

Automatic Adjustment of Phase Shifting Transformers – the Ability to Control the Active Power Flow in International Exchange Lines

Authors

Ksawery Opala
Tomasz Ogryczak

Keywords

phase shifting transformers, control system, active power flow control

Abstract

The authors presented the characteristics of Mikułowa substation in terms of its location and grid connections, brief functional description of its automatic controls, and the results of tests of the automatic control of four phase shifting transformers installed in Mikułowa – Hagenwerder international exchange lines. The tests were carried out as part of the phase shifting transformers' commissioning at Mikułowa substation in 2016. These results allow one to verify the actual range of control of active power flow between the power system of Poland and Germany, and the control's effect on the power flow in the NPS. This is the first such installation on a cross-border interconnection in Poland. So far the active power flow in the National Power System (NPS) has never been altered with the use of phase shifting transformers.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017212

Received: 15.02.2017

Accepted: 27.03.2017

Available online: 30.06.2017

1. Introduction

The origin of this article was the practical experience related to the installation of four phase shifting transformers, rated at 1,200 MVA each, at the Mikułowa substation. Phase shifting transformers with such rated power that have not been used in the NPS before. Yet they are operated in foreign power systems, e.g. in Germany – at Diele substation. The phase shifting transformers (PSTs) have been installed in two 400 kV Mikułowa – Hagenwerder international exchange lines to control the active power flow. The PSTs (Fig. 1) are practically symmetrical (sides: Source – S and Load – L) and each of them consists of two separate transformers: series and exciter.

Both windings of the exciter transformer are star-connected. Its primary winding is powered from the grid and the secondary winding interoperates with the on-load tap-changer. The series transformer's secondary winding, which generates the booster voltage, is connected in series with the line, in which the voltage phase shift is controlled. The full line current flows also through the winding. The series transformer's primary winding is, however, delta-connected (which provides a voltage shift of $\pi/2$) and is powered from the exciter transformer's control winding [1].

The control of active power flow through the phase shifting transformers consists in changing the flow without changing the aggregate power output to the grid. The known dependency is used here, which determines the active power flow in a single inductive branch. It has the following form [2]:

$$P = \frac{U_i U_j}{X} \sin \delta \quad (1)$$

where: P – active power outgoing from the branch, U_i , U_j – at beginning and end of the branch, δ – load angle (difference of node voltage arguments at the beginning and end of the branch, $\delta = \delta_i - \delta_j$).

The active power flow control with phase shifting transformers consists in changing the load angle by changing the tap position in the exciter transformer's secondary winding. The phase shifting transformers at Mikułowa substation have 65 control steps (± 32 taps), with which the value and direction of the active power flow in MIK-HAG (Mikułowa-Hagenwerder) line can be changed.

They are provided with two interoperable Reinhausen tap changers. The first on-load tap changer (OLTC) adjusts the tap positions in the range of 0... 32 and is located at the exciter

transformer (Fig. 1). The second ARS (Advance Retard Switch) is responsible for widening the control scope from Advance – the direction of increasing active power import to Retard – increasing exports. The active power flow directions and values depending on the ARS and OLTC tap-changer positions are shown in Fig. 2. To change the Advance/Retard direction, OLTC taps should be changed one by one in the direction of tap 0. The Advance/Retard

control direction will change automatically upon OLTC transition from 0R to 1A or from 0A to 1R [3]. Changing OLTC tap positions should be continued until the desired position is reached.

2. Mikułowa node (MIK) specification

Mikułowa 400/220/110 kV substation is located near the Polish-German border in the vicinity of Turów Power Plant (ca. 30 km

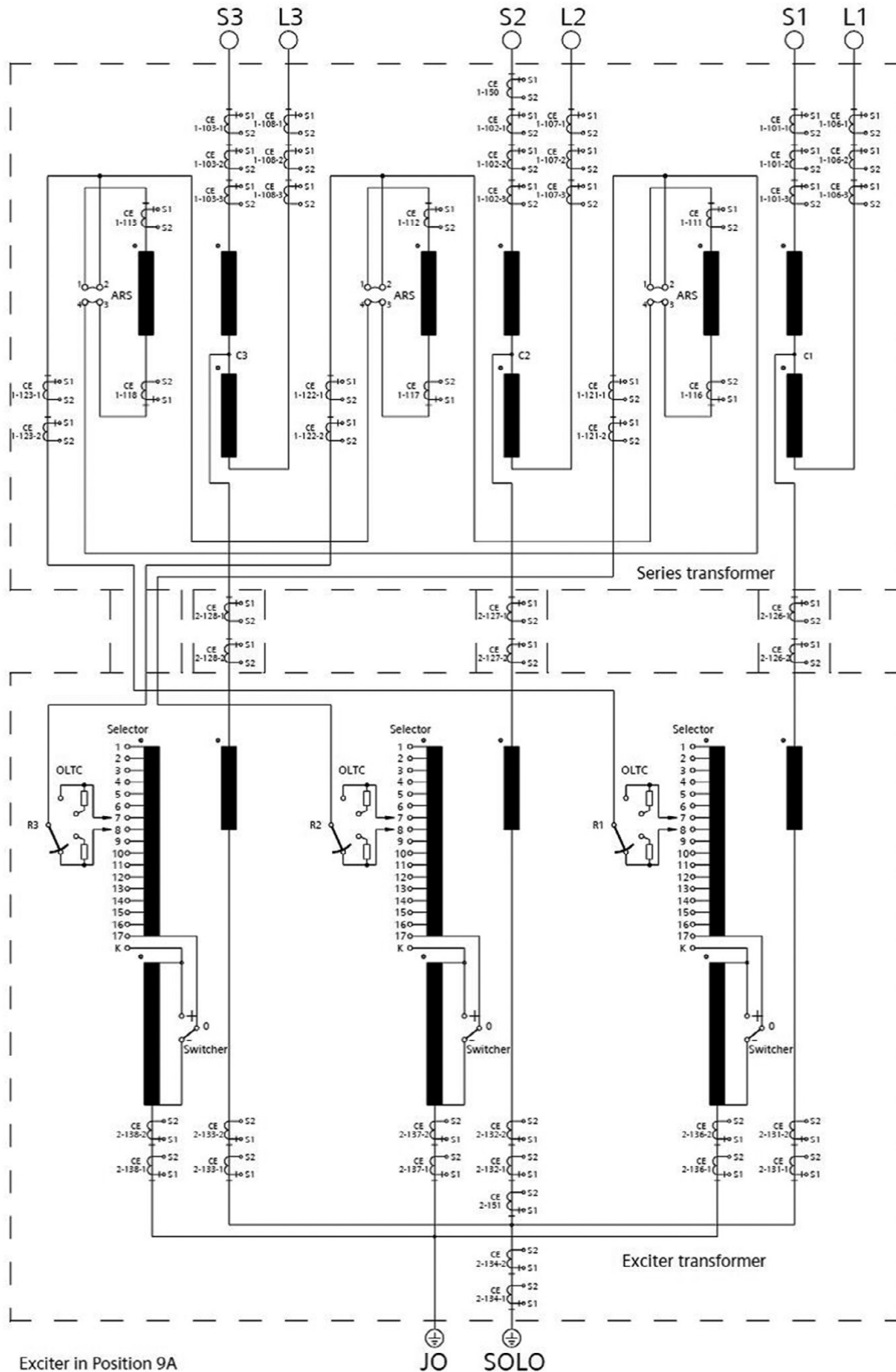


Fig. 1. Connections between the exciter and series transformers of the Siemens Weisz phase shifter in Mikułowa substation [3]

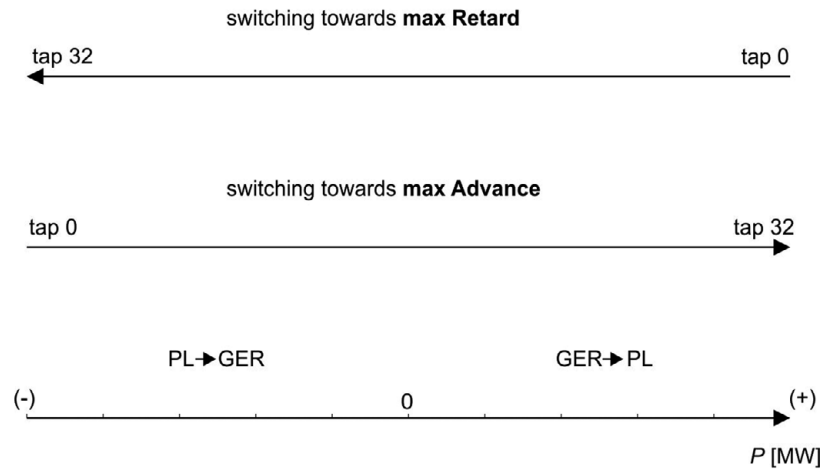


Fig. 2. Tap changer adjustment for active power flow control. Hence, the maximum active power import can be obtained in position 32A, and the maximum export in position 32R

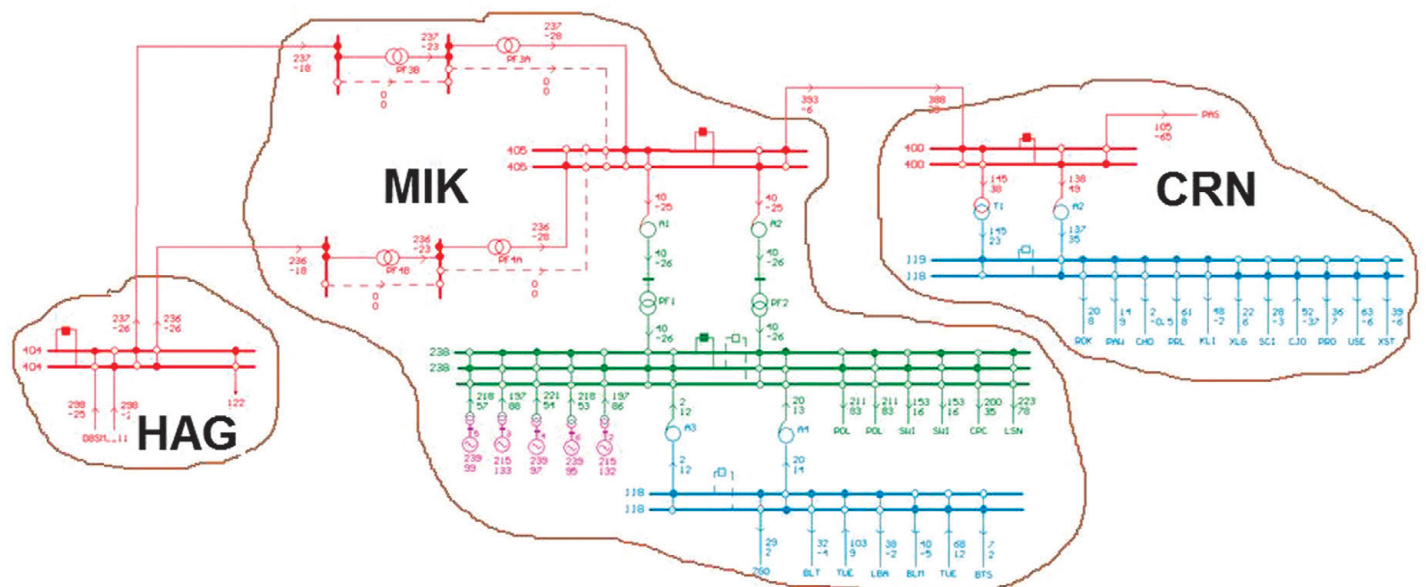


Fig. 3. MIK control node topology

away). The substation is directly connected with two 400 kV lines (36 km) with Hagenwerder substation in Germany. In the line's circuit labelled as HAG567, two PST1 and PST2 phase shifting transformers are installed in series. Similarly, two phase shifter PST3 and PST4 are installed in the line's HAG568 circuit. The 400 kV switchgear is also connected with a single line to Czarna substation (Fig. 3).

