

Г.В. Безпрозваних, Є.С. Москвітін, І.О. Костюков, О.М. Гречко

Діелектричні параметри фазної та поясної паперової просоченої ізоляції силових кабелів

Вступ. Силові кабелі середньої напруги з паперовою просоченою ізоляцією залишаються важливою складовою електроенергетичних мереж. Надійність та ефективність таких кабелів підтверджено тривалим терміном експлуатації також на АЕС. **Проблема.** Безпосередньо визначити діелектричні параметри фазної та поясної паперової ізоляції силових кабелів не виявляється можливим. Для оцінки технічного стану таких видів ізоляції силових кабелів необхідні ефективні електричні системи діагностики. **Метою** роботи є обґрунтування методології визначення діелектричних властивостей фазної та поясної паперової просоченої ізоляції на підставі сукупних вимірювань електричної ємності та тангенсу кута діелектричних втрат силових кабелів АЕС та електричних мереж. **Методика.** Розроблена методика ґрунтується на розв'язанні системи лінійних алгебраїчних рівнянь шостого порядку для визначення діелектричних властивостей видів паперової просоченої ізоляції силових трижильних кабелів у металевій оболонці. **Наукова новизна.** Встановлено відмінності структури зондувального електричного поля у фазній та пояській паперовій ізоляції в залежності від схеми обстеження трижильних силових кабелів із секторними жилами у металевій оболонці. Визначено частки електричної енергії у видах ізоляції за різних схем зондувального електричного поля, що дозволяє визначити тангенс кута діелектричних втрат фазної та поясної паперової ізоляції. **Практична значимість.** Представлено результати практичної реалізації розробленої методики для оцінки відмінностей властивостей фазної та поясної ізоляції силових кабелів АЕС та кабелів енергомереж при просторовому скануванні електричної ізоляції за частотою та напругою відповідно. Бібл. 41, рис. 4, табл. 6.

Ключові слова: силові кабелі, старіння паперової просоченої ізоляції, фазна та поясна ізоляція, структура електричного поля, сукупні вимірювання, матриця комутації, тангенс кута діелектричних втрат, система лінійних алгебраїчних рівнянь, стала часу саморозряду.

Вступ. Електроенергетичні системи включають значну кількість важливих силових кабельних систем. Кабелі з паперової просоченою ізоляцією (PILC – Paper Insulated Lead Covered Cables) використовуються більше 100 років у системах середньої напруги від 6,6 до 36 кВ, і навіть у системах високої напруги. Такі кабельні системи порівняно з кабелями зі шзитим поліетиленом мають переваги, перш за все, в електричних характеристиках: висока електрична міцність, низька чутливість до випробувань постійним струмом і доведена експлуатаційна надійність [1–10].

У сучасних мережах середньої напруги все в більшій мірі застосовуються кабелі із шзитим поліетиленовою ізоляцією. Заміна кабелів з паперовою просоченою ізоляцією є довгостроковою стратегією. Кабелі з паперовою просоченою ізоляцією залишаються життєво важливими компонентами розподільчих електричних мереж і систем живлення циркуляційних насосів систем охолодження реакторів АЕС [4–7]. Слід зазначити, що кабелі мають встановлений термін служби 25 років [7–13]. Фактичний термін визначається технічним станом ізоляції кабелю. Фізичний знос кабелів середньої напруги з паперовою просоченою ізоляцією енергосистем України становить 80 % [7], в країнах Європи – на рівні 50 %. В експлуатації також є кабелі, термін служби яких коливається від 25 до 60 років. Подовження терміну експлуатації АЕС до 60, і навіть до 80, років визначає актуальність проблеми оцінки технічного стану кабелів для забезпечення надійної та безпечної роботи енергоблоків станцій [7–9].

Постановка проблеми. У процесі експлуатації силові кабелі зазнають комплексного впливу різних факторів:

- електричного поля, що викликає електричне старіння ізоляції;
- теплового поля, що викликає теплове старіння та окислення ізоляції;
- зволоження ізоляції призводить до погіршення електрофізичних характеристик ізоляції;

- механічне старіння та пошкодження під впливом вібрації, електродинамічних зусиль та механічних навантажень;
- хімічне старіння під впливом агресивних речовин [4–13].

Старіння ізоляції силових кабелів внаслідок тривалої дії експлуатаційних факторів може призвести до пробою кабелів при досягненні граничних значень механічних, електричних характеристик ізоляції.

Мережеві компанії намагаються зменшити частоту збоїв і супутні витрати завдяки моніторингу стану ізоляції та технічним обслуговуванням кабельних систем з паперовою просоченою ізоляцією. Для підвищення надійності силових кабелів і кабельних ліній в умовах експлуатації застосовуються різні електричні методи випробувань та діагностики для оцінки стану електричної ізоляції силових кабелів, у тому числі традиційно використовувани та нові сучасні методи [14–26].

Технічний стан ізоляції кабелів визначають задачею постійної випробувальної напруги, що перевищує номінальну в 6 разів. Випробування кабелів підвищеною випробувальною напругою не дозволяє отримати достовірну інформацію про реальний технічний стан силових кабелів з паперовою просоченою ізоляцією. Такі випробування силових кабелів, які експлуатуються протягом тривалого часу, у багатьох випадках призводять до зниження ресурсу, несвоєчасного та непередбачуваного пробою ізоляції.

Серед сучасних методів можна виділити такі неруйнівні електричні методи діагностики силових кабелів напруги до 35 кВ включно:

- метод вимірювання характеристик часткових розрядів [7, 21];
- вимірювання та аналізу відновлюваної напруги [7, 22–24];
- метод вимірювання струму релаксації (в більшій мірі у кабелях з ізоляцією зі шзитого поліетилену);
- метод вимірювання діелектричних характеристик ізоляції на змінній напрузі [23–33].

Вимірювання на постійній напрузі дозволяють виявити локальні дефекти кабельної лінії, на змінній – виявити загальні погіршення якості ізоляції, зумовлені її старінням.

На відміну від коротких зразків кабелів АЕС – довжиною близько до 10 м, обстеження яких за електричними характеристиками в лабораторних умовах можна виконувати в діапазоні частоти до 10 кГц [7, 25–27, 34], для довгих кабелів енергетичних систем довжиною до 5 км доводиться проводити обстеження на промисловій частоті 50 (60) Гц для уникнення резонансних явищ при обстеженні та зменшення похибок в оцінці результатів діагностики.

Силові кабелі з паперовою просоченою ізоляцією мають два види ізоляції – фазну кожної жили і поясну трьох жил разом. Ізоляція здійснюється шляхом обмотки жил стрічками кабельного паперу. У вихідному стані властивості фазної та поясної ізоляції повинні бути ідентичними. У процесі старіння кабелів проявляється синергетичний ефект впливу елементів кабелю та зовнішніх чинників на старіння паперової просоченої ізоляції [27, 29, 30, 32].

Це обумовлює відмінності у механічних властивостях фазної і поясної ізоляції, що викликані деструкцією целюлози та міграцією низькомолекулярних полярних продуктів її розкладу (води, фуранів) у більш холодну частину кабелю – до оболонки, у поясну ізоляцію [23]. В результаті властивості поясної ізоляції з часом погіршуються в більшій мірі порівняно з фазною. Зменшується механічна міцність кабельних паперів, зростає тангенс кута діелектричних втрат [7, 15, 27, 30].

Важливо виявити ознаки старіння кожного із видів окремо: фазної та поясної паперової електричної ізоляції, яка визначає працездатність силових кабелів в експлуатації як важливого елемента мережі. Фазна і поясна ізоляція кабелів недоступні для безпосередніх вимірювань. Це обумовлює усереднення параметрів ізоляції, завдяки чому відмінності в їх складових стають менш помітними [25, 27]. Як ознаку закінчення періоду нормальної роботи кабелю слід розглядати відмінності у діелектричних властивостях фазної та поясної ізоляції, які виникають при тривалій експлуатації. Зміна властивостей може бути викликана нерівномірним старінням зазначених видів ізоляції або зволоженням через втрату герметичності з'єднувальних і кінцевих муфт, захисної оболонки тощо.

Метою роботи є обґрунтування методології визначення діелектричних властивостей фазної та поясної паперової просоченої ізоляції на підставі сукупних вимірювань електричної ємності та тангенсу кута діелектричних втрат силових кабелів АЕС та електричних мереж.

Структура зондувального електричного поля у видах паперової просоченої ізоляції силових кабелів. Метод визначення діелектричних властивостей фазної та поясної паперової просоченої ізоляції базується на встановленні відмінностей структури зондувального електричного поля у тому виді ізоляції, властивості якого безпосередньо цікавлять.

