

Vacuum Circuit Breakers in High and Highest Voltage Grids

Author

Paweł Kubek

Keywords

vacuum insulation technology, vacuum circuit breaker, SF₆ circuit breaker

Abstract

Recently, there has been a noticeable increase in the interest of grid operators in the application of vacuum technology in high and highest voltage overhead grids. For many years vacuum circuit breakers have been used in medium voltage grids, but in the past years mainly due to environmental conditions, vacuum technology has been developed also for high and highest voltages. Application of vacuum circuit breakers in high and highest voltage grids requires considering many technical factors that are characterized in this paper. Its main aim is to review the existing solutions of high voltage vacuum circuit breakers and to compare them with SF₆ gas circuit breakers. It also discusses technical aspects of high voltage vacuum circuit breakers' disadvantages and advantages, as well problems of their designing.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017310

Received: 25.02.2017

Received in revised form: 10.03.2017

Accepted: 28.06.2017

Available online: 30.09.2017

1. Introduction

The circuit breakers now commonly used in high and highest voltage grids are pneumatic DLF switches (400 kV grids) and SF₆ sulphur hexafluoride switches (220 kV and 110 kV grids). The use of pneumatic switches requires continuous pressure maintenance in their compressed air systems, and therefore compressor servicing, which significantly raises the operating costs of such a solution. It is also necessary to maintain the pressure installation including its individual components' inspections and servicing. Air entered into the pressure system should be purified and dried, which requires the use of suitable filters. The compressed air in a vacuum circuit breaker serves as the electric arc quenching medium, and is also drives the circuit breaker's individual moving components. In 110 kV and 220 kV grids switches with sulphur hexafluoride are mainly used. A characteristic feature of SF₆ gas, apart from very good electrical insulating properties, is the presence in the products of its decomposition of toxic and environmentally hazardous chemicals. This phenomenon is particularly strong at high operating temperatures, that is, at the time of SF₆ gas degradation due to the electric arc effect. In addition, sulphur hexafluoride is a long-lived greenhouse gas, and therefore, in accordance with applicable legislation on the release of harmful substances into the atmosphere, SF₆ emissions should be reduced [1, 2]. A competitive alternative to SF₆ gas, and a highly developed insulating

solution, is vacuum technology. The vacuum-based circuit breaker solutions have been known for a long time, but a particularly intense increase in their deployment has been observed since the mid-1980s and mainly in medium voltage grids. The vacuum technology development trend is especially prominent in Asian countries, and it can be assumed that soon vacuum switches may also be widely used in high and highest voltage grids. Compared to SF₆ circuit breakers, vacuum circuit breakers can disconnect many more short-circuit currents without the need to revise the disconnect pole. Another vacuum technology advantage is the cut-off current reduction to ca. 5 A, that is, to the level comparable to switches with other technologies. In vacuum circuit breaker chambers no products of the quenching and insulating medium decomposition resulting from the electric arc burning process accumulate. Moreover, vacuum switch poles are easier and cheaper to inspect due to easy access to the current circuit components. The only hard-to-reach element is the contact inside the vacuum chamber, but with few mechanical components in the contact chamber its failure rate is almost zero [3]. Vacuum breakers in high and highest voltage networks have been used for many years by foreign operators. Design solutions of the vacuum circuit breakers with a rated voltage higher than 100 kV are listed in Tab. 1.

U_n	I_k	I_n	External insulation	Pressure	No. of chambers	Country	Year of installation	Design	Drive
kV	kA	A		MPa					
204	25	800	SF ₆	0.07	2	Japan	1985	GIS	spring
204	40	2000	SF ₆	0.15	2	Japan	2010	dead tank	spring
168	31.5	2000	SF ₆	0.10	2	Japan	1977	live tank	spring
154	20	600	oil	–	2	Japan	1977	dead tank	spring
145	25	2000	SF ₆	0.10	2	Japan	1976	live tank	spring
145	40	2000	SF ₆	0.12	1	Japan	2010	live tank	spring
132	15	2000	SF ₆	–	8	UK	1968	live tank	spring
126	40	1600	SF ₆	0.10	1	Canada	2002	live tank	spring
126	40	2000	SF ₆	0.10	1	Canada	2005	live tank	spring
126	40	2000	SF ₆	0.10	1	Canada	2010	live tank	spring
120	31.5	2000	SF ₆	0.15	1	Japan	2006	dead tank	spring

Tab. 1. Vacuum circuit breaker designs for voltages over 100 kV [2]

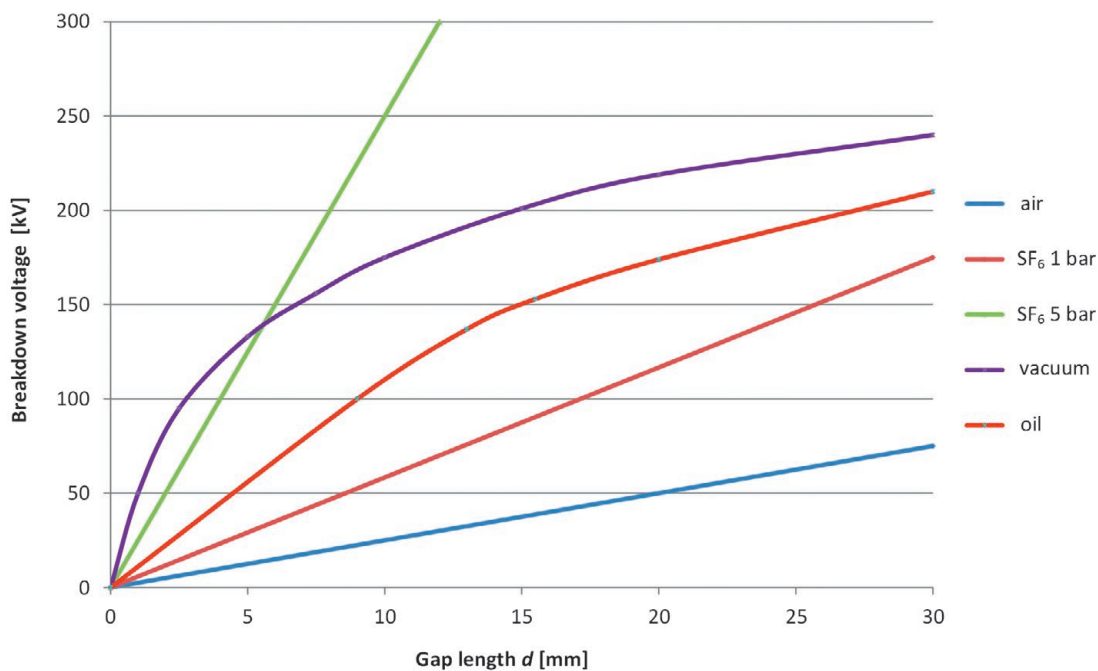


Fig. 1. Dielectric strength characteristics as a function of distance between contacts of selected insulating technologies [2]

According to [1], a R&D program has been launched in China in 2008 to evaluate the vacuum technology in high and highest voltage grids. For many years vacuum technology has been used for voltages higher than 100 kV in Asian countries, the USA and Canada.

