

Coordination of voltage and reactive power control in the extra high voltage substations based on the example of solutions applied in the national power system

Authors

Dariusz Kołodziej
Jarosław Klucznik

Keywords

power system, reactive power control, voltage control

Abstract

This paper presents examples of coordination between automatic voltage and reactive power control systems (ARST) covering adjacent and strongly related extra high voltage substations. Included are conclusions resulting from the use of these solutions. The Institute of Power Engineering, Gdańsk Division has developed and deployed ARST systems in the national power system for a dozen or so years.

1. Introduction

Transformer ratio changes need coordination in the case of a strong (voltage and power) correlation of several control units (auto-transformers or transformers) operating in an area. Identification of such locations and providing them with ARST voltage and reactive power control systems, along with a coordination algorithm, enables better control of voltage and reactive power distribution in this area.

This paper aims to present three solutions of coordinated operation of transformer stations provided with ARST systems applied in the NPS. The solutions presented apply to both the interaction of transformer stations close to each other, as well as to control coordination at the level of a single transformer substation.

2. Objective and types of coordination

Lack of operating coordination of control systems in nearby substations may result in adverse phenomena, which include:

- undesirable compensatory power flows between nodes (even at the same set voltages)
- possibility of accidentally setting different voltages in adjacent substations resulting also in compensatory flows between nodes
- increase in compensation flows between nodes by voltage measurement errors in each node, even while maintaining the same voltage
- possible adverse mutual effects of control systems resulting

in instability of controlled values and an increased daily number of transformer tap changes.

To avoid these risks, a mechanism of coordinating ARST control system operations has been introduced. In an area one master station has been specified as the leading one in the process of control of the value, on which it has the greatest impact (typically a 110 kV line voltage). Slave substations, one or two, play an ancillary role in the voltage control, and can prevent reactive power flow in a direction which is undesirable at a given moment.

ARST control systems are provided with coordinated operation algorithms for the following conditions:

- strong correlation of nearby substations supplied from the 220 kV network and interconnected on the 110 kV side; the coordination involves maintaining a slave substation's voltage ratio
- strong correlation of substations supplied at different voltages (220 and 400 kV) and interconnected on the 110 kV side; the coordination involves maintaining the slave substation's set reactive power. A special instance of this solution is local coordination at the level of a single station (400/220/110 kV).

Coordinated control processes in the currently installed ARST systems occur in the absence of detailed information about

connections between stations: connector statuses and power measurements in 110/MV intermediate substations, operated generation sources (co-generation plants, wind turbines). Therefore, the coordination solutions presented here are simplified, but – as shown by operating practice and simulation studies – satisfactory.

3. Coordination by equal voltage ratios

Fig. 1 presents an example of 110 kV voltage control coordination, which covers two transformer substations supplied from the 220 kV network. The substations are strongly correlated on the 110 kV and 220 kV sides alike. In addition, it can be observed that each of the transformers (usually a 160 MVA unit) induces a similar voltage change associated with a change in its ratio. The station with more transformers plays the master role and is distinguished for other reasons. The master station is responsible for voltage control. The slave substation, through the coordination mechanism, maintains the same ratio as the transformer or transformers in the master substation.

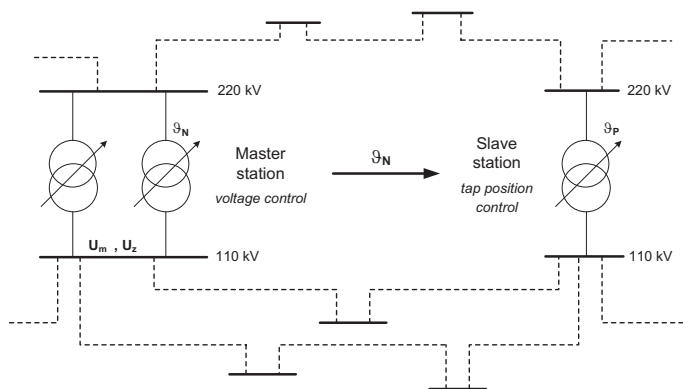


Fig. 1. 110 kV voltage control coordination in substations supplied from the 220 kV network

The control process implemented by the two ARST systems at all transformers' quasi – parallel connection proceeds to meet the following requirements:

$$|U_m - U_z| \leq \varepsilon_U \quad (1)$$

$$\vartheta_P \approx \vartheta_N \quad (2)$$

where:

U_m – voltage measured at the master substation's 110 kV side
 U_z – voltage control setpoint at the master substation's 110 kV side

ε_U – voltage control deadband zone at the master substation's 110 kV side

ϑ_N – voltage ratio of the master substation transformer(s)

ϑ_P – voltage ratio of the slave substation transformer(s)

4. Coordination by reactive power

Fig. 2 presents an example of 110 kV voltage control coordination, which covers two transformer substations supplied from different voltage levels: 400 kV and 220 kV. The substations are strongly correlated on the 110 kV side only. It is characteristic that usually 400/110 kV substations are provided with transformers much more powerful (250–330 MVA) than the 220/110 kV substations coordinated with them, which typically are equipped with 160 MVA units. Voltage changes induced by a 220/110 kV transformer's ratio changes are several times smaller than those resulting from ratio changes in a 400/110 kV transformer. In such a coordination example the 400/110 kV substation is the master responsible for voltage control, while the 220/110 kV substation is responsible for maintaining the proper direction of reactive power flow from the 220 kV network to the 110 kV network.

