\theta = RC$ состоит в следующем: это интервал времени, в течение которого напряжение на изоляции уменьшается в $e = 2,71828\dots$ раз.

Классификация дефектов кабельной линии по постоянной времени саморазряда и $\text{tg}\delta$. Представим кабельную линию с концевыми муфтами схемой замещения рис. 1, в которой учитываются параметры концевых муфт и кабеля: R_0, C_0 – сопротивление утечки и собственная емкость концевой муфты; R_3, C_3 – сопротивление утечки и емкость кабеля; R_1, L_1 – активное сопротивление и индуктивность половины кабеля; R_2, L_2 – те же параметры второй половины кабеля.

Допустим, что сопротивление R_0 одной из муфт – пониженное (выделено цветом на рис. 1). Этот дефект проявляется при измерениях на постоянном напряжении в пониженном сопротивлении трассы.

Измерения на переменном напряжении могут дать вполне приемлемый тангенс угла диэлектрических потерь, который определяется пониженным значением R_0 и относительно большой емкостью C_3 кабеля

$$\text{tg}\delta = \frac{1}{R_0 \cdot \omega C_3}. \quad (6)$$

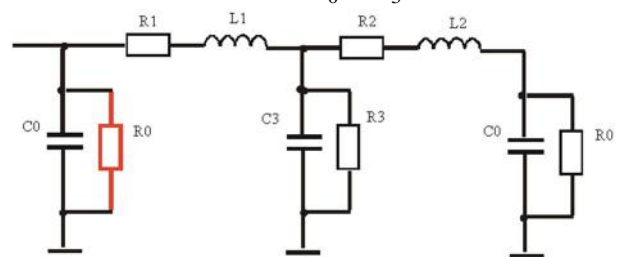


Рис. 1

Например, при $R_0 = 10$ МОм и $C_3 = 50$ нФ, когда постоянная времени саморазряда трассы составляет всего 0,5 с ($\theta = R_0 \cdot C_3 = 10 \cdot 10^6 \cdot 50 \cdot 10^{-9} = 0,5$ с), получается вполне приемлемое значение $\text{tg}\delta$

$$\text{tg}\delta = \frac{1}{10 \cdot 10^6 \cdot 314 \cdot 50 \cdot 10^{-9}} = 0,0064 = 0,64\%.$$

Возможна и обратная ситуация, когда при высоком сопротивлении трассы уровень $\text{tg}\delta$ окажется повышенным. Этот случай чаще всего связан именно с общим старением изоляции кабеля, т.к. диэлектрические потери в муфте, собственная емкость которой много меньше емкости кабеля, пренебрежимо малы.

Таким образом, сравнивая результаты измерений на постоянном и переменном напряжении, можно уточнить характер дефекта.

1) Если постоянная времени саморазряда мала ($\theta < 1-10$ с) и $\text{tg}\delta$ относительно низкий ($\text{tg}\delta < 0,5-0,8\%$), то причиной дефекта есть локальный участок с малой емкостью, т.е., скорее всего, муфта.

2) Если постоянная времени саморазряда большая ($\theta > 10-100$ с) и $\text{tg}\delta$ относительно высокий ($\text{tg}\delta > 0,8-2\%$), то дефектным элементом является сам кабель.

3) Признаками нормального состояния изоляции трассы являются высокая постоянная времени саморазряда ($\theta > 10-100$ с) и низкий уровень $\text{tg}\delta$ ($\text{tg}\delta < 0,5-0,8\%$).

4) Наконец, ситуация, когда постоянная времени саморазряда мала ($\theta < 1-10$ с) и вместе с тем уровень

$\text{tg}\delta$ высокий ($\text{tg}\delta > 0,8-2\%$) должна интерпретироваться как случай, когда дефективными являются и муфта и кабель.

Все возможные ситуации соотношений параметров постоянной времени саморазряда изоляции θ и тангенса угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ даны в табл. 1.