At present generators G2, G3, G4, G5, and G6 are connected to the Mikułowa 220 kV switchgear, and generator G1 is connected to the Turów Power Plant 110 kV switchgear.

At 400/220/110 kV Mikułowa substation AT1 and AT2 400/220 kV, 500 MVA autotransformers, and AT3 and AT4 220/110 kV, 160 MVA autotransformers are operated.

There are also two 500 MVA phase shifting transformers TD1 and TD2. TD1 and TD2 are located on the side of the lower 220 kV winding of autotransformers AT1 and AT2, respectively.

3. SSPF phase shifting transformers control system

The SSPF monitors the status of the 567 and 568 lines' topologies and the SP coupler in the Mikułowa substation (Fig. 4) and matches its mode of operation to the current operating condition (switches, measurements from current and voltage transformers). Circuits for the current and voltage measurements and the switch status representation are output directly to the SSPF (Fig. 5). Likewise, the PST1–PST4 tap positions are controlled directly through the SSPF output contacts [4].

The SSPF is the source of the signals which allows for switching on the 567 and 568 lines and the coupler. These signals from SSPF are used by the SSiN system. For external technical reasons, no measurements and representations from the Hagenwerder substation side are available to the SSPF. For this reason, it was assumed that the HAG567 and HAG568 lines are permanently connected at the Hagenwerder 380 kV switchgear.

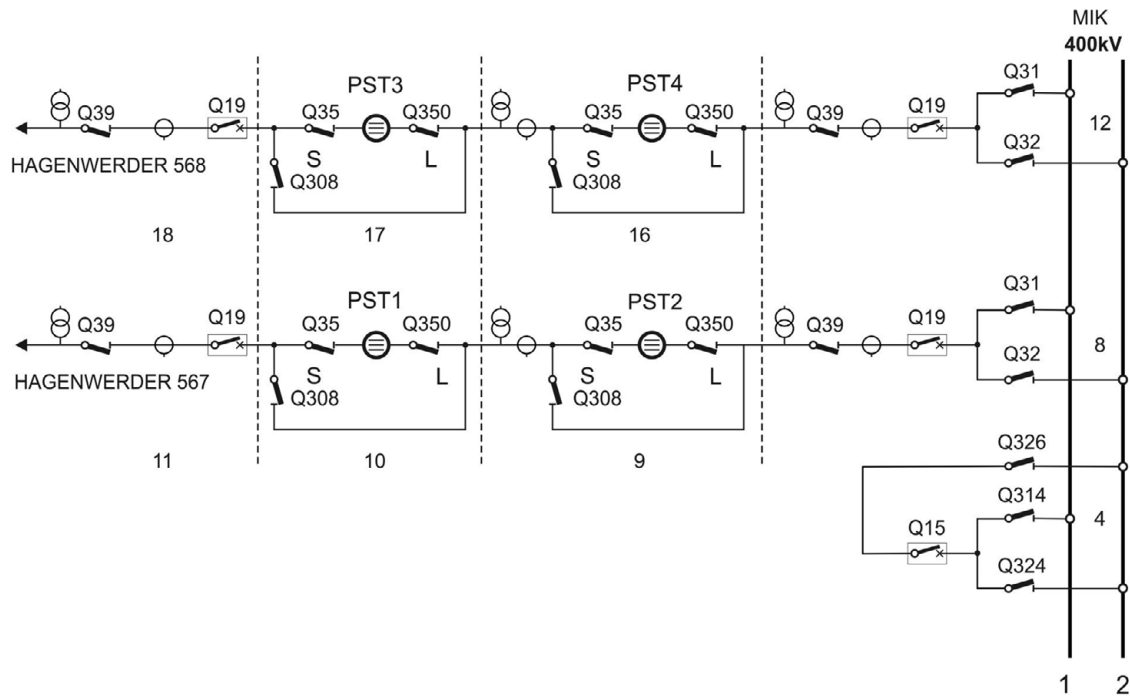


Fig. 4. Current and voltage transformers and switches, whose status is forwarded to SSPF

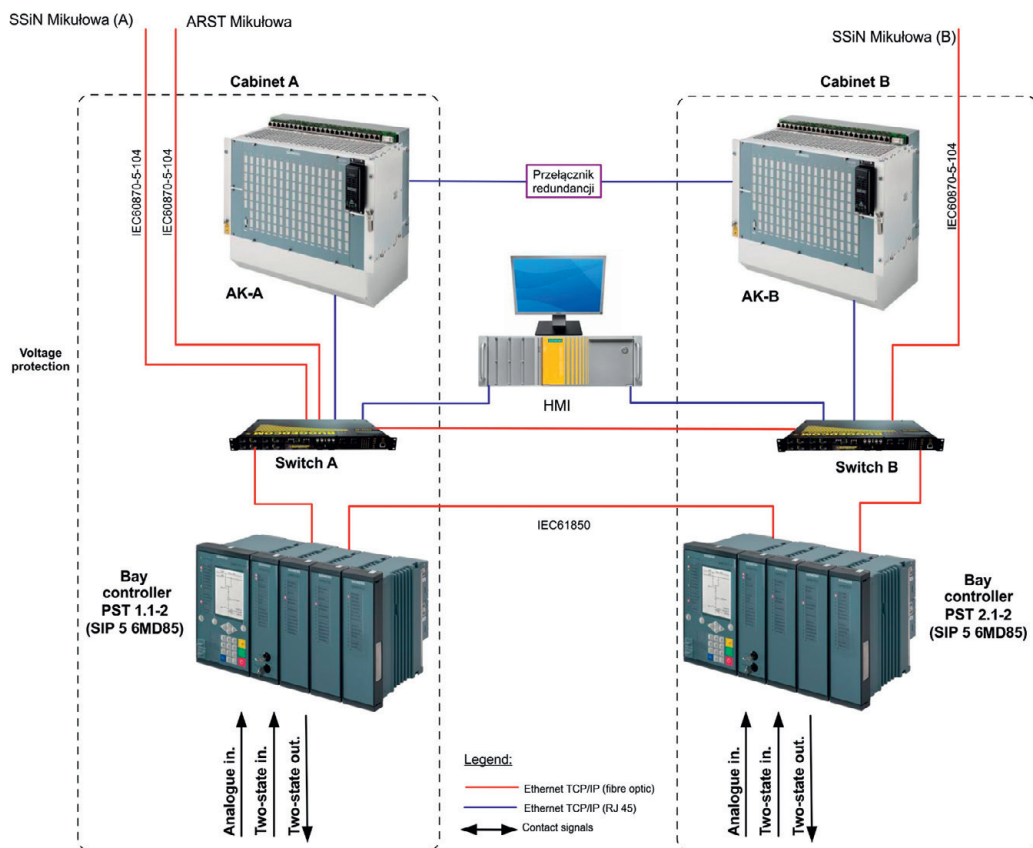


Fig. 5. SSPF hardware configuration

Control parameters:

- EpsP – dead zone of active power setpoint P_{zd}
- DeadTime – time [s], for which SSPF's automatic operation is stopped

- RatioDif – permissible tap ratio difference between lines
- UnderVLock value – undervoltage lock value
- OverVLock value – overvoltage lock value
- OvercurrentLock value – overcurrent lock value.

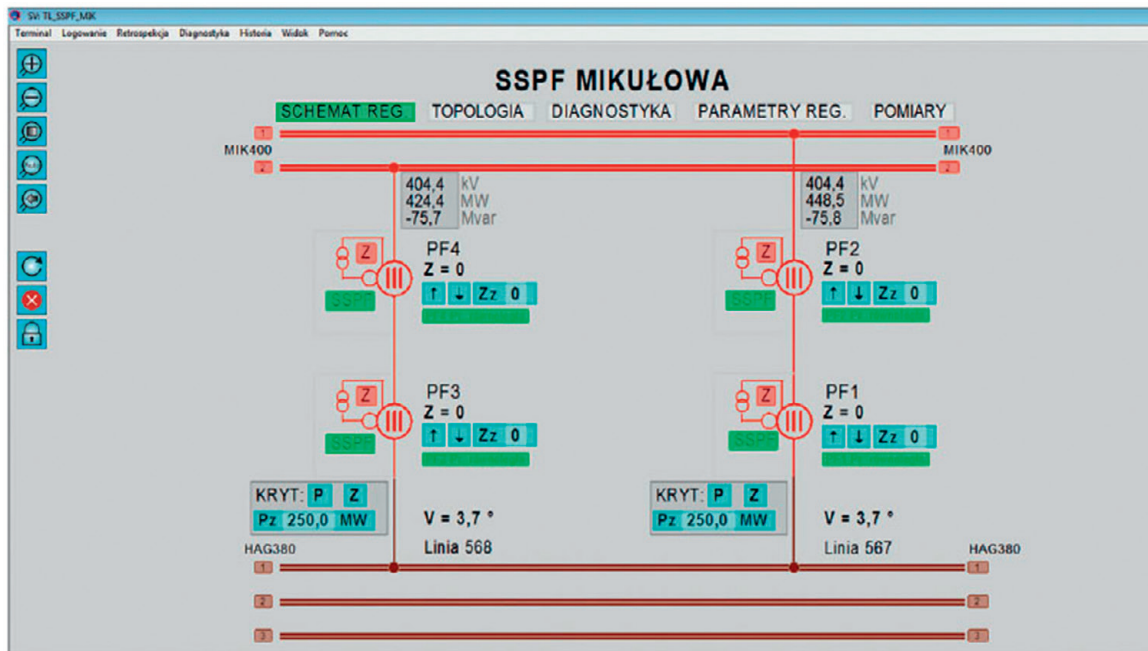


Fig. 6. SSPF control screen

The system performs control tasks based on the control parameters set locally from the SSPF terminal or the substation's SSIN computer system terminal, or remotely from the regional/national power dispatch level using the DYSTER system. The SSPF terminal in the station serves to locally enter the control setpoints, to control, and graphically render the SSPF control process performance. The presentation of the results in the simplified SSPF functional diagram (SSPF control screen – Fig. 6) consists in the display of the actual voltages, power, tap numbers, ARS positions, setpoints, messages and signalling. Detailed readings of the measurement from transformers in individual bays are shown on the measurement screen (Fig. 7).

