

УДК 621.311.13

## АНАЛІЗ ПЕРЕДУМОВ ПОШКОДЖЕННЯ ЕЛЕГАЗОВИХ ВИМИКАЧІВ У ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 750 кВ

**В.Г. Кузнецов**, чл.-кор. НАН України, **Ю.І. Тугай**, докт. техн. наук, **О.Г. Шполянський**, канд. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,  
пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна  
e-mail: [shpolyanskyy@ied.org.ua](mailto:shpolyanskyy@ied.org.ua)

*Для підвищення надійності роботи елегазових вимикачів виконано аналіз таких можливих причин їх відмови, що не можуть бути виявлені засобами традиційного моніторингу стану. Як приклад розглянуто розвиток ситуації, що призвела до пошкодження елегазового вимикача електричної підстанції 750 кВ «Північноукраїнська». На підставі записів, які були здійснені реєстратором інформації «РЕГІНА», виконано аналіз параметрів режиму, що передували пошкодженню. В програмному середовищі Matlab/Simulink розроблено цифрову модель та виконано моделювання комутаційних перехідних процесів у лінії електропередачі 750 кВ «Північноукраїнська-Курська АЕС». Визначено потенційно небезпечні для елегазових вимикачів режими роботи та надано рекомендації по їх запобіганню. Бібл. 5, рис. 5, табл. 4.*

**Ключові слова:** елегазовий вимикач, комутація, вмикання, ізоляційна здатність.

Експлуатація масляних і повітряних вимикачів супроводжується великими матеріальними витратами, що пов'язані з утриманням масляних і компресорних господарств, повітропроводів тощо. Багато типів масляних і повітряних вимикачів та запчастин до них давно знято з виробництва. Підтримка таких вимикачів у належному стані, їх заміна або ремонт значно ускладнюється. Тому в електричних мережах 110...750 кВ відбувається поступова заміна масляних і повітряних вимикачів на елегазові.

В елегазових вимикачах (ЕВ) як ізолююче середовище використовується шестифториста сірка SF<sub>6</sub>. Її в Україні зазвичай називають елегазом (електротехнічний газ). Елегаз не вступає в реакцію з конструкційними матеріалами, нетоксичний, пожегобезпечний. Густина його в п'ять разів перевищує густину повітря. Ця особливість, а також здатність молекул елегазу, через великий переріз радіаційного захоплення, інтенсивно приєднувати вільні електрони і обумовили його високу ізоляційну здатність. До того ж він практично не схильний до деградації з плином часу, і його ізоляційна якість не погіршується протягом тривалої роботи обладнання. Властивості елегазу сприяють відмиканню великих струмів, що виникають під час короткого замикання (КЗ).

Але набутий досвід експлуатації ЕВ засвідчує, що за певних умов відбуваються пошкодження їх основних контактів і руйнування дугогасильних камер [1, 2]. Це призводить до аварійного відімкнення потужних магістральних ліній електропередачі надвисокої напруги, які з'єднують окремі частини енергосистеми та забезпечують видачу потужності атомними електростанціями (АЕС). Розвивається важка системна аварія з виникненням ізольованих дефіцитних і надлишкових за балансом потужності частин енергосистеми, а також аварійним погашенням блоків АЕС. Тому мету виконання роботи, що присвячена аналізу причин аварій такого типу на основі дослідження відмови ЕВ на ПС 750 кВ «Північноукраїнська» енергосистеми України, можна вважати важливою та актуальною.

На підстанції 750 кВ «Північноукраїнська» на ЛЕП 750 кВ «Північноукраїнська-Курська АЕС» встановлено вимикачі фірми АВВ типу ЛТВ 800Е4 [5]. Довжина ЛЕП складає 186,2 км. По кінцях лінії в кожній фазі ЛЕП 750 кВ підключені шунтувальні реактори (ШР) 750 кВ з реактивним опором  $X_p=1876,8$  Ом. Вмикання та відмикання вимикача відбуваються за допомогою пристрою керованої комутації (ПКК) SwitchSync f236 [4].