Таблица 1
Признаки дефектов элементов кабельных линий с бумажно-масляной изоляцией

	$\text{tg}\delta < 0,5-0,8\%$	$\text{tg}\delta > 0,8-2\%$
$\theta < 1-10\text{ с}$	Муфта	Муфта и кабель
$\theta > 10-100\text{ с}$	Нормальное состояние	Кабель

РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Обследовано 29 кабельных линий "Полтавоблэнерго" (табл. 2). У всех кабелей сухая разделка концевых воронок с двух сторон.

Таблица 2
Технические данные части обследованных КЛ "Полтавоблэнерго"

№	Тип кабеля	Длина линии, м	Количество соединительных муфт	Особенности прокладки /год прокладки	Средняя токовая нагрузка, А
1.	ААШВ-3х95-10 кВ	240	2	в грунте/1967	10
3.	ААБ-3х120-10 кВ	250	2	в грунте/1967	5
4.	ААБ-3х120-10 кВ Повреждена фаза С	2450	Неизвестно	в грунте/1950	30
5.	ААШВ-3х75-10 кВ	270	3	в грунте/неизвестен	3,5
6.	ААБ-3х75-10 кВ	290	4	в грунте/неизвестен	3,5
7.	АШВ-3х120-10 кВ	440	4	в грунте/1992	3,5
8.	АШВ-2х95-10 кВ	40	1	в грунте/1992	2
17.	АШВ-3х70-10 кВ	220	Неизвестно	в грунте/неизвестен	35-40
18.	ААБ-3х120-10 кВ	120	2	в грунте/1967	2-5
19.	ААБ-3х120-10 кВ	85	2	в грунте/1967	8-10
20.	ААБ-3х150-10 кВ	230	4	в грунте/1970	3-5
22.	ААБ-3х120-6 кВ (605м), СБ-3х50-8 кВ (510м), ААШВ-3х120-6 кВ (100м)	1215	Неизвестно	в грунте/1924	80
23.	ААБ-3х50-6 кВ	450	Неизвестно	в грунте/1979	50
26.	ААБ-3х70-10 кВ	230	2	в грунте, после ремонта/1976	7

Для каждой из КЛ емкость и тангенс угла диэлектрических потерь измерялись при испытательных напряжениях промышленной частоты 2, 5 и 8 кВ по 7-ми схемам обследования:

- "Жила – против всех остальных и оболочки": А – О; В – О; С – О (3 измерения для каждой из жил);
- "Три жилы вместе – против оболочки": А, В, С – О (1 измерение);
- "Измерение изоляционного промежутка между двумя wybranными жилами; токи третьей жилы и

оболочки отводятся на экран": А – В, А – С, В – С (3 измерения).

Первая и вторая схемы приводят к совокупным, третья – к прямым измерениям параметров изоляционных промежутков. По первой схеме диагностируется, в основном, состояние фазной изоляции, по второй – поясной, по третьей – межфазного пространства. По результатам совокупных измерений емкости и $\text{tg}\delta$ определялись индивидуальные характеристики фазной и поясной изоляции на основе решения систем линейных алгебраических уравнений [6].

На постоянном напряжении величиной от 2,5 кВ до 40 кВ измерялись сопротивление изоляции при напряжении 2,5 кВ и ток утечки. Испытательное напряжение к кабелю подводилось через высоковольтный измеритель тока, установленный на высоковольтном фильтрующем конденсаторе.

Измерения при постоянном напряжении 2,5 кВ выполнялись по двум схемам "фаза – все остальные" (три измерения) и "фаза – фаза" (три измерения) (условно обозначенных как А-С и А-В – соответственно). Измерения при более высоких напряжениях выполнялись по схеме А-С.

Сопротивление изоляции при испытательном напряжении более 2,5 кВ определялось по результатам измерений напряжения и тока утечки. Затем определялась постоянная времени саморазряда $\theta = R \cdot C$.

Ниже представлены результаты анализа технического состояния выборочных кабельных линий по признакам, приведенным в табл. 2. На рис. 2, 4, 5 – статистически обработанные результаты обследования по емкости и тангенсу угла диэлектрических потерь, на рис. 3, 6, 7 – постоянные времени саморазряда от приложенного постоянного напряжения для трех кабельных групп соответственно.