Густина σ поверхневих електричних зарядів на межі поділу середовищ знаходиться в результаті розв'язання системи лінійних алгебраїчних рівнянь

(СЛАР) у матричній формі методом вторинних джерел [25]: інтегральних рівнянь Фредгольма першого роду для потенціалів на поверхнях жил, металеві оболонки та другого роду для стрибків нормальної складової напруженості поля на межі поділу фазної та поясної електричної ізоляції відповідно

$$\bar{A} \cdot \bar{\sigma} = \bar{U}, \quad (1)$$

де $\bar{\sigma}$ – матриця-стовпчик невідомих значень густини вторинних зарядів, Кл/м²; у вузлах загальної кількості N (порядок СЛАР), \bar{U} – матриця-стовпчик, перші N_e членів якої відбивають задані потенціали вузлів, що лежать на електродах, інші $(N - N_e)$ – на межі поділу діелектричних середовищ та дорівнюють нулю; \bar{A} – квадратна матриця коефіцієнтів, елементи якої a_{ij} дорівнюють [25]

$$a_{ij} = \left\{ \begin{array}{l} \left(\begin{array}{l} \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{r_{0j}}{r_{ij}} \cdot \Delta l_j; \quad \forall i \neq j \\ \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{r_{0j}}{\Delta l_j / (2e)} \cdot \Delta l_j; \quad \forall i = j \end{array} \right) \quad i = 1 \div N_e \\ \left(\begin{array}{l} \frac{1}{2\epsilon_0}; \quad \forall i = j \\ -\alpha \cdot \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{\cos(\vec{r}_{ij}, \vec{n}_j)}{r_{ij}} \cdot \Delta l_j; \quad \forall i \neq j \end{array} \right) \quad i = N_e + 1 \div N \end{array} \right\}, \quad (2)$$

де i – номер вузла, у якому шукаються характеристики поля; j – номер вузла, у якому розташований заряд; r_{ij} – відстань між ділянками i і j ; r_{0j} – відстань від ділянки j до точки O , потенціал якої можна прийняти рівним нулю; $\epsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м – електрична стала; Δl_j – довжина відрізка твірної циліндра з центром у точці j ; e – основа натурального логарифму; α – параметр, пов'язаний з діелектричними проникностями діелектричних середовищ: при орієнтації вектора нормалі \vec{n}_j з середовища з діелектричною проникністю

ϵ_2 в середовище з ϵ_1 параметр α дорівнює:

$$\alpha = \frac{\epsilon_2 - \epsilon_1}{\epsilon_2 + \epsilon_1}.$$

При чисельному моделюванні аналітично визначено координати, площі ділянок, центрами яких є вузли, розташовані по товщі ізоляції, та аналітично задаються границі жил, фазної та поясної ізоляції, металеві оболонки [25]. Моделювання виконано у відкритих для доступу програмних середовищах Lazarus та Octave.

На рис. 1 представлено структуру електростатичного поля (рис. 1, *a, c, e*) та розгортки напруженості електричного поля (рис. 1, *b, d, f*) за різних схем обстеження силового кабелю у металевій оболонці на лінійну напругу 10 кВ з паперовою просоченою ізоляцією з жилами секторної форми перерізом 185 мм². Товщина фазної ізоляції – 2,75 мм; поясної – 2 мм. Діелектрична проникність фазної ізоляції $\epsilon_1=4,5$; поясної $\epsilon_2=4$; у діелектричних клинах (в центрі та на периферії), заповнених ридиною, що просочує, – $\epsilon_3=3$. Прикладена фазна напруга дорівнює 5774 В.

На рис. 1, *a, c, e* представлено картини векторів напруженості електричного поля при розташуванні вузлів на поверхні електродів (жил, металеві оболонки), в товщі фазної і поясної ізоляції, діелектричних

клинах для різних схем обстеження силового кабелю. Рис. 1,*a* відповідає обстеженню кабелю за умови прикладеної електричної напруги до однієї із жил (*A*) і заземлених двох інших (*B*, *C*) та металевій оболонки (*S*) – схема обстеження *I*. Рис. 1,*e* – схема обстеження *II*: прикладена електрична напруга до трьох жил (*A*, *B*, *C*) та заземленої металевій оболонки (*S*).

Відповідно до зазначених схем обстежень на рис. 1,*b,d,f* наведено розгортки напруженості електростатичного поля по вузлам, розташованим в товщі фазної (*A*, *B*, *C*) та поясної (*SA*, *SB*, *SC*) ізоляції. При схемі обстеження *I* електричне поле присутнє у фазній і пояській ізоляції (рис. 1,*a,b*). При такій схемі у більшій мірі проявляються електричні властивості саме фазної ізоляції. Електричний заряд потенціальної жили становить 2,9 мкКл/м, нульових жил $-0,62$ мкКл/м та оболонки $-1,63$ мкКл/м.

При схемі обстеження *III* за умови прикладеної електричної напруги до двох жил і заземлених третьої жили та металевій оболонки електричне поле присутнє у міжфазній ізоляції саме двох жил, діелектричних клинах та пояській ізоляції (рис. 1,*c,d*). Електричний заряд потенціальних жил становить 2,29 мкКл/м та 2,29 мкКл/м, нульової жили $-1,23$ мкКл/м та оболонки $-3,24$ мкКл/м. Однаковість визначених значень електричних зарядів двох жил доводить високу точність чисельних розрахунків.

При схемі обстеження за схемою *II* електричне поле у більшій мірі присутнє у пояській ізоляції (рис. 1,*e,f*). У міжфазному просторі електричне поле відсутнє (рис. 1,*e*). Електричний заряд кожної із жил становить 1,67 мкКл/м, металевій оболонки $-4,98$ мкКл/м.

Результати чисельного моделювання доводять, що за будь-якої схеми обстеження електричне поле потрапляє як у фазну, так і у поясну ізоляцію (порівняйте рис. 1,*a*, рис. 1,*c* та рис. 1,*e*). В той же час, розташовані поруч заземлені жили та металева оболонка суттєво впливають на значення електричного заряду, тобто електричну ємність та втрати електричної енергії в паперовій просоченій ізоляції жили, до якої прикладена електрична напруга.

У табл. 1 наведено визначені за результатами чисельного розрахунку розподіл енергії електричного поля (мкВт) у фазній та пояській ізоляції кабелю за різних схем обстеження: схемою *I* – «жила – проти двох інших та металевій оболонки», схемою *II* – «три жили разом – проти металевій оболонки».

За кожної із вибраної схеми обстежень здійснюється сканування структури ізоляції кабелів змінним електричним полем. Електричне поле фокусується у різних видах ізоляції кабелю: у фазній (схема *A-B,C,S* – рис. 1,*a*), пояській (схема *A,B,C-S* – рис. 1,*e*) ізоляції, у міжфазному просторі (схема *A,B-C,S* – рис. 1,*c*).

В залежності від схеми обстеження енергія електростатичного поля, яка накопичується у видах електричної ізоляції, відрізняється. Так, за схемою «кожна жила проти двох інших та оболонки» частка енергії, що накопичується у фазній ізоляції, становить 76,4 %, у пояській ізоляції при цьому накопичується лише 21,8 % частини всієї енергії електричного поля в ізоляції кабелю.

При схемі обстеження *III* «дві жили разом – проти третьої та металевій оболонки» частка енергії у фазній ізоляції становить 69,4 %, у пояській ізоляції – 27,4 %. За

схемою *II* частка енергії, що накопичується у фазній ізоляції, становить 59,4 %, у пояській ізоляції – 43,07 %.

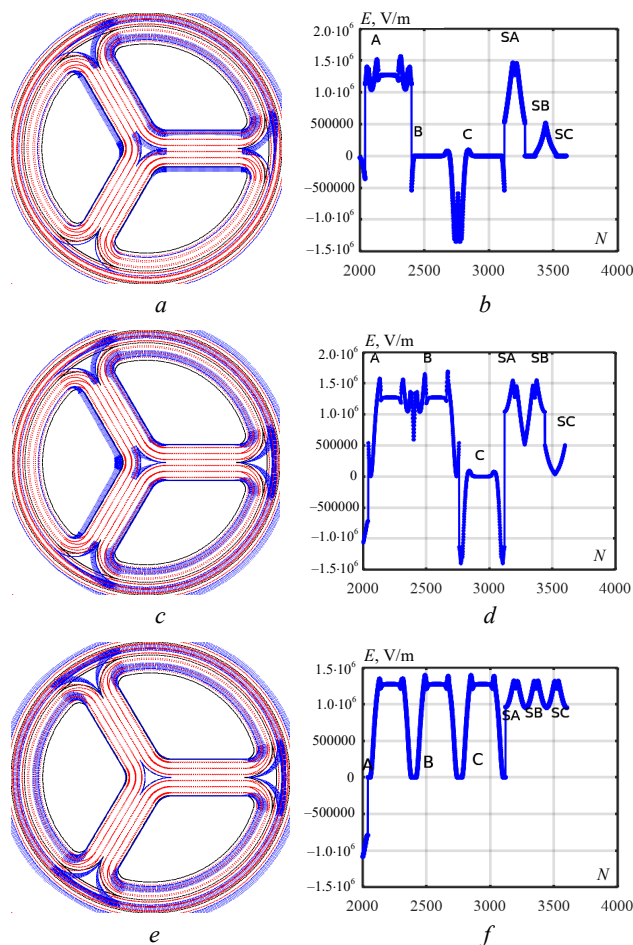


Рис. 1. Структура зондувального електростатичного поля у видах паперової просоченої електричної ізоляції за різних схем обстеження трижильного з металевією оболонкою силового кабелю

Відмінність енергії, що накопичується у різних частинах кабелю за різних схем зондувального електричного поля, дозволяє визначити втрати електричної енергії, тобто тангенс кута діелектричних втрат безпосередньо фазної та поясної ізоляції. Питання полягає, у якій саме спосіб це можливо здійснити.