Аварійна ситуація на підстанції розвивалась таким чином. У фазі «С» повітряної лінії 750 кВ «Північноукраїнська – Курська АЕС» відбулось однофазне КЗ, яке було відімкнуто з обох сторін. Відімкнулась фаза «С» з наступним відімкненням фаз «А» та «С» захистом від

їх неперемикання. Реєстратором аварійних подій «Регіна» визначено місце пошкодження – 491 м від шин підстанції «Північноукраїнська». Оглядом обладнання підстанції видимих пошкоджень не виявлено. При повторній подачі напруги на повітряну лінію спрацювали резервні захисти, що були приведені в дію при вмиканні та був сформований імпульс на відмикання ЕВ 750 кВ. Аналізом результатів, отриманих реєстратором «Регіна», встановлено, що фаза «С» була ввімкнена на стійке КЗ (рис. 1 в). Одночасно спрацювали на відмикання приводи фаз «А» та «В», але їх контакти не розірвали струм холостого ходу лінії, тому напруга та струм повітряної лінії існували в фазі «А» 28,23 с та в фазі «В» 28,44 с. Діюче значення струмів по фазах «А» та «В» у перший момент часу (до відімкнення фази «С») складало приблизно 600 А (рис. 1 а, б) з великою долею аперіодичної складової, при цьому їх величина була нестабільна в розглянутих проміжках часу фіксації процесу та складала у середньому 200 А. Імпульси керування (ввімкнення та відмикання) подавались майже одночасно. Після чого відбулось пошкодження фази «А» та «В» ЕВ 750 кВ.

Для моделювання й аналізу перехідних процесів під час розвитку аварії було використано пакет прикладних програм Matlab. Лінія 750 кВ «Північноукраїнська – Курська АЕС» була представлена блоком Distributed Parameter Line (лінія з розподіленими параметрами). Робота ПМК SwitchSync F236 моделювалась за допомогою введення відповідних затримок видачі команд на ввімкнення/відімкнення вимикача після перетину нуля кривою напруги фази «А». Вимикачі моделювались за допомогою блока Ideal Switch (ідеальний вимикач). Коротке замикання на землю в фазі «С» моделювалось за допомогою блока Three-Phase Fault (трифазне пошкодження) з опором КЗ 2 Ом, що в результаті моделювання давало струм і напругу в фазі «С», близькі до значень, зафіксованих на ПС 750 кВ «Північноукраїнська».

Вирішальним фактором для успішної комутації елегазових вимикачів є наявність переходу струму через нульове значення [3]. Перехід струму через нульове значення визначається величиною аперіодичної складової струму, який цей вимикач розриває. Робота обмежувачів перенапруг і явище корони не мають помітного впливу на аперіодичну складову струму, а дуга при розмиканні контактів вимикача сприяє зменшенню аперіодичної складової струму. Тому вони не враховувались при моделюванні перехідних процесів.

Увімкнення ЕВ 750 кВ типу відбувалось за допомогою пристрою керованої комутації SwitchSync f236. Затримки ввімкнення відносно нуля напруги фази «А» складали: 0 мс для фази «А»; 6,7 мс для фази «В» і 13,3 мс для фази «С». Такі затримки було обрано за рекомендаціями виробника з метою зменшення комутаційних перенапруг під час увімкнення вимикача. З рис. 1 видно, що ввімкнення ЕВ у фазі «А» приблизно відбулося в момент часу 0,2 с, а в фазах «В» та «С» – з відповідними затримками. Струм у фазі «С» припинив протікати приблизно в 0,27 с. Повний час відімкнення ЕВ 750 кВ типу ЛТВ 800Е4 не перевищує 40 мс [3]. Тому можна сказати, що процес відімкнення вимикача почався приблизно в момент часу 0,23 с. На рис. 2 представлено аперіодичні струми в фазах ЕВ 750 кВ, зафіксовані при ввімкненні на КЗ у фазі «С». Вони були отримані шляхом виділення постійної складової з миттєвих значень відповідних струмів. При цьому будь-яка обробка (фільтрація, згладжування і т.п.) вхідного і вихідного сигналів не здійснювалась. З рис. 2 а, б видно, що аперіодичні скла-