1. Группа кабелей № 1-4

Для кабеля №4 наблюдается рост $\text{tg}\delta$ с ростом напряжения (рис. 2), что связано с активизацией воздушных включений, которые есть в муфтах или самом кабеле. В данном случае при напряжении 8 кВ уровень $\text{tg}\delta$ для поясной изоляции составляет 1,5 %, а для межфазной – 2 %. Воздушных включений в межфазной изоляции, вероятно, больше, чем в поясной.

После ремонта (обозначен как 4v) уровень $\text{tg}\delta$ понизился, но остался в области (от 0,6 до 0,8 %), которая рассматривается как область умеренно состаренной изоляции. Относительно высокий уровень $\text{tg}\delta$ данного кабеля может быть результатом теплового старения изоляции фаз в течение почти 60-летней эксплуатации.

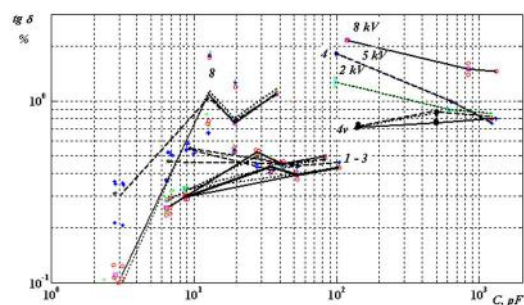


Рис. 2

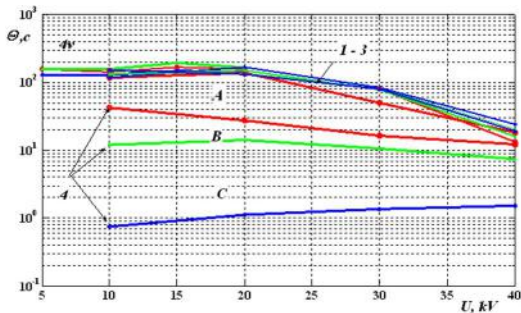


Рис. 3

Как видно из рис. 3, постоянные времени саморазряда изоляции здоровых фаз образца кабеля № 4 находятся на уровне $\theta = R \cdot C = (U/I_y) \cdot C \approx 100$ с, что сопоставимо с кабелями №№1-3 и вполне удовлетворительно для длинного кабеля, содержащего множество муфт. Для нового кабеля параметр $\theta = R \cdot C$ обычно составляет несколько тысяч. Характеристики остальных кабелей этой группы №№ 1-3 вполне удовлетворительные как на постоянном, так и на переменном напряжении.

2. Группа кабелей № 5-9

Старение изоляции кабелей отражается на увеличении уровней $\text{tg} \delta$ поясной изоляции по сравнению с межфазной (рис. 4). Однако максимальные значения $\text{tg} \delta$ находятся на уровне 1 %, что можно считать вполне удовлетворительным результатом.

На зависимостях от напряжения постоянных времени саморазряда выделяется группа из 4-5 результатов, для которой параметр $\theta = R \cdot C$ снижается до 12 с при напряжении 40 кВ (рис. 5). Эта группа определяет более состаренные кабели по сравнению с остальными.

Из рис. 5 видны также пониженные значения параметра $\theta = R \cdot C$ для короткого кабеля № 8 (нижнее семейство кривых) (длиной всего 40 м). Учитывая, что для этого кабеля средняя токовая нагрузка была всего 2 А (средняя плотность тока $j = I/S = 2 \text{ А} / 95 \text{ мм}^2 \approx 0,02 \text{ А/мм}^2$), маловероятным представляется тепловое старение его изоляции, если в процессе эксплуатации не было длительных перегрузок. Величина $\text{tg} \delta$ находится на уровне 1-1,5 %, но вполне допустимо для кабелей, длительно находящихся в эксплуатации. Таким образом, в кабеле № 8 можем предположить наличие локального дефекта – муфты с пониженным сопротивлением изоляции.