2. Characteristics of vacuum switching technology in power circuit breakers

From the physical point of view, vacuum is a space, where no matter endowed with mass is present. It is probably impossible to obtain the perfect vacuum, i.e. one with the pressure of zero

pascal [Pa]. Therefore, in the technical sense, vacuum can be defined as a medium with a very thin gas, at a pressure significantly lower atmospheric. Because of vacuum's very general definition, its classification has been introduced in terms of pressure, number of particles per cubic centimetre, or particle's mean free path in meters [1]. The vacuum created in a vacuum circuit breaker provides good conditions to improve the electric arc extinguishing ease, and the extinguishing chamber insulation. The design of vacuum circuit breakers in high voltage grids is very similar to that of medium voltage vacuum circuit breakers. A major constraint affecting the use of vacuum circuit breakers

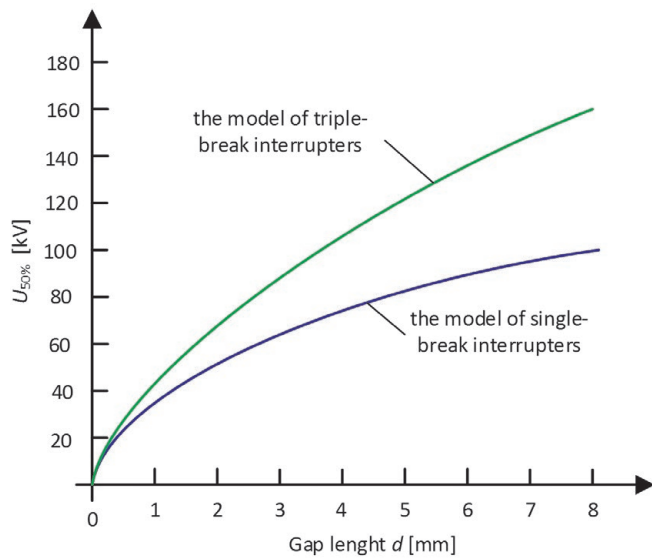


Fig. 2. 50% breakthrough voltage characteristics as a function of inter-contact distance for single and triple vacuum chambers [2]

in 110 kV and higher voltage grids is the geometric arrangement of their contacts and contact chambers, which affects the inter-contact distance, depending on the withstand voltage. Literature studies on vacuum technology in high voltage grids report problems with the design and development of a single-break contact chamber with a strength over 145 kV. This problem is due to the shape of vacuum chamber's dielectric strength characteristics as a function of the inter-contact distance (Fig. 1). Based on the family of characteristics, it can be seen that as regards the vacuum insulation for voltages higher than 100 kV, no increase in the contact distance linearly increases the dielectric strength as is the case with other insulating media.

An increase in the withstand voltage requires a larger distance between the contacts, i.e. the contact chamber's larger geometrical dimensions. A solution employed by designers of vacuum circuit breakers for high and highest voltage grids is to use several (usually two or three) vacuum chambers connected in series, which greatly increases the withstand voltage. Significant increase in the withstand (breakthrough) voltage is evident in the series of three vacuum chambers. The effect of increased withstand voltage resulting from the serial connection of several vacuum chambers are shown in Fig. 2. For example, a switch design with one contact chamber and electrodes distanced by 7 mm provides 50% breakthrough voltage at 100 kV. A series of three contact chambers increases the 50% withstand voltage up to 142 kV with the same distance between contacts. Comparison of Geometrical dimensions of vacuum chambers for various rated voltages are compared in Photo 1.

As seen in Photo 1, the contact chamber in vacuum circuit breakers for the highest voltages is much larger. Its length between the top and bottom flanges is 1300 mm, and the outer diameter is 260 mm. The working contact is made up of electrodes 140 mm in diameter and distanced by 80 mm. The vacuum chamber also has a glass screen with total weight 70 kg.



Photo 1. Comparison of vacuum chambers in circuit breakers for highest, high, and medium voltages (from left) 245, 126 and 12 kV [6]

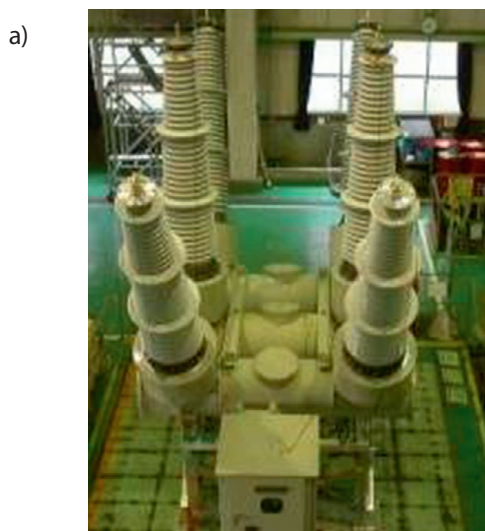
3. Technical requirements for structural members of high and highest voltage vacuum circuit breaker

The main distinguishing feature of the vacuum circuit breakers for high and highest voltage grids is their external design. These switches can be made with dead tank or live tank (Photo 2).

The basic difference between the live tank and the dead tank is the contact chamber location. Live tank circuit breaker's contact chamber operates at the rated line voltage potential, which is insulated from the ground by a support insulator. The vacuum chamber and insulating (or device) bushings are at a certain elevation. According to literature, the live tank circuit breakers are slightly cheaper than the dead tank design and occupy less space. In the dead tank design, the contact chamber is located on an earthed support at a small elevation above the ground, while the current circuit enters the contact chamber in an insulating bushing. According to [2] and other references, the vacuum switch design vary, while the live tank technology is employed in most of the currently operated solutions.

Each circuit breaker in a high or highest voltage grid consists of many sub-assemblies that should provide it reliable operation throughout the service life and meet the relevant technical requirements. The appropriate base (support structure) design depends on the chosen circuit breaker technology (live or dead tank). The support is the circuit breaker's base, which should be resistant to dynamic forces during switching operations.

In high voltage vacuum circuit breakers, the vacuum insulates their working contacts, and provides very good conditions for electric arc extinguishing. Vacuum circuit breaker insulation should ensure the electrical strength not only of the inter-contact space, but also of the entire circuit breaker enclosure. To this end the vacuum chambers are provided with external insulation



*Design: dead tank
 Rated voltage: 168/204 kV
 Rated current: 2,000 A
 Short-circuit current: 40 kA
 Additional insulation: SF₆
 No. of vacuum chambers: 2/phase
 Mechanism: spring-stored energy*



*Design: live tank
 Rated voltage: 168 kV
 Rated current: 2,000 A
 Short-circuit current: 31.5 kA
 Additional insulation: SF₆
 No. of vacuum chambers: 2/phase
 Mechanism: spring-stored energy*

Photo 2. 168/204 kV vacuum circuit breaker designs(a) dead tank and (b) live tank [2]

made of porcelain with a high alumina content. In addition, to increase the chamber envelope's dielectric strength, modern design solutions utilize dedicated technical solutions in the form of solid (polyurethane, epoxy, silicone) insulation applied to the contact chamber. Another option is SF₆, dry air or nitrogen gas insulation [1]. The chamber's outer insulation must be so selected that it can withstand the standardized long-term and transient voltages applied to the chamber terminals. In addition, the circuit breaker insulation should be resistant to rapidly and slowly rising overvoltages and to grid frequency overvoltages. The insulation should be so co-ordinated that, after exceeding the the circuit breaker's rated conditions the breakdown develops outside the extinguishing chambers (in the air) and not in the circuit breaker's internal insulation [2].

In high and highest voltage grids, due to the dielectric strength's nonlinear characteristics as a function of the distance between the electrodes, it is necessary to use series of several contact chambers per phase. This solution allows for a significant increase of the circuit breaker's maximum operating voltage, however, a breaker design consisting of two or more vacuum chambers should be preceded by analyses of the return voltage distribution after opening of the contacts. Potential distribution between the contacts of an open circuit breaker depends on the distribution of capacitances relative to the other insulating elements, and may not be uniform at their high unbalance. Hence, there is a risk in high and highest voltage grids of unequal distribution of the return voltage over the series of connected contact chambers, which can lead to loss of the electrical strength of one of them. A vacuum switch should be driven by a spring-motor drive. The first option is to share a common drive between all vacuum chambers (this solution is used in 110 kV circuit breakers). Each circuit

breaker pole may also be individually driven (in 220 and 400 kV switches). Vacuum switch actuator should enable the sequential switching provided for in the design specification. In addition, it should be provided with the drive status' local and remote signaling, which should block the breaker's automatic reclosing if its drive is not charged. It is worth pointing out that because of its moving contact's short stroke, vacuum circuit breakers require less drive power and their mechanical duration is longer than that of SF₆ switches. The mean contact velocity when closing and opening a vacuum circuit breaker is estimated at ca. 1 m/s [7]. Vacuum circuit breakers can also be driven by the energy storage drives used in sulphur hexafluoride switches.