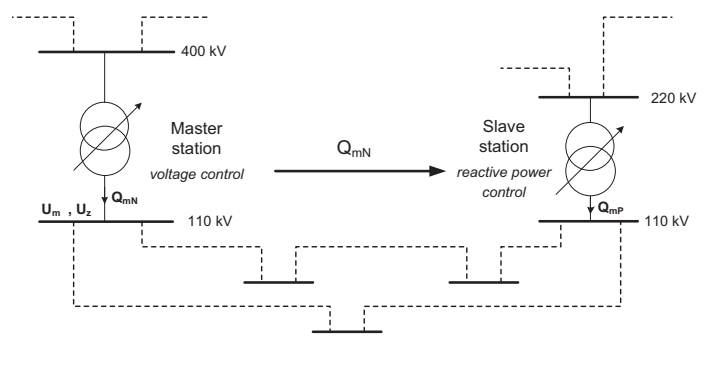


Fig. 2. 110 kV voltage control coordination in substations supplied from different voltage levels

The control process implemented by the ARST systems aims at meeting the following requirements:

$$|U_m - U_z| \leq \varepsilon_U \quad (3)$$

$$|Q_{mP} - Q_Z| \leq \varepsilon_Q \quad (4)$$

where:

U_m – voltage measured at the master substation's 110 kV side
 U_z – voltage control setpoint at the master substation's 110 kV side

ε_U – voltage control neutral zone at the master substation's 110 kV side

Q_{mP} – measured reactive power of the transformer at the slave substation

Q_Z – reactive power setpoint of the transformer at the slave substation

ε_Q – reactive power control neutral zone in the slave substation.

The reactive power control setpoint in the slave substation depends on the reactive power flowing through the transformer(s) to the 110 kV systems in the master substation. This relation is given by:

$$Q_z = \alpha Q_{mN} \quad (5)$$

where:

Q_z – reactive power setpoint of the transformer at the slave substation

Q_{mN} – measured reactive power of the transformer at the master substation

α – coefficient that determines the correlation strength of control processes implemented by ARST systems at both substations.

The reactive power setpoint determined in this way is, in addition, limited to a certain range, so that: it exceeds zero (reactive power flowing into the 110 kV systems) and does not exceed a specified upper limit depending, among other things, on the number of transformers at the slave substation and their rated powers. The limits and α coefficients are determined for each station in the course of analyzes preceding their installation, and during the ARST systems' start-up.

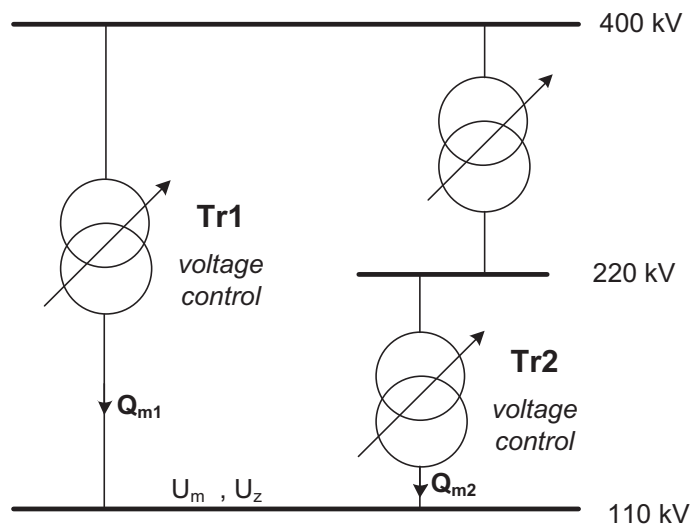


Fig. 3. 110 kV voltage control coordination within a single station

Fig. 3 presents an example of a specific instance of co-ordinated control using reactive power measurements. Unlike the above-presented examples, it relates to transformers installed in a single substation. The above figure shows a substation with three bus-bars (400, 220, and 110 kV) and three transformers coupling these different voltage levels. In such facilities power may flow in different directions, depending also on the transformer ratio settings. Adverse effects would include reactive power transfer between the 400 kV and 220 kV systems through the 110 kV system, or so called power circulation between the three transformers. Thus, the voltage control algorithms, using Tr1 and Tr2 transformers, within the 110 kV node, should also take into account the volume and direction of the reactive power flow through them.

The ARST systems' algorithms automatically activate the coordination function when the user switches on the two Tr1 and Tr2 transformers for automatic operation in the ARST control system, and selects 110 kV voltage as the control criterion for them. The implemented control process aims at meeting the following requirements:

$$|U_m - U_z| \leq \epsilon_U \quad (6)$$

$$|Q_{m1} - Q_{m2}| \leq \Delta Q_m \quad (7)$$

where:

U_m – voltage measured at the 110 kV side

U_z – voltage control setpoint at the 110 kV side

ϵ_U – voltage control neutral zone at the 110 kV side

Q_{m1}, Q_{m2} – reactive powers measured in Tr1 and Tr2 transformers

ΔQ_m – admissible difference in the reactive powers measured in Tr1 and Tr2 transformers.

