

УДК 621.316.001

В. М. Кутин, д. т. н., проф.; А. Е. Рубаненко, к. т. н., доц.; С. В. Мысенко

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕГАЗОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Изложены результаты анализа внедрения элегазовых выключателей на предприятиях Юго-Западной энергетической системы (ЮЗЭС) и совершенствования методов и средств технического диагностирования высоковольтных выключателей.

Ключевые слова: высоковольтный выключатель, внедрение, диагностирование.

Введение

Надежность электроэнергетических систем (ЭЭС) в значительной степени зависит от методов и средств локализации и ликвидации аварий, восстановления нормального режима работы. К таким средствам, наряду с другими видами оборудования, относятся и высоковольтные выключатели (ВВ), одним из назначений которых является отключение поврежденного оборудования и локализация токов коротких замыканий.

В энергосистемах Украины в эксплуатации находится значительное количество выключателей, проработавших более 25 лет, что превышает их паспортный ресурс. На сегодняшний день перед предприятиями энергетической отрасли стоит задача обеспечить надежную эксплуатацию такого устаревшего оборудования. Решение этой задачи предполагает несколько путей, например, известный путь плановых и внеплановых ремонтов устаревшего оборудования. Другой путь – это замена устаревшего оборудования новым.

Особенности выбора высоковольтных выключателей

Однако задача выбора нового выключателя довольно непростая. Существует большое количество различных типов, конструкций и производителей выключателей (рис. 1), что затрудняет их выбор, особенно в условиях отсутствия опыта эксплуатации. Например, на сегодняшний день изготавливаются элегазовые выключатели на напряжение 35 кВ, а вакуумные – на напряжение 110 кВ, но опыт эксплуатации таких выключателей значительно меньше, чем масляных и воздушных или элегазовых на класс напряжения 110 кВ, а вакуумных на класс напряжения 35 кВ.

Также при принятии взвешенного решения относительно типа и производителя нового ВВ, устанавливаемого вместо устаревшего, нужно учитывать не только основные характеристики устаревшего и нового выключателей (например, номинальное напряжение, наибольшее рабочее напряжение, номинальный ток, номинальный ток отключения, требования к электрической прочности и коммутационной способности, сквозной ток короткого замыкания, ресурс по механической стойкости циклов при В-т-О, требования к конструкции, изготовлению и материалам, технические характеристики приводов, количество электромагнитов включения и выключения, комплектность поставки, требования к надежности [1]), а и особенности их использования по месту эксплуатации (например, возможность отключения тока возбуждения, учитывая пусковой ток с небольшим ограничивающим напряжением без формирования опасных перенапряжений, сейсмостойкость района установки значения климатических факторов и др.).

Также следует учитывать периодичность и интенсивность выполнения операций включения и выключения, что важно при выборе генераторного или линейного выключателей, потому что ресурс по механической стойкости у вакуумного выключателя

больше, чем у элегазового. На классы напряжения 6 – 35 кВ на принятие решения при выборе ВВ влияют стоимостные показатели, потому что потребителями таких выключателей является небольшие компании в которых на вышеупомянутые классы напряжения установлено гораздо большее количество выключателей, чем на высокие (110 кВ).