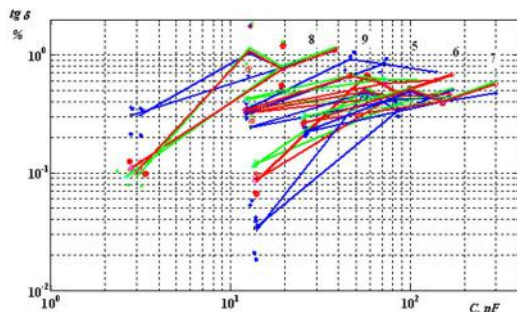


Рис. 4

3. Третья группа кабелей № 16-20

Наименьшие постоянные времени саморазряда – у кабелей № 16 и № 17. Учитывая, что для них характерен низкий уровень $\text{tg} \delta$ (см. рис. 6), можем заклю-

чить, что причиной пониженного значения постоянных времени кабелей № 16 и № 17 (рис. 7) есть дефекты муфт (увлажнения).

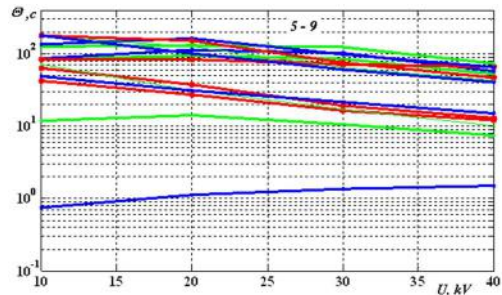


Рис. 5

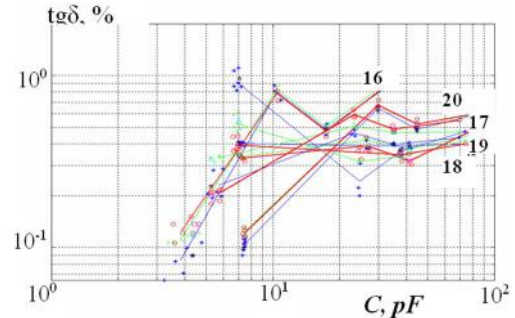


Рис. 6

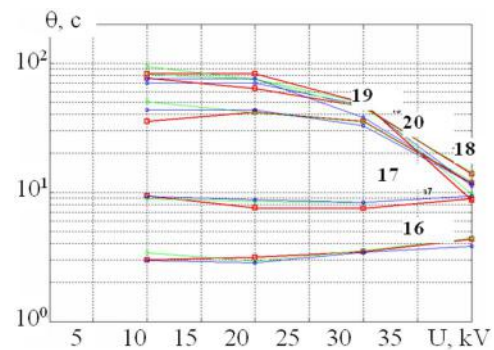


Рис. 7

На рис. 8 приведена зависимость тока утечки от приложенного постоянного напряжения для всех обследованных кабельных линий. Видно, что сама по себе величина тока утечки – плохой показатель качества изоляции. Разброс этого параметра составляет свыше одного порядка. Сказывается зависимость тока утечки от длины кабельной трассы. Поэтому более объективные данные для сравнения кабелей можно получить из зависимостей постоянных времени от напряжения – рис. 3, 5, 7.

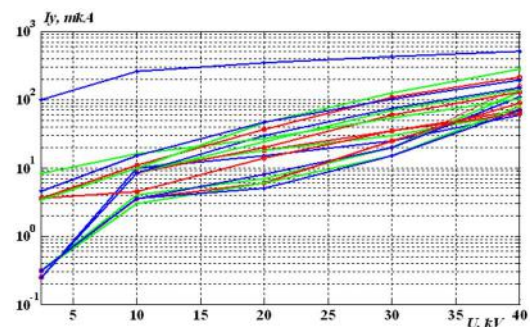


Рис. 8

ВЫВОДЫ

1. Теоретические и экспериментальные наработки, накопленные при диагностике силовых кабелей АЭС, могут применяться для контроля и оценки технического состояния силовых кабельных линий энергосистем.

2. Измерения на постоянном и на переменном напряжении позволяют выделить 4 ситуации (см. табл. 2), т.е. распознать вид дефекта КЛ.