Схема заміщення силового кабелю та методологія сукупних вимірювань ємності та тангенсу кута діелектричних втрат. На рис. 2 представлено схему заміщення трижильного силового кабелю у металевій оболонці.

Схема містить 6 ланок, що відображають діелектричні властивості ізоляції трьох жил *A*, *B*, *C* на оболонку *S* та між собою C_{A-S} , C_{B-S} , C_{C-S} , C_{A-B} , C_{B-C} , C_{C-A} відповідно. Паралельно до кожної з часткових ємностей включені резистори, що відображають діелектричні втрати в ізоляції: $\text{tg}\delta_{A-S}$, $\text{tg}\delta_{B-S}$, $\text{tg}\delta_{C-S}$, $\text{tg}\delta_{A-B}$, $\text{tg}\delta_{B-C}$, $\text{tg}\delta_{C-A}$.

Для визначення безпосередньо часткових ємностей з відповідними втратами електричної енергії в ізоляції (рис. 2) застосовується метод сукупних вимірювань діелектричних параметрів на змінній напрузі силових кабелів із застосуванням приладів з двома клемми.

Частки енергії електростатичного поля у компонентах електричної ізоляції в залежності від схеми обстеження силового кабелю на напругу 10 кВ

Вид ізоляції	Схема обстеження					
	Схема I: «жила A – проти заземлених жил B, C та металевої оболонки S» прикладена напруга $U=5774$ В		Схема III: «жили A, B – проти заземлених жили C та металевої оболонки S» прикладена напруга $U=5774$ В		Схема II: «жили A, B, C – проти заземленої металевої оболонки S» прикладена напруга $U=5774$ В	
	W_A , мДж/м	Частка енергії, накопичена у виді ізоляції $\eta_A = W_A/W$	$W_{A,B}$, мДж/м	Частка енергії, накопичена у виді ізоляції $\eta_{A,B} = W_{A,B}/W$	$W_{A,B,C}$, мДж/м	Частка енергії, накопичена у виді ізоляції $\eta_{A,B,C} = W_{A,B,C}/W$
Фазна ізоляція жили A	4,73	0,5761	3,66	0,28	2,74	0,198
Фазна ізоляція жили B	0,81	0,099	3,70	0,28	2,76	0,198
Фазна ізоляція жили C	0,81	0,099	1,75	0,134	2,76	0,198
Поясна ізоляція між жилами оболонкою	1,79	0,218	3,58	0,274	5,62	0,4307
Поясна ізоляція між жилою C та оболонкою	0,0453	0,0052	0,045	0,0034	0	0
Міжфазна ізоляція між жилою C та A	0,1181	0,0144	0,0996	0,0077	0,0107	0,00082
Міжфазна ізоляція між жилою C та B	$3,074 \cdot 10^{-9}$	0	0,1125	0,0086	0,0109	0,00083
Міжфазна ізоляція між жилою A та B	0,1217	0,0148	0,1135	0,0087	0,0110	0,00084
Загальна енергія W , мДж/м	8,21	1	13,071	1	13,913	1

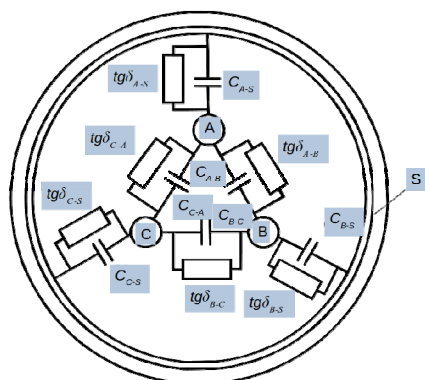


Рис. 2. Схема замінювання трижильного силового кабелю у металевій оболонці

Методика сукупних вимірювань більш універсальна, ніж метод вимірювання часткової ємності з трьома клемми. Струми проміжків, що відводяться на землю за допомогою третьої клемми повз вимірювальне коло, впливають на результати вимірювань обраного. Похибка результатів вимірювань з трьома клемми може бути значною, особливо в експлуатації [35].

Діелектричні параметри контрольованого кола знаходяться не безпосередньо в ході вимірювань, а в результаті розв'язання СЛАР. Методика може бути реалізована як за допомогою приладів з трьома клемми (у цьому випадку одна клемма не використовується), так і за допомогою приладів з двома клемми. Між об'єктом та вимірювачем міститься двопозиційний комутатор (C, рис. 3).

Кожна з клем трижильного (A, B, C) силового кабелю у металевій оболонці (S) підключається до одного (i) або іншого (j) входу приладу (I).

Схема обстеження трижильного з паперовою просоченою ізоляцією силового кабелю у металевій оболонці методом сукупних вимірювань представлена на рис. 3.

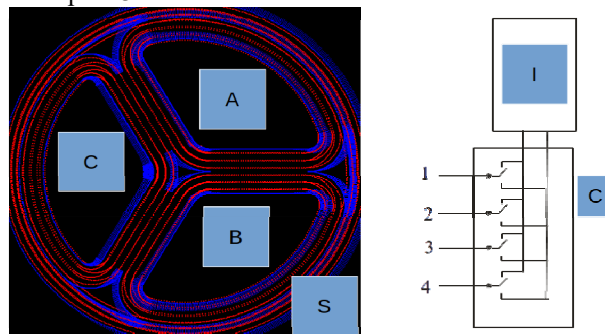


Рис. 3. Схема підключення трижильного силового кабелю до двопозиційного комутатора

У трижильному кабелі з металевою оболонкою можна виділити 7 повних схем обстеження методом сукупних вимірювань щодо контролю електричної ємності та тангенсу кута діелектричних втрат силового кабелю.

Чотири схеми відображають діелектричні властивості фазної та поясної ізоляції між жилами і металевою оболонкою для випадків: за схемою I «кожна з трьох жил – проти заземлених двох інших та металевої оболонки» (рис. 1,а) та за схемою II «всі три жили разом – проти заземленої металевої оболонки» (рис. 1,е). Реєструються відповідні загальні електричні ємності $C_{A-B,C,S}$, $C_{B-A,C,S}$, $C_{C-A,B,S}$, $C_{A,B,C,S}$ та загальні тангенси кута діелектричних втрат $tg\delta_{A-B,C,S}$, $tg\delta_{B-A,C,S}$, $tg\delta_{C-A,B,S}$, $tg\delta_{A,B,C,S}$.

Три схеми обстеження III відображають діелектричні властивості міжфазної ізоляції (рис. 1,с). У такому випадку прилад фіксує відповідні загальні електричні ємності та загальні тангенси кута діелектричних втрат: $C_{A,B-C,S}$, $C_{C,A-B,S}$, $C_{B,C-A,S}$, $\text{tg}\delta_{A,B-C,S}$, $\text{tg}\delta_{C,A-B,S}$, $\text{tg}\delta_{B,C-A,S}$.

Стан ключів комутатора визначається матрицею комутації AK , елементи якої дорівнюють «1» у разі підключення клемі об'єкта, наприклад, до лівої клемі приладу та «0» у протилежному випадку – до правої (рис. 3):

$$AK = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}. \quad (3)$$

Матриця містить 4 рядки (за кількістю клем об'єкта контролю) і $2^4=16$ стовпців (за кількістю всіх можливих варіантів стану ключів комутатора). Перший та останній стовпець відповідають виродженим випадкам: 0000 – всі полюси об'єкта приєднані до однієї клемі, та 1111 – до іншої клемі вимірювача. Ці досліді можуть використовуватися для оцінки паразитної ємності комутатора та з'єднувальних дротів. Інші досліді (їх всього $Ne=16-2=14$) діляться на дві групи. Перші 7 дослідів – основні (стовпці (2–8) в (3)), інші – інверсні (стовпці (9–15) – відповідають зміні полярності підключення до всіх полюсів).