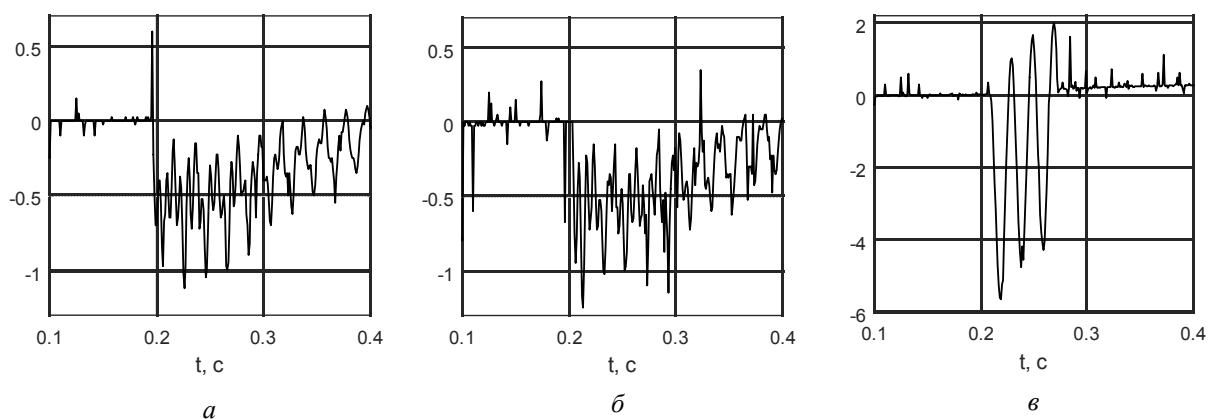


Рис. 1

дові струмів фаз «А» і «В» на інтервалі часу 0,23...0,27 с складають приблизно 145...185 і 180...210 % відповідно. Це суттєво перевищує граничне значення аперіодичної складової струму для такого типу вимикачів, яке дорівнює 58 %. Дуга в фазах «А» і «В» продовжувала горіти після розходження контактів, що викликало тривалий вплив високих температур і тиску на елементи вимикача і призвело до руйнування полюсів фаз «А» і «В». У фазі «С» аперіодична складова струму за період часу 0,23...0,27 с складала приблизно 62,3...38,2 %, а після 0,25 с була меншою 58 % (рис. 2 в).

Тому в фазі «С» елегазового вимикача гасіння дуги відбулося. За наданими вихідними даними було проведено моделювання перехідного процесу з метою верифікацій математичної і цифрової моделей (рис. 3).

Проходження напруги через нуль у фазі «А» при моделюванні відбувається на момент часу 0,19 с. Увімкнення вимикачів у фазах відбувалось відповідно до уставок ПКК SwitchSync F236 CLOSE DELAY1: «А» – 0,19 с, «В» – 0,1967 с, «С» – 0,2033 с. Уставка CLOSE DELAY2, яка була задана однаковою для всіх фаз і дорівнювала 1,8 мс, відповідає проміжку часу між початком протікання струму між контактами вимикача та їх механічним з'єднанням. У моделі ідеального вимикача з'єднання контактів відбувається миттєво. Тому при моделюванні уставка CLOSE DELAY2 була прийнята рівною нулю. Відімкнення фази «С» відбулось у момент 0,27 с. З рис. 3 видно, що аперіодичні складові струмів на інтервалі часу 0,24...0,27 с складають приблизно 155...185 % у фазі «А» (рис. 3 а) і 145...165 % (рис. 3 б) у фазі «В».

Для аналізу впливу режиму роботи шунтувальних реакторів і КЗ на рівні аперіодичних складових струмів при подачі напруги на ПЛ 750 кВ «Північноукраїнська – Курська АЕС» було проведено моделювання перехідних процесів. Час увімкнення: фаза «А» – 0,19 с, фаза «В» – 0,1967 с, фаза «С» – 0,2033 с, що відповідає уставкам CLOSE DELAY1.

Умови проведення розрахунків наведено в табл. 1, а результати моделювання для проміжку часу 0,24...0,27 с – у табл. 2.