Unlike SF₆ circuit breakers, vacuum circuit breakers use the flat (front) contacts arrangement. These contacts have neither a separate main section nor an arcing section, where the arc is burning and the contact surface is thermally degraded (Fig. 3). In simplified terms, when circuit breaker contacts are closed, the current is flowing through the places where the arc is burning during switching operations. The contacts' material, especially its surface, should be resistant to high arc temperature [1, 2].

The contacts' material should also feature a low contact resistance when closed, and for this purpose a copper-chromium composite is used [4]. Regardless of the rated voltage, it is assumed that vacuum circuit breakers will be capable of disconnecting short-circuit currents of several tens of kiloamperes. For such short-circuit currents, dedicated design solutions are used. Typically, the contacts are so shaped as to generate transverse magnetic field in the inter-contact space when interrupting currents (Figure 3a). Then, when opening the breaker contacts, the resulting arc is set in very fast motion over their surface, which prevents their local thermal erosion by the arc. Such

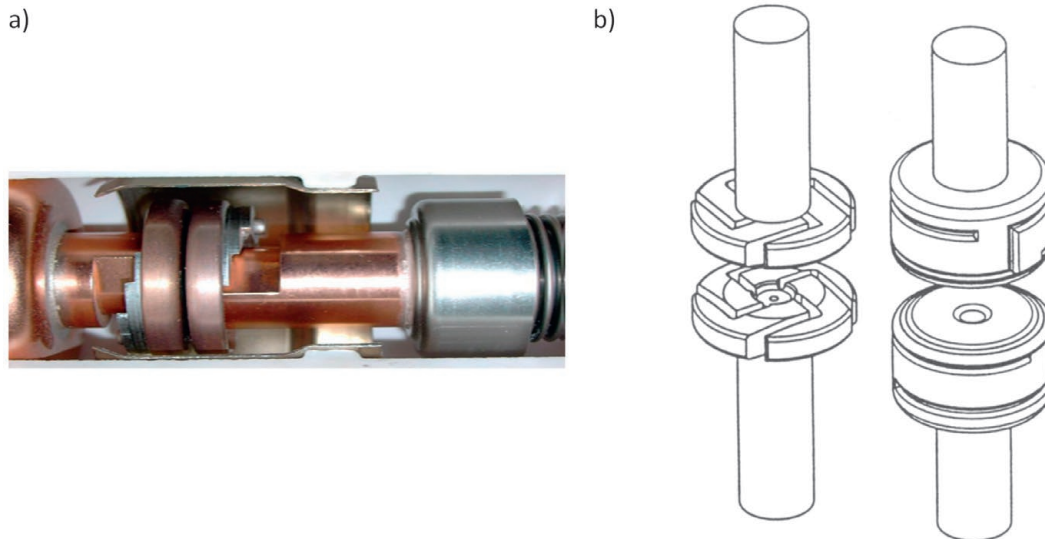


Fig. 3. Butt contacts (a) and magnetic field generating contacts (b) of vacuum circuit breakers [2, 7]

Circuit breaker component	SF ₆ CB* cost versus VCB** cost	Comments
Contact chamber	SF ₆ CB < VCB	High cost of contact chamber's ceramic casing
External insulation	SF ₆ CB ≈ VCB	External dimensions determined by dielectric strength
Connections and control of electric field strength	SF ₆ CB ≈ VCB	No significant differences for voltages ≤72.5 kV, for high voltages an increase in cost is estimated
Current circuit	SF ₆ CB < VCB	Need to use heat sinks in vacuum circuit breakers and alloys with adequate hardness
Control of working contacts	SF ₆ CB > VCB	Smaller stroke when vacuum switch contacts' closing/opening

* SF₆ CB – circuit breaker with sulphur hexafluoride

** VCB – vacuum circuit breaker

Tab. 2. Comparison of estimated costs of vacuum and SF₆ circuit breakers [2]

special contact arrangement with radial or axial magnetic field largely eliminates the contact surface's local overheating, thus ensuring the vacuum circuit breaker's high switching endurance. In addition, a vacuum circuit breaker should be made up of components that can be replaced during its operation. It is also important to take into account thermal phenomena and processes, since the heat dissipation in a vacuum is greatly impeded and mainly consists in the current circuits' thermal conductivity. Therefore, in circuit breakers with high rated currents, it is necessary to use sinks to draw heat from the vacuum chamber. Another issue is vacuum control inside the vacuum bubble. Vacuum degradation inside the circuit breaker chamber leads to deterioration of the insulation system's dielectric properties, and to reduction of the current breaking capacity. Vacuum loss can be due to degassing of materials inside the chamber, leakage through welded or soldered joints, and gas penetration between the enclosure and the chamber. The risk of vacuum loss in a vacuum circuit breaker chamber is particularly high in the case of puncturing the movable contact sealing bellows. In many publications or catalogues the manufactures of LV and HV circuit breakers assure of their vacuum chamber tightness. However, from the point of view of vacuum circuit breakers' life expectancy, the development of measurement methods for assessing their vacuum condition seems reasonable. These

methods should ensure the expected vacuum leakage detection in the range from 10⁻⁴ Pa (or, possibly, 10⁻² Pa), i.e. within the range of maximum allowable pressure in the chamber [1].

4. Capital expenditure for the highest voltage vacuum circuit breaker

It's not easy to estimate the capex costs of individual components of a vacuum switch suitable for 110 kV and 220 kV grids. According to [2] and other references, the costs of the individual structural components and the control system increase with increasing rated voltage. Total capital expenditure for a circuit breaker for a voltage above 145 kV is expected to grow significantly due to the need to expand the ceramic insulation's geometric dimensions and the need for serial connection of several contact chambers per phase. The operation of a vacuum switch is more cost efficient than of other switches. With the vacuum contact chamber, neither the absorbers are needed to absorb harmful SF₆ decomposition products, nor the compressed air system maintenance. The vacuum contact chamber is practically maintenance-free, except for testing the pressure inside the vacuum bulb that appears to be necessary only after a significant period of the circuit breaker's operation. It is estimated that the investment required to build a high-voltage vacuum circuit breaker is higher than the capex cost of an SF₆ switch, but this difference

is acceptable because of the benefits of the permissible number of switching operations and the absence of greenhouse gas and its decomposition products in the breaker chamber. Costs of vacuum circuit breaker and SF₆ circuit breaker components are compared in Tab. 2.

Based on the knowledge accumulated so far, it is estimated that the serial production of a vacuum circuit breaker for a high or highest voltage grids shall be comparable to SF₆ circuit breaker. The excess of the vacuum circuit breaker costs over the SF₆ circuit breaker costs is acceptable to a certain extent due to the many benefits throughout its lifetime, including: maximum number of switching operations, absence of greenhouse gas and its decomposition products in the circuit breaker chamber, and maintenance-free operation.

5. Summary and conclusions

Despite the progressive development of vacuum technology in high and high voltage networks, it is necessary to indicate the relatively poor availability of literature on the practical design and operating experience of vacuum circuit breakers. At present, the vacuum circuit breakers with a rated voltage higher than 200 kV are installed in Asian countries, especially in Japan. Vacuum breakers allow for many switching operations due to their working contacts' higher strength, and thus to less erosion from electrical arc. This makes these circuit breakers suitable for frequent switching operations. Vacuum breakers feature a relatively low arc ignition voltage (significantly lower than in SF₆ gas breakers) of several dozen volts, and a short arc burning time when switching off short-circuit currents of ca. 5–7 ms. Switching with a vacuum circuit breaker requires less force to open or close its contacts. According to [2], it is estimated that vacuum circuit breakers require only 20% of the drive force compared to SF₆ breakers. In a vacuum circuit breaker with rated voltage above 145 kV, it is necessary to use a series connection of several contact chambers, whereas the SF₆ circuit breakers built up to date require such a solution for much higher rated voltages. Switching capacities of operating currents up to 2,500 A are comparable to other technologies, whereas, according to the literature, the vacuum technology application for load currents over 2,500 A is constrained due to the heat discharge from the contact chamber. An issue particularly relevant to the high and highest voltage vacuum circuit breakers' operating reliability and lifetime is the development of solutions for evaluating and controlling the vacuum in the contact chamber during their operation. Vacuum circuit breakers are also characterized by a high rate of the dielectric strength recovery, which affects extinguishing efficiency of the arc developed from switching operation, even at a very high return voltage rise rate. A feature specific for a vacuum circuit breaker's switching operation is the phenomenon of breaking the current when switching off induction currents [5].