The processes of 110 kV voltage control and balancing the reactive powers flowing through Tr1 and Tr2 transformers are implemented simultaneously, while the power balancing is superior to the voltage control. The powers are so balanced that successive tap changes, in one or both transformers at the same time, reduce possible deviations in the voltage measured at the 110 kV side from the setpoint.

5. Examples of coordination in the national power system

Here are some examples of the coordinated operation in selected NPS nodes provided with ARST systems with coordination algorithms.

Fig. 4 and 5 presents a simplified power distribution in the area of Mokre (220/110 kV) – Zamość (220/110 kV) substations with no coordination and with coordination by equal ratios. In both cases, the aim was to keep a constant voltage at the 110 kV side ($U_z = 122$ kV). The arrows indicate the reactive power flow direction.

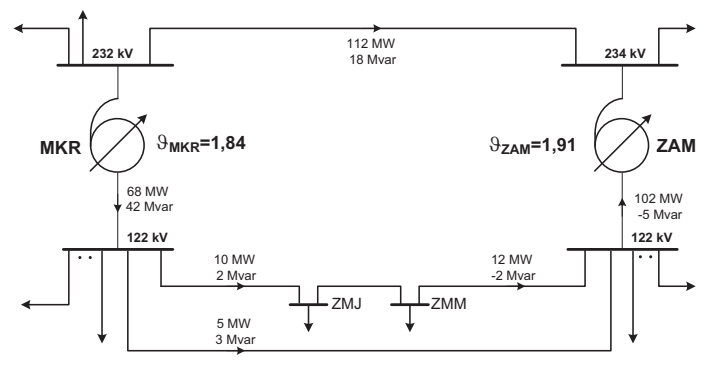


Fig. 4. Schematic diagram of the Mokre – Zamość network section. No coordination

The autotransformers at Mokre and Zamość substations operate with $\vartheta = 1,84$ and $\vartheta = 1,91$ ratios, respectively. In this arrangement, the 110 kV side voltage levels are 122 kV, and of the upper side 232 and 234 kV, respectively. Fulfilment of voltage requirements doesn't mean, however, that the power distribution within the two substations is correct. In Zamosc substation reactive power flows through the autotransformer towards the 220 kV side. This is undesirable.

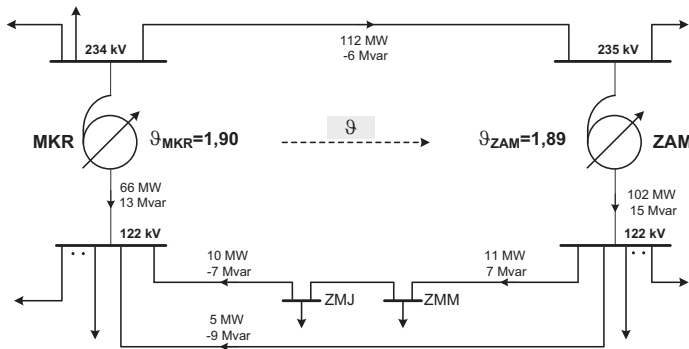


Fig. 5. Schematic diagram of the Mokre – Zamość network section. Coordination by voltage ratios

In the second example, the substations also maintain the constant voltage level of 122 kV at the 110 kV side. Determination of the appropriate value of voltage ratio ϑ and transfer thereof from the master substation Mokre ($\vartheta_{MKR} = 1.90$) to the slave substation Zamość ($\vartheta_{ZAM} = 1.89$) eliminates the problem of reactive power transfer to the 220 kV network, and at the same time reduces the autotransformers' aggregate load. This load is more optimal from the loss viewpoint. The master station's transferred voltage ratio ϑ_{MKR} , due to differences in the autotransformers' designs, corresponds to a slightly different value ϑ_{ZAM} in the slave substation.

Another example of strong correlation of close substations is the area of Olsztyn Mątki (400/220/110 kV) and Olsztyn 1 (220/110 kV) substations. A simplified diagram of the two stations with and without reactive power coordination is presented below (fig. 6 and 7). As in the previous case, the aim was to maintain a constant voltage at the 110 kV side ($U_z = 122$ kV). The arrows indicate the reactive power flow direction.

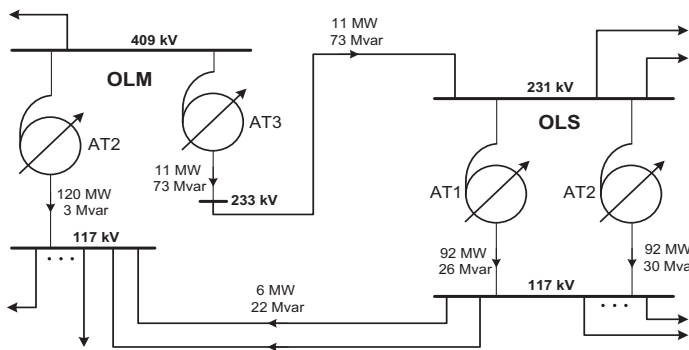


Fig. 6. Schematic diagram of the Olsztyn Mątki – Olsztyn network section. No coordination

In the first case, with correct voltage levels at the 110 kV side, there was superfluous reactive power transfer from Olsztyn Mątki substation through the 220 kV network to Olsztyn 1 substation, and then in the opposite direction through the 110 kV network to Olsztyn Mątki substation. This arrangement resulted in an unwanted load of the 220 kV and 110 kV lines, and of the 220/110 kV autotransformers in Olsztyn 1 substation.

