

Expedience of using reactive power sources installed in an MV grid for V and Q control

Authors

Robert Małkowski
Zbigniew Szczerba

Keywords

voltage control, reactive power source, medium voltage network, distributed generation

Abstract

The paper contains comments on the expedience, feasibility, and potential manner of using reactive power sources for V and Q control in an MV grid. Also indicated is the expedience of quality control verification of 110 kV / MV transformers supplying the grid.

1. Introduction

The scope of regulation in 110 kV/MV substations can be extended by the following internal or external reactive power sources:

- internal reactive power sources installed at 110 kV/MV substation (in practice - capacitor banks) - rigid time schedule or manual control
- internal reactive power sources installed in MV grid supplied from 110 kV/MV substation. These include, for example, local small hydro power plants (SHP), wind farms (WF), biogas plants (BG), other distributed sources, and finally selected recipients – no control to improve the voltage condition in MV grid.

2. Expedience of using local reactive power sources for V and Q control

The power system's abnormal condition due to a local or large reactive power deficit can cause a major failure, called a breakdown voltage collapse [1, 2, 3]. Reactive power deficit is mostly local in nature, although in some cases it may involve large areas. Local reactive power deficit lowers voltage in the affected area and reactive power inflow from neighbouring, unaffected areas. In this way local deficits are mitigated by reactive power inflow from the deficit area's surroundings.

If the generated and absorbed reactive powers do not balance, a stable or unstable unsteady process occurs [4]. In a stable process, a new steady state is reached at new voltage levels. In an unstable process, typically aperiodic in nature, a so called avalanche voltage occurs.

$$\text{If } \sum_{i=1}^n Q_{gi} - \sum_{i=1}^m Q_{oi} > 0, \text{ then } \frac{dU}{dt} > 0, \text{ and V increases}$$

$$\text{If } \sum_{i=1}^n Q_{gi} - \sum_{i=1}^m Q_{oi} < 0, \text{ then } \frac{dU}{dt} < 0, \text{ and V decreases}$$

where: g, o – generated and absorbed reactive power indices.

In order to restore normal condition it is necessary to balance the reactive power generation and absorption. The use of local reactive power sources to support this balancing can lead to avoiding voltage collapse. Thus, local sources can increase power supply security, enabling reactive power balance at small overloads.

Impact of external reactive power sources control on reactive power balance

An illustration of the effects of reactive power deficit is shown in fig. 1. Suppose that point P1 is located near the stability border. With an increase in reactive power load the operating point P1 moves to the new intersection of the generation and absorption characteristics – point P2. The new operating point is not a stable point, since it lies outside the area of admissible generator conditions. Delayed-action limiters will impose – as shown in the figure – a constraint on the generation characteristics. Without the use of local sources, this results in permanent reactive power deficit, which leads to a voltage collapse.

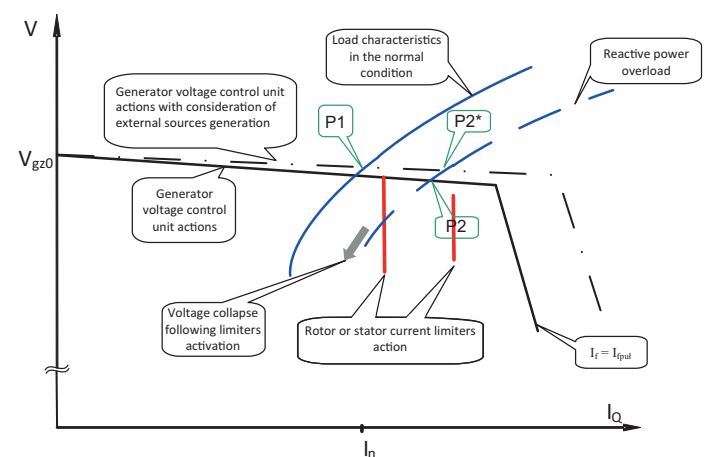


Fig. 1. Illustration of local generation impact in the event of reactive power deficit

Taking the local generation into account increases the available reactive power range, which manifests in the characteristics in fig. 1 (dashed line) with a change in slope and offset of the limiters activation point, a small change in the characteristics' droop results in the shift of the operating point from P2 to P2*.