Under intense deionisation conditions in the circuit breaker quench chamber the current is cut off before its natural passage through zero. The current break-off phenomenon can be particularly dangerous when switching off small induction currents. Switching overvoltages while breaking such currents off depend mainly on the circuit breaking rate and the breaker's breaking capacity. Working contacts of currently manufactured vacuum breakers are made of appropriate alloys, which greatly mitigates the current break-off problem. Breaking off currents in vacuum circuit breakers can generate the so-called late ignitions several hundred milliseconds after the current break. This phenomenon is due to contact surface erosion resulting from arc processes and changes in dielectric strength due to loss of vacuum.

In addition, vacuum circuit breakers produce no harmful SF₆ gas decomposition products as a result of an electric arc burning. In many solutions currently operated in the world, sulphur hexafluoride is used as an additional insulation of the contact chamber, assuming that there is no arc distinguishing in the space. Some publications report the generation of X-rays when arc is burned inside the contact chamber. Operational test results referenced in [2] confirm that a 145 kV single-chamber vacuum circuit breaker emits X-rays below the permissible 5 μSv/h. This emission from circuit breakers with series of several contact chambers is even lower. Because of their mechanical and switching endurance, vacuum circuit breakers can be expected to operate for a longer period than SF₆ switches, especially in circuits with relatively high switching frequencies [1].

REFERENCES

1. W. Chmielak, "Nowoczesne technologie próżniowe w energetyce – SF₆ czy próżnia" [Modern vacuum technologies in power engineering – SF₆ or vacuum], *Elektroenergetyka*, No. 190, 2015.
2. "The impact of the Application of Vacuum Switchgear at Transmission Voltages", Cigre Brochure No. 589, Working Group A3.27. July 2014.
3. J. Schirr, "Mittelspannungs-Leistungschalter mit dem Loschprinzipien Öl, Vakuum und SF₆" [materialy firmy ABB].
4. H. Markiewicz, "Urządzenia elektroenergetyczne" [Power equipment], WNT, Warsaw 2001.
5. D. Duda, Z. Gacek, "Przepięcia w sieciach elektroenergetycznych i ochrona przed przepięciami" [Overvoltages and overvoltage protection in power grids] Silesian University of Technology Publishers, Gliwice, 2015.
6. Z. Liu et al., "Development of high voltage vacuum circuit breakers in China", *IEEE Transactions of Plasma Science*, Vol. 35, No. 4, 2007.
7. "IEEE tutorial of the vacuum switchgear TP-1350-0. Power Engineering Society", Piscataway, USA.

Paweł Kubek

Silesian University of Technology

PSE Innowacje

e-mail: pawel.kubek@polsl.pl

Faculty member in the Institute of Electrical Power Engineering and Control Systems of the Silesian University of Technology, PSE Innovation employee. His research interests include transmission capacity of overhead lines, monitoring the current carrying capacity of grid elements, and transmission line upgrades.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 124–130. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Zastosowanie wyłączników próżniowych w sieciach wysokich i najwyższych napięć

Autor

Paweł Kubek

Słowa kluczowe

próżniowa technika izolacyjna, wyłącznik próżniowy, wyłącznik SF₆

Streszczenie

W ostatnim czasie można zauważyć intensywny wzrost zainteresowania operatorów sieciowych wykorzystaniem techniki próżniowej w sieciach napowietrznych wysokiego i najwyższego napięcia. Od wielu lat wyłączniki próżniowe są stosowane w sieciach średniego napięcia, jednak w minionych latach głównie ze względu na uwarunkowania środowiskowe technologia próżniowa rozwijana jest także w zakresie wysokich i najwyższych napięć. Zastosowanie wyłączników próżniowych w sieciach WN i NN wymaga uwzględnienia wielu czynników technicznych, które scharakteryzowano w artykule. Głównym celem artykułu jest dokonanie przeglądu istniejących rozwiązań wyłączników próżniowych wysokiego napięcia oraz ich porównanie z wyłącznikami z gazem SF₆. Artykuł zawiera także omówienie aspektów technicznych dotyczących wad i zalet, a także problemów dotyczących projektowania wyłączników próżniowych wysokiego napięcia.

Data wpływu do redakcji: 25.02.2017

Data wpływu do redakcji po recenzjach: 10.03.2017

Data akceptacji artykułu: 28.06.2017

Data publikacji online: 30.09.2017

1. Wprowadzenie

Obecnie powszechnie wykorzystywanymi wyłącznikami w sieciach wysokich i najwyższych napięć są wyłączniki pneumatyczne DLF (sieć 400 kV) oraz wyłączniki z sześciopowodkiem siarki SF₆ (sieć 220 kV i 110 kV). Wykorzystywanie wyłączników pneumatycznych wymaga ciągłego utrzymywania ciśnienia w instalacji sprężonego powietrza, a więc obsługi sprężarek, co znacznie podnosi koszty eksploatacyjne takiego rozwiązania. Wymagane jest także utrzymywanie instalacji ciśnieniowej obejmującej przeglądy i konserwacje jej poszczególnych elementów. Powietrze wprowadzane do instalacji ciśnieniowej powinno zostać oczyszczone i osuszone, co użykuje się dzięki stosowaniu odpowiednich filtrów. Sprężone powietrze w wyłączniku próżniowym jest wykorzystywane jako medium gaszeniowe łuku elektrycznego, stanowi także środek napędowy poszczególnych elementów ruchomych wyłącznika. W sieciach 110 kV i 220 kV wykorzystuje się głównie wyłączniki z sześciopowodkiem siarki. Charakterystyczną cechą gazu SF₆, oprócz bardzo korzystnych własności elektroizolacyjnych, jest obecność w produktach jego rozkładu toksycznych i niebezpiecznych dla środowiska związków chemicznych. Zjawisko to jest szczególnie silne w wysokiej temperaturze roboczej, a więc w chwili degradacji gazu SF₆ na skutek oddziaływania łuku elektrycznego. Dodatkowo sześciopowodek siarki należy do grupy gazów silnie cieplarnianych o długim czasie życia, dlatego – zgodnie z obowiązującymi regulacjami prawnymi dotyczącymi uwalniania szkodliwych związków do atmosfery – emisja gazu SF₆ powinna być ograniczona [1, 2]. Konkurencyjną do gazu SF₆ i intensywnie rozwijaną techniką izolacyjną jest technika próżniowa. Rozwiązania wynikające z wykorzystania próżni w wyłącznikach są

znane od dawna, jednak szczególnie intensywny wzrost instalacji wyłączników próżniowych można zaobserwować od połowy lat 80. ubiegłego wieku, a obejmuje on przede wszystkim sieci średniego napięcia. Obserwacja tendencji rozwojowych techniki próżniowej wskazuje na jej intensywny rozwój głównie w krajach azjatyckich i pozwala przypuszczać, że w najbliższym czasie wyłączniki próżniowe mogą być powszechnie stosowane również w sieciach wysokich i najwyższych napięć. W porównaniu z wyłącznikami SF₆ wyłączniki próżniowe cechują się znacznie większą dopuszczalną liczbą wyłączeń prądów zwarciovych bez konieczności rewizji