Невідомі часткові ємності знаходяться за результатами сукупних вимірювань із СЛАР:

$$AC \times Cx = Ce, \quad (4)$$

де Ce – матриця-стовпець результатів сукупних вимірювань: $C_{A-B,C,S}$, $C_{B-A,C,S}$, $C_{C-A,B,S}$, $C_{A,B,C-S}$, $C_{A,B-C,S}$, $C_{C,A-B,S}$, $C_{B,C-A,S}$; Cx – матриця-стовпець невідомих часткових ємностей: C_{A-B} , C_{B-C} , C_{C-A} , C_{A-S} , C_{B-S} , C_{C-S} ; AC – матриця «участі» часткової ємності у загальній ємності для цього досліді.

Елемент a_{ij} матриці AC дорівнює 1, якщо різниця кодів полюсів i і j відмінна від нуля, і дорівнює 0 в іншому випадку.

У досліді 2 (другий стовпець у (3): перша клемка «1», решта – нульові) вимірюються ємності, включені паралельно: $C_{A-B} + C_{C-A} + C_{A-S}$. У досліді 3 (третій стовпець у (3): друга клемка «1», решта – нульові) вимірюються ємності, включені паралельно: $C_{A-B} + C_{B-C} + C_{B-S}$.

Часткові ємності, що приймають участь у загальній ємності для певного досліді, знаходяться шляхом перемноження рядка матриці AC на матрицю-стовпець Cx :

$$AC \times Cx = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} C_{A-B} \\ C_{B-C} \\ C_{C-A} \\ C_{A-S} \\ C_{B-S} \\ C_{C-S} \end{bmatrix}.$$

СЛАР, подібна до (4), записується і для знаходження $\text{tg}\delta$ часткових ємностей:

$$ATG \times TGx = TGe, \quad (5)$$

де TGe – матриця-стовпець вимірюваних загальних значень $\text{tg}\delta$ (результат загальної дії низки часткових ємностей із втратами, включеними паралельно); TGx – матриця-стовпець значень $\text{tg}\delta$ часткової ємності із втратами, що є метою розрахунку; ATG – матриця коефіцієнтів, подібна за структурою до матриці AC , але містить замість одиничних коефіцієнтів – дроби, в чисельнику яких часткові ємності C_{ij} , знайдені в результаті розв'язання (4), а в знаменнику – суми часткової ємності, що беруть участь у цьому досліді.

Коефіцієнти матриці ATG визначають частки реальних значень часткових ємностей (з втратами електричної енергії) у сумарних втратах для цього досліді.

При реалізації всіх 7 основних дослідів за (4), (5) СЛАР стає перевизначеною: число рівнянь більше від числа невідомих [25]. Знаходження розв'язку потребує застосування методу найменших квадратів:

$$Cx = (AC' \times AC)^{-1} \times AC' \times Ce, \quad (6)$$

де «'» означає транспонування; ступінь «-1» – знаходження зворотної матриці; знак « \times » – матричне множення.

Аналогічно знаходяться невідомі значення тангенсів кута діелектричних втрат часткових ємностей, що являє мету дослідження:

$$TGx = (ATG' \times ATG)^{-1} \times ATG' \times TGe. \quad (6)$$

Для знаходження діелектричних параметрів фазної та поясної ізоляції достатньо виконати 6 дослідів із зазначених 7 основних, наприклад, 2–7: $C_{A-B,C,S}$, $C_{B-A,C,S}$, $C_{C-A,B,S}$, $C_{A,B,C-S}$, $C_{A,B-C,S}$, $C_{C,A-B,S}$.

При реалізації 6 дослідів (стовпці (2–7) матриці комутації AK (3)) отримуємо СЛАР 6-го порядку з матрицею AC виду:

$$AC = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}.$$

Відповідна зворотна матриця AC^{-1} дорівнює:

$$AC^{-1} = 0,5 \times \begin{bmatrix} 1 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & -1 \\ 0 & -1 & 1 & -1 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}.$$

Шукані часткові ємності знаходяться шляхом перемноження рядків зворотної матриці на стовпець експериментальних даних.

Наприклад, перша невідома ємність C_{A-B} знайдеться шляхом перемноження першого рядка матриці AC^{-1} на стовпець результатів вимірювань (8). Це надає підстави визначити $\text{tg}\delta_{A-B}$ за (9), де $C_{A-B,C,S}$, $C_{B-A,C,S}$, $C_{C-A,B,S}$, $C_{A,B,C-S}$, $C_{A,B-C,S}$, $C_{C,A-B,S}$ – експериментальні результати сукупних вимірювань, послідовність яких задана стовпцями (2–7) матриці комутації (1), $C_{s1} = C_{A-B,C,S} + C_{B-A,C,S} + C_{C-A,B,S}$ – загальна електрична ємність досліді, що відповідає першому рядку матриці AC .

Зауважимо, що формулою (9) можна скористатися тільки після того, як будуть знайдені часткові ємності C_{A-B} , C_{B-C} , C_{C-A} .

$$C_{A-B} = 0,5(C_{A-B,C,S} + C_{B-A,C,S} - C_{C-A,B,S} + 0 \times C_{A,B,C-S} + 0 \times C_{A,B-C,S} + 0 \times C_{C-A,B,S}); \quad (8)$$

$$\operatorname{tg} \delta_{A-B} = 0,5 \times \left(\frac{C_{A-B}}{C_{s1}} \operatorname{tg} \delta_{A-B,C,S} + \frac{C_{B-C}}{C_{s1}} \operatorname{tg} \delta_{B-A,C,S} - \frac{C_{C-A}}{C_{s1}} \operatorname{tg} \delta_{C-A,B,S} + 0 \times \operatorname{tg} \delta_{A,B,C-S} + 0 \times \operatorname{tg} \delta_{A-B-C,S} + 0 \times \operatorname{tg} \delta_{C-A,B,S} \right). \quad (9)$$

Таким чином, розв'язання СЛАР (4) і (5) на практиці зводиться до формул, що є лінійними комбінаціями результатів вимірювань, взятих з певними ваговими коефіцієнтами. Розрахунок за ними не становить особливих складнощів.

Для визначення діелектричних параметрів фазної та поясної ізоляції на підставі методу сукупних вимірювань застосовується просторовий спосіб створення зондувального електричного поля в тому виді паперової просоченої ізоляції силових кабелів, властивості якого необхідно визначити. Для цього здійснюється комутація жил, металевої оболонки силового кабелю у спосіб, який шунтує електричне поле в тих ділянках конструкції, впливом яких необхідно знехтувати.

У разі реалізації зазначеного способу для коротких зразків силових кабелів АЕС можливо проведення обстеження на декількох значеннях частоти звукового діапазону (0,1 — 10) кГц низької напруги для визначення переважних чинників процесу старіння в часі фазної та поясної паперової просоченої ізоляції. Для протяжних кабелів, наприклад, міських електричних мереж, застосування частотного методу обмежено однією промисловою робочою частотою при декількох значеннях високої прикладеної напруги. Обстеження кабелів в експлуатації на декількох значеннях частоти обмежено резонансними явищами між власною індуктивністю та ємністю кабелю.

Приклади практичної реалізації методології визначення діелектричних властивостей фазної та поясної паперової просоченої ізоляції силових кабелів. На рис. 4 показано загальні та визначені на підставі запропонованої методики електричні характеристики видів електричної ізоляції у вигляді C - $\operatorname{tg} \delta$ діаграми для частоти 0,1; 1 та 10 кГц зразків силових кабелів АЕС на напругу 6 кВ з паперовою просоченою ізоляцією у лабораторних умовах. Позначення експериментальних даних відповідає частотам 0,1; 1 та 10 кГц: сукупним результатам вимірювання – червоному, зеленому та синьому кольорам; визначеним діелектричним параметрам фазної та поясної ізоляції – пурпуровому, бірюзовому та чорному кольорам відповідно.

Для зразка кабелю (рис. 4,а) спостерігаються більші значення $\operatorname{tg} \delta$ фазної та поясної ізоляції для частоти 0,1 кГц, що є свідченням зволоження паперової просоченої ізоляції в процесі тривалої експлуатації. В той же час поясна ізоляція в більшій мірі зістарена порівняно з фазною: значення $\operatorname{tg} \delta$ відрізняються більше, ніж у 1,33 рази для частоти 10 кГц.

Для зразка кабелю (рис. 4,б) спостерігаються менші значення діелектричних втрат фазної та поясної ізоляції для частоти 100 Гц. Це свідчення меншого вмісту вологи в ізоляції під дією підвищеної робочої температури кабелю в процесі експлуатації. В той же час для частоти 10 кГц поясна ізоляція також характеризується більшими, на 25 %, значеннями $\operatorname{tg} \delta$ порівняно з фазною.

Формули для параметрів інших часткових ємностей та тангенсів кута діелектричних втрат визначаються відповідно до (8) і (9):

У будь-якому разі зміна схеми обстеження призводить до значних варіацій $\operatorname{tg} \delta$, що є ознакою старіння паперової просоченої ізоляції кабелів (рис. 4).