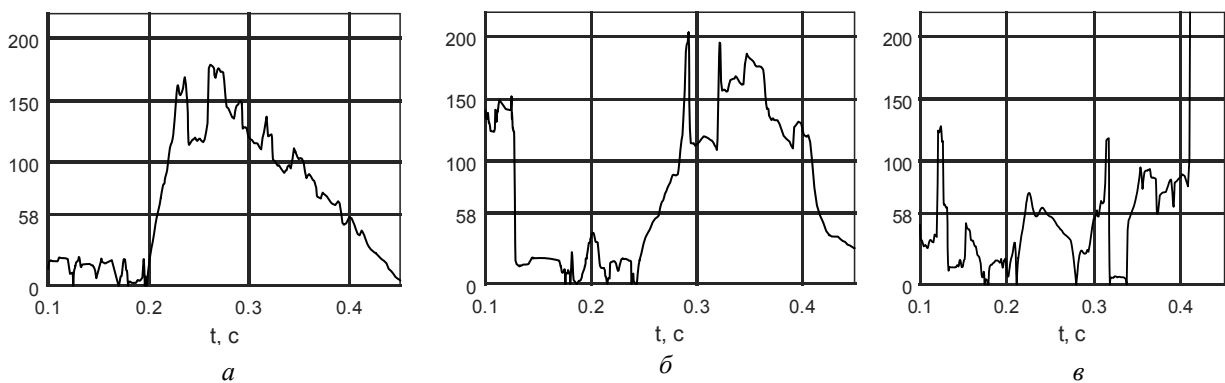


Рис. 2

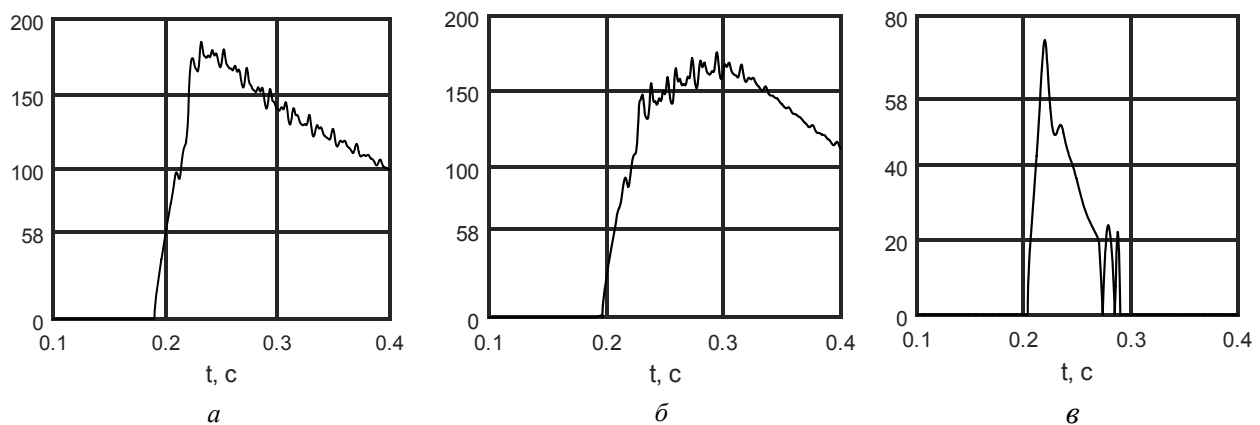


Рис. 3

Таблиця 1

№ розрахунку	ШР на ПС «Північноукраїнська»	ШР на ПС «КАЕС»	КЗ на фазі «С»
1	є	є	є
2	є	є	нема
3	є	нема	є
4	є	нема	нема
5	нема	є	є
6	нема	є	нема
7	нема	є (0,5 x <sub>p</sub> )	є