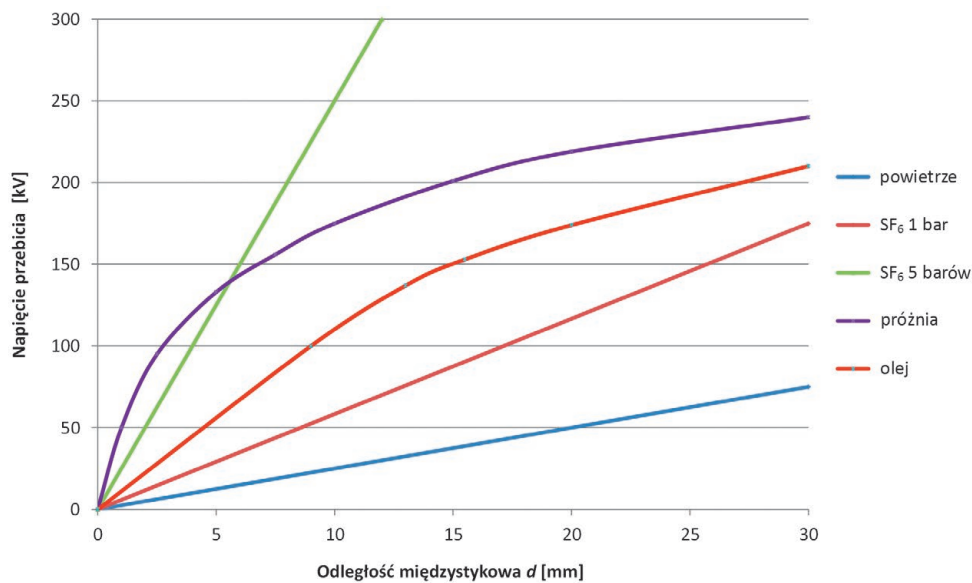
bieguna rozłączającego tor prądowy. Kolejną korzystną cechą technologii próżniowej jest zmniejszenie prądu ucięcia do wartości ok. 5 A, a więc do poziomu odpowiadającego wyłącznikom wykonanym w innych technologiach. W komorach wyłączników próżniowych nie gromadzą się produkty rozkładu medium gaszącego i izolacyjnego powstałe w wyniku palenia się łuku elektrycznego. Dodatkowo przegląd biegunów wyłączników próżniowych jest łatwiejszy i mniej kosztowny ze względu na przystępny dostęp do elementów toru prądowego. Jedynym trudno dostępnym elementem jest styk we wnętrzu komory próżniowej, ale wobec bardzo niewielkiej liczby elementów

U_n	I_k	I_n	Izolacja zewnętrzna	Ciśnienie	Liczba komór	Kraj	Rok instalacji	Rodzaj konstrukcji	Siła napędowa
kV	kA	A		MPa					
204	25	800	SF ₆	0,07	2	Japonia	1985	GIS	sprężyna
204	40	2000	SF ₆	0,15	2	Japonia	2010	dead tank	sprężyna
168	31,5	2000	SF ₆	0,10	2	Japonia	1977	live tank	sprężyna
154	20	600	olej	–	2	Japonia	1977	dead tank	sprężyna
145	25	2000	SF ₆	0,10	2	Japonia	1976	live tank	sprężyna
145	40	2000	SF ₆	0,12	1	Japonia	2010	live tank	sprężyna
132	15	2000	SF ₆	–	8	W. Brytania	1968	live tank	sprężyna
126	40	1600	SF ₆	0,10	1	Kanada	2002	live tank	sprężyna
126	40	2000	SF ₆	0,10	1	Kanada	2005	live tank	sprężyna
126	40	2000	SF ₆	0,10	1	Kanada	2010	live tank	sprężyna
120	31,5	2000	SF ₆	0,15	1	Japonia	2006	dead tank	sprężyna

Tab. 1. Zestawienie konstrukcji wyłączników próżniowych stosowanych w napięciach powyżej 100 kV [2]

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 124–130. When referring to the article please refer to the original text.

PL



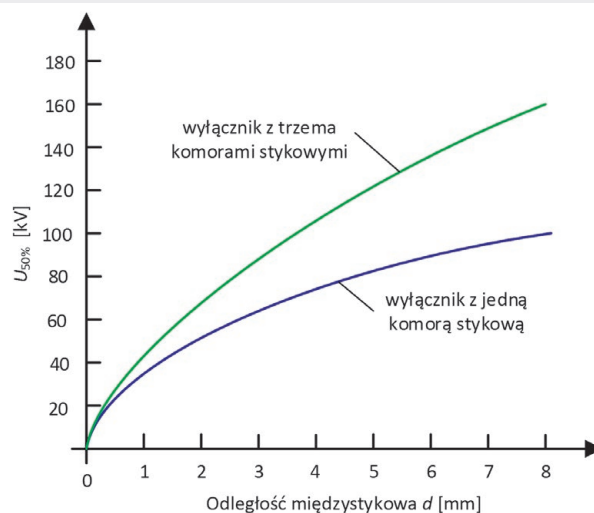
Rys. 1. Charakterystyki wytrzymałości dielektrycznej w funkcji odległości pomiędzy stykami dla wybranych technik izolacyjnych [2]

mechanicznych w komorze stykowej jej awaryjność jest praktycznie bliska zeru [3]. Wyłączniki próżniowe w sieciach wysokich i najwyższych napięć są od wielu lat stosowane przez operatorów zagranicznych. Zestawienie rozwiązań konstrukcyjnych wyłączników próżniowych o napięciu znamionowym wyższym niż 100 kV zamieszczono w tab. 1.

Według informacji zawartych w [1], począwszy od 2008 roku, w Chinach rozpoczęł się program badawczo-rozwojowy mający na celu dokonanie oceny techniki próżniowej w sieciach WN i NN. Od wielu lat technika próżniowa na napięciu wyższym niż 100 kV jest wykorzystywana w krajach azjatyckich, USA i w Kanadzie.

2. Charakterystyka próżniowej techniki łączeniowej w wyłącznikach elektroenergetycznych

Z fizycznego punktu widzenia próżnia można nazwać przestrzeń, w której nie znajdują się żadne cząstki obdarzone masą. Uzyskanie idealnej próżni, tzn. takiej, w której występuje ciśnienie równe zero pascala [Pa], jest prawdopodobnie mało osiągalne. Dlatego w rozumieniu technicznym próżnię można zdefiniować jako ośrodek o silnie rozrzedzonym gazie, w ciśnieniu znacząco niższym od atmosferycznego. Ze względu na bardzo ogólną definicję omawianego pojęcia wprowadzono klasyfikację próżni pod względem m.in. poziomu ciśnienia, liczby cząstek na centymetr sześcienny czy średniej drogi swobodnej cząsteczek w metrach [1]. Próżnia wytworzona w wyłącznikach próżniowych tworzy dobre warunki poprawiające łatwość gaszenia łuku elektrycznego, stanowi także izolację komór gaszeniowych. Budowa wyłączników próżniowych stosowanych w sieci wysokiego napięcia w znacznym stopniu przypomina budowę wyłączników próżniowych średniego napięcia. Jednym z istotnych ograniczeń wpływających na stosowanie wyłączników



Rys. 2. Charakterystyki 50-proc. napięcia przebicia w funkcji odległości międzystykowej dla pojedynczej i potrójnej komory próżniowej [2]

próżniowych w sieciach o napięciu 110 kV i wyższym jest układ geometryczny styków i komory stykowej, który wpływa na odległość międzystykową w zależności od poziomu wytrzymałych napięć. Studia literaturowe w zakresie technologii próżniowej w sieciach wysokich napięć wskazują na problemy związane z zaprojektowaniem i zbudowaniem jednoprzewodowej komory stykowej o wytrzymałości powyżej 145 kV. Problem ten wynika z kształtu charakterystyki wytrzymałości dielektrycznej w funkcji odległości międzystykowej dla komory próżniowej (rys. 1). Na podstawie przedstawionej rodziny charakterystyk widać, że w przypadku izolacji próżniowej, dla napięć wyższych niż 100 kV, wzrost odległości pomiędzy stykami nie przekłada się liniowo na zwiększenie wytrzymałości dielektrycznej, jak to ma

miejsce w przypadku pozostałych mediów izolacyjnych.