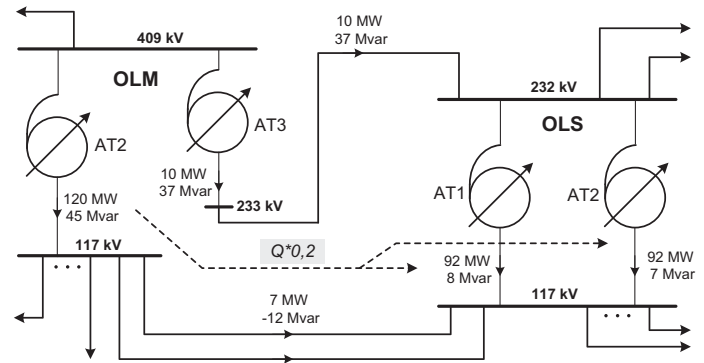


Fig. 7. Schematic diagram of the Olsztyn Mątki – Olsztyn 1 network section. Reactive power coordination

Switching on coordination while maintaining the same voltages on the 110 kV side would enforce the power distribution shown in fig. 7. In this example the leading autotransformer is AT2 in Olsztyn Mątki substation. The coordination reactive power was determined through analyses and commissioning work at the substation. The following values were assumed: $Q_z = Q_{AT2} * 0.2$; $\alpha = 0,2$ (in fig. 7 $Q_z = 45 * 0.2 = 9$ Mvar). This value is transferred to the ARST system at Olsztyn 1 substation, set on AT1 and AT2 autotransformers, and maintained by the ARST system with neutral zone $\varepsilon_{Qz} = 10$ Mvar. In this example, application of the coordination algorithm and the optimum setting of the autotransformer ratios allowed reducing the load of the 220/110 kV autotransformers in Olsztyn 1 substation, to "reverse" the reactive power flow direction in the 110 kV lines connecting the two stations, and maintaining the set voltages in the substations.

6. Summary

Developers of ARST systems are aware that the coordinated control of close substations is, to a large extent, an ad hoc solution. It has been used over the last several years, due to the absence of more advanced area-wide solutions. It has enabled effective implementation and operation of voltage and reactive power control systems in the highest voltage substations. Despite some imperfections, it has allowed carrying automatic control in many NPS nodes.

Local ARST systems coupled in substations with SCADA do not have and are not likely to have access to data sufficiently mapping the area's condition, which would make the coordinated control more effective and adaptable to various network configurations and conditions.

Coordinated control may be applied where strong correlation between substations is evident, easily definable and present most of the time during their normal operating regime, so the coordination mechanism might be switched on in a well-informed way and surely. There is a need to revise the rules on coordination of the existing solutions in the event of significant changes in the network.

The ultimate solution, enabling being liberated from the existing coordinated control restrictions, is deployment of area-wide control systems at the level of dispatch centres. They will have access to information coming from all extra high voltage substations in the area, as well as 110/SN stations owned by distribution companies.

REFERENCES

1. Hellmann W., Szczerba Z., *Regulacja częstotliwości i napięcia w systemie elektroenergetycznym* [Frequency and voltage control in power system], Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warsaw 1978.
2. Malinowski A. et. al., *Automatyczna regulacja napięcia transformatorów i autotransformatorów 400/110 i 220/110 kV*, [Automatic voltage control of 400/110 and 220/110 kV transformers and autotransformers, 4/1994, pp. 120–123.
3. Kundur P., *Power System Stability and Control*, McGraw Hill, Inc. 1994.

Dariusz Kołodziej

Power Engineering Department, Gdańsk Division

e-mail: d.kolodziej@ien.gda.pl

Employed at the Power Engineering Department, Gdańsk Division. Involved, e.g. in the development and implementation of automatic voltage and reactive power control of EHV substations (ARST) and control systems for wind farms (URST) in the NSP.

Jarosław Klucznik

Power Engineering Department, Gdańsk Division

e-mail: j.klucznik@ien.gda.pl

Employed at the Institute of Power Engineering, Gdańsk Division. Areas of scientific interest: power flow calculations and automatic control systems – ARST transformer regulation systems and control systems for wind farms (URST).

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 43–47. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Koordinacja regulacji napięcia i mocy biernej w stacjach najwyższych napięć na przykładzie rozwiązań stosowanych w KSE

Autorzy

Dariusz Kołodziej
Jarosław Klucznik

Słowa kluczowe

system elektroenergetyczny, regulacja mocy biernej, regulacja napięcia

Streszczenie

W artykule przedstawiono przykłady koordynacji pracy układów regulacji napięć i mocy biernych (ARST) obejmujących sąsiednie, silnie powiązane stacje najwyższych napięć. Zawarto wnioski wynikające ze stosowania tych rozwiązań. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk od kilkunastu lat opracowuje i wdraża układy ARST w krajowym systemie elektroenergetycznym.