The SSPF operation is remotely controlled and supervised from the regional/national power dispatch level through the DYSTER system terminal with the same SSPF handling functionality as that of the local terminal in the substation.

The connection of the substation's SSPF system with SSiN is redundant and enables the transmission of the control process related data and the retrieval of SSiN setpoint data for the control process. The SSNN provides the communication with the regional/national power dispatch level.

4. SSPF operation description

The SSPF system is designed for automatic management of the Mikulowa substation operation in the following areas:

- maintaining a setpoint of active power flow through the substation's phase shifting transformers – criterion P
- control of the phase shifting transformers tap positions (setting the PSTs tap number setpoint and/or tap position control up/down) – criterion Z.

No asymmetric PST operation (1-0, 2-0 and 2-1) is permitted in the SSPF automatic adjustment mode. The criterion P (according to active power setpoint P_{zad}) is the basic condition of automatic

operation. With criterion P, the control system (SSPF) task is to maintain the active power setpoint P_{zad} for the MIK node, and to maintain the appropriate flows in 400 kV MIK-HAG lines, e.g. to avoid circular power flows.

No PST operation with various automatic (with SSPF) and manual (without SSPF) control modes is allowed. When this happens, then PF, which is in automatic mode, will be automatically excluded from it by SSPF. Example: Both PSTs are set for automatic operation in each line; if then one of them is switched to manual operation, then the other PSTs automatic operation will be blocked.

The SSPF detects undesired operating conditions of the phase shifters operating in HAG 567 and HAG 568 lines. Upon detection of such a condition, the SSPF generates the warning signals shown below (Fig. 7):

1. **Unsymmetrical operation of HAG 567/568 lines** – notice of asymmetry (1–0, 2–0, 2–1) operation of HAG 567 and HAG 568 lines
2. **Unsymmetrical configuration of HAG 567 line** – notice of asymmetry of switched-off HAG 567 line with respect to switched-on HAG 568 line
3. **Unsymmetrical configuration of HAG 568 line** – notice of asymmetry of switched-off HAG 568 line with respect to switched-on HAG 567 line
4. **RatioDif overrun for HAG567/568** – notice of aggregate mismatch of taps between the lines
5. **RatioDif overrun for PF1-PF2** – notice of mismatch of the taps of PF1 and PF2 phase shifters (in HAG 567 line)
6. **RatioDif overrun for PF3-PF4** – notice of mismatch of the taps of PF3 and PF4 phase shifters (in HAG 568 line).

SSPF operation rules under criterion Z

The SSPF enables a change of the PSTs OLTC tap positions by setting the tap number or moving the tap up/tap down arrows.

The OLTC tap number setpoints range from -32 to +32 (from 32 Retard to 32 Advance).

The SSPF (for all PSTs) performs sequential control simultaneously in pairs: PST1 and PST3 and PST2 and PST4.

1. With one, either HAG 567 or 568, line in operation, when taps are changed by setting a tap number in a phase shifting transformer in a line, the SSPF transfers the tap position setpoint also to the other PST in the line.
2. With both HAG 567 and 568 lines in operation, when taps are changed by setting a tap number for a PST in one of line, the SSPF transfers the setpoint also to all other PSTs in the both line circuits.
3. With the tap up/tap down arrows, taps are changed on each PST individually. Any tap number change so affected also changes the setpoint of the PST.
4. The SSPF prevents setting a tap number for a change larger than by one tap step – such a larger change would require subsequent setting of setpoints by one higher than the current tap position.

SSPF operation rules under criterion P

The SSPF system allows to change the actual active power flow in HAG567 and HAG568 lines by pre-setting its setpoint value P_{zad} . The power setpoints range from -1,170 MW to +1,170 MW. A power setpoint is assigned to each of HAG567 and HAG568 lines (Fig. 6). When the lines are operated in parallel, entering a new setpoint for either line assigns it to the other line too.

The actual power flow through a line (PST) may be different from the setpoint by the SSPF system's deadband, which is epsP +/-30 MW. For example, for power setpoint 1,170 MW the resulting power flow through the shifter will range from 1,140 MW to 1,200 MW. To change the active power flow direction, the power setpoint should be entered with the appropriate sign, "+" for imported power and "-" for exported power, respectively.

The SSPF changes the tap positions by one at a time towards the set setpoint. The Advance/Retard control directions toggle automatically upon a tap change from 0R to 1A or 0A to 1R by the OLTC. Then the SSPF keeps on changing the OLTC taps until the power setpoint is reached.

The SSPF (for all PSTs) performs sequential control simultaneously in pairs: PST1 and PST3, and PST2 and PST4, changing their position by one at a time.

5. Results of phase shifter performance tests

The active power flow control with phase shifting transformers was tested on May 16, 2016 as part of the SSPF acceptance tests. Four PST1–PST4 were operated during the tests. Both HAG567 and HAG568 were operated in parallel – connected to the R400 kV Mikułowa and R380 kV Hagenwerder switchgear.

The first test consisted in a change of PSTs taps from 0 to 20 under criterion Z. The test is shown in Fig. 8. The resulting aggregate (HAG567 and HAG568) ranges of changes in the active and reactive power flows were 700 MW and 80 MVar, respectively. The resulting voltage change at the R400 kV Mikułowa switchgear was 6.5 kV.

The next test consisted in changing the criterion from Z to P, and setting power setpoint $P_{zad} = 500$ MW for each line. This enforced the reverse change of the PST taps from position 20 (Fig. 9). Once the expected active power flow had been reached (with the accuracy up to dead band ± 30 MW), the setpoint P_{zad} was changed to 400 MW. This was to force the PST tap position change to the initial zero. When the PST zero tap had been reached, the setpoint P_{zad} was changed to 450 MW to stop the control under criterion P.

Then the control under criterion Z was tested, with negative tap positions (ARS switch position = Retard) from 0 to -10. The resulting aggregate (HAG567 and HAG568) ranges of changes

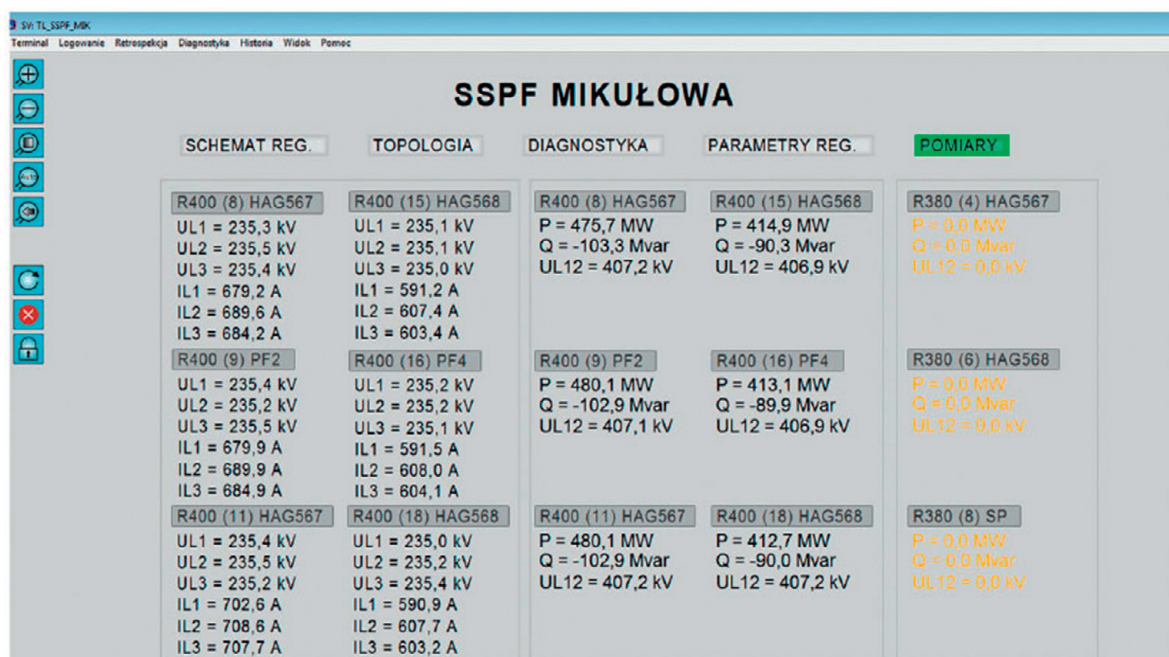


Fig. 7. Screen of all available SSPF measurements

in the active and reactive power flows were $\Delta P = 400$ MW and $\Delta Q = 30$ MVar, respectively (Fig. 10). The resulting voltage increase at the R400 kV Mikułowa switchgear was $\Delta U = 3$ kV. The last test consisted in enforcing the upward change of PST taps when operated under criterion P (Fig. 11) during PST operation. For this purpose, the new active power flow setpoint $P_{zad} = 350$ MW was set for both lines.

Once the pre-set active power flow setpoint had been reached (with the accuracy up to dead band ± 30 MW), the P_{zad} setpoint was changed to 400 MW. To conclude the control under criterion P, $P_{zad} = 440$ MW was set. Finally, during the test, the range of PF tap numbers change from -8 to -2 was accomplished.