Zapewnienie wyższych poziomów napięć wytrzymałych wymaga zwiększenia odległości pomiędzy stykami, prowadząc tym samym to zwiększenia wymiarów geometrycznych komory stykowej. W sieciach wysokich i najwyższych napięć rozwiązaniem wykorzystywanym przez projektantów wyłączników próżniowych jest stosowanie kilku komór próżniowych połączonych szeregowo (najczęściej dwóch lub trzech), co w dużym stopniu podnosi poziom wytrzymałego napięcia. Znaczne podwyższenie wartości napięcia wytrzymałego (napięcia przebicia) jest widoczne po zastosowaniu szeregowego połączenia trzech komór próżniowych. Efekty w postaci podniesienia wartości napięcia wytrzymałego, wynikające z szeregowego

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 124–130. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Fot. 1. Porównanie komór próżniowych stosowanych w wyłącznikach NN, WN i SN (od lewej strony) 245, 126 i 12 kV [6]

połączenia kilku komór próżniowych, pokazano na rys. 2. Na przykład konstrukcja wyłącznika z jedną komorą stykową, przy odległości elektrod na poziomie 7 mm, zapewnia 50-proc. napięcie przebicia na poziomie 100 kV. Zastosowanie trzech komór stykowych połączonych szeregowo podnosi 50-proc. wartość napięcia wytrzymawanego do 142 kV przy takiej samej odległości pomiędzy stykami. Porównanie wymiarów geometrycznych komór próżniowych stosowanych na różnych poziomach napięć znamionowych zamieszczono na fot. 1.

Jak wynika z fot. 1, komora stykowa wykorzystywana w wyłącznikach próżniowych NN przyjmuje znaczne wymiary geometryczne. Jej długość pomiędzy dolnym i górnym kołnierzem wynosi 1300 mm, natomiast średnica zewnętrzna to 260 mm. Styk roboczy stanowią elektrody o średnicy 140 mm i odległości 80 mm. Komora próżniowa posiada dodatkowo szklany ekran o sumarycznej masie równej 70 kg.

3. Wymagania techniczne dla elementów konstrukcyjnych wyłącznika próżniowego WN i NN

Główną cechą różniącą wyłączniki próżniowe stosowane w sieciach WN i NN jest rodzaj wykonania wyłącznika ze względu na konstrukcję zewnętrzną. Omawiane wyłączniki mogą być wyprodukowane w wykonaniu *dead tank* lub *live tank* (fot. 2). Podstawową różnicą cechującą konstrukcje typu *live tank* i *dead tank* jest miejsce położenia komory stykowej. Wyłączniki typu *live tank* posiadają komorę stykową pracującą na potencjale napięcia znamionowego linii, która jest odizolowana względem ziemi przez izolator wsporczy. Komora próżniowa wraz z izolatorami przepustowymi (lub przepustami aparatuowymi) znajduje się na pewnej wysokości. Według informacji zawartych w literaturze wyłączniki

a)



Konstrukcja: *dead tank*
 Napięcie znamionowe: 168/204 kV
 Prąd znamionowy: 2 000 A
 Prąd zwarciaowy: 40 kA
 Izolacja dodatkowa: SF₆
 Liczba komór próżniowych: 2/fazę
 Mechanizm: sprężynowo-zasobnikowy

b)



Konstrukcja: *live tank*
 Napięcie znamionowe: 168 kV
 Prąd znamionowy: 2 000 A
 Prąd zwarciaowy: 31,5 kA
 Izolacja dodatkowa: SF₆
 Liczba komór próżniowych: 2/fazę
 Mechanizm: sprężynowo-zasobnikowy

Fot. 2. Konstrukcje wyłączników próżniowych 168/204 kV w wykonaniu *dead tank* (a) i *live tank* (b) wg [2]

w wykonaniu *live tank* są nieco tańsze od konstrukcji *dead tank*, zajmują także mniejszą powierzchnię. W konstrukcji typu *dead tank* komora stykowa znajduje się na uziemionej konstrukcji wsporczej znajdującej się na niewielkiej wysokości nad powierzchnią ziemi, natomiast doprowadzenie toru prądowego do komory stykowej wykonane jest za pomocą izolatorów przepustowych. Według informacji zawartych m.in. w [2] techniki wykonania wyłączników próżniowych są zróżnicowane, przy czym w większości pracujących obecnie rozwiązaniach wybrano technologię *live tank*.

Każdy wyłącznik pracujący w sieciach WN i NN składa się z wielu podzespołów, które powinny zapewnić niezawodną pracę w całym okresie eksploatacji i cechować się odpowiednimi wymaganiami technicznymi. Wykonanie właściwej podstawy (konstrukcji wsporczej) wynika z wybranej technologii wykonania wyłącznika (*live* lub *dead tank*). Konstrukcja wsporcza stanowi podstawę wyłącznika, która powinna być odporna na działanie sił dynamicznych w trakcie wykonywania operacji łączeniowych.

W wyłącznikach próżniowych wysokiego napięcia ośrodek próżniowy stanowi izolację styków roboczych, zapewnia on bardzo dobre warunki gaszenia łuku elektrycznego. Dobór izolacji wyłącznika próżniowego, oprócz wytrzymałości elektrycznej przestrzeni międzystykowej, powinien uwzględniać wytrzymałość elektryczną całej obudowy wyłącznika. W celu zapewnienia wymaganego poziomu wytrzymałości napięciowej stosuje się zewnętrzną izolację komór próżniowych wykonaną z porcelany z dużą zawartością tlenku glinu. Ponadto w nowoczesnych rozwiązaniach konstrukcyjnych wykorzystuje się dedykowane rozwiązania techniczne pozwalające na zwiększenie wytrzymałości dielektrycznej obrysu komory w postaci izolacji stałej (poliuretanowa, epoksydowa, silikonowa), która nakładana jest na komorę stykową. Innym rozwiązaniem jest zastosowanie

izolacji gazowej w postaci gazu SF₆, suchego powietrza lub azotu [1]. Zewnętrzna izolacja komory musi zostać dobrana w odpowiedni sposób, tak aby mogła wytrzymać znormalizowane napięcia długotrwałe i przejściowe przyłożone do zacisków komory. Dodatkowo układ izolacyjny wyłącznika powinien być odporny na przepięcia szybko i wolno narastające oraz na przepięcia o częstotliwości sieciowej. Koordynacja izolacji powinna być zaprojektowana w taki sposób, aby po przekroczeniu znamionowego poziomu izolacyjnego wyłącznika przeskok występował na zewnątrz komór gaszących (w powietrzu), a nie w izolacji wewnętrznej wyłącznika [2].

W sieciach wysokich i najwyższych napięć, ze względu na nieliniową charakterystykę wytrzymałości dielektrycznej w funkcji odległości między elektrodami, konieczne jest stosowanie szeregowego połączenia kilku komór stykowych przypadających na jedną fazę. Rozwiązanie to pozwala na znaczne podwyższenie maksymalnego napięcia pracy wyłącznika, jednak budowa wyłącznika składającego się z dwóch lub więcej komór próżniowych powinna zostać poprzedzona analizami dotyczącymi rozkładu napięcia powrotnego po otwarciu styków wyłącznika. Rozkład potencjału między stykami otwartego wyłącznika zależy od rozkładu pojemności względem pozostałych elementów układu izolacyjnego i przy dużej niesymetrii tych pojemności może nie być rozkładem równomiernym. Stąd w sieciach WN i NN istnieje ryzyko nierównego rozłożenia napięcia powrotnego na szeregowo połączonych komorach stykowych, co w efekcie może doprowadzić do utraty wytrzymałości elektrycznej jednej z komór.

Wyłącznik próżniowy powinien być sterowany napędem sprężynowo-silnikowym. Pierwszym sposobem jest wykorzystanie wspólnego napędu dla wszystkich komór próżniowych (rozwiązanie takie jest stosowane w wyłącznikach 110 kV).