3. Техническое состояние обследованных силовых кабелей вполне удовлетворительное.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Привалов И.Н. Неразрушающая диагностика силовых кабельных линий номинальным напряжением 6-35 кВ / И.Н. Привалов // Электротехнический рынок. – 2008. – № 2.
2. Кадомская К.П. Метод импульсной диагностики соединительных муфт и оболочек силовых кабелей / К.П. Кадомская, В.В. Сахно // Электричество. – 2000. – № 12. – С. 12-17.
3. Норми випробувань силових кабельних ліній напругою до 500 кВ – К.: КВЦ, 2009. – 50 с.
4. Мониторинг технического состояния и оценка остаточного срока службы силовых кабелей среднего и низкого напряжения с полиэтиленовой изоляцией. – М.: Росэнергоатом, 2000. – 24 с.
5. Беспрозванных А.В. Диэлектрическое сканирование поперечной структуры многожильных кабелей методом совокупных измерений / А.В. Беспрозванных // Технічна електродинаміка. – 2008. – № 3. – С. 30-37.
6. Беспрозванных А.В./ Обследование изоляции трехфазных кабелей в металлической оболочке / А.В. Беспрозванных, Б.Г. Набока, Е.С. Москвитин // Электричество. – 2010. – № 1. – С. 48-54.
7. Москвитин Е.С. Оценка технического состояния высоковольтных кабелей с бумажно-масляной изоляцией по числу двойных перегибов / Е.С. Москвитин // Вестник НТУ "ХПИ". – 2006. – № 34. – С. 34-40.

Bibliography (transliterated): 1. Privalov I.N. Nerazrushajuschaja diagnostika cilov'ih kabeln'ih lini' nominal'n'im naprjajenim 6-35 kV / I.N. Privalov // Elektrotehnichecki' r'ynok. - 2008. - № 2. 2. Kadomckaja K.P. Metod impulcno' diagnostiki coeditel'n'ih muft i obolochek cilov'ih kabele' / K.P. Kadomckaja, V.V. Sahno // Elektrichestvo. - 2000. - № 12. - С. 12-17. 3. Normi viprobuvan cilovih kabelnih lini' naprugoju do 500 kV - К.: KVITS, 2009. - 50 с. 4. Monitoring tehnicheckogo sostojanija i otsenka octatochnogo croka clujb'i cilov'ih

kabele' srednego i nizkogo naprjajenija s polietilenovo' izoljatsie'. - М.: Rosenergoatom, 2000. - 24 с. 5. Беспрозванных А.В. Dielektricheskoe skanirovanie poperechno' cstruktur'i mnogojiln'ih kabele' metodom covokupn'ih izmereni' / А.В. Беспрозванных // Tehnichna elektrodinamika. - 2008. - № 3. - С. 30-37. 6. Беспрозванных А.В./ Obledovanie izoljatsii trehfazn'ih kabele' v metallichecko' obolochke / А.В. Беспрозванных, B.G. Naboka, E.C. Moskvitin // Elektrichestvo. - 2010. - № 1. - С. 48-54. 7. Москвитин Е.С. Otsenka tehnicheckogo sostojanija v'icokovoltn'ih kabele' s bumajno-macljano' izoljatsie' po chislu dvo'n'ih peregibov / Е.С. Москвитин // Vestnik NTU "HPI". - 2006. - №34. - С. 34-40.

Поступила 16.11.2010

Набока Борис Григорьевич, д.т.н., проф.,
Беспрозванных Анна Викторовна, д.т.н., проф.,
Москвитин Евгений Сергеевич
Национальный технический университет
"Харьковский политехнический институт"
кафедра "Электроизоляционная и кабельная техника"
61002, Харьков, ул.Фрунзе, 21
тел. (057) 701060, e-mail: bezprozvannych@kpi.kharkov.ua

Бутко М.В.,
Бутко С.М.
фирма "STEKS"

Головань А.А.
"Полтавоблэнерго"

B.G. Naboka, A.V. Bezprozvannych, E.S. Moskvitin, M.V. Bytko, S.M. Bytko, A.A. Golovan

Diagnostics of power system cable lines on dielectric dissipation factor and impregnated-paper insulation self-discharge time constant.

The paper suggests extending the experience of impregnated-paper-insulated power cables technical condition maintenance to power supply system cables. Classification of cable line defects according to dielectric dissipation factor and impregnated-paper insulation self-discharge time constant is introduced. Results of technical diagnostics of power cable lines in operation are given.

Key words – cable lines, technical condition maintenance, cable line defects, impregnated-paper insulation, dielectric dissipation factor, self-discharge time constant.