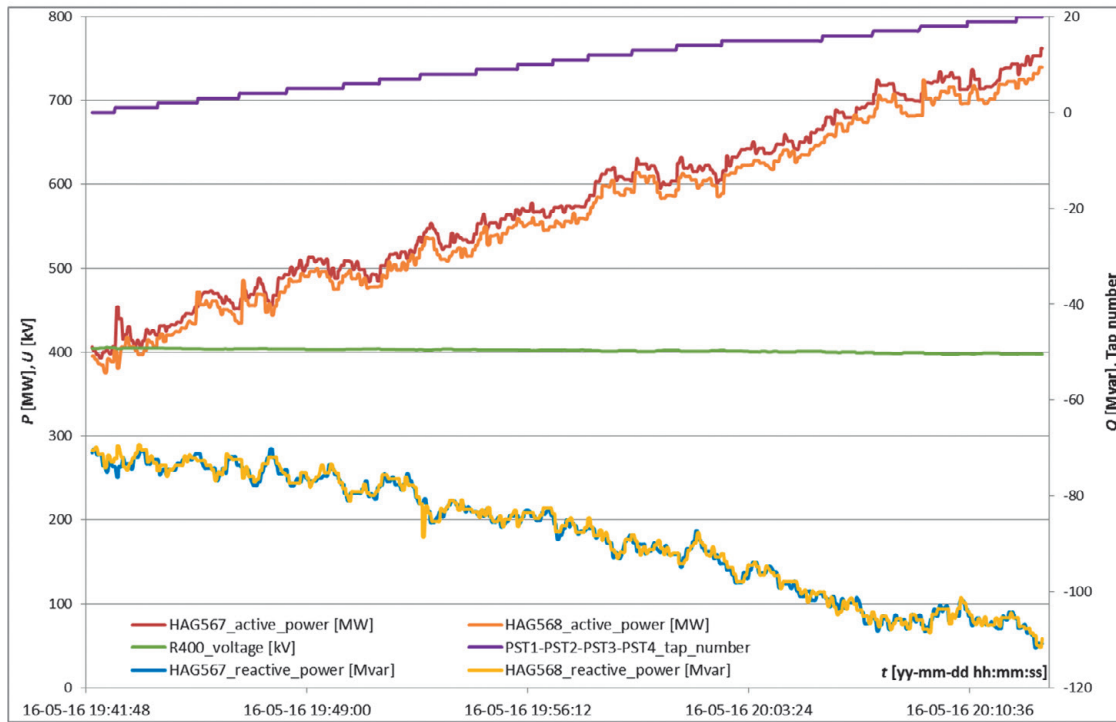


Fig. 8. Criterion Z – tap position changes from 0 to 20

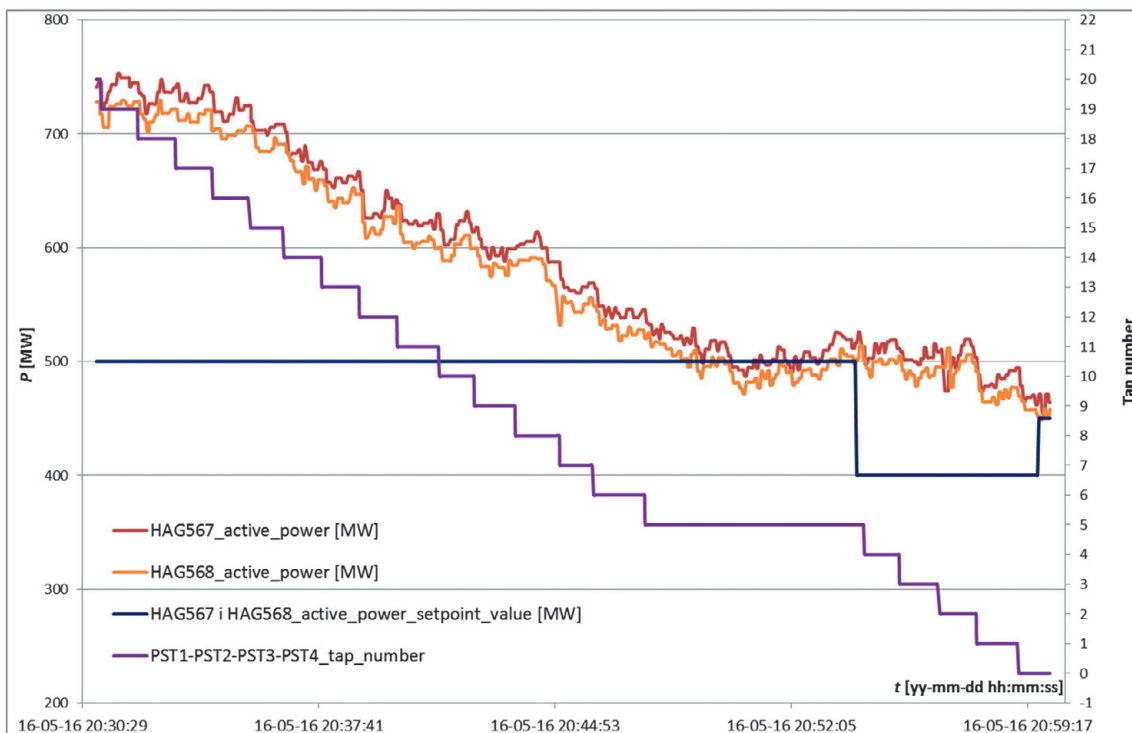


Fig. 9. Criterion P – tap position changes from 20 to 0

6. Summary

The installation of four PSTs in the international exchange lines allows efficient control of the active power flow between the grids managed by the Polish grid operator (PSE SA) and the German grid operator (50Hertz). The SSPF system implemented by the Institute of Power Engineering is an effective tool for the

automatic control of the active power flow. In addition, the SSPF monitors the operating status of all PSTs and counteracts the uncontrolled switching operations of HAG567 and HAG568 lines on the Mikułowa substation side.

The completed tests allowed verifying the estimated control capacity of the PSTs. Under the test conditions, the average

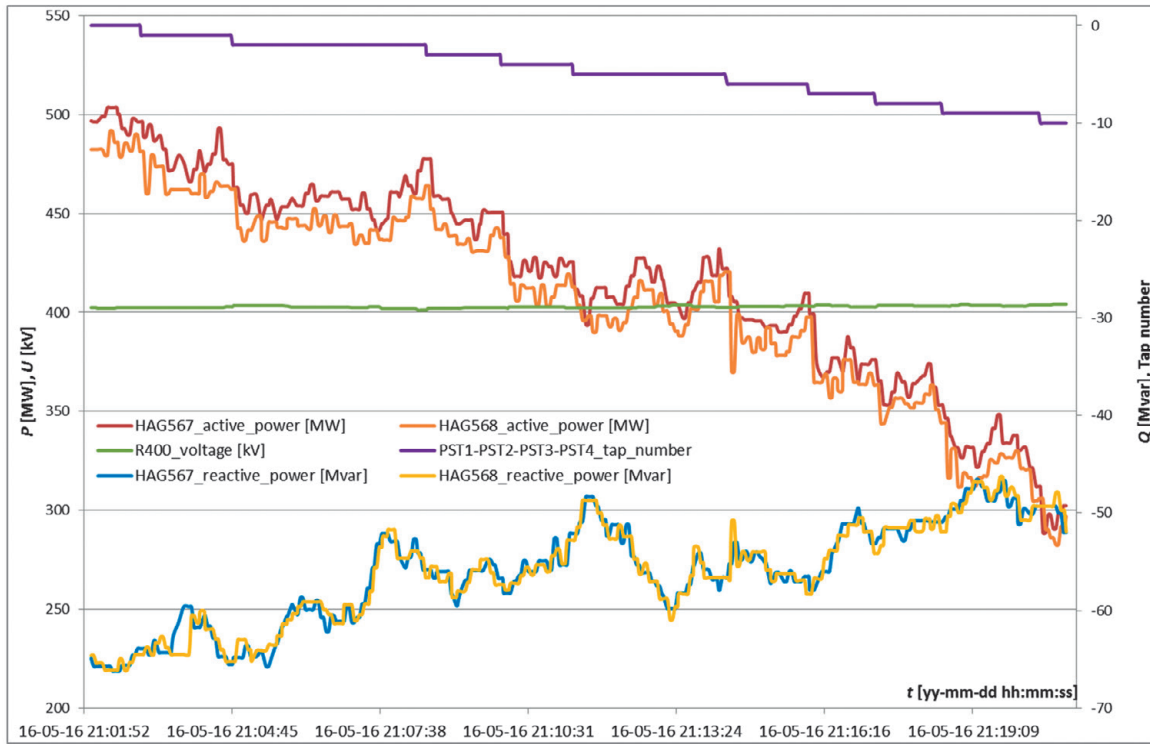


Fig. 10. Criterion Z – tap position changes from 0 to –10

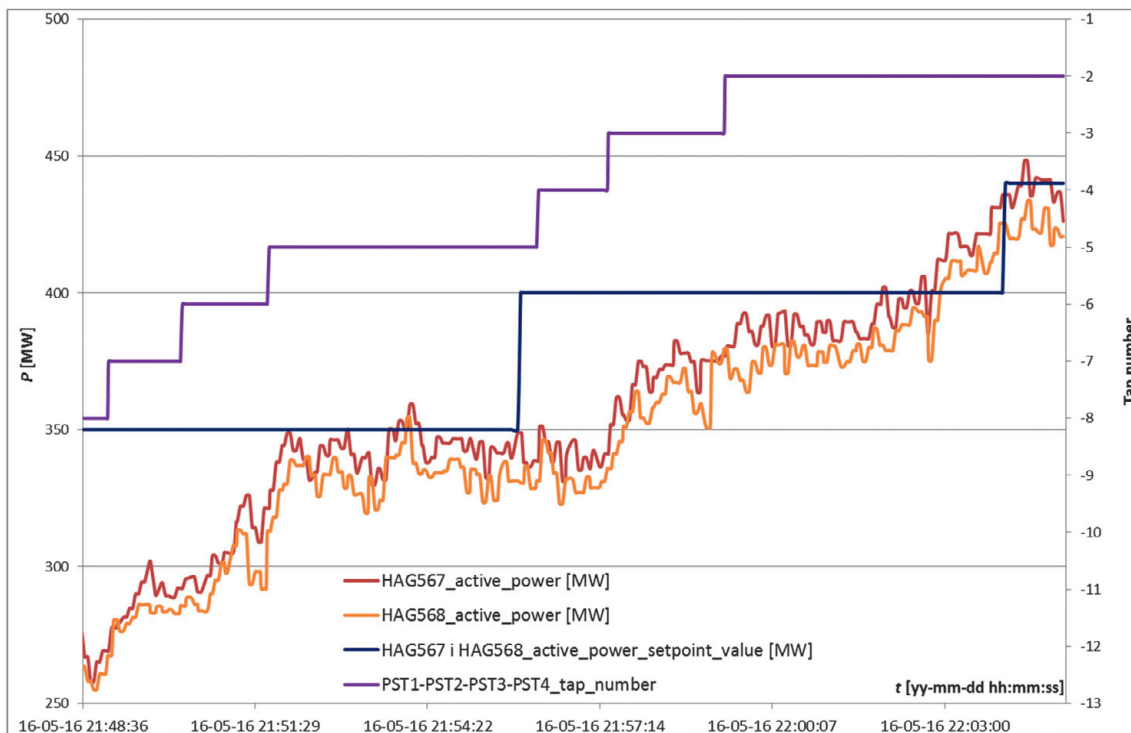


Fig. 11. Criterion P – tap position changes from –8 to –2

change by ca. 40 MW/tap and 0.35 kV/tap was achieved. In addition, it has been observed that with an active power flow change also the reactive power flow changes by ca. 10%.

The actual conditions and grid constraints did not allow to test the PST control capacity over the full tap adjustment range (from –32 to 32).

The test results and the 50Hertz operator's experience with similar phase shifters in Diele substation are sufficient to adopt linear extrapolation of the obtained characteristics for the remaining PST control range.