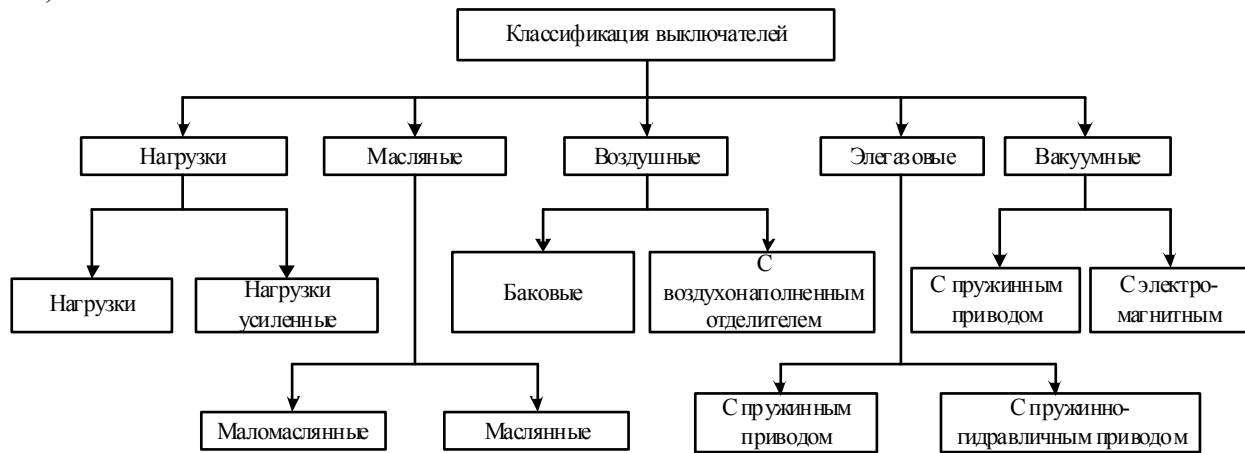


Рис. 1. Классификация выключателей

Исследование изменения стоимости выключателей и их ремонтов во время эксплуатации

Проведенные исследования (табл. 1, табл. 2, табл. 3) позволили построить (рис. 2) зависимости стоимости (В) новых воздушных и элегазовых высоковольтных выключателей, внедренных в ПЗЕС, от года изготовления (Т), а также зависимости затрат на проведение их ремонтов при эксплуатации от года эксплуатации. Для уменьшения влияния инфляционных процессов на стоимость выключателей и ремонтов в течение исследуемого периода эту стоимость определяют по отношению к стоимости электроэнергии, которую продают областные энергоснабжающие компании для потребителей I категории по выражению (1). Начало координат соответствует 1985 году.

$$B_{o.e.} = \frac{B_{в.}}{B_{эл.}}, \quad (1)$$

где $B_{в.}$ – стоимость выключателя, $B_{эл.}$ – стоимость электроэнергии для потребителей I категории.

Таблица 1

Результаты исследований стоимости элегазовых выключателей (по годам)

Год	2008	2009	2010	2011	2012
Стоимость элегазового выключателя 110 кВ, грн	181546	212850	232306	275104	326505
Стоимость электроэнергии, грн	0,4046	0,5231	0,5678	0,6896	0,8377
Относительная стоимость элегазового выключателя 110 кВ, грн	$4,4 \cdot 10^6$	$4,2 \cdot 10^6$	$4,1 \cdot 10^6$	$4,0 \cdot 10^6$	$3,9 \cdot 10^6$

Исследование изменения стоимости воздушных выключателей показали (табл. 2): стоимость воздушного выключателя типа ВВШ-110 в 1985 г. составила 32 000,0 рубл., в 1994 г. – 98 400,0 рубл., в 2000 г. – 4 150 000,0 рубл. [5, 6, 7].

Таблица 2

Результаты исследований стоимости воздушных выключателей в относительных единицах (по годам)

Год	1985	1994	2000
Стоимость воздушного выключателя 110 кВ, о. е.	$3,0 \cdot 10^6$	$2,6 \cdot 10^6$	$2,0 \cdot 10^6$

Кривая 1 и 4 (рис. 2), соответственно, показывает зависимость изменения относительных стоимостей нового воздушного и элегазового выключателя (ЭВ) от года изготовления. Эти зависимости описывают выражением (2):

$$B = \frac{B_{o.e.}}{T_e}, \quad (2)$$

где $B_{o.e.}$ – стоимость выключателя в относительных единицах, T_e – подотчётный год.

Кривая 2 (рис. 2) отображает закономерность изменения относительной стоимости воздушного выключателя (ВВ) при эксплуатации с учетом затрат на проведение текущих и капитальных ремонтов как самих выключателей, так и оборудования для подготовки сжатого воздуха. Кривая 3 (рис. 2) показывает зависимость роста стоимости элегазового выключателя при эксплуатации с учетом роста суммарных затрат на проведение технического обслуживания и затрат на закупку оборудования для работы с элегазом.