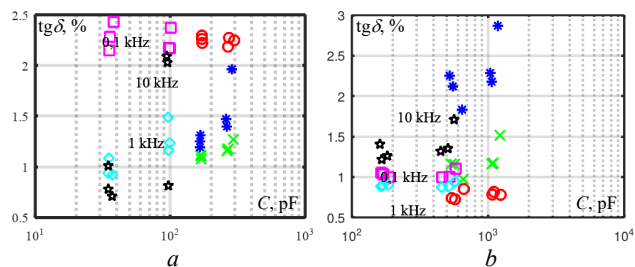


Рис. 4. Діелектричні параметри паперової просоченої електричної ізоляції зразків кабелів АЕС для різних значень частоти

В табл. 2 – 5 представлено визначені діелектричні параметри за результатами сукупних вимірювань кабелів безпосередньо в експлуатації силових кабельних ліній напруги 10 кВ.

Так, поясна ізоляція фаз A , B та C кабелів (табл. 2, 3) має, практично, однакові значення.

Це, по-перше, опосередковано свідчить про рівномірне струмове навантаження в процесі тривалої експлуатації. По-друге, значення $\operatorname{tg} \delta$ залишаються, практично, незмінними при зростанні прикладеної випробувальної напруги: відсутність повітряних порожнин. Втрати електричної енергії на іонізацію не спостерігаються (свідчення рівномірності заповнення просочувальним компаундом діелектричних клинів – рис. 1).

Таблиця 2

Діелектричні параметри фазної та поясної ізоляції кабелю ААШВ-3×120 на напругу 10 кВ, довжина 240 м

Схема обстеження	Прикладена напруга					
	2 кВ		5 кВ		8 кВ	
	C , нФ	$\operatorname{tg} \delta$, %	C , нФ	$\operatorname{tg} \delta$, %	C , нФ	$\operatorname{tg} \delta$, %
$A-S$	47,9738	0,3456	49,2300	0,3475	48,6638	0,3308
$B-S$	48,4738	0,3376	47,8800	0,3503	48,4937	0,3348
$C-S$	48,7237	0,3280	48,8800	0,3334	49,0638	0,3441
$A-B$	12,0725	0,1802	12,0400	0,1146	12,1625	0,1318
$B-C$	12,4225	0,2492	12,8800	0,1799	12,1925	0,1488
$C-A$	12,4825	0,2202	12,0400	0,1396	12,4125	0,1418

Таблиця 3

Діелектричні параметри фазної та поясної ізоляції кабелю ААШВ-3×70 на напругу 10 кВ, довжина 220 м

Схема обстеження	Прикладена напруга					
	2 кВ		5 кВ		8 кВ	
	C , нФ	$\operatorname{tg} \delta$, %	C , нФ	$\operatorname{tg} \delta$, %	C , нФ	$\operatorname{tg} \delta$, %
$A-S$	29,86	0,666	29,9266	0,7265	29,9913	0,7204
$B-S$	29,63	0,655	29,5876	0,6312	29,5913	0,6346
$C-S$	29,85	0,624	29,7946	0,6534	29,7912	0,6653
$A-B$	7,491	0,108	7,4657	0,1311	7,3975	0,1305
$B-C$	7,361	0,097	7,4578	0,1211	7,4975	0,1157
$C-A$	7,471	0,112	7,449	0,1261	7,476	0,126

Таблиця 4

Діелектричні параметри фазної та поясної ізоляції кабелю ААШВ-3×120 на напругу 10 кВ, довжина 2470 м
а) до ремонту – пошкоджена фаза С

Схема обстеження	Прикладена напруга					
	2 кВ		5 кВ		8 кВ	
	С, нФ	tgδ, %	С, нФ	tgδ, %	С, нФ	tgδ, %
A-S	636,3	1,00	616,5	0,891	840,1	1,39
B-S	639,9	0,99	618,4	0,896	839	1,61
C-S	пошкоджена фаза С					
A-B	99,48	1,842	119	2,151	97,69	1,203
B-C	97,5	1,346	99,3	1,802	119,3	2,158
C-A	пошкоджена фаза С					

б) після ремонту

Схема обстеження	Прикладена напруга					
	2 кВ		5 кВ		8 кВ	
	С, нФ	tgδ, %	С, нФ	tgδ, %	С, нФ	tgδ, %
A-S	500,756	0,7640	501,062	0,8341	504,2875	0,8624
B-S	498,256	0,7774	498,162	0,8511	502,1875	0,8570
C-S	497,756	0,7600	497,462	0,8582	501,5875	0,8830
A-B	139,937	0,7164	139,675	0,7202	138,5250	0,7212
B-C	141,637	0,7252	141,475	0,7202	140,1250	0,7442
C-A	141,637	0,7452	141,475	0,7242	140,3250	0,7242

Таблиця 5

Діелектричні параметри фазної та поясної ізоляції кабелю ААШВ-3×95 на напругу 10 кВ, довжина 40 м

Схема обстеження	Прикладена напруга					
	2 кВ		5 кВ		8 кВ	
	С, нФ	tgδ, %	С, нФ	tgδ, %	С, нФ	tgδ, %
A-S	12,6340	0,6654	12,7731	0,7312	12,4834	0,7503
B-S	12,5230	0,6673	12,3241	0,8482	12,7184	0,7772
C-S	12,9240	1,7844	13,1081	1,8594	12,8934	1,7415
A-B	3,1630	0,3537	3,1978	0,0778	3,1433	0,1053
B-C	3,2130	0,3446	3,3227	0,0938	3,1332	0,1233
C-A	3,1620	0,2077	2,8337	0,1030	3,3583	0,0982

Після ремонту пошкодженої фази С силового кабелю ААШВ-3×120 (табл. 4) встановлено рівномірність старіння поясної та фазової ізоляції всіх трьох фаз. Після ремонту рівень tgδ знизився, але залишився в області від 0,6 до 0,8 %, що відповідає помірно зістареній ізоляції [29].

Для кабелю ААШВ-3×95 (табл. 5) характерно нерівномірність струмового навантаження в експлуатації. Як наслідок, ізоляція фази С у 2,3 рази має більші значення tgδ: у значній мірі зістарена порівняно з іншими. Критичні значення tgδ для частоти 50 Гц відповідають критичному значенню механічної міцності за кількістю подвійних вигинів кабельних паперів та мають такі значення: для фазної ізоляції: (1,2673–1,3874) %; для поясної: (1,29–1,4886) % [36]. Додатковими обстеженнями на постійному струмі в експлуатації доведено дефектність кабельної муфти фази С.

Вимірювання на постійній напрузі дозволяють виявити локальні дефекти кабельної лінії – витікання просочувальної рідини, які найчастіше бувають у з'єднувальних та кінцевих муфтах [37–40].

Вимірювання струму витoku на постійному струмі при прикладенні напруги 40 кВ дозволило визначити опір ізоляції R_{is} фази С кабельної лінії з муфтою. Добуток опору ізоляції R_{is} на електричну ємність фази С (табл. 5, $C-S = 12,924$ нФ) визначає сталу часу саморозряду ізоляції $\theta = R_{is} \cdot C$ – об'єктивний показник якості, який не залежить від геометричних розмірів ізоляції.

Таким чином, ознаки дефектів елементів кабельних ліній із паперовою просоченою ізоляцією встановлено на співвідношенні значень tgδ видів ізоляції кабелю (результат вимірювань на змінному струмі) та сталої часу саморозряду (результат вимірювань на постійному струмі опору ізоляції та електричної ємності на змінному струмі) (табл. 6).

Таблиця 6

Класифікація дефектів кабельних ліній з паперовою просоченою ізоляцією [41]

Діапазон значень θ , с	tgδ < (0,5 – 1) %	tgδ > (1 – 2) %
$\theta < (1 – 10)$	Муфта	Муфта та кабель
$\theta > (10 – 100)$	Нормальний стан	Кабель

У розглянутому випадку стала часу саморозряду фази С становить $\theta = 1,52$ с; для фаз А і В: $\theta = 12,14$ с та 7,43 с відповідно.

Висновки.

1. Встановлені відмінності структури зондувально-го електричного поля в видах паперової просоченої електричної ізоляції дозволили визначити частку енергії, що накопичується у фазній, пояській ізоляції та міжфазному просторі, у кабелі в цілому.

2. Доведено, що за схемами обстеження «кожна з трьох жил – проти заземлених двох інших та металеві оболонки» та «три жили разом – проти заземленої оболонки», зондувальне електричне поле зосереджується переважно у фазній або у пояській ізоляції кабелю відповідно. Це надало підстави розробити методологію визначення діелектричних параметрів видів електричної ізоляції — фазної та поясної ізоляції силових кабелів.