REFERENCES

1. Kocot H. et al., "Dobór głównych parametrów przesuwników fazowych dla zachodnich połączeń transgranicznych KSE" [Selection of main parameters of phase shifting transformers for NPS' western cross-border interconnections], *Przeгляд Elektrotechniczny*, Vol. 90, No. 4, 2014.
2. Korab R., Owczarek R., "Kształtowanie transgranicznych przepływów mocy z wykorzystaniem transformatorów z regulacją poprzeczną" [Control of cross-border power flows with lateral controller transformers], *Energetyka*, No. 5, 2011.
3. "Performance specification customer order PST PSE Polen", Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg, Germany, 2015.
4. "Draft of the futures of the usage of a Tapcon 260 at a phase shifter", VA TECH Elin Transformatoren GmbH & Co, Weiz, Austria, 2005.

Ksawery Opala

Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering

e-mail: k.opala@ien.gda.pl

Graduated from Gdańsk University of Technology – Faculty of Electrical and Control Engineering and Faculty of Management and Economics. Completed post-graduate Studies in Nuclear Power Engineering at the Faculty of Electric Engineering and Automatics at his alma mater. Since 2001 a research assistant in the Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering. His area of interest includes ARNE and ARST automatic control, areal voltage and reactive power control, power grid performance analysis and flow calculations. He developed the control concept and was involved in the implementation of the Phase Shifter Control System at Mikułowa substation, and many ARST/ARNE systems in the NPS.

Tomasz Ogryczak

Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering

e-mail: t.ogryczak@ien.gda.pl

Graduated from Gdańsk University of Technology, Faculty of Electronics, and from post-graduate Studies of Law and Management, Faculty of Management and Economics. Since 1995 in the Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering, where he deals with the development and implementation of automatic voltage and reactive control systems for power plants, and transmission and distribution grids. Currently employed as manager of the Power System Automation Department. He continues his previous research activities, additionally expanded to include innovative power grid operation management support systems, deployment and management of smart grids and automation systems for wind farms and other renewable energy sources.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 149–157. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Automatyczne sterowanie przesuwnikami fazowymi – możliwości regulacji przepływu mocy czynnej w liniach wymiany międzynarodowej

Autorzy

Ksawery Opala
Tomasz Ogryczak

Słowa kluczowe

przesuwnik fazowy, system sterowania, regulacja przepływu mocy czynnej

Streszczenie

Autorzy przedstawili charakterystykę stacji elektroenergetycznej Mikułowa ze względu na jej lokalizację i powiązania sieciowe, skrócony opis funkcjonalny zastosowanej automatyki oraz wyniki badań działania układu automatycznej regulacji czterech przesuwników fazowych zainstalowanych w liniach wymiany międzynarodowej Mikułowa – Hagenwerder. Badania wykonano w ramach prac uruchomieniowych przesuwników fazowych prowadzonych w SE Mikułowa w 2016 roku. Wyniki te pozwalają zweryfikować rzeczywisty zakres regulacji przepływu mocy czynnej pomiędzy systemem elektroenergetycznym Polski i Niemiec oraz wpływ regulacji na rozpyły mocy czynnej w KSE. Jest to pierwsza tego typu instalacja na połączeniu transgranicznym w Polsce. Zmiana przepływu mocy czynnej z wykorzystaniem przesuwników fazowych nie była dotychczas stosowana w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE).

Data wpływu do redakcji: 15.02.2017

Data akceptacji artykułu: 27.03.2017

Data publikacji online: 30.06.2017

1. Wprowadzenie

Genezą powstania niniejszego artykułu były doświadczenia praktyczne związane z instalacją czterech przesuwników fazowych, o mocy znamionowej 1200 MVA każdy, w stacji elektroenergetycznej Mikułowa. Przesuwniki fazowe o takiej mocy znamionowej są urządzeniami, które nie były dotychczas stosowane w KSE. Pracują natomiast w zagranicznych systemach energetycznych, np. w Niemczech – stacja elektroenergetyczna Diele.

Przesuwniki fazowe – PF (ang. *Phase Shifting Transformer* – PST) zainstalowano w dwóch liniach wymiany międzynarodowej Mikułowa – Hagenwerder 400 kV, w celu regulacji przepływu mocy czynnej. Zastosowane PF (rys. 1) są praktycznie symetryczne (strona: *Source* – S i *Load* – L) i każdy z nich składa się z dwóch osobnych transformatorów (*series* – szeregowy i *exciter* – wzbudzający).

Transformator wzbudzający TW ma oba uzwojenia połączone w gwiazdę. Uzwojenie pierwotne TW jest zasilane z sieci, a uzwojenie wtórne współpracuje z przełącznikiem zaczerw pod obciążeniem. Uzwojenie wtórne transformatora szeregowego TS, wytwarzające napięcie dodawcze, jest włączone w szereg z linią, w której reguluje się przesunięcie fazowe napięcia. Przez uzwojenie przepływa pełny prąd linii. Uzwojenie pierwotne TS jest natomiast połączone w trójkąt (co zapewnia przesunięcie napięć o $\pi/2$) i jest zasilane z uzwojenia regulacyjnego transformatora wzbudzającego [1].

Regulacja przepływu mocy czynnej przez przesuwniki fazowe polega na zmianie rozpyły bez zmiany sumarycznej mocy wytwarzanej w sieci. Wykorzystana jest tutaj znana zależność określająca przepływ mocy czynnej przez pojedynczą gałąź

o charakterze indukcyjnym. Ma ona następującą postać [2]:

$$P = \frac{U_i U_j}{X} \sin \delta \quad (1)$$

gdzie: P – moc czynna wypływająca z rozpatrywanej gałęzi, U_i , U_j – moduły napięć na początku i końcu gałęzi, δ – kąt obciążenia (różnica argumentów napięć węzłowych na początku i końcu gałęzi, $\delta = \delta_i - \delta_j$). Regulacja przepływu mocy czynnej przez przesuwniki fazowe polega na zmianie wartości kąta obciążenia poprzez zmianę numeru zaczerw w uzwojeniu wtórnym TW. Zainstalowane w SE Mikułowa PF posiadają 65 stopni regulacji (± 32 zaczerw), dzięki którym możliwa jest zmiana wartości, jak i kierunku mocy czynnej płynącej w linii MIK-HAG (Mikułowa–Hagenwerder).

PF posiadają dwa przełączniki zaczerw firmy Reinhausen współpracujące ze sobą. Pierwszy przełącznik OLTC (*On-Load Tap Changer*) zmienia położenie numeru zaczerw w zakresie 0... 32 i jest zlokalizowany przy TW (rys. 1). Natomiast drugi przełącznik ARS (*Advance Retard Switch*) odpowiada za poszerzenie zakresu regulacyjnego z Advance – kierunku zwiększania importu mocy czynnej na Retard – wzrost eksportu. Kierunki i wartość przepływu mocy czynnej w zależności od zmian położenia przełączników zaczerw ARS i OLTC przedstawiono na rys. 2.

Aby zmienić kierunek Advance/Retard należy zmieniać zaczerw PPZ stopniowo o jeden, w kierunku zaczerw 0. Zmiana kierunku sterowania Advance/Retard nastąpi automatycznie w chwili przejścia przez PPZ z pozycji 0R na 1A lub 0A na 1R [3]. Należy kontynuować zmianę zaczerw PPZ aż do osiągnięcia żądanej pozycji PPZ.

2. Charakterystyka węzła Mikułowa (MIK)

Stacja elektroenergetyczna Mikułowa 400/220/110 kV jest położona przy granicy polsko-niemieckiej w pobliżu Elektrowni Turów (ok. 30 km). Stacja połączona jest bezpośrednio dwoma liniami 400 kV (o długości 36 km) ze stacją niemiecką Hagenwerder. W torze linii, oznaczonej jako HAG567, zainstalowano szeregowo dwa przesuwniki fazowe PF1 i PF2. Analogicznie w torze linii HAG568 zainstalowano szeregowo dwa przesuwniki fazowe PF3 i PF4. Rozdzielnia 400 kV połączona jest również pojedynczą linią za stacją Czarna (rys. 3). Aktualnie do rozdzielni 220 kV przyłączone są generatory: G2, G3, G4, G5, G6, natomiast do rozdzielni 110 kV Elektrowni Turów przyłączony jest generator G1.

W stacji elektroenergetycznej 400/220/110 kV Mikułowa pracują: autotransformatory AT1 i AT2 400/220 kV o mocy znamionowej $S_n = 500$ MVA oraz autotransformatory AT3 i AT4 220/110 kV o mocy znamionowej $S_n = 160$ MVA.

W stacji pracują także przesuwniki fazowe oznaczone jako TD1 i TD2 o mocy znamionowej $S_n = 500$ MVA. TD1 i TD2 zlokalizowane są po stronie dolnego uzwojenia 220 kV autotransformatorów odpowiednio AT1 i AT2.

3. System sterowania przesuwników fazowych SSPF

SSPF monitoruje stan topologii linii 567 i 568 oraz sprzęgła SP w stacji Mikułowa (rys. 4) i doбира sposób działania do aktualnego stanu pracy (łączniki, pomiary z przekładników prądowych i napięciowych). Obwody pomiarów prądowych i napięciowych oraz odwzorowania stanu położenia łączników koniecznych do poprawnej pracy układu są doprowadzone bezpośrednio do SSPF (rys. 5). Podobnie sterowanie

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 149–157. When referring to the article please refer to the original text.

PL

zmianą zacze­pów przesuw­ników PF1 – PF4 realizowane jest bezpośrednio poprzez styki wyjściowe SSPF [4].

SSPF jest źródłem sygnałów zezwalających na załączenie linii 567 i 568 oraz sprężgła, które są wykorzystywane przez system SSiN. Z powodów zewnętrznych problemów technicznych SSPF nie dysponuje pomiarami i odwzorowaniami ze strony stacji Hagenwerder. Z tego powodu przyjęto, że linie HAG567 i HAG568 są stale połączone w rozdzielni 380 kV Hagenwerder.

Parametry regulacji:

- EpsP – strefa nieczułości wartości zadanej mocy czynnej P_{zad}
- DeadTime – okres czasu [s], na który zatrzymana jest praca automatyczna SSPF
- RatioDiff – dopuszczalna różnica przekładni pomiędzy liniami
- UnderVLock value – wartość blokady podnapięciowej
- OverVLock value – wartość blokady nadnapięciowej
- OvecurrentLock value – wartość blokady nadprądowej.