1. Wstęp

Potrzeba koordynacji zmian przekładni transformatorów występuje w przypadku silnego powiązania (napięciowego i mocowego) kilku jednostek regulacyjnych (autotransformatorów lub transformatorów), pracujących na danym obszarze. Identyfikacja takich miejsc i wyposażenie ich w układy regulacji napięcia i mocy biernej ARST, wraz z algorytmem koordynacyjnym, pozwala na lepszą kontrolę poziomu napięcia i rozplywu mocy biernej w tym obszarze.

Niniejszy artykuł ma na celu przedstawienie trzech stosowanych w KSE rozwiązań pracy skoordynowanej stacji transformatorowych wyposażonych w układy ARST. Zaprezentowane rozwiązania dotyczą zarówno współpracy stacji transformatorowych położonych blisko siebie, jak również koordynacji regulacji na poziomie pojedynczej stacji transformatorowej.

2. Cel i rodzaje koordynacji

Brak koordynacji pracy układów regulacji w stacjach nieodległych może spowodować niekorzystne zjawiska, do których zaliczamy:

- niepożądane przepływy wyrównawcze mocy między węzłami (nawet przy jednakowych wartościach napięć zadanych)
- możliwość przypadkowego wprowadzenia różnych wartości zadanych napięć w sąsiednich stacjach skutkującą również przepływami wyrównawczymi między węzłami
- nasilenie przepływów wyrównawczych między węzłami błędami pomiarów napięcia w poszczególnych węzłach nawet podczas utrzymywania napięcia o tej samej wartości
- możliwość wzajemnego niekorzystnego oddziaływania układów regulacji powodującą brak stabilności regulowanych wielkości oraz zwiększenie dobowej liczby zmian zaczepów transformatorów.

Aby wyeliminować wspomniane niebezpieczeństwa, wprowadzono mechanizm

koordynacji pracy układów regulacji ARST. Na danym obszarze wyróżnia się jedną stację nadrzędną, wiodącą w procesie regulacji wielkości, na którą posiada największy wpływ (najczęściej na napięcie w sieci 110 kV). Stacje podrzędne, jedna lub dwie, pełnią rolę pomocniczą w regulacji napięcia i mogą zapobiegać przepływowi mocy biernej w niepożądanym w danym momencie kierunku.

Układy regulacji ARST wyposażone w algorytmy pracy skoordynowanej występują w przypadku:

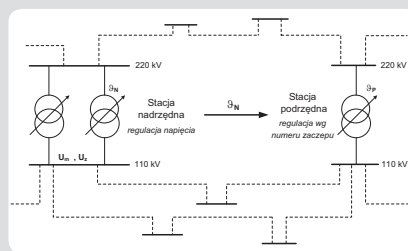
- silnego powiązania blisko położonych stacji zasilanych z sieci 220 kV i połączonych po stronie 110 kV, koordynacja polega na dotrzymywaniu zadanej przekładni przez stację podrzędną
- silnego powiązania stacji zasilanych z różnych poziomów napięć (220 i 400 kV) i połączonych po stronie 110 kV, koordynacja polega na dotrzymywaniu zadanej mocy biernej przez stację podrzędną. Szczególnym przypadkiem takiego rozwiązania jest koordynacja lokalna na poziomie jednej stacji (400/220/110 kV).

Procesy regulacji skoordynowanej w aktualnie zainstalowanych układach ARST odbywają się w warunkach braku szczegółowych informacji o połączeniach między stacjami: stanów łączników i pomiarów mocy w stacjach pośredniczących 110/SN, pracujących jednostek wytwórczych (elektrociepłowni, siłowni wiatrowych). W związku z powyższym przedstawione w artykule rozwiązania koordynacji są uproszczone, ale – jak wykazała praktyka eksploatacyjna i przeprowadzone badania symulacyjne – zadowalające.

3. Koordinacja według równej przekładni

Na rys. 1 przedstawiono przykład koordynacji regulacji napięcia 110 kV, obejmującej dwie stacje transformatorowe zasilane z sieci 220 kV. Silne powiązanie między

tymi stacjami występuje zarówno po stronie 110 kV, jak i 220 kV. Dodatkowo można zaobserwować, że każdy z transformatorów (zwykle o mocy 160 MVA) wywołuje podobną zmianę napięcia towarzyszącą zmianie jego przekładni. Nadrzędną rolę odgrywa ta stacja, która ma większą liczbę transformatorów lub jest wyróżniona z innych powodów. Stacją nadrzędną jest odpowiedzialna za regulację napięcia. Stacja podporządkowana, poprzez mechanizm koordynacji, utrzymuje tę samą przekładnię co transformator lub transformatory w stacji nadrzędnej.



Rys. 1. Koordinacja regulacji napięcia 110 kV w przypadku stacji zasilanych z sieci o napięciu 220 kV

Realizowany przez dwa układy ARST proces regulacji przy quasi-równoległym połączeniu wszystkich transformatorów przebiega tak, aby spełnić poniższe warunki:

$$|U_m - U_z| \leq \epsilon_U \quad (1)$$

$$S_p \approx S_N \quad (2)$$

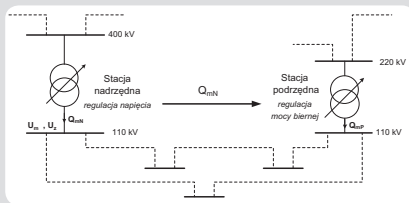
gdzie:

- U_m – wartość napięcia mierzonego po stronie 110 kV w stacji nadrzędnej
- U_z – wartość zadana do regulacji napięcia po stronie 110 kV w stacji nadrzędnej
- ϵ_U – wartość strefy nieczułości regulacji napięcia strony 110 kV w stacji nadrzędnej

- ϑ_N – wartość przekładni transformatora lub transformatorów stacji nadrzędnej
 ϑ_P – wartość przekładni transformatora lub transformatorów stacji podrzędnej.