3. Методика ґрунтується на розв'язанні системи лінійних алгебраїчних рівнянь 6-го порядку, що відображає результати шести сукупних вимірювань діелектричних параметрів силових трижильних кабелів у металевій оболонці.

4. Представлено результати практичної реалізації розробленої методики для оцінки відмінностей властивостей фазної та поясної ізоляції силових кабелів АЕС та кабелів енергомереж.

5. Аргументовано необхідність порівняння результатів діагностичних обстежень на постійному та змінному струмах для підвищення точності оцінки технічного стану силових кабелів з паперовою просоченою ізоляцією в експлуатації.

Конфлікт інтересів. Автори статті заявляють про відсутність конфлікту інтересів.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

- Zapf M., Blenk T., Müller A.-C., Pengg H., Mladenovic I., Weindl C. Lifetime Assessment of PILC Cables with Regard to Thermal Aging Based on a Medium Voltage Distribution Network Benchmark and Representative Load Scenarios in the Course of the Expansion of Distributed Energy Resources. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 2, art. no. 494. doi: <https://doi.org/10.3390/en14020494>.
- Assessing and Managing Cable Ageing in Nuclear Power Plants*. IAEA Nuclear Energy Series, No. NP-T-3.6. Vienna, IAEA, 2012. 96 p.
- Šimić Z., Peinador Veira M., Banov R. Correlation between events with different safety significance in nuclear power plants. *Nuclear Engineering and Technology*, 2022, vol. 54, no. 7, pp. 2510-2518. doi: <https://doi.org/10.1016/j.net.2022.01.034>.
- Hettal S., Suraci S.V., Roland S., Fabiani D., Colin X. Towards a Kinetic Modeling of the Changes in the Electrical Properties of Cable Insulation during Radio-Thermal Ageing in Nuclear Power Plants.

- Application to Silane-Crosslinked Polyethylene. *Polymers*, 2021, vol. 13, no. 24, art. no. 4427. doi: <https://doi.org/10.3390/polym13244427>.
5. *Ageing Management for Nuclear Power Plants: International Generic Ageing Lessons Learned (IGALL)*. IAEA Safety Reports Series, no. 82 (rev. 1). Vienna, IAEA, 2020. 120 p.
 6. *Equipment Qualification for Nuclear Installations*. IAEA Specific Safety Guides, no. SSG-69, Vienna, 2021. 53 p.
 7. Безпрозваних Г.В., Москвитін Є.С. Стратегія управління старінням кабелів атомних електричних станцій. *Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит*, 2022, № 11-12 (177-178), С. 21-33. doi: <https://doi.org/10.20998/2313-8890.2022.11.02>.
 8. Mazzanti G., Montanari G.C., Dissado L.A. Electrical aging and life models: the role of space charge. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2005, vol. 12, no. 5, pp. 876-890. doi: <https://doi.org/10.1109/TDEI.2005.1522183>.
 9. *Cable ageing in nuclear power plants report on the first and second terms (2012-2017) of the NEA cable ageing data and knowledge (CADAK) project*. Vienna, IAEA, 2018. 60 p.
 10. Shaalan E.M., Ward S.A., Youssef A. Analysis of a Practical Study for Under-Ground Cable Faults Causes. *2021 22nd International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, 2021, vol. 208-215. doi: <https://doi.org/10.1109/MEPCON50283.2021.9686288>.
 11. Klimenta J., Panic M., Stojanovic M., Klimenta D., Milovanovic M., Perovic B. Thermal aging management for electricity distribution networks: FEM-based qualification of underground power cables. *Thermal Science*, 2022, vol. 26, no. 4 Part B, pp. 3571-3586. doi: <https://doi.org/10.2298/TSCI220128050K>.
 12. Mustafa E., Afia R.S.A., Nouini O., Tamas Z.A. Implementation of Non-Destructive Electrical Condition Monitoring Techniques on Low-Voltage Nuclear Cables: I. Irradiation Aging of EPR/CSPE Cables. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 16, art. no. 5139. doi: <https://doi.org/10.3390/en14165139>.
 13. Kim J., Kim W., Park H.-S., Kang J.-W. Lifetime Assessment for Oil-Paper Insulation using Thermal and Electrical Multiple Degradation. *Journal of Electrical Engineering and Technology*, 2017, vol. 12, no. 2, pp. 840-845. doi: <https://doi.org/10.5370/JEET.2017.12.2.840>.
 14. Mladenovic I., Weindl C. Artificial aging and diagnostic measurements on medium-voltage, paper-insulated, lead-covered cables. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2012, vol. 28, no. 1, pp. 20-26. doi: <https://doi.org/10.1109/MEI.2012.6130528>.
 15. Carrascal I.A., Fernández-Diego C., Casado J.A., Diego S., Fernández I., Ortiz A. Quantification of Kraft paper ageing in mineral oil impregnated insulation systems through mechanical characterization. *Cellulose*, 2018, vol. 25, no. 6, pp. 3583-3594. doi: <https://doi.org/10.1007/s10570-018-1788-1>.
 16. Безпрозваних Г.В., Москвитін Є.С. Physical Processes of Aging and Assessment of the Technical Condition of Power Cables with Paper-Impregnated Insulation. *2023 IEEE 4th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, 2023, pp. 1-5. doi: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek61412.2023.10312975>.
 17. Basu D., Gholizad B., Ross R., Gargari S.M. Thermal Aging-Based Degradation Parameters Determination for Grid-Aged Oil Paper Insulation. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2023, vol. 30, no. 2, pp. 734-743. doi: <https://doi.org/10.1109/TDEI.2022.3217434>.
 18. Kiger C.J., Hashemian H.M., Sexton C.D., Toll T.A. Research gap in management of insulation aging of medium voltage cables in nuclear power plants. *Transactions of the American Nuclear Society*, 2018, vol. 118, no. 1, pp. 593-594.
 19. Kim J.-S., Lee D.-J. Evaluation of nuclear plant cable aging through condition monitoring. *Nuclear Engineering and Technology*. 2004, vol. 36, no. 5, pp. 474-475.
 20. Fabiani D., Suraci S.V., Bulzaga S. Aging Investigation of Low-Voltage Cable Insulation Used in Nuclear Power Plants. *2018 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*, 2018, pp. 516-519. doi: <https://doi.org/10.1109/EIC.2018.8481139>.
 21. Shafiq M., Kauhaniemi K., Robles G., Isa M., Kumpulainen L. Online condition monitoring of MV cable feeders using Rogowski coil sensors for PD measurements. *Electric Power Systems Research*, 2019, vol. 167, pp. 150-162. doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.10.038>.
 22. Безпрозваних Г.В., Костюков І.О., Москвитін Є.С. Розділення абсорбційних процесів в неоднорідній ізоляції за кривими віднов-
 - лювальної напруги силових високовольтних кабелів. *Технічна електродинаміка*, 2021, № 6, С. 13-19. doi: <https://doi.org/10.15407/techned2021.06.013>.
 23. Kyrylenko V.M., Kyrylenko K.V., Budko M.O., Denysiuk P.L. Reasoning of additional diagnostic parameters for electric insulation diagnostics by absorption methods. *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2021, no. 6, pp. 39-45. doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2021.6.06>.
 24. Беспрозванных А.В., Москвитин Е.С., Кессаев А.Г. Абсорбционные характеристики фазной и поясной бумажно-пропитанной изоляции силовых кабелей на постоянном напряжении. *Электротехника и электромеханика*, 2015, № 5, С. 63-68. doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2015.5.09>.
 25. Безпрозваних Г.В., Рудаков С.В., Москвитин Е.С. *Предупреждение аварийных ситуаций путем контроля состояния изоляции многожильных кабелей по параметрам частичных емкостей и тангенса угла диэлектрических потерь. Монография*. Харьков 2013. 165 с.
 26. Kostiukov I. Measurement of Dissipation Factor of Inner Layers of Insulation in Three-Core Belted Cables. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 2021, vol. 60, no. 1, pp. 23-30. doi: <https://doi.org/10.33042/2079-424X.2021.60.1.04>.
 27. Cherukupalli S., Buchholz V., Colwell M., Crine J.-P., Keefe R.J. Condition assessment of distribution PILC cables from electrical, chemical, and dielectric measurements. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2004, vol. 20, no. 4, pp. 6-12. doi: <https://doi.org/10.1109/MEI.2004.1318834>.
 28. Cichecki P., Gulski E., Smit J.J., van Nes P., Ejigu A.G., de Vries F. Dielectric losses diagnosis of serviced aged oil impregnated paper insulation of HV power cables. *2009 IEEE Electrical Insulation Conference*, 2009, pp. 216-219. doi: <https://doi.org/10.1109/EIC.2009.5166348>.
 29. Kim S.-J., Lee S., Choi W.-S., Lee B.-W. Experimental and Simulation Studies on Stable Polarity Reversal in Aged HVDC Mass-Impregnated Cables. *Energies*, 2024, vol. 17, no. 10, art. no. 2352. doi: <https://doi.org/10.3390/en17102352>.
 30. Florkowski M., Kuniewski M., Mikrut P. Effects of mechanical transversal bending of power cable on partial discharges and dielectric-loss evolution. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2024, pp. 1-1. doi: <https://doi.org/10.1109/TDEI.2024.3382642>.
 31. Rowland S., Wang M. Fault Development in Wet, Low Voltage, Oil-Impregnated Paper Insulated Cables. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2008, vol. 15, no. 2, pp. 484-491. doi: <https://doi.org/10.1109/TDEI.2008.4483468>.
 32. Hakonseth G., Ildstad E., Furuheim K.M. Local Electric Field in Mass-Impregnated HVDC Cables. *Proceedings of the Nordic Insulation Symposium*, 2017, no. 25. doi: <https://doi.org/10.5324/nordis.v0i25.2351>.
 33. Borghetto J., Pirovano G., Tomelli C., Contin A. Frequency Dielectric Spectroscopy and Dissipation Factor Measurements during Thermal Cycles on Different Types of MV Cable Joints. *2021 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*, 2021, pp. 441-446. doi: <https://doi.org/10.1109/EIC49891.2021.9611379>.
 34. Безпрозваних Г.В., Набока Б.Г., Москвитин Е.С. Обследование изоляции трехфазных кабелей в металлической оболочке. *Электричество*, 2010, № 1, С. 48-54.
 35. Беспрозванных А.В., Набока Б.Г. Влияние паразитных емкостей на результаты измерений параметров многожильных кабелей при оценке их технического состояния. *Электричество*, 2011, № 5, С. 27-36.
 36. Безпрозваних Г.В., Москвитин Е.С. Критерии оценки степени старения силовых кабелей с бумажной пропиткой. *Электротехника и электромеханика*, 2013, № 4, С. 32-36.
 37. Su J., Wei L., Zhang P., Li Y., Liu Y. Multi-type defect detection and location based on non-destructive impedance spectrum measurement for underground power cables. *High Voltage*, 2023, vol. 8, no. 5, pp. 977-985. doi: <https://doi.org/10.1049/hve2.12331>.
 38. Neimanis R., Eriksson R., Papazyan R. Diagnosis of Moisture in Oil/Paper Distribution Cables – Part II: Water Penetration in Cable Insulation–Experiment and Modeling. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2004, vol. 19, no. 1, pp. 15-20. doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2003.820430>.
 39. Neimanis R., Eriksson R. Diagnosis of Moisture in Oil/Paper Distribution Cables – Part I: Estimation of Moisture Content Using