Таблиця 2

№ розрахунку	I пер. rms, A			I апер., A			I апер., %		
	Ia	Ib	Ic	Ia	Ib	Ic	Ia	Ib	Ic
1	463,3 – 396,8	534,0- 232,6	2666- 2496	429,5- 363,1	479,4- 400,8	1549- 654,6	174,9- 155,4	144,6- 159,5	44,6- 19,9
2	443,4- 386,7	507,7- 413,4	475,4- 388,1	420,1- 356,3	470,4- 393,7	415,7- 348,6	209,4- 164,3	178,0- 201,1	120,6- 142,7
3	313,5- 285,8	409,5- 341,1	2667- 2497	281,4- 260,6	329,9- 301,4	1550- 656,2	138,0- 152,2	89,9- 127,4	44,7- 19,9
4	303,9- 271,3	380,1- 319,1	417,9- 350,4	272,7- 250,1	322,7- 292,2	294,9- 267,6	139,5- 166,5	105,7- 159,4	66,5- 78,2
5	273,1- 229,8	374,5- 280,9	2666- 2496	234,6- 188,1	285,4- 230,9	1548- 651,9	115,7- 97,6	78,1- 98,4	44,6- 19,9
6	244,1- 220,9	309,2- 242,3	394,7- 270,8	209,2- 162,1	263,0- 207,8	242,3- 185,5	118,5- 73,3	106,5- 121,4	52,23- 61,63
7	383,9- 309,19	457,43- 341,69	2663- 2495	339,57- 262,02	405,09- 313,74	1545- 646,33	133,86- 109,39	138,71- 147,09	44,53- 19,69

Як бачимо з табл. 2, за наявності або відсутності КЗ у фазі «С», ШР підключених з обох боків ПЛ або тільки з одного при подачі напруги з боку ПС 750 кВ «Північноукраїнська» на ПЛ 750 кВ «Північноукраїнська – Курська АЕС» за заданими для ПКК уставками часу виникають аперіодичні складові струму, величина яких перевищує 58 % на інтервалі часу 0,24...0,27 с хоча б в одній з фаз.

Так, при відсутності КЗ і двох групах ШР (розрахунок 2, табл. 1, 2), підключених по кінцях ПЛ-750 кВ «Північноукраїнська – Курська АЕС», аперіодична складова струму на інтервалі часу 0,24...0,27 с для фази «А» приблизно складає 209,4...164,3 %, фази «В» – 178,0...201,1 %, фази «С» – 120,6...142,7 % (рис. 4). У цьому випадку передумови для успішного відімкнення вимикача за аперіодичною складовою струму з'являються лише через 0,39 с після ввімкнення. Таким чином, відсутність КЗ або відімкнення однієї з груп шунтувальних реакторів не гарантує успішного відімкнення елегазового вимикача 750 кВ.

Ступінь компенсації зарядної ємності лінії можна оцінити за формулою  $K_3 = \frac{1}{X_p B_{1л}}$ ,

де  $X_p$  – еквівалентний індуктивний опір ШР;  $B_{1л}$  – ємнісна провідність прямої послідовності ЛЕП. Для ЛЕП «Північноукраїнська-КАЕС»  $B_{1л} = 763,05$  мкСм. Таким чином, ступінь компенсації зарядної ємності при одній підключеній групі ШР складе 0,698, при двох групах – 1,396. У досліді 7 (табл. 1) ШР на ПС «Північноукраїнська» відключено, а опір ШР на ПС «КАЕС» зменшено у два рази ( $X_p = 938,4$  Ом). Ступінь компенсації зарядної ємності лінії складає 0,349. Але і в цьому випадку спостерігається перевищення припустимого рівня аперіодичного струму в фазах «А» і «В» (табл. 2). Отже, небезпечні величини аперіодичних струмів, що загрожують безаварійній роботі ЕВ, можуть виникати і при відносно невеликому ступені компенсації зарядної ємності лінії.