Zadania regulacyjne realizowane są przez system w oparciu o parametry regulacji zadawane lokalnie z terminalu SSPF lub terminalu systemu komputerowego SSiN stacji, czy też zdalnie z poziomu ODM/KDM za pomocą systemu DYSSTER. Terminal SSPF w stacji służy do miejscowego wprowadzania wartości zadanych procesu regulacji, sterowania oraz graficznej prezentacji działania procesu regulacji SSPF. Prezentacja wyników na uproszczonym schemacie funkcjonalnym SSPF (ekran regulacji SSPF – rys. 6) polega na wyświetlaniu bieżących wartości napięć, mocy, numerów zacze­pów, pozycji ARS, wartości zadanych, komunikatów i sygnalizacji. Szczegółowe odczyty pomiarów z przekładników w poszczególnych polach umieszczone są na ekranie pomiarów (rys. 7).

Zdalne sterowanie i nadzór nad działaniem SSPF realizowany jest z poziomu ODM/KDM za pomocą systemu DYSSTER poprzez terminal o takiej samej funkcjonalności w zakresie obsługi SSPF, jak terminal lokalny w stacji.

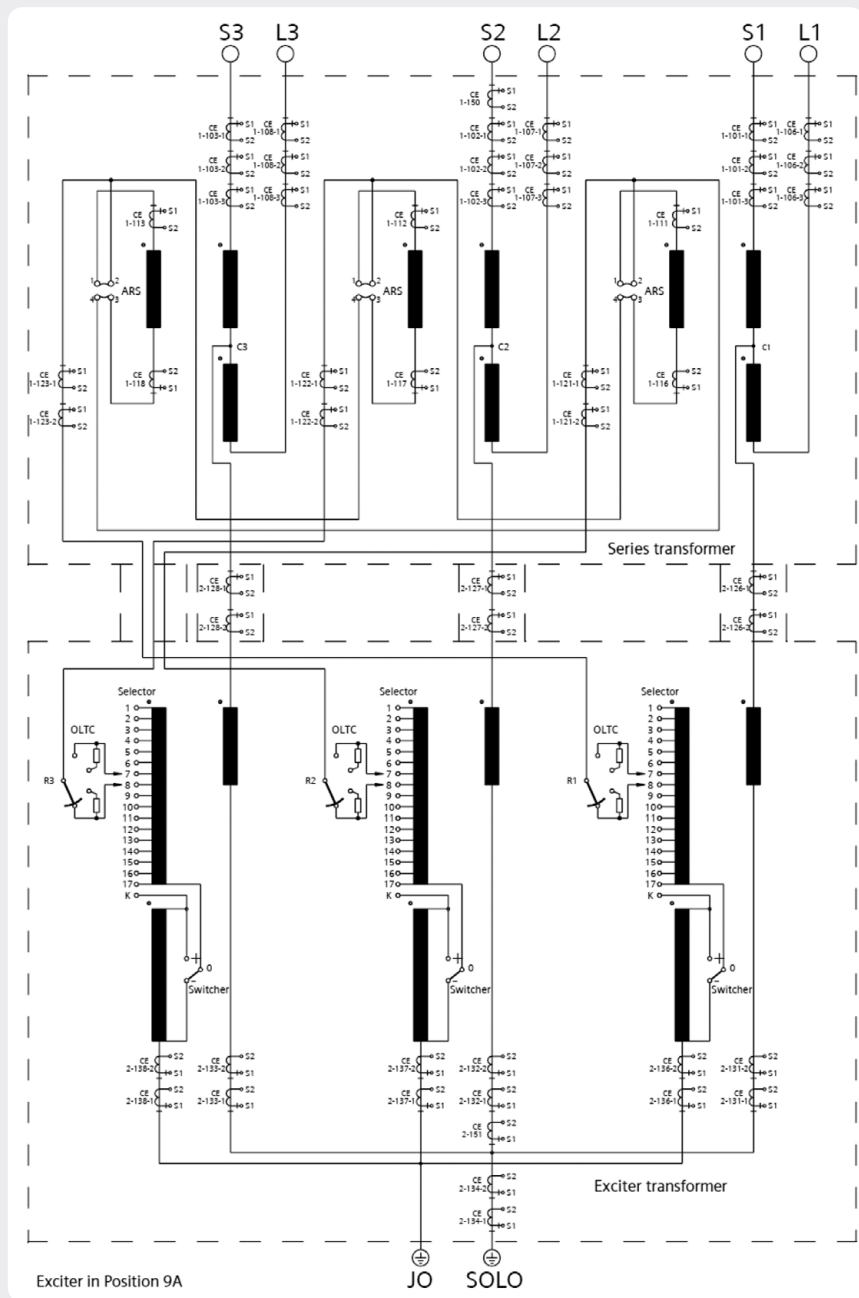
Połączenie systemu SSPF stacji z SSiN jest redundantne i umożliwia przekazywanie danych związanych z procesem regulacji oraz pobieranie danych z SSiN w zakresie wartości zadanych dla procesu regulacji. Poprzez SSiN realizowana jest komunikacja z ośrodkami nadrzędnymi ODM/KDM.

4. Opis działania SSPF

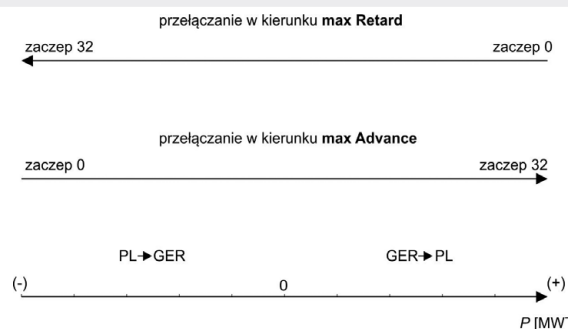
System SSPF przeznaczony jest do automatycznego prowadzenia ruchu SE Mikułowa w następującym zakresie:

- utrzymywanie zadanego poziomu mocy czynnej przepływającej przez przesuw­niki fazowe stacji – kryterium P
- sterowanie zacze­pami przesuw­ników fazowych (ustawianie zadanego numeru zacze­pu przesuw­nika i/lub realizacja sterowań zacze­pu w górę/dół) – kryterium Z.

Nie dopuszcza się asymetrycznej pracy PF (1-0, 2-0 i 2-1) w trybie automatycznej regulacji SSPF. Kryterium P (wg zadanej mocy czynnej P_{zad}) jest podstawowym warunkiem pracy automatycznej. W kryterium P zadaniem systemu sterowania (SSPF) jest



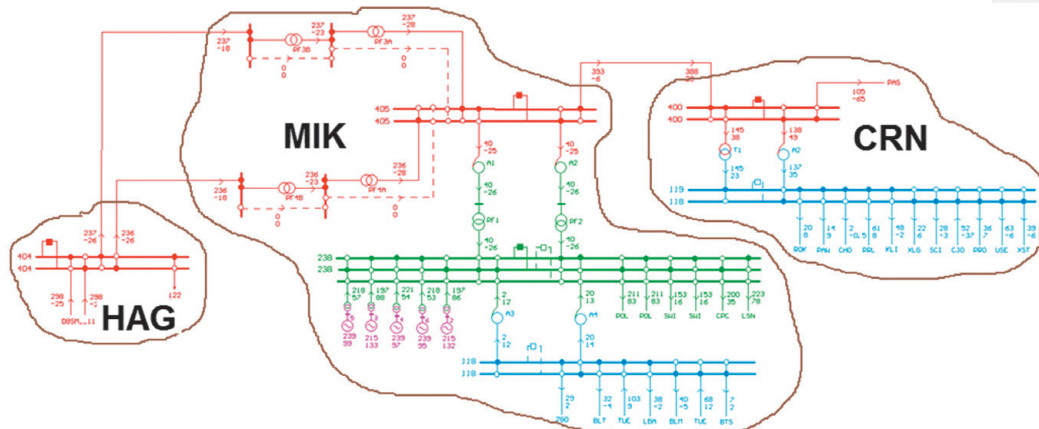
Rys. 1. Schemat połączeń pomiędzy TW i TS przesuw­nika fazowego produkcji Siemens Weiz, zastosowanego w SE Mikułowa [3]



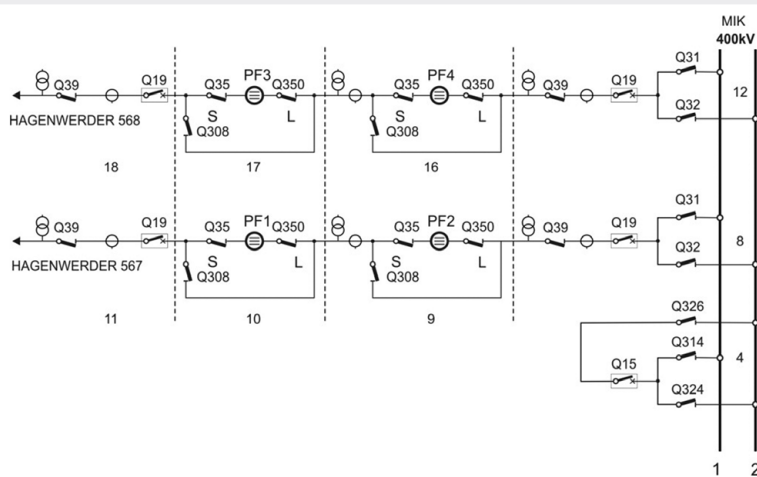
Rys. 2. Sterowanie przełącznikiem zacze­pów w celu regulacji przepływu mocy czynnej. Stąd maksymalny import mocy czynnej można uzyskać w położeniu 32A, a maksymalny eksport w położeniu 32R

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 109–150. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 3. Topologia węzła regulacyjnego MIK



Rys. 4. Przekładniki prądowe i napięciowe oraz łączniki, których stan doprowadzony jest do SSPF

utrzymanie zadanej mocy czynnej Pzad dla węzła MIK oraz utrzymywanie odpowiednich przepływów w linach 400 kV MIK-HAG, np. unikanie wystąpienia krążenia mocy.

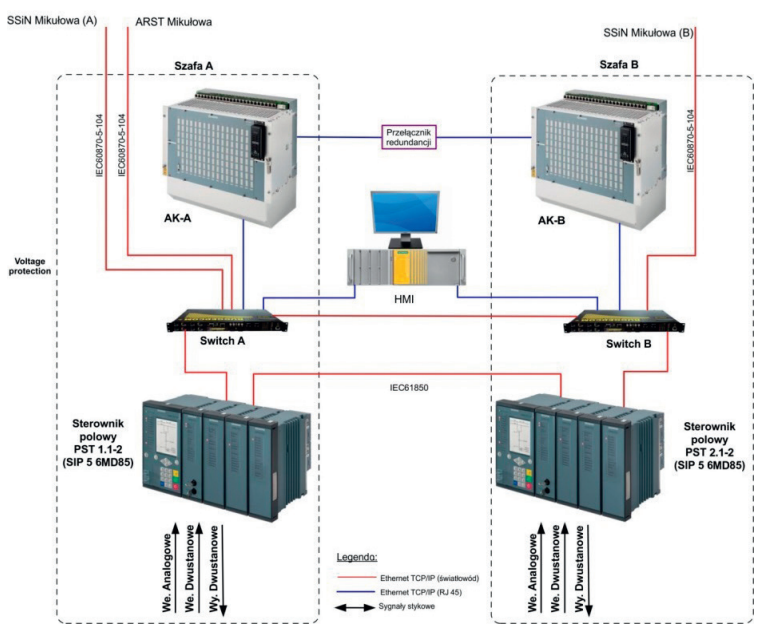
Nie dopuszcza się pracy PF z różnymi trybami regulacji automatycznej (SSPF) i ręcznej (bez SSPF). Gdy zaistnieje taki przypadek, to PF, który jest w trybie pracy automatycznej, pozostanie wyłączony z pracy automatycznej przez SSPF. Przykład: Obydwa PF załączone do pracy automatycznej w danej linii; jeżeli następnie jeden z nich zostanie przełączony do pracy ręcznej, to praca automatyczna drugiego zostanie zablokowana.