Таблица 3

Результаты исследований стоимости проведения капитальных ремонтов (КР) по годам

Год	2008	2009	2010	2011	2012
Стоимость выполнения КР В-110 кВ, грн	19000	26200	22400	27200	27300
Стоимость выполнения КР оборудования для подготовки сжатого воздуха, грн	36000	37000	38000	41000	42400

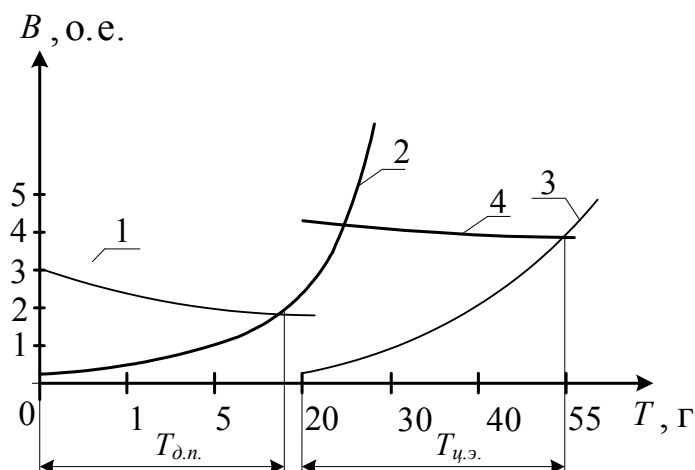


Рис. 2. Зависимость изменения стоимости воздушных и элегазовых выключателей во время эксплуатации

Анализ полученных зависимостей позволил выявить тенденции роста относительной стоимости ремонтов и падения относительной стоимости новых выключателей. Точки пересечения кривых 1 и 2, 3 и 4 свидетельствуют о нецелесообразности продолжения эксплуатации воздушного и элегазового выключателя соответственно, если средства, которые тратят на выполнение капитальных и текущих ремонтов превышают стоимость нового выключателя, что обусловлено уменьшением стоимости выключателей за счет совершенствования производства ранее разработанных конструкций. Из рис. 2 видно, что прогнозируемый целесообразный срок эксплуатации элегазовых выключателей ($T_{ц.э.}$)

превышает этот показатель для воздушных выключателей $T_{д.н.}$, и поэтому оправдано устанавливать новые элегазовые выключатели.

Одними из наиболее перспективных высоковольтных выключателей являются элегазовые, в которых дуга гасится более эффективно по сравнению со сжатым воздухом или маслом. Учитывая проблемы с продлением срока эксплуатации масляных и воздушных выключателей, последние годы интенсивно ведется работа по их замене на элегазовые. В настоящее время парк элегазовых выключателей значительно пополнился большим количеством иностранных выключателей различных конструкций и производителей.

Математическая модель замены воздушных и масляных выключателей в ЮЗЭС

Исследование замены устаревших выключателей в Юго-Западной электроэнергетической системе приведены в таблице 4.

Таблица 4

Результаты исследований внедрения элегазовых выключателей

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Год	1998	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Количество, шт	2	2	6	3	2	1	5	15	3	8	7	7

Динамика замены (количество замененных выключателей за один год N , шт.) масляных и воздушных выключателей напряжением 110 – 750 кВ на элегазовые в Юго-Западной электроэнергетической системе (подотчетный год – T , г.) изображена на рис. 3.