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 124–130. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Możliwy jest także indywidualny napęd dla każdego bieguna wyłącznika (wyłączniki 220 i 400 kV). Napęd wyłącznika próżniowego powinien zapewniać możliwość wykonania sekwencji łączeniowych określonych w specyfikacji projektowej. Dodatkowo powinien posiadać lokalną i zdalną sygnalizację stanu napędu, która powinna blokować SPZ w przypadku braku zazbrojenia napędu. Warto podkreślić, że ze względu na niewielki skok styku ruchomego wyłącznika próżniowe wymagają mniejszego zapotrzebowania na energię napędu i ich trwałość mechaniczna jest wyższa w porównaniu z wyłącznikami SF₆. Szacuje się, że średnia prędkość styków przy zamknięciu i otwieraniu wyłącznika próżniowego wynosi w przybliżeniu 1 m/s [7]. Do napędu wyłącznika próżniowego można rozważyć również wykorzystanie napędów zasobnikowych stosowanych w wyłącznikach z sześciofluorkiem siarki.

W przeciwieństwie do wyłączników SF₆, w wyłącznikach próżniowych wykorzystywane są styki w układzie płaskim (czołowym). Styki te nie mają wydzielonej części głównej ani części opalnej, czyli miejsca, gdzie pali się łuk i następuje termiczna degradacja powierzchni stykowej (rys. 3). W uproszczeniu przewodzenie prądu przy zamkniętych stykach wyłącznika odbywa się w tych samych miejscach, w których pali się łuk w trakcie operacji łączeniowych. Materiał wykorzystywany do budowy styków, a szczególnie jego powierzchnia powinna być odporna na wysoką temperaturę łuku elektrycznego [1, 2].

Materiał stykowy powinien wykazywać także niską rezystancję przejścia w stanie zamkniętym, w tym celu wykorzystywany jest kompozyt miedź-chrom [4]. Niezależnie od poziomu napięcia znamionowego zakłada się, że wyłączniki próżniowe będą zdolne do wyłączania prądów zwarciovych na poziomie kilkudziesięciu kiloamperów. Dla takich wartości prądów zwarciovych stosuje się dedykowane rozwiązania konstrukcyjne styków. Zazwyczaj wykorzystuje się specjalne ukształtowanie styków, tak aby przy przerywaniu prądów wytworzyć w przestrzeni międzystykowej poprzeczne

pole magnetyczne (rys. 3a). Wtedy, podczas otwierania styków wyłącznika, powstający łuk elektryczny wprowadzany jest w bardzo szybki ruch po powierzchni styków, co sprawia, że powstały łuk nie powoduje lokalnych erozji termicznych powierzchni stykowych. Stosowanie specjalnych układów stykowych z promieniowym lub osiowym polem magnetycznym w znacznym stopniu eliminuje lokalne przegrzewanie powierzchni materiału stykowego, zapewniając tym samym dużą trwałość łączeniową wyłączników próżniowych.

Dodatkowo wyłączniki próżniowe powinny być zbudowane z podzespołów, które można wymieniać w trakcie eksploatacji danej jednostki. Istotne jest także uwzględnienie zjawisk i procesów termicznych, ponieważ odprowadzanie ciepła w próżni jest znacznie utrudnione i polega głównie na przewodnictwie cieplnym torów prądowych, dlatego w wyłącznikach o dużych prądach znamionowych konieczne jest stosowanie radiatorów służących do odbioru ciepła z komory próżniowej. Odrębnym zagadnieniem jest kontrola stanu próżni wewnątrz bańki próżniowej. Zmniejszenie poziomu próżni wewnątrz komory wyłącznika prowadzi do pogorszenia właściwości dielektrycznych układu izolacyjnego, a także do ograniczenia zdolności przerywania prądów. Ubytek próżni może być spowodowany odgazowaniem materiałów wewnątrz komory, nieszczelnością połączeń spawanych czy lutowanych, a także przenikaniem gazów pomiędzy obudową a komorą. W komorach stosowanych w wyłącznikach próżniowych ryzyko utraty próżni jest szczególnie wysokie w przypadku rozszczelnienia mieszków uszczelniających styk ruchomy. W wielu publikacjach czy zestawieniach katalogowych można znaleźć zapewnienia producentów o szczelności komór próżniowych stosowanych w wyłącznikach SN i WN. Jednak z punktu widzenia przewidywanego czasu życia wyłączników próżniowych rozwój metod pomiarowych służących do oceny stanu i poziomu próżni wydaje się zasadny. Metody te powinny zapewniać oczekiwany poziom detekcji nieszczelności próżni w przedziale od 10⁻⁴ Pa (ewentualnie

od 10⁻² Pa), czyli w zakresie dopuszczalnych maksymalnych ciśnień w komorze [1].

4. Koszt inwestycyjny wyłącznika próżniowego NN

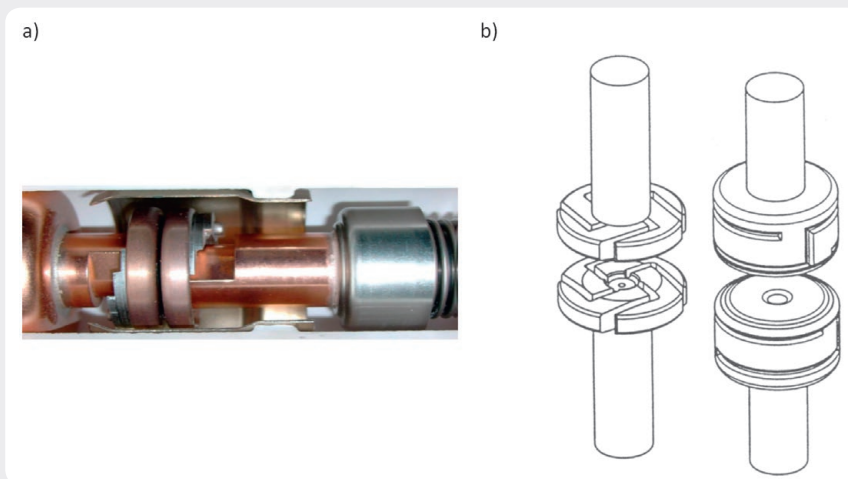
Precyzyjne określenie wymaganych nakładów inwestycyjnych obejmujących koszty poszczególnych elementów wyłącznika próżniowego mogącego pracować w sieci 110 kV i 220 kV jest utrudnione. Według informacji zawartych m.in. w [2] koszty poszczególnych elementów konstrukcyjnych oraz układu sterowania wyłącznika rosną wraz ze wzrostem napięcia znamionowego. W konstrukcjach wyłączników pracujących na napięciu powyżej 145 kV przewiduje się znaczne zwiększenie sumarycznych kosztów inwestycyjnych wynikających z konieczności rozbudowy wymiarów geometrycznych izolacji ceramicznej, a także z konieczności stosowania szeregowego połączenia kilku komór stykowych przypadających na jedną fazę. Eksploatacja wyłącznika próżniowego jest bardziej efektywna w porównaniu z innymi technikami łączeniowymi. Wykorzystanie próżniowej komory stykowej nie wymaga instalacji absorberów pochłaniających szkodliwe produkty rozkładu gazu SF₆, nie jest także wymagane utrzymywanie instalacji sprężonego powietrza. Próżniowa komora stykowa jest praktycznie bezobsługowa, za wyjątkiem badań poziomu ciśnienia wewnątrz bańki próżniowej, które wydają się konieczne dopiero po znacznym okresie eksploatacji danego wyłącznika. Szacuje się, że wymagane nakłady inwestycyjne do budowy wyłącznika próżniowego wysokiego napięcia są wyższe niż koszty budowy wyłącznika z gazem SF₆, jednak różnica ta jest akceptowalna z powodu uzyskanych korzyści w zakresie dopuszczalnej liczby łączy oraz braku obecności gazu cieplarnianego i jego produktów rozpadu w komorze wyłącznika. Porównanie kosztów elementów składowych wyłącznika próżniowego i wyłącznika SF₆ zestawiono w tab. 2.

Na podstawie zgromadzonej dotychczas wiedzy szacuje się, że wytworzenie wyłącznika próżniowego do sieci wysokiego i najwyższego napięcia w produkcji seryjnej powinno zapewnić utrzymanie kosztów porównywalnych do kosztów budowy wyłącznika z gazem SF₆.