System SSPF wykrywa niepożądane stany pracy przesuwników fazowych pracujących w linii HAG 567 i HAG 568. Po wykryciu takich stanów SSPF generuje przedstawione poniżej sygnały ostrzeżeń (rys. 7):

1. **Niesymetryczna praca linii HAG567/568** – informacja o niesymetrycznej (1-0, 2-0, 2-1) pracy linii HAG 567 i HAG 568
2. **Niesymetryczna konfiguracja linii HAG567** – informacja o niesymetrii wyłączonej linii HAG 567 w stosunku do załączonej linii HAG 568
3. **Niesymetryczna konfiguracja linii HAG568** – informacja o niesymetrii wyłączonej linii HAG 568 w stosunku do załączonej linii HAG 567
4. **Przekroczenie RatioDiff dla HAG567/568** – informacja o sumarycznym rozstrojeniu zaczeów pomiędzy liniami
5. **Przekroczenie RatioDiff dla PF1-PF2** – informacja o rozstrojeniu zaczeów przesuwników PF1 i PF2 (w linii HAG 567)
6. **Przekroczenie RatioDiff dla PF3-PF4** – informacja o rozstrojeniu zaczeów przesuwników PF3 i PF4 (w linii HAG 568).

Zasady pracy SSPF w kryterium Z

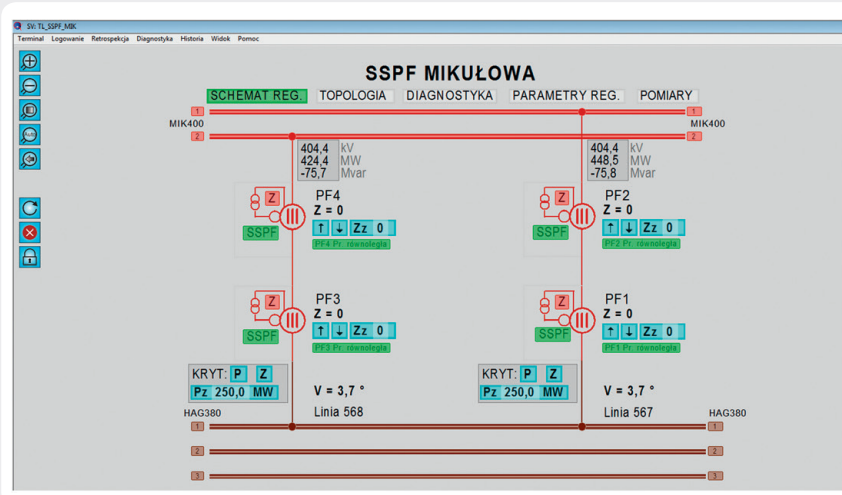
SSPF umożliwia zmianę pozycji PPZ na przesuwnikach poprzez zadawanie numeru zaczeu lub sterowanie strzałkami zaczeu w górę / zaczeu w dół. Zakres nastawień zadanych numerów zaczeów PPZ wynosi od -32 do +32 (od 32 Retard do 32 Advance).



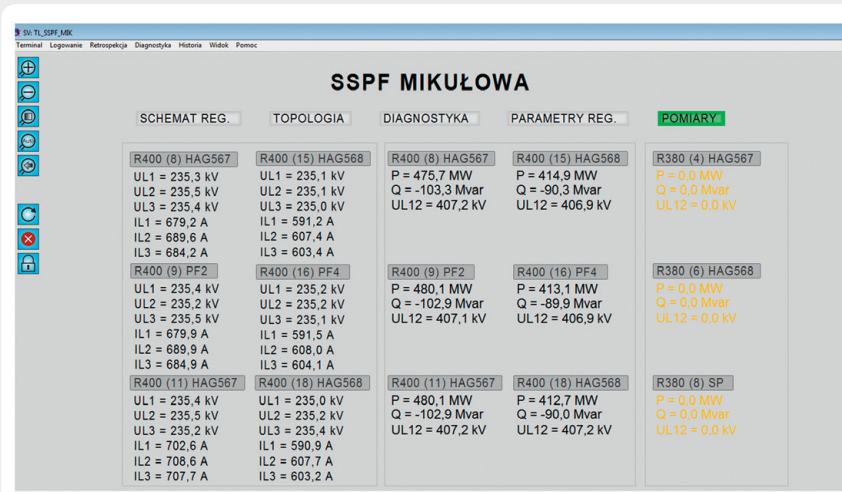
Rys. 5. Konfiguracja sprzętowa SSPF

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 109–150. When referring to the article please refer to the original text.

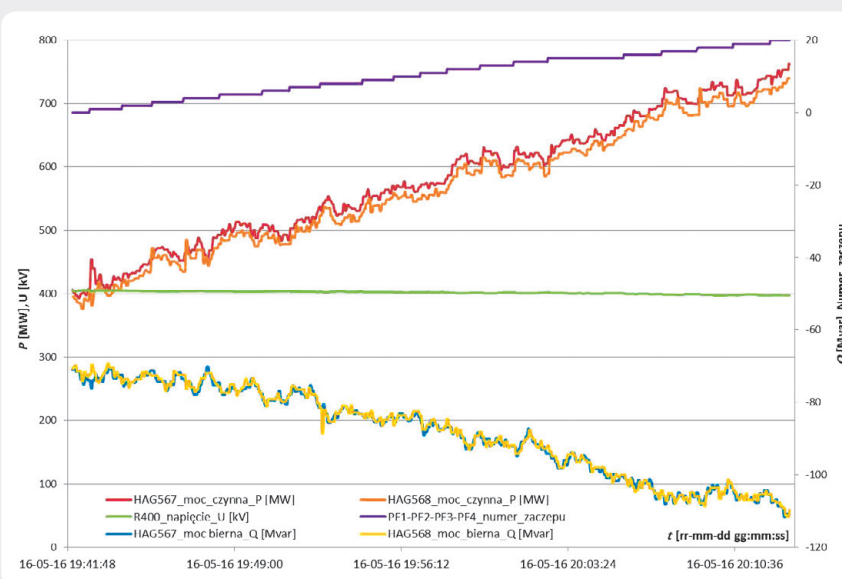
PL



Rys. 6. Ekran regulacji SSPF



Rys. 7. Ekran wszystkich dostępnych pomiarów SSPF



Rys. 8. Kryterium Z – zakres zmiany zaczeppów od 0 do 20

Układ SSPF (dla pracy wszystkich PF) wykonuje sterowania sekwencyjne jednocześnie parami: PF1 i PF3 oraz PF2 i PF4.

1. W układzie pracy jednej linii HAG 567 lub 568, w przypadku zmiany zaczeppów wykonywanej przez zadawanie numeru zaczeppów na jednym z przesuwników w danej linii, układ SSPF powoduje przepisanie tej samej wartości zadanej także dla drugiego przesuwnika w tej linii.
2. W układzie pracy obu linii HAG 567 i 568, w przypadku zmiany zaczeppów wykonywanej przez zadawanie numeru zaczeppów na jednym z przesuwników w jednej z linii, układ SSPF powoduje przepisanie tej samej wartości zadanej także dla wszystkich pozostałych przesuwników w obu torach linii.
3. Zmianę zaczeppów strzałkami zaczepp w górę / zaczepp w dół wykonuje się indywidualnie na każdym z przesuwników z osobna. Zmiana numeru zaczeppu wykonana w ten sposób powoduje także zmianę wartości zadanej danego przesuwnika.
4. Układ SSPF uniemożliwia zadanie numeru zaczeppów większej niż zmiana o jeden zaczepp – zmiana o więcej numerów zaczeppów wymaga kolejno zadawania wartości większej o jeden numer od bieżącego zaczeppu.

Zasady pracy układu SSPF w kryterium P

Układ SSPF umożliwia zmianę aktualnego przesyłu mocy czynnej w liniach HAG567 i HAG568 poprzez zadawanie wartości mocy P_{zad} . Zakres zadawania wartości mocy wynosi od -1170 MW do $+1170$ MW. Moc zadana przypisana jest do każdej z linii HAG567 i HAG568 (rys. 6). W przypadku pracy równoległej linii wprowadzenie nowej wartości zadanej dla jednej z linii powoduje przepisanie tej wartości zadanej dla drugiej linii.

Rzeczywista wartość mocy przepływającej przez linię (przesuwniki) może się różnić od zadanej o wartość strefy nieczułości układu SSPF, która wynosi ± 30 MW. Np. dla wartości zadanej mocy 1170 MW wynikowa moc przepływająca przez przesuwnik będzie się zawierać w zakresie od 1140 MW do 1200 MW.

Aby zmienić kierunek przepływu mocy czynnej, należy zadać wartości mocy z odpowiednim znakiem, odpowiednio „+” dla mocy importowanej i „-” dla mocy eksportowanej.

Układ SSPF zmienia pozycje zaczeppów co jeden zaczepp w kierunku osiągnięcia nastawionej zadanej wartości mocy. Zmiana kierunku sterowania Advance/Retard następuje automatycznie w chwili przełączenia przez PPZ zaczeppu z 0R na 1A lub z 0A na 1R. Następnie układ SSPF kontynuuje zmianę zaczeppów PPZ aż do osiągnięcia zadanej wartości mocy.