Frequency-Domain Spectroscopy. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2004, vol. 19, no. 1, pp. 9-14. doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2003.820417>.

40. Bonanno R., Lacavalla M. A feasibility analysis aimed at defining an alert system for Distribution MV Underground Cables. *2020 AEIT International Annual Conference (AEIT)*, 2020, pp. 1-6. doi: <https://doi.org/10.23919/AEIT50178.2020.9241134>.

41. Набока Б.Г., Беспрозванных А.В., Москвитин Е.С., Бутко М.В., Бутко С.М., Головань О.С. Диагностика кабельных линий энергосистем по тангенсу угла диэлектрических потерь и постоянной времени саморазряда бумажно-пропитанной изоляцией. *Электротехника і електромеханіка*, 2011, № 2, С. 65-69.

REFERENCES

1. Zapf M., Blenk T., Müller A.-C., Pengg H., Mladenovic I., Weindl C. Lifetime Assessment of PILC Cables with Regard to Thermal Aging Based on a Medium Voltage Distribution Network Benchmark and Representative Load Scenarios in the Course of the Expansion of Distributed Energy Resources. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 2, art. no. 494. doi: <https://doi.org/10.3390/en14020494>.

2. *Assessing and Managing Cable Ageing in Nuclear Power Plants*. IAEA Nuclear Energy Series, No. NP-T-3.6. Vienna, IAEA, 2012. 96 p.

3. Šimić Z., Peinador Veira M., Banov R. Correlation between events with different safety significance in nuclear power plants. *Nuclear Engineering and Technology*, 2022, vol. 54, no. 7, pp. 2510-2518. doi: <https://doi.org/10.1016/j.net.2022.01.034>.

4. Hettal S., Suraci S.V., Roland S., Fabiani D., Colin X. Towards a Kinetic Modeling of the Changes in the Electrical Properties of Cable Insulation during Radio-Thermal Ageing in Nuclear Power Plants. Application to Silane-Crosslinked Polyethylene. *Polymers*, 2021, vol. 13, no. 24, art. no. 4427. doi: <https://doi.org/10.3390/polym13244427>.

5. *Ageing Management for Nuclear Power Plants: International Generic Ageing Lessons Learned (IGALL)*. IAEA Safety Reports Series, no. 82 (rev. 1). Vienna, IAEA, 2020. 120 p.

6. *Equipment Qualification for Nuclear Installations*. IAEA Specific Safety Guides, no. SSG-69, Vienna, IAEA, 2021. 53 p.

7. Bezprozvannyh G., Moskvitin Y. Aging management of cables of nuclear power plants. *Energy Saving. Power Engineering. Energy Audit*, 2022, no. 11-12 (177-178), pp. 21-33. (Ukr). doi: <https://doi.org/10.20998/2313-8890.2022.11.02>.

8. Mazzanti G., Montanari G.C., Dissado L.A. Electrical aging and life models: the role of space charge. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2005, vol. 12, no. 5, pp. 876-890. doi: <https://doi.org/10.1109/TDEI.2005.1522183>.

9. *Cable ageing in nuclear power plants report on the first and second terms (2012-2017) of the NEA cable ageing data and knowledge (CADAK) project*. Vienna, IAEA, 2018. 60 p.

10. Shaalan E.M., Ward S.A., Youssef A. Analysis of a Practical Study for Under-Ground Cable Faults Causes. *2021 22nd International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, 2021, vol. 208-215. doi: <https://doi.org/10.1109/MEPCON50283.2021.9686288>.

11. Klimentia J., Panic M., Stojanovic M., Klimentia D., Milovanovic M., Perovic B. Thermal aging management for electricity distribution networks: FEM-based qualification of underground power cables. *Thermal Science*, 2022, vol. 26, no. 4 Part B, pp. 3571-3586. doi: <https://doi.org/10.2298/TSCI220128050K>.

12. Mustafa E., Afia R.S.A., Nouini O., Tamus Z.A. Implementation of Non-Destructive Electrical Condition Monitoring Techniques on Low-Voltage Nuclear Cables: I. Irradiation Aging of EPR/CSPE Cables. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 16, art. no. 5139. doi: <https://doi.org/10.3390/en14165139>.

13. Kim J., Kim W., Park H.-S., Kang J.-W. Lifetime Assessment for Oil-Paper Insulation using Thermal and Electrical Multiple Degradation. *Journal of Electrical Engineering and Technology*, 2017, vol. 12, no. 2, pp. 840-845. doi: <https://doi.org/10.5370/JEET.2017.12.2.840>.

14. Mladenovic I., Weindl C. Artificial aging and diagnostic measurements on medium-voltage, paper-insulated, lead-covered cables. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2012, vol. 28, no. 1, pp. 20-26. doi: <https://doi.org/10.1109/MEI.2012.6130528>.

15. Carrascal I.A., Fernández-Diego C., Casado J.A., Diego S., Fernández I., Ortiz A. Quantification of Kraft paper ageing in mineral oil impregnated insulation systems through mechanical characterization.

Cellulose, 2018, vol. 25, no. 6, pp. 3583-3594. doi: <https://doi.org/10.1007/s10570-018-1788-1>.

16. Bezprozvannyh G.V., Moskvitin Y.S. Physical Processes of Aging and Assessment of the Technical Condition of Power Cables with Paper-Impregnated Insulation. *2023 IEEE 4th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, 2023, pp. 1-5. doi: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek61412.2023.10312975>.

17. Basu D., Gholizad B., Ross R., Gargari S.M. Thermal Aging-Based Degradation Parameters Determination for Grid-Aged Oil Paper Insulation. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2023, vol. 30, no. 2, pp. 734-743. doi: <https://doi.org/10.1109/TDEI.2022.3217434>.

18. Kiger C.J., Hashemian H.M., Sexton C.D., Toll T.A. Research gap in management of insulation aging of medium voltage cables in nuclear power plants. *Transactions of the American Nuclear Society*, 2018, vol. 118, no. 1, pp. 593-594.

19. Kim J.-S., Lee D.-J. Evaluation of nuclear plant cable aging through condition monitoring. *Nuclear Engineering and Technology*. 2004, vol. 36, no. 5, pp. 474-475.