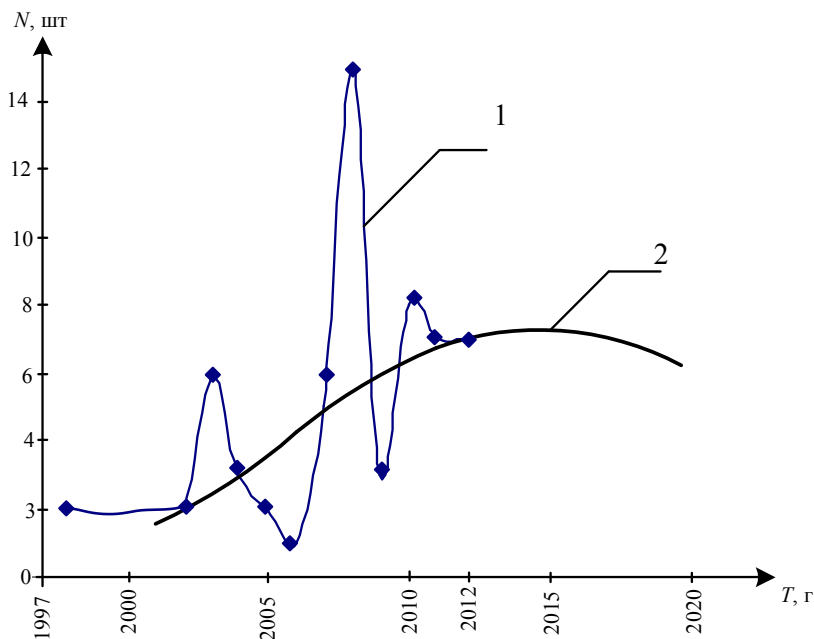


Рис. 3. Зависимость количества установленных выключателей от года монтажа или ввода в эксплуатацию в ЮЗЭС

На рис. 3 показаны: 1 – зависимость количества заменяемых воздушных и масляных выключателей напряжением 110 – 750 кВ на элегазовые от года замены с 1998 года по 2012 год включительно, 2 – зависимость прогнозируемого количества заменяемых воздушных и маломасляных выключателей напряжением 110 – 750 кВ на элегазовые от года замены с 1998 года по 2017 год включительно на основе контракта компании АВВ и ГП НЭК Укрэнерго, построена по математической модели процесса внедрения высоковольтных выключателей в ЮЗЭС (2), которая была получена с помощью программного обеспечения «Curve Expert».

$$N = \frac{k}{a_1 + a_2 \cdot k + a_3 \cdot k^{0,5}} = \frac{k}{47977475 + 23878,229 \cdot k - 2140663,7 \cdot \sqrt{k}}, \quad (3)$$

где N – количество выключателей, k – год установки, коэффициенты: $a_1 = 47977475$ (год), $a_2 = 23878,229$ (о.е.), $a_3 = 2140663,7$ (год^{0,5}).

На сегодняшний день на подстанциях ЮЗЭС установлено 54 элегазовых выключателей таких типов, как: ABB, AREVA, Siemens, Alstom. Процесс замены устаревших выключателей на новые, элегазовые, начался в 1998 г., поэтому в некоторых из них уже заканчивается паспортный срок эксплуатации до проведения текущих ремонтов. Также в ЮЗЭС есть элегазовые выключатели, которые введены в эксплуатацию меньше года назад. Опыта эксплуатации как тех элегазовых выключателей, отработавших свой паспортный ресурс до первого капитального ремонта, так и выключателей новых конструкций, только что введенных в эксплуатацию, немного. Поэтому актуальной является задача мониторинга технического состояния элегазовых выключателей в процессе их эксплуатации. Накопленный опыт эксплуатации масляных, воздушных, элегазовых и вакуумных выключателей свидетельствует о том, что их отказы в большинстве случаев связаны с повреждением приводов и дугогасительных камер [2]. Поэтому нужно совершенствовать существующие средства технического диагностирования для выявления на ранней стадии повреждений для различных типов выключателей [3].