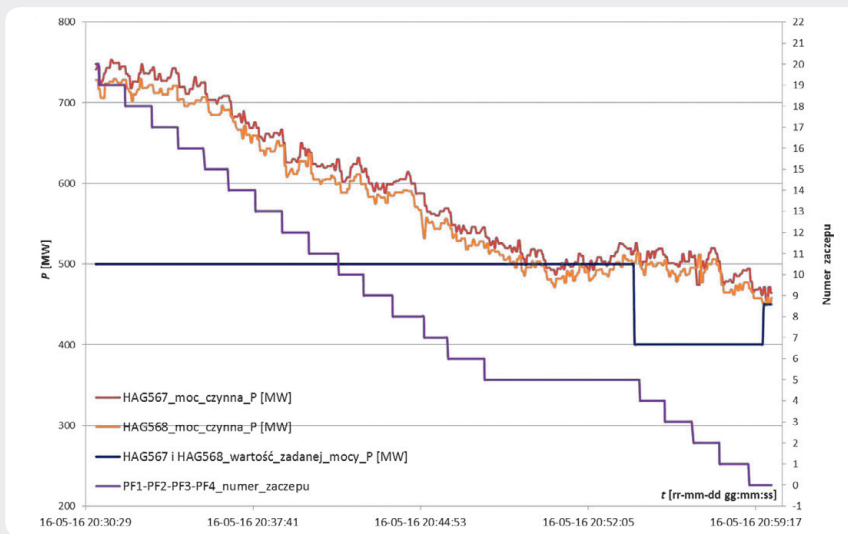
Układ SSPF (dla pracy wszystkich PF) wykonuje sterowania sekwencyjne jednocześnie parami: PF1 i PF3 oraz PF2 i PF4, zmieniając w jednym kroku pozycję o jeden zaczepp.

5. Wyniki badań pracy przesuwników fazowych

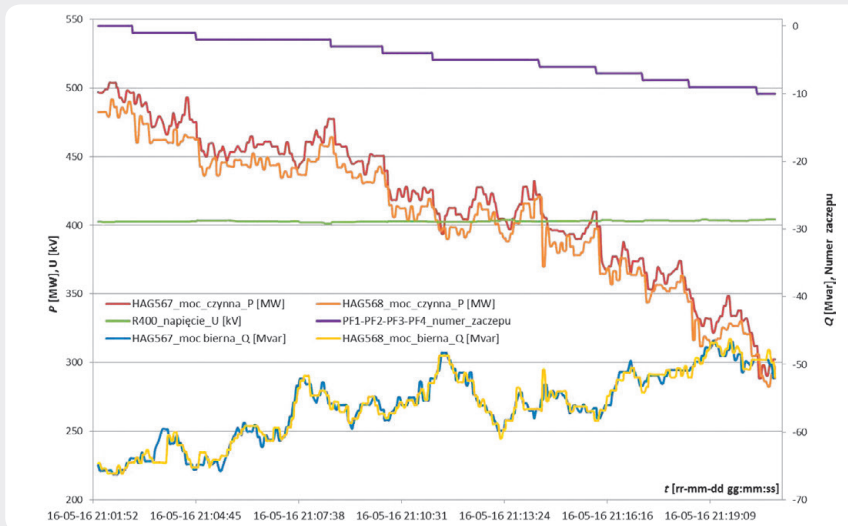
Próbę regulacji przepływu mocy czynnej z wykorzystaniem przesuwników fazowych wykonano 16 maja 2016 roku w ramach

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 109–150. When referring to the article please refer to the original text.

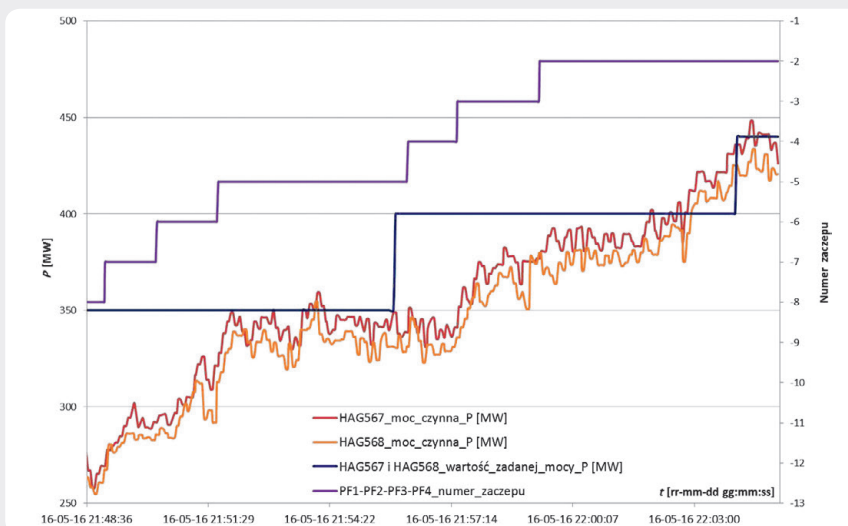
PL



Rys. 9. Kryterium P – zakres zmiany zaczeptw od 20 do 0



Rys. 10. Kryterium Z – zakres zmiany zaczeptw od 0 do -10



Rys. 11. Kryterium P – zakres zmiany zaczeptw od -8 do -2

testów odbiorczych układu SSPF. Podczas prób pracowały cztery przesuwniki PF1 – PF4. Obie linie HAG567 i HAG568 pracowały równolegle – połączone w rozdzielni R400 kV Mikułowa oraz R380 kV Hagenwerder.

Pierwsza próba polegała na zmianie w kryterium Z zaczeptw PF od wartości 0 do 20. Przebieg próby zaprezentowano na rys. 8. Uzyskany sumaryczny (linia HAG567 i HAG568) zakres zmian przepływu mocy czynnej wynosi 700 MW, mocy biernej 80 Mvar. Zmiana wartości napięcia na rozdzielni R400 kV Mikułowa wyniosła 6,5 kV.

Kolejna próba polegała na zmianie kryterium z Z na P i wymuszeniu wartości zadanej $P_{zad} = 500$ MW dla każdej z linii. Dzięki temu wymuszono powrotną zmianę zaczeptw PF z pozycji 20 (rys. 9). Po osiągnięciu oczekiwanej wartości przepływu mocy czynnej (z dokładnością do strefy nieczułości ± 30 MW) dokonano zmiany P_{zad} na 400 MW. Miało to na celu wymuszenie osiągnięcia przez PF wyjściowej pozycji zerowej zaczeptu. Po uzyskaniu zerowego zaczeptu przez PF zmieniono wartość P_{zad} na 450 MW, aby przerwać regulację w kryterium P.

Następnie przeprowadzono próbę regulacji w kryterium Z w zakresie zaczeptw ujemnych (pozycja przełącznika ARS = Retard) od 0 do -10. Osiągnięto sumaryczną (w obu liniach) zmianę przepływu mocy czynnej $\Delta P = 400$ MW oraz mocy biernej $\Delta Q = 30$ Mvar (rys. 10). Uzyskany podczas próby przyrost napięcia dla rozdzielni R400 Mikułowa wyniósł $\Delta U = 3$ kV.

Ostatnia próba polegała na wymuszeniu podczas pracy PF w kryterium P zmiany zaczeptw w górę (rys. 11). W tym celu przyjęto nową wartość zadaną przepływu mocy czynnej (dla obu linii) $P_{zad} = 350$ MW. Po osiągnięciu zadanej wartości przepływu mocy czynnej (z dokładnością do strefy nieczułości ± 30 MW) dokonano zmiany P_{zad} na 400 MW. W celu zakończenia regulacji, w kryterium P przyjęto $P_{zad} = 440$ MW. Ostatecznie podczas próby osiągnięto zakres zmian numerów zaczeptw PF od -8 do -2.

6. Podsumowanie

Instalacja czterech PF w liniach wymiany międzynarodowej pozwala na skuteczne kształtowanie poziomu przepływu mocy czynnej, pomiędzy sieciami zarządzanymi przez operatora sieci polskiej (PSE SA) i niemieckiej (50Hertz). Wdrożony przez Instytut Energetyki układ SSPF jest skutecznym narzędziem pozwalającym na prowadzenie automatycznej regulacji przepływu mocy czynnej. Dodatkowo SSPF kontroluje stan pracy wszystkich PF oraz przeciwdziała niekontrolowanym operacjom łączeniowym linii HAG567 i HAG568 po stronie SE Mikułowa.

Przeprowadzone próby pozwoliły urealnić szacowane dotąd możliwości regulacyjne zainstalowanych PF. W badanych warunkach osiągnięto średnią zmianę ok. 40 MW/zaczept i 0,35 kV/zaczept. Dodatkowo zaobserwowano, że zmiana wartości przepływu mocy czynnej wywołuje ok. 10-proc. zmianę przepływu mocy biernej.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 109–150. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Bieżące warunki i ograniczenia sieciowe nie pozwoliły na zbadanie możliwości regulacji PF w pełnym zakresie regulacji (od zacze- pu –32 do 32). Wyniki z prób oraz doświad- czenia operatora 50Hertz z podobnymi przesuwnikami w SE Diele są wystarczające do przyjęcia liniowej ekstrapolacji uzyska- nych charakterystyk dla pozostałego zakresu regulacji PF.

Bibliografia

1. Kocot H. i in., Dobór głównych paramet- rów przesuwników fazowych dla zachod- nych połączeń transgranicznych KSE, *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, r. 90, nr 4.
2. Korab R., Owczarek R., Kształtowanie transgranicznych przepływów mocy z wykorzystaniem transformatorów z regulacją poprzeczną, *Energetyka* 2011, nr 5.
3. Performance specification customer order PST PSE Polen, Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg, Germany, 2015.
4. Draft of the futures of the usage of a Tapcon 260 at a phase shifter, VA TECH Elin Transformatoren GmbH & Co, Weiz, Austria, 2005.

Ksawery Opala

mgr inż.

Institut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: k.opala@ien.gda.pl

Absolwent studiów magisterskich na Politechnice Gdańskiej – Wydział Elektrotechniki i Automatyki oraz Wydział Zarządzania i Ekonomii. Ukończył podyplomowe Studium Energetyki Jądrowej na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki macierzystej uczelni. Od 2001 roku jest zatrudniony w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk na stanowisku asystenta. Obszar zainteresowań obejmuje automatykę regulacyjną ARNE i ARST, obszarową regulację napięcia i mocy biernej, analizy stanu pracy sieci elektroenergetycznej i obliczenia rozprężowe. Opracował koncepcję regulacji oraz zajmował się wdrożeniem Systemu Sterownia Przesuwnikami Fazowymi Mikułowa oraz wielu układów ARST/ARNE w KSE.

Tomasz Ogryczak

mgr inż.

Institut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: t.ogryczak@ien.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej – ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektroniki oraz podyplomowe Studium Prawno-Menedżerskie na Wydziale Zarządzania i Ekonomii. Od 1995 roku pracuje w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk, gdzie zajmuje się rozwojem i wdrażaniem układów automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej stosowanych w elektrowniach, sieci przesyłowej oraz w sieciach dystrybucyjnych. Obecnie jest zatrudniony na stanowisku kierownika Zakładu Automatyki Systemów Elektroenergetycznych. Kontynuuje dotychczasową działalność dodatkowo rozszerzoną o innowacyjne systemy wspomagania prowadzenia ruchu sieci energetycznych, zagadnienia związane z wdrażaniem i zarządzaniem sieciami inteligentnymi oraz układami automa- tyki dla farm wiatrowych i innych odnawialnych źródeł energii.