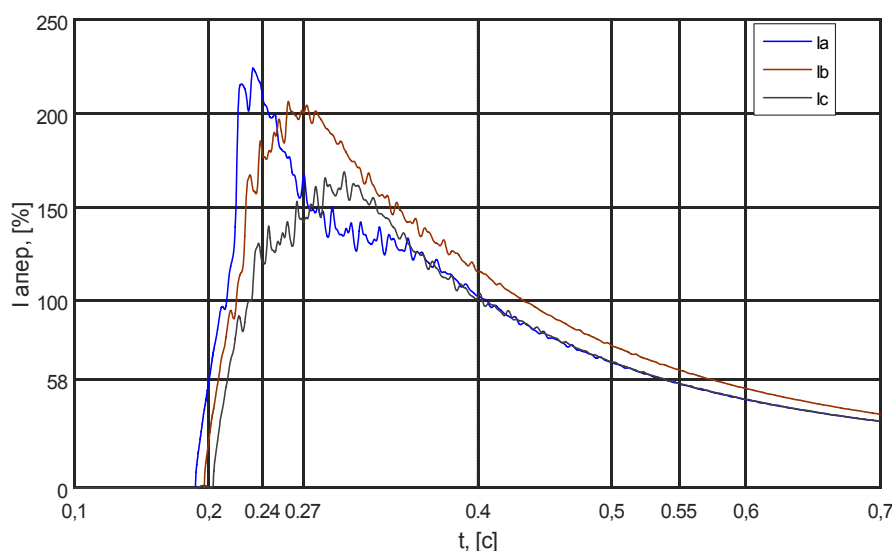


Рис. 4

Програма комутації може бути задана таким чином, щоб при ввімкненні ЕВ зменшувати рівні комутаційних перенапруг (замикання контактів вимикача відбувається при переході напруги через нуль) або аперіодичних складових комутаційних струмів (замикання контактів вимикача відбувається при максимальному значенні амплітуди напруги). Перевіримо, чи можна створити передумови для успішного

відімкнення вимикача за аперіодичною складовою струму відразу після його ввімкнення. Для цього задаємо затримки часу для увімкнення фаз вимикача таким чином, щоб момент початку протікання струму припадав на максимум фазної напруги: фаза «А» – 5 мс; фаза «В» – 11,7 мс; фаза «С» – 8,3 мс. Увімкнення вимикачів у фазах відбувалось: «А» – 0,195 с; «В» – 0,2017 с; «С» – 0,1985 с. Умови проведення моделювання наведено в табл. 3.

Таблиця 3

№ розрахунку	ШР на ПС «Північноукраїнська»	ШР на ПС «КА-ЕС»	Наявність КЗ у фазі		
			«А»	«В»	«С»
1	є	є	нема	нема	нема
2	є	нема	нема	нема	нема
3	нема	є	нема	нема	нема
4	є	є	є	нема	нема
5	є	нема	є	нема	нема
6	нема	є	є	нема	нема
7	є	є	нема	є	нема
8	є	нема	нема	є	нема
9	нема	є	нема	є	нема
10	є	є	нема	нема	є
11	є	нема	нема	нема	є
12	нема	є	нема	нема	є
13	є	є	є	є	є

Результати для періоду часу моделювання 0,24...0,27 с наведено в табл. 4.

З табл. 4 можна побачити, що аперіодичні складові струму за проміжок часу, який відповідає моменту відімкнення вимикача, став значно меншим. При різноманітних варіантах підключених ШР у фазах, в яких відбулося однофазне КЗ, вони не перевищують 12 %. Це стосується і розрахунку 10, в якому місце КЗ і режим роботи ШР відповідають умовам під час руйнування ЕВ. Аперіодичні складові фазних струмів при подачі напруги на ПЛ цього розрахунку представлені на рис. 5. При трифазному КЗ і двох групах ШР аперіодичні складові фазних струмів не перевищують 15 %. Таким чином, при затримках до початку протікання струму фази «А» – 5 мс, фази «В» – 11,7 мс, фази «С» – 8,3 мс відносно нуля напруги фази «А» виникають передумови за рівнями аперіодичних складових струмів для успішного відімкнення вимикача без затримки часу після його ввімкнення.

Таким чином, причиною виникнення неприпустимих за величиною значень аперіодичних струмів у фазах «А» і «В» і відповідно розвитку аварії було неоптимальне значення