4. Koordynacja według mocy biernej

Na rys. 2 przedstawiono przykład koordynacji regulacji napięcia 110 kV, obejmującej dwie stacje transformatorowe zasilane z różnych poziomów napięć: 400 kV oraz 220 kV. Silne powiązanie stacji występuje jedynie po stronie 110 kV. Charakterystyczne jest, że zwykle stacje 400/110 kV posiadają transformatory o znacznie większych mocach (250–330 MVA) niż koordynowane z nimi stacje 220/110 kV z jednostkami o typowych mocach 160 MVA. Zmiany napięcia, wywoływane podczas zmiany przekładni transformatorów 220/110 kV, są kilkukrotnie mniejsze niż podczas zmian przekładni transformatorów 400/110 kV. W takim przykładzie koordynacji stacja 400/110 kV jest stacją nadrzędną, odpowiedzialną za regulację napięcia, a stacja 220/110 kV odpowiedzialna jest zaś za utrzymanie właściwego kierunku przepływu mocy biernej z sieci 220 kV do 110 kV.



Rys. 2. Koordynacja regulacji napięcia 110 kV w przypadku stacji zasilanych z różnych poziomów napięcia

Realizowany przez dwa układy ARST proces regulacji przebiega tak, aby spełnić poniższe warunki:

$$|U_m - U_z| \leq \varepsilon_U \quad (3)$$

$$|Q_{mP} - Q_Z| \leq \varepsilon_Q \quad (4)$$

gdzie:

- U_m – wartość napięcia mierzonego po stronie 110 kV w stacji nadrzędnej
 U_z – wartość zadana do regulacji napięcia po stronie 110 kV w stacji nadrzędnej
 ε_U – wartość strefy nieczułości regulacji napięcia strony 110 kV w stacji nadrzędnej
 Q_{mP} – wartość mierzonej mocy biernej transformatora w stacji podrzędnej
 Q_Z – wartość zadanej mocy biernej dla transformatora w stacji podrzędnej
 ε_Q – wartość strefy nieczułości regulacji mocy biernej w stacji podrzędnej.

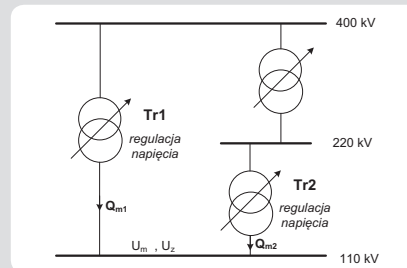
Wartość zadana do regulacji mocy biernej w stacji podrzędnej zależna jest od mocy biernej, przepływającej przez transformator(y) do systemów 110 kV w stacji nadrzędnej. Zależność ta jest dana:

$$Q_Z = \alpha Q_{mN} \quad (5)$$

gdzie:

- Q_Z – wartość zadanej mocy biernej dla transformatora w stacji podrzędnej
 Q_{mN} – wartość mierzonej mocy biernej transformatora w stacji nadrzędnej
 α – wartość współczynnika określającego siłę powiązania procesów regulacji prowadzonych przez układy ARST w obydwu stacjach.

Wyznaczona w ten sposób wartość zadana do pewnego przedziału, tak aby: była większa od zera (moc bierna dopływająca do systemów 110 kV) oraz nie przekraczała określonej górnej wartości zależnej między innymi od liczby transformatorów w stacji podrzędnej oraz ich mocy znamionowych. Wartości ograniczeń i wartości współczynnika α wyznaczone są dla poszczególnych stacji w toku analiz poprzedzających instalacje oraz w trakcie uruchamiania układów ARST.



Rys. 3. Koordynacja regulacji napięcia 110 kV w ramach jednej stacji

Na rys. 3 przedstawiono przykład szczególnego przypadku regulacji skoordynowanej z wykorzystaniem mierzonych mocy biernej. W odróżnieniu od wyżej przedstawionych przykładów dotyczy on transformatorów zlokalizowanych tylko w jednej stacji transformatorowej. Na powyższym rysunku przedstawiono stację z trzema rozdzielniami (o poziomach napięcia 400, 220 i 110 kV) oraz z trzema transformatorami sprzęgającymi poszczególne poziomy napięć. W takich obiektach możliwe są różne kierunki przepływu mocy, zależne również od ustawienia przekładni transformatorów. Do zjawisk niekorzystnych należałoby przesyłanie mocy biernej między systemami 400 kV i 220 kV za pośrednictwem systemu 110 kV lub tzw. krążenie mocy między trzema transformatorami. Zatem algorytm regulacji napięcia, za pomocą transformatorów Tr1 i Tr2, w ramach węzła 110 kV, winny uwzględniać również wielkość i kierunki przepływu przez nie mocy biernej.