В ОАО «НТЦ Электроэнергетики» был проведен анализ причин отказов высоковольтных выключателей [1]. Так, в период с 1997 – 2007 годы было зафиксировано 62 отказа элегазовых выключателей (по России). Наибольшее количество отказов связано с неисправностью блоков отключения. Среди этих повреждений имели место 7 отказов обогревающих устройств выключателей типа Siemens, три отказа выключателей ABB LTB по причине повреждения устройств сигнализации давления, замыкания вторичных цепей привода PLK-222, неисправности обогревательных устройств, одна по причине деформации латунных толкателей сопровождающих блок контактов (СБК) и другие виды повреждений. Также был зафиксирован обрыв стеклоэпоксидной тяги на выключателе 110 кВ, сжигание электромагнитов отключения.

Так, например, в 2006 году были зафиксированы отказы (блокировки цепей управления) элегазовых баковых выключателей 110 – 500 кВ производства ABB и AREVA по причине недостаточной мощности и низкой надежности обогревающих приборов баков, недостатков системы контроля давления (плотности) элегаза при температуре окружающей среды – 41 °С и ниже.

Совершенствование диагностирования высоковольтных выключателей

Одним из путей повышения качества диагностики ВВ является совершенствование существующих методов и реализующих эти методы средств диагностирования, которые широко используют возможности микропроцессорных элементов, систем и комплексов. Например, достаточно информативными параметрами высоковольтных выключателей, которые контролируют современные микропроцессорные системы диагностирования являются скоростные характеристики.

На элегазовых выключателях скоростные характеристики можно определить, например, с помощью сенсоров углового ДП21 и линейного ДП11 перемещения. Однако определение скоростных характеристик для элегазовых выключателей различных предприятий-производителей ограничено конструктивными особенностями мест расположения этих или подобных им сенсоров. Поэтому актуальным является задание совершенствования методов и средств контроля скоростных характеристик для элегазовых выключателей в условиях эксплуатации.

Как один из путей ее решения предлагается контролировать ток тестового сигнала высокой частоты (3), который протекает между контактами выключателя (рис. 4).

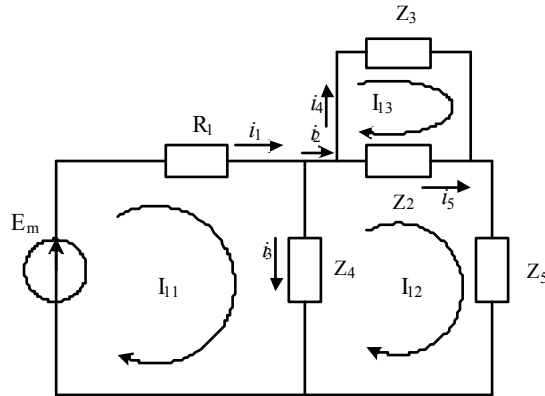


Рис. 4. Схема замещения узла выключателя

Электродвижущая сила (ЭДС) источника тестового сигнала:

$$E(t) = E_m \cdot \sin(\omega \cdot t),$$

где ω – угловая скорость, t – время, E_m – амплитудное значение э.д.с. источника питания.

В соответствии с рис. 4, методом контурных токов составляем систему уравнений (4)

$$\begin{cases} i_1(t) = i_2(t) + i_3(t) \\ i_2(t) = i_3(t) + i_4(t) \\ I_{11}(t) \cdot (z_1 + z_4) - I_{12}(t) \cdot z_4 = E(t) \\ -I_{11}(t) \cdot z_4 + I_{12}(t)(z_4 + z_2 + z_5) = 0 \\ -I_{12}(t) \cdot z_2 + I_{13}(t)(z_2 + z_3) = 0 \end{cases}, \quad (4)$$