Таблиця 4

№	I пер. rms, А			I апер., А			I апер., %		
	Ia	Ib	Ic	Ia	Ib	Ic	Ia	Ib	Ic
1	310,29-333,1	567,73-285,3	436,18-316,15	1,79-9,39	49,45-31,07	40,6-34,49	0,4-1,9	6,16-7,7	6,58-7,13
2	295,13-157,3	666,2-464,75	466,27-311,82	30,22-8,39	101,52-65,1	34,97-7,83	7,24-3,77	10,77-9,9	5,3-1,77
3	333,88-405,25	674,28-304,33	525,29-316,74	1,96-27,66	51,18-6,68	11,23-43,96	0,41-4,83	5,36-1,55	1,51-9,81
4	2335-2335	540,32-366,55	398,66-302,27	110,95-46,66	31,31-14,68	3,21-9,9	3,36-1,41	4,1-2,83	0,57-2,31
5	2335-2335	591,62-419,02	420,54-260,23	111,15-46,87	93,84-62,56	52,2-26,33	3,36-1,42	11,22-10,56	8,77-7,15
6	2335-2335	640,88-411,11	439,26-311,02	11,07-46,72	57,57-6,42	18,26-23,29	3,36-1,41	6,35-1,1	2,94-5,29
7	371,81-274,53	2342-2332	523,88-350,35	6,39-2,85	150,46-63,5	32,51-43,99	1,21-0,73	4,54-1,92	4,39-8,75
8	412,26-212,73	2342-2332	561,17-406,27	48,71-28,92	150,52-62,5	55,88-30,4	8,35-9,61	4,54-1,92	7,03-5,29
9	403,92-311,11	2342-2332	624,05-395,57	27,4-12,13	150,65-63,67	20,92-26,00	4,8-2,76	4,55-1,93	2,37-4,65
10	368,6-297,04	613,91-392,66	2339-2333	6,33-2,71	19,09-5,58	107,93-45,35	1,22-0,65	2,2-1,0	3,26-1,37
11	390,72-180,59	645,35-477,53	2339-2333	45,15-23,95	87,47-56,36	108,16-45,59	8,17-9,38	9,58-8,37	3,27-1,38
12	374,9-301,76	696,64-452,34	2339-2333	26,27-14,92	44,26-9,69	108,06-45,42	4,95-3,5	4,49-1,51	3,27-1,38
13	2399-2346	2419-2376	2416-2364	287,24-65,1	117,3-107,19	479,76-260,22	8,46-1,96	3,43-3,19	14,04-7,78

установку часу  
CLOSEDELAY1  
(фази «А» – 0 мс,  
фази «В» – 6,7 мс,  
фази «С» – 13,3 мс)  
і CLOSEDELAY2  
(1,8 мс для всіх  
фаз) для при-  
строю керованої  
комутації Switch-  
Sync f236, що  
рекомендовані ви-  
робником вими-  
качів.

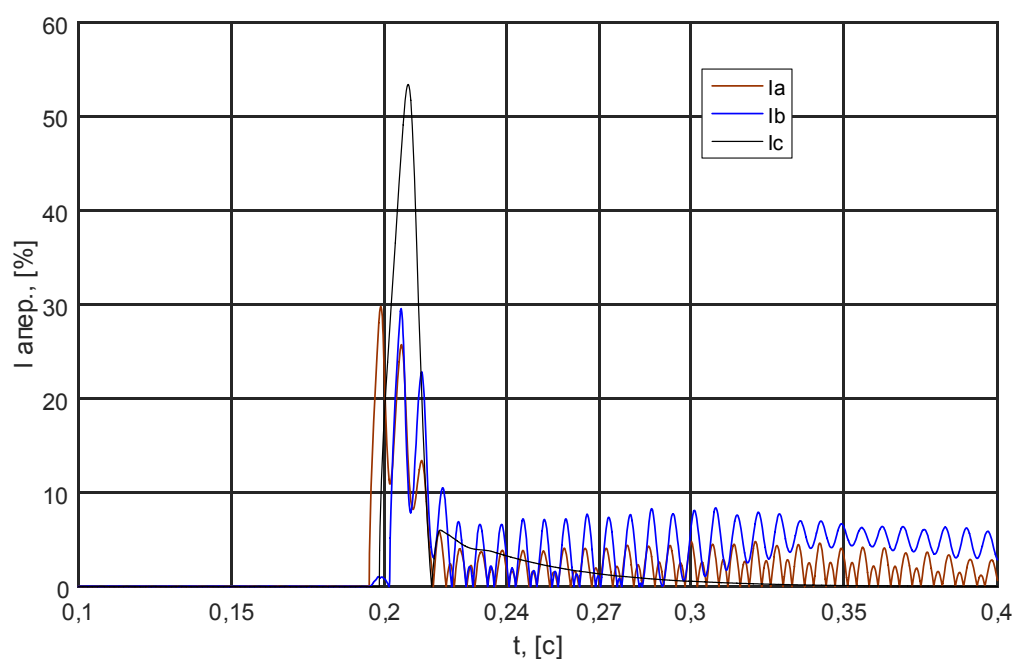


Рис. 5

**Висновки.** 1. При проектуванні та експлуатації електричних мереж слід враховувати особливі умови роботи елегазових вимикачів на ЛЕП з шунтувальними реакторами, пов'язані з гасінням аперіодичних струмів.