Algorytmy układów ARST samoczynnie uaktywniają funkcję koordynacji, gdy użytkownik załączy obydwie transformatory Tr1 i Tr2 do pracy automatycznej w układzie regulacji ARST i wybierze dla nich napięcie 110 kV jako kryterium regulacji. Realizowany proces regulacji przebiega tak, aby spełnić poniższe warunki:

$$|U_m - U_z| \leq \varepsilon_U \quad (6)$$

$$|Q_{m1} - Q_{m2}| \leq \Delta Q_m \quad (7)$$

gdzie:

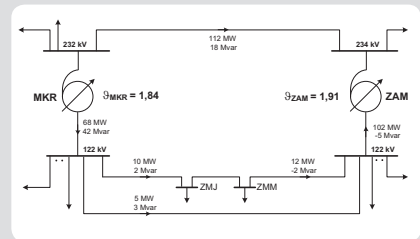
- U_m – wartość napięcia mierzonego po stronie 110 kV
 U_z – wartość zadana do regulacji napięcia po stronie 110 kV
 ε_U – wartość strefy nieczułości regulacji napięcia strony 110 kV
 Q_{m1}, Q_{m2} – wartości mierzonych mocy biernej transformatorów Tr1 i Tr2
 ΔQ_m – dopuszczalna różnica mierzonych mocy biernej transformatorów Tr1 i Tr2.

Procesy regulacji napięcia 110 kV i wyrównywania mocy biernej przepływających przez transformatory Tr1 i Tr2 realizowane są jednocześnie, przy czym wyrównywanie mocy jest nadrzędne wobec regulacji napięcia. Wyrównywanie mocy przebiega w taki sposób, że kolejne przełączenia zaczerw, jednego lub obydwu transformatorów jednocześnie, powodują zmniejszanie ewentualnej odchyłki napięcia mierzonego po stronie 110 kV od wartości zadanej.

5. Przykłady koordynacji w KSE

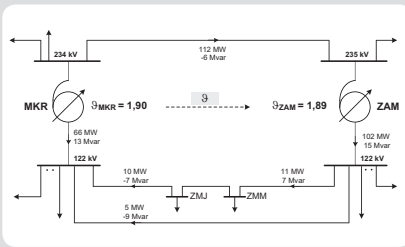
Oto przykłady pracy skoordynowanej wybranych węzłów sieci KSE wyposażonych w układy ARST wraz z algorytmem koordynacyjnym.

Na rys. 4 i 5 zaprezentowano uproszczony rozptył mocy w obszarze stacji Mokre (220/110 kV) – Zamość (220/110 kV) bez koordynacji oraz z załączoną koordynacją według równej przekładni. W obu przypadkach założeniem było utrzymanie stałej wartości napięcia po stronie 110 kV ($U_z = 122$ kV). Strzałkami oznaczono kierunek przepływu mocy biernej.



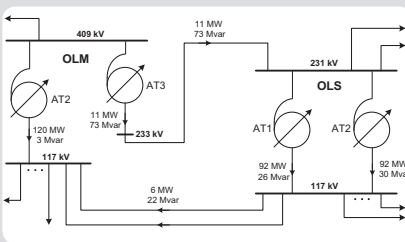
Rys. 4. Schemat poglądowy fragmentu sieci Mokre – Zamość. Brak koordynacji

Autotransformator w stacji Mokre pracuje z przekładnią równą $\vartheta = 1,84$, natomiast autotransformator w stacji Zamość z przekładnią $\vartheta = 1,91$. W takim układzie poziomy napięcie strony 110 kV wynoszą 122 kV, a strony górnej odpowiednio 232 i 234 kV. Spełnienie warunków napięciowych nie oznacza jednak, że rozptył mocy w obrębie obu stacji jest prawidłowy. W stacji Zamość przepływ mocy biernej przez autotransformator odbywa się w kierunku strony 220 kV. Jest to zjawisko niepożądane.



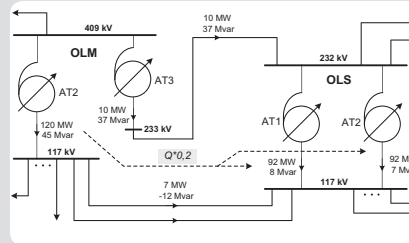
Rys. 5. Schemat poglądowy fragmentu sieci Mokra – Zamość. Koordynacja wartości przekładni

W drugim przykładzie stacje również utrzymują stałą wartość napięcia strony 110 kV na poziomie 122 kV. Ustalenie odpowiedniej wartości przekładni ϑ i przesłanie jej ze stacji nadrzędnej Mokra ($\vartheta_{MKR} = 1,90$) do stacji podrzędnej Zamość ($\vartheta_{ZAM} = 1,89$), niweluje problem przesyłania mocy biernej do sieci 220 kV i równocześnie zmniejsza sumaryczne obciążenie autotransformatorów. Obciążenie to z punktu widzenia strat jest bardziej optymalne. Przesyłana wartość przekładni stacji nadrzędnej ϑ_{MKR} , ze względu na różnice konstrukcyjne obu autotransformatorów, odpowiada nieco innej wartości ϑ_{ZAM} w stacji podrzędnej. Kolejnym przykładem silnego powiązania blisko położonych stacji jest obszar stacji Olsztyn Mątki (400/220/110 kV) i stacji Olsztyn 1 (220/110 kV). Poniżej przedstawiono uproszczony schemat obu stacji bez i z koordynacją mocy biernej (rys. 6 i 7). Podobnie jak w poprzednim przykładzie założeniem było utrzymanie stałej wartości napięcia po stronie 110 kV ($U_z = 122$ kV). Strzałkami oznaczono kierunek przepływu mocy biernej.