Wystąpienie wyższych kosztów wyłącznika próżniowego w porównaniu z kosztami wyłącznika z SF₆ jest akceptowalne do pewnego poziomu ze względu na wiele korzyści uzyskanych w trakcie całego okresu eksploatacji, m.in. maksymalną liczbę łączy, brak obecności gazu cieplarnianego i jego produktów rozpadu w komorze wyłącznika, bezobsługowość.

5. Podsumowanie i wnioski

Pomimo postępującego rozwoju techniki próżniowej w sieciach wysokich i najwyższych napięć należy wskazać stosunkowo ubogą dostępność pozycji literaturowych dotyczących praktycznych doświadczeń konstrukcyjnych i eksploatacyjnych wyłączników próżniowych. Obecnie wyłączniki próżniowe o napięciu znamionowym wyższym niż 200 kV są instalowane w krajach azjatyckich, szczególnie w Japonii. Wyłączniki próżniowe wykazują wysoką



Rys. 3. Styki czołowe (a) oraz styki wytwarzające pole magnetyczne (b) stosowane w wyłącznikach próżniowych [2, 7]

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 124–130. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Element konstrukcyjny wyłącznika	Koszty SF ₆ CB* na tle VCB**	Uwagi
Komorą stykową	SF ₆ CB < VCB	Wysokie koszty ceramicznej obudowy komory stykowej
Izolacja zewnętrzna	SF ₆ CB ≈ VCB	Wymiary zewnętrzne konstrukcji określone wytrzymałością dielektryczną
Połączenia i sterowanie natężeniem pola elektrycznego	SF ₆ CB ≈ VCB	Dla napięć ≤ 72,5 kV brak istotnego zróżnicowania, dla wysokich napięć szacuje się zwiększenie kosztów
Tor prądowy	SF ₆ CB < VCB	Konieczność stosowania radiatorów w wyłącznikach próżniowych, a także stopów o odpowiedniej twardości
Sterowanie stykami roboczymi	SF ₆ CB > VCB	Mniejszy skok przy zamykaniu/otwieraniu styków wyłącznika próżniowego

* SF₆ CB – wyłącznik z sześciofluorkiem siarki

** VCB – wyłącznik próżniowy

Tab. 2. Szacunkowe porównanie kosztów wyłącznika próżniowego na tle wyłącznika z SF₆ [2]

liczbę łączy, co wynika z większej wytrzymałości układu styków roboczych, a więc znacznie mniejszej erozji styków łukiem elektrycznym. Zjawisko to pozwala wykorzystywać wyłączniki próżniowe do częstych operacji łączeniowych. Wyłączniki próżniowe cechuje stosunkowo mała wartość napięcia zapłonu łuku (znacznie mniejsza niż w wyłącznikach z gazem SF₆), na poziomie kilkudziesięciu woltów, a także krótki czas palenia łuku przy wyłączeniu prądów zwarciovych, który w stosowanych wyłącznikach próżniowych wynosi około 5–7 ms. Przeprowadzenie operacji łączeniowej wyłącznikiem próżniowym wymaga dostarczenia mniejszej wartości siły potrzebnej do otwarcia lub zamknięcia styków. Według informacji zawartych w [2] szacuje się, że wyłączniki próżniowe wymagają dostarczenia jedynie 20% wartości siły napędowej w porównaniu z wyłącznikami z SF₆. W wyłącznikach próżniowych o napięciach znamionowych powyżej 145 kV konieczne jest stosowanie szeregowego połączenia kilku komór stykowych, przy czym budowane dotychczas wyłączniki z gazem SF₆ wymagają takiego rozwiązania dla znacznie wyższych napięć znamionowych. Zdolności łączeniowe prądów roboczych do 2500 A są porównywalne względem pozostałych technologii, według informacji literaturowych dla prądów obciążenia większych od 2500 A pojawiają się ograniczenia w technologii próżniowej związane z odprowadzaniem ciepła z komory stykowej. Szczególnie istotnym

zagadnieniem z punktu widzenia niezawodności i czasu eksploatacji wyłączników WN i NN jest opracowanie rozwiązań pozwalających na ocenę i kontrolę stanu próżni w komorze stykowej, w trakcie eksploatacji wyłącznika próżniowego. Wyłączniki próżniowe cechują się ponadto znaczną szybkością odbudowywania wytrzymałości dielektrycznej, co wpływa na skuteczność gaszenia łuku elektrycznego powstałego w wyniku operacji łączeniowej, nawet przy bardzo dużej stromości narastania napięcia powrotnego. Charakterystyczną cechą operacji łączeniowych wyłączników próżniowych jest zjawisko zrywania prądu przy wyłączaniu prądów indukcyjnych [5]. W komorach gaszeniowych łączników, w warunkach intensywnej dejonizacji, następuje zrywanie prądu przed jego naturalnym przejściem przez zero. Zjawisko zrywania prądu może być szczególnie niebezpieczne przy wyłączaniu niewielkich prądów indukcyjnych. Przepięcia łączeniowe powstające podczas przerywania takich prądów zależą głównie od szybkości przerywania obwodu i zdolności wyłączalnej wyłączników. W produkowanych obecnie wyłącznikach próżniowych stosuje się odpowiednie stopy materiałów wykorzystywanych do budowy styków roboczych, co w znacznym stopniu ogranicza problem zrywania prądów. Przerywanie prądu w wyłącznikach próżniowych może generować tzw. zapłony późne występujące w czasie kilkuset milisekund po przerywaniu prądu. Zjawisko to wynika z m.in. z erozji

powierzchni styków w wyniku procesów łukowych oraz zmiany wytrzymałości dielektrycznej na skutek utraty próżni. Dodatkowo wyłączniki próżniowe nie wytwarzają szkodliwych produktów rozkładu gazu SF₆ w wyniku palenia się łuku elektrycznego. W wielu rozwiązaniach pracujących obecnie na świecie sześciofluorek siarki jest wykorzystywany jako dodatkowa izolacja komory stykowej, przy założeniu, że w przestrzeni tej nie dochodzi do gaszenia łuku elektrycznego. W niektórych publikacjach można znaleźć informacje o generowaniu promieniowania rentgenowskiego w momencie palenia się łuku wewnątrz komory stykowej. Wyniki badań eksploatacyjnych zawarte m.in. w [2] pokazują, że wyłącznik próżniowy 145 kV z pojedynczą komorą stykową podczas operacji łączeniowych emituje promieniowanie rentgenowskie poniżej dopuszczalnej wartości 5 μSv/h. Dla wyłączników posiadających kilka szeregowo połączonych komór stykowych poziom promieniowania jest jeszcze niższy. Ze względu na trwałość mechaniczną i łączeniową wyłączników próżniowych można oczekiwać ich dłuższej eksploatacji w stosunku do technologii z gazem SF₆, zwłaszcza w obwodach ze względnie wysoką częstością łączy [1].

Bibliografia

1. Chmielak W., Nowoczesne technologie próżniowe w energetyce – SF₆ czy próżnia, *Elektroenergetyka* 2015, nr 190.
2. The impact of the Application of Vacuum Switchgear at Transmission Voltages, Cigre Brochure No. 589, Working Group A3.27. July 2014.
3. Schirr J., Mittelspannungs-Leistungschalter mit dem Loschprinzipien Öl, Vakuum und SF₆ [materiały firmy ABB].
4. Markiewicz H., Urządzenia elektroenergetyczne, WNT, Warszawa 2001.
5. Duda D., Gacek Z., Przepięcia w sieciach elektroenergetycznych i ochrona przed przepięciami. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2015.
6. Liu Z. i in., Development of high voltage vacuum circuit breakers in China, *IEEE Transactions of Plasma Science* 2007, Vol. 35, No. 4.
7. IEEE tutorial of the vacuum switchgear TP-1350-0. Power Engineering Society, Piscataway, USA.

Paweł Kubek

dr inż.

Politechnika Śląska

PSE Innowacje

e-mail: pawel.kubek@polsl.pl

Asystent w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, pracownik PSE Innowacje. Jego zainteresowania naukowe to zdolność przesyłowa linii napowietrznych, monitorowanie obciążalności prądowej elementów sieci, modernizacja linii przesyłowych.