20. Fabiani D., Suraci S.V., Bulzaga S. Aging Investigation of Low-Voltage Cable Insulation Used in Nuclear Power Plants. *2018 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*, 2018, pp. 516-519. doi: <https://doi.org/10.1109/EIC.2018.8481139>.

21. Shafiq M., Kauhaniemi K., Robles G., Isa M., Kumpulainen L. Online condition monitoring of MV cable feeders using Rogowski coil sensors for PD measurements. *Electric Power Systems Research*, 2019, vol. 167, pp. 150-162. doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.10.038>.

22. Bezprozvannyh G.V., Kostukov I.O., Moskvitin E.S. Differentiation of absorption processes in inhomogeneous insulation by curve of recovering voltage of power high voltage cables. *Technical electro-dynamics*, 2021, no. 6, pp. 13-19. (Ukr). doi: <https://doi.org/10.15407/techned2021.06.013>.

23. Kyrylenko V.M., Kyrylenko K.V., Budko M.O., Denysiuk P.L. Reasoning of additional diagnostic parameters for electric insulation diagnostics by absorption methods. *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2021, no. 6, pp. 39-45. doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2021.6.06>.

24. Bezprozvannyh G.V., Moskvitin E.S., Kyessayev A.G. The absorption characteristics of the phase and zone paper-impregnated insulation of power cable at direct voltage. *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2015, no. 5, pp. 63-68. (Rus). doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2015.5.09>.

25. Bezprozvannyh G.V., Rudakov S.V., Moskvitin E.S. *Prevention of emergency situations by monitoring the state of insulation of multi-core cables according to the parameters of partial capacitances and tangent of dielectric losses*. Monograph. Kharkiv, 2013. 165 p. (Rus).

26. Kostiukov I. Measurement of Dissipation Factor of Inner Layers of Insulation in Three-Core Belted Cables. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 2021, vol. 60, no. 1, pp. 23-30. doi: <https://doi.org/10.33042/2079-424X.2021.60.1.04>.

27. Cherukupalli S., Buchholz V., Colwell M., Crine J.-P., Keefe R.J. Condition assessment of distribution PILC cables from electrical, chemical, and dielectric measurements. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2004, vol. 20, no. 4, pp. 6-12. doi: <https://doi.org/10.1109/MEI.2004.1318834>.

28. Cichecki P., Galski E., Smit J.J., van Nes P., Ejigu A.G., de Vries F. Dielectric losses diagnosis of serviced aged oil impregnated paper insulation of HV power cables. *2009 IEEE Electrical Insulation Conference*, 2009, pp. 216-219. doi: <https://doi.org/10.1109/EIC.2009.5166348>.

29. Kim S.-J., Lee S., Choi W.-S., Lee B.-W. Experimental and Simulation Studies on Stable Polarity Reversal in Aged HVDC Mass-Impregnated Cables. *Energies*, 2024, vol. 17, no. 10, art. no. 2352. doi: <https://doi.org/10.3390/en17102352>.

30. Florkowski M., Kuniewski M., Mikrut P. Effects of mechanical transversal bending of power cable on partial discharges and dielectric-loss evolution. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2024, pp. 1-1. doi: <https://doi.org/10.1109/TDEI.2024.3382642>.

31. Rowland S., Wang M. Fault Development in Wet, Low Voltage, Oil-Impregnated Paper Insulated Cables. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2008, vol. 15, no. 2, pp. 484-491. doi: <https://doi.org/10.1109/TDEI.2008.4483468>.

32. Hakonseth G., Ildstad E., Furuheim K.M. Local Electric Field in Mass-Impregnated HVDC Cables. *Proceedings of the Nordic Insulation*

Symposium, 2017, no. 25. doi: <https://doi.org/10.5324/nordis.v0i25.2351>.

33. Borghetto J., Pirovano G., Tornelli C., Contini A. Frequency Dielectric Spectroscopy and Dissipation Factor Measurements during Thermal Cycles on Different Types of MV Cable Joints. *2021 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*, 2021, pp. 441-446. doi: <https://doi.org/10.1109/EIC49891.2021.9611379>.

34. Bezprozvannykh A.V., Naboka B.G., Moskvitin E.S. Inspection of the insulation of three-phase cables in a metal sheath. *Electricity*, 2010, no. 1, pp. 48-54. (Rus).

35. Bezprozvannykh A.V., Naboka B.G. The influence of parasitic capacitances on the results of measurements of parameters of multi-core cables when assessing their technical condition. *Electricity*, 2011, no. 5, pp. 27-36. (Rus).

36. Bezprozvannykh G.V., Moskvitin E.S. Estimation criteria for degree of paper-impregnated insulated power cable ageing. *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2013, no. 4, pp. 32-36. (Rus).

37. Su J., Wei L., Zhang P., Li Y., Liu Y. Multi-type defect detection and location based on non-destructive impedance spectrum measurement for underground power cables. *High Voltage*, 2023, vol. 8, no. 5, pp. 977-985. doi: <https://doi.org/10.1049/hve2.12331>.

38. Neimanis R., Eriksson R., Papazyan R. Diagnosis of Moisture in Oil/Paper Distribution Cables – Part II: Water Penetration in Cable Insulation–Experiment and Modeling. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2004, vol. 19, no. 1, pp. 15-20. doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2003.820430>.

39. Neimanis R., Eriksson R. Diagnosis of Moisture in Oil/Paper Distribution Cables – Part I: Estimation of Moisture Content Using Frequency-Domain Spectroscopy. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2004, vol. 19, no. 1, pp. 9-14. doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2003.820417>.

40. Bonanno R., Lacavalla M. A feasibility analysis aimed at defining an alert system for Distribution MV Underground Cables. *2020 AEIT International Annual Conference (AEIT)*, 2020, pp. 1-6. doi: <https://doi.org/10.23919/AEIT50178.2020.9241134>.

41. Naboka B.G., Bezprozvannykh A.V., Moskvitin E.S., Bytko M.V., Bytko S.M., Golovan A.A. Diagnostics of power system cable lines on dielectric dissipation factor and impregnated-paper insulation self-discharge time constant. *Electrical Engineering & Electromechanics*. 2011. no. 2. pp. 65-69. (Rus).

Надійшла (Received) 14.09.2024

Прийнята (Accepted) 14.11.2024

Опублікована (Published) 02.03.2025

Безпрозваниць Ганна Вікторівна¹, д.т.н., проф.,

Москвітін Євген Сергійович¹, к.т.н.,

Костюков Іван Олександрович¹, д.т.н., доц.,

Грецько Олександр Михайлович¹, к.т.н., доц.,

How to cite this article:

Bezprozvannykh G.V., Moskvitin Y.S., Kostiukov I.O., Grechko O.M. Dielectric parameters of phase and belt paper impregnated insulation of power cables. *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2025, no. 2, pp. 69-78. doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2025.2.09>

¹ Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»

61002, Харків, вул. Кирпичова, 2,

e-mail: Hanna.Bezprozvannukh@khpi.edu.ua (Corresponding Author),

yevhen.moskvitin@khpi.edu.ua; ivan.kostiukov@khpi.edu.ua;

a.m.grechko@gmail.com

G.V. Bezprozvannykh¹, Y.S. Moskvitin¹, I.O. Kostiukov¹, O.M. Grechko¹
¹ National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute»,
2, Kyrpychova Str., Kharkiv, 61002, Ukraine.

Dielectric parameters of phase and belt paper impregnated insulation of power cables.

Introduction. Medium voltage power cables with paper impregnated insulation remain an important component of power networks. The reliability and efficiency of such cables have been confirmed by their long service life also at nuclear power plants. **Problem.** It is not possible to directly determine the dielectric parameters of phase and belt paper insulation of power cables. Effective electrical diagnostic systems are required to assess the technical condition of such types of power cable insulation. The aim of the work is to substantiate the methodology for determining the dielectric properties of phase and belt paper impregnated insulation based on cumulative measurements of the electrical capacitance and the tangent of the dielectric loss angle of power cables of nuclear power plants and power networks. **Methodology.** The developed methodology is based on the solution of a system of linear algebraic equations of the sixth order for determining the dielectric properties of types of paper impregnated insulation of power three-core cables in a metal sheath. **Scientific novelty.** The differences in the structure of the probing electric field in phase and belt paper insulation depending on the inspection scheme of three-core power cables with sector cores in a metal sheath have been established. The shares of electric energy in the types of insulation under different probing electric field schemes have been determined, which allows determining the tangent of the dielectric loss angle of phase and belt paper insulation. **Practical significance.** The results of the practical implementation of the developed methodology for assessing the differences in the properties of phase and belt insulation of power cables of nuclear power plants and power network cables during spatial scanning of electrical insulation by frequency and voltage, respectively, are presented. References 41, figures 4, table 6.

Key words: power cables, aging of paper impregnated insulation, phase and belt insulation, electric field structure, aggregate measurements, commutation matrix, dielectric loss angle tangent, system of linear algebraic equations, self-discharge time constant.