где i_1, i_2, i_3, i_4 – токи в ветвях, а I_{11}, I_{12}, I_{13} – токи в контурах. Операторным методом определен ток тестового сигнала, который протекает через активное сопротивление R_1 сенсора

$$i(t) = \frac{U}{\frac{A \cdot B}{C} + R_1}, \quad (5)$$

где U – напряжение источника тестового сигнала,

$$A = \left(\frac{R_2 \cdot R_3}{R_2 + R_3 - i \cdot \omega \cdot R_2 \cdot R_3 \cdot (C_2 + C_3)} + \frac{R_5}{1 - i \cdot \omega \cdot R_5 \cdot C_5} \right) \quad B = \left(\frac{R_4}{1 - i \cdot \omega \cdot R_4 \cdot C_4} \right)$$

$$C = \left(\frac{R_2 \cdot R_3}{R_2 + R_3 - i \cdot \omega \cdot R_2 \cdot R_3 \cdot (C_2 + C_3)} + \frac{R_5}{1 - i \cdot \omega \cdot R_5 \cdot C_5} \right) + \left(\frac{R_4}{1 - i \cdot \omega \cdot R_4 \cdot C_4} \right), \quad R_1 \text{ – активное}$$

сопротивление сенсора, подключенного последовательно к источнику тестового сигнала, Z_2 – полное сопротивление между контактами дугогасительных камер, который состоит из емкостного X_2 (сопротивление емкости C_2) и активного R_2 (сопротивление изоляции между

контактами) сопротивлений, Z_3 – полное сопротивление контактов относительно фарфоровой изоляции для воздушного и элегазовых выключателей, который состоит из емкостного X_3 (сопротивление емкости C_3) и активного R_3 (последовательно соединенные два активных сопротивления и последовательно соединенные два емкостные сопротивления) сопротивлений, Z_4 и Z_5 – полные сопротивления подвижного и неподвижного контактов относительно заземленных частей выключателя, состоящие из емкостных X_4 , X_5 (сопротивление емкостей C_4 , C_5) и активных R_4 , R_5 (R_4 , C_4 – сопротивление и емкость изоляции подвижного контакта относительно заземленных частей выключателя; R_5 , C_5 – сопротивление и емкость изоляции неподвижного контакта относительно заземленных частей выключателя) сопротивлений.

Учет величины этого тока на разных частотах позволяет повысить точность контроля состояния привода выключателя и дугогасительных камер [4].

Выводы

На сегодняшний день в эксплуатации находятся многие ВВ, отработавшие более 25 лет и требующие замены. Предприятия-производители предлагают большое количество новых моделей ВВ, но в Украине небольшой опыт эксплуатации этих моделей. Это затрудняет их выбор при замене.

С целью повышения надежности эксплуатации новых моделей выключателей необходимо совершенствовать существующие методы и средства их диагностирования. Перспективным является совершенствование метода контроля скоростных характеристик путем контроля тока тестового сигнала, проходящего между контактами выключателя при его включении или выключении.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нормативний документ мінпаливенерго України. Норми випробування електрообладнання. СОУ-Н ЕЕ 20.302: Київ. 2007. – 271 с.
2. Тимашова Л. В. Анализ повреждаемости выключателей 110-750 кВ / Л. В. Тимашова, И. Л. Шлейфман, И. А. Назаров / Материалы V международной научно-технической конференции «Высоковольтное коммутационное оборудование». Москва, 2009. – 200 с.
3. Кутин В. М. Диагностирование электрооборудования электрических систем: Учеб. Пособие / В. М. Кутин, В. И. Брейтбурд. – К.: УМК ВО, 1991. – 104 с.
4. Кутін В. М. Вдосконалення методів діагностування високовольтних вимикачів / В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко, С. В. Мисенко // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2012. – № 1. – С. 109 – 113.
5. Справочник по проектированию электрических сетей / под. ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.
6. Справочник по проектированию электрических сетей / под. ред. Д. Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. – 320 с.
7. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков / Учеб. Пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

Кутин Василий Михайлович – д. т. н., профессор кафедры электрических станций и систем, тел.: (0432)-598377.

Рубаненко Александр Евгеньевич – к. т. н., доцент кафедры электрических станций и систем, тел.: (0432)-598377 e-mail: Rubanenko@bk.ru.

Винницкий национальный технический университет.

Мисенко Сергей Васильевич – инженер, Юго-Западная электроэнергетическая система, служба подстанций, инженер службы подстанций, тел.: (0432) – 634951, e-mail: sergey_mysenko@ukr.net.