2. Для можливості перевірки надійної роботи елегазових вимикачів виробник повинен у технічній документації вказувати допустимі параметри аперіодичної складової в сумарному струмі: її рівень та інтервал часу, протягом якого миттєве значення сумарного струму має досягти нульового значення.

3. Ввімкнення контактів вимикача в моменти, близькі до максимуму напруги на його контактах, є ефективним заходом зниження аперіодичної складової струмів у вимикачах. Допустимий розкид моменту ввімкнення залежить від параметрів схеми, тому має розраховуватися для кожної конкретної ЛЕП. При розрахунку допустимого розкиду моменту ввімкнення слід орієнтуватися на комутацію пробного ввімкнення в циклі ОАПВ.

4. Налаштування пристрою керованої комутації елегазового вимикача необхідно виконувати за результатами моделювання перехідних процесів характерних режимів конкретної ЛЕП з одночасним контролем рівнів аперіодичних складових струмів і перенапруг. При необхідності потрібно передбачати додаткові технічні засоби щодо їх обмеження.

1. Наумкин И.Е. Аварийные отказы элегазовых выключателей при коммутациях компенсированных ВЛ 500–1150 кВ // Электричество. – 2012. – №10. – С. 22–32.
2. Панов А.В., Войтов Д.В., Нестриженний М.О. Деякі практичні питання моніторингу елегазових вимикачів // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2013. – Вип. 36. – С. 71–74.
3. Тугай Ю.І., Мельничук В.А. Перехідні процеси в розподільчих пристроях електростанцій з елегазовими вимикачами // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2014. – Вип. 39. – С. 5–8.
4. *Controlled Switching, Buyer's & Application Guide* // ABB. – 2013. – № 8. – 54 с.
5. *Live Tank Circuit Breakers. Buyer's Guide* // ABB AB. – 2014. – 152 p.

УДК 621.311.13

**В.Г. Кузнецов**, чл.-корр. НАН України, **Ю.І. Тугай**, докт. техн. наук, **О.Г. Шполянський**, канд. техн. наук  
 Інститут електродинаміки НАН України,  
 пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03057, Україна

#### **Анализ предпосылок повреждения элегазовых выключателей в электрических сетях 750 кВ**

*Для повышения надежности работы элегазовых выключателей выполнен анализ таких возможных причин их отказа, которые не могут быть выявлены средствами традиционного мониторинга состояния. В качестве примера рассмотрено развитие ситуации, которая привела к повреждению элегазового выключателя электрической подстанции 750 кВ «Североукраинская». На основании записей, сделанных регистратором информации «Регина», выполнен анализ параметров режима, предшествующих повреждению. В программной среде Matlab/Simulink разработана цифровая модель и выполнено моделирование коммутационных переходных процессов в линии электропередачи 750 кВ «Североукраинская – Курская АЭС». Определены потенциально опасные для элегазовых выключателей режимы работы и даны рекомендации во избежание их.* Библ. 5, рис. 5, табл. 4.

**Ключевые слова:** элегазовый выключатель, коммутация, включение, изоляционная возможность.

**V.G. Kuznetsov, Yu.I. Tugai, O.G. Shpolyansky**

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,  
 Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine

#### **Analysis of the preconditions of SF6 circuit breakers' damage in 750 kV electric networks**

*To improve performance reliability of SF6 circuit breakers, an analysis of the possible reasons for their failure, which cannot be detected by traditional monitoring, was performed. As an example, a development of the situation, which led to SF6 circuit breaker damage at "Pivnichnoukrainska" 750kV-substation, was considered. Based on the records received from "REGINA" recorder, the analysis of operating parameters preceding the damage was performed. Matlab/Simulink environment was used to develop a digital model and simulate switching transient phenomena in 750kV transmission lines of "Pivnichnoukrainska-Kurska APS". Potentially hazardous operating conditions for SF6 circuit breakers were identified and recommendations for their prevention were given. References 5, figures 5, tables 4.*

**Key words:** SF6 circuit-breaker, switching, turning on, insulating capacity.