Rys. 6. Schemat poglądowy fragmentu sieci Olsztyn Mątki – Olsztyn. Brak koordynacji

W pierwszym przypadku, przy prawidłowych poziomach napięć strony 110 kV, występowało zbędne przesyłanie mocy biernej ze stacji Olsztyn Mątki siecią 220 kV do stacji Olsztyn 1 i następnie w odwrotnym kierunku siecią 110 kV do stacji Olsztyn Mątki. Taki układ spowodował zbędne dociążenie linii 220 i 110 kV oraz autotransformatorów 220/110 kV w stacji Olsztyn 1.



Rys. 7. Schemat poglądowy fragmentu sieci Olsztyn Mątki – Olsztyn 1. Koordynacja mocy biernej

Załączenie koordynacji przy utrzymaniu tych samych napięć po stronie 110 kV wymusiło rozpiływ mocy przedstawiony na rys. 7. Autotransformatorem wiodącym w przedstawionym przykładzie jest AT2, pracujący w stacji Olsztyn Mątki. Wartość koordynacyjna mocy biernej określona została drogą analizy i prac uruchomieniowych na stacji. Przyjęto $Q_z = Q_{AT2} \cdot 0,2$; $\alpha = 0,2$ (na rysunku $7 Q_z = 45 \cdot 0,2 = 9$ Mvar). Wartość ta przesyłana jest do układu ARST stacji Olsztyn 1, zadawana na autotransformatory AT1, AT2 i utrzymywana przez układ ARST ze strefą nieczułości $\varepsilon_Q = 10$ Mvar. W przedstawionym przykładzie zastosowanie algorytmu koordynacji i optymalne ustawianie przekładni autotransformatorów pozwoliło: odciążyć autotransformatory 220/110 kV w stacji Olsztyn 1, „odwrócić” kierunek przepływu mocy biernej w liniach 110 kV łączących obie stacje i zachować zadane poziomy napięć na rozdzielniach.

6. Podsumowanie

Twórcy układów ARST mają świadomość, że regulacja skoordynowana blisko położonych stacji jest rozwiązaniem w znacznym stopniu doraźnym. Stosowana jest na przestrzeni ostatnich kilkunastu

lat, co wynikało z braku bardziej zaawansowanych rozwiązań o charakterze obszarowym. Pozwoliła skutecznie wdrażać i stosować układy regulacji napięć i mocy biernej w stacjach najwyższych napięć. Mimo pewnych niedoskonałości pozwoliła na prowadzenie automatycznej regulacji w wielu węzłach KSE.

Lokalnie układy ARST sprzężone w stacjach z Systemami Sterowania i Nadzoru (SSiN) nie dysponują i raczej nie będą dysponować danymi odwzorowującymi w dostatecznym zakresie stan obszaru, który uczyniłby regulację skoordynowaną bardziej skuteczną i adaptującą się do różnych układów połączeń i stanów sieci.

Regulacja skoordynowana możliwa jest do stosowania tam, gdzie daje się wyraźnie zauważyć silne powiązanie między stacjami, łatwe do zdefiniowania i aktualne przez większość czasu pracy w układzie normalnym stacji, tak aby możliwe było świadome i pewne załączenie mechanizmu koordynacji. Istnieje konieczność weryfikacji zasad koordynacji istniejących rozwiązań w przypadku istotnych zmian w sieci.

Docelowym rozwiązaniem, pozwalającym uwolnić się od istniejących ograniczeń regulacji skoordynowanej, jest wdrożenie układów regulacji obszarowej na poziomie centrów dyspozytorskich. Będą one dysponować informacjami pochodzącymi ze wszystkich stacji najwyższych napięć na danym obszarze, jak i stacji 110/SN będących własnością spółek dystrybucyjnych.

Bibliografia

1. Hellman W., Szczerba Z., Regulacja częstotliwości i napięcia w systemie elektroenergetycznym, WNT, Warszawa, 1978.
2. Malinowski A. i in., Automatyka regulacji napięcia transformatorów i autotransformatorów 400/110 i 220/110 kV, *Energetyka* 1994, nr 4, s. 120–123.
3. Kundur P., Power System Stability and Control, McGraw-Hill, Inc, 1994.

Dariusz Kołodziej

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdański

e-mail: d.kolodziej@ien.gda.pl

Pracuje w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk. Zajmuje się m.in. działalnością związaną z rozwojem i wdrażaniem w KSE układów automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej stacji najwyższych napięć (ARST) i układów regulacji dla farm wiatrowych (URST).

Jarosław Klucznik

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdański

e-mail: j.klucznik@ien.gda.pl

Pracuje w gdańskim oddziale Instytutu Energetyki. Do obszaru zainteresowań naukowych należą: obliczenia rozpiływe w systemie elektroenergetycznym oraz systemowa automatyka regulacyjna – układy regulacji transformatorowej ARST, układy regulacji farm wiatrowych URST.