A similar analysis can also be performed when the increased reactive power absorption is covered with the power of switched on capacitor banks (fig. 2). As a result of the reactive power overload the stable operating point P1 moves to point P2. As in the previous case, this is an unstable point, due to the load characteristics' constraint. Switching the capacitors bank on relieves the generators – moves the load characteristics – and sets a new stable operating point P3.

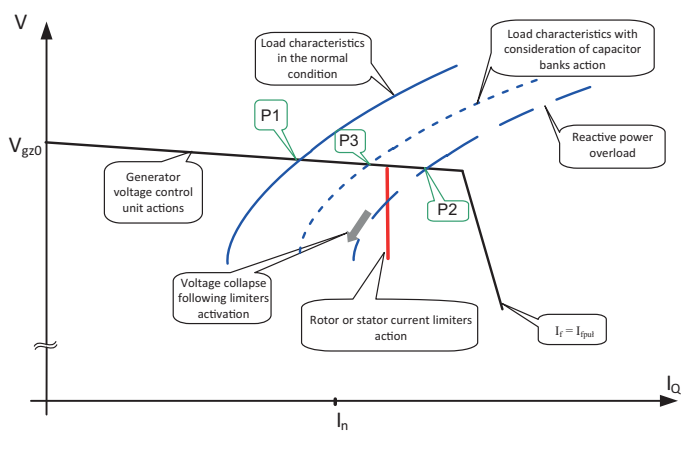


Fig. 2. Illustration of local capacitor bank impact in the event of reactive power deficit

Constraints on local reactive power sources control

Depending on the local reactive power sources' locations, their control in abnormal conditions may be more or less difficult. These difficulties can be characterized as follows:

Technical constraints such as:

- sources' unfitness for external control – no adjustment for receipt of external signals,
- sources' unfitness for automatic local control – no suitable control units
- no transfer of information and/or decision signals – communication
- poor electrical connectivity – no significant impact on the grid
- the use of control systems with algorithms uncoordinated with the power system's needs in its abnormal conditions.

Removal of technical constraints usually requires funding.

Administrative constraints such as:

- ownership relations
- organizational dependences
- no legislation requiring/encouraging source owners to support the power system in abnormal conditions.

Amending and supplementing the legislation is relatively easy to carry out.

Competence constraints are mainly due to misunderstanding of the role that the source can play in the power supply security interests. In the present case (MV network control) it should be noted that although a small source's relevance is negligible, a cluster can have a significant impact. Competence constraints can be significantly reduced through training, good instructions, publications, etc.

Tariff constraints are very important. The current tariffs, originated at the time of no reactive power deficit, clearly discourage from, and even penalize for, supporting the power system in abnormal conditions. These tariffs do not take into account the power system's needs in its abnormal conditions, and are often detrimental to power supply security. This constraint is easy to remove. It is necessary to eliminate the tariff constraints.

Economic constraints resulting from the need to finance a new control system, upgrade or replace the existing control systems; in some cases they increase personnel costs. Cost calculation should demonstrate the expedience or futility of using specific sources to meet these needs. Introduction of, for example, a fee for the ancillary service of active participation in V and Q control may encourage the owners of distributed sources not only to participate in the regulation process, but also to invest in increasing their regulating capabilities.

Psychological constraints due to conservatism, unjustified use of kvarh meters [7] as source of billing information discourage dispatchers from bothering with trifles, resulting in the source owners' attitude of: "it's not our problem". The psychological constraints can be reduced, just like the competence constraints.

Some of these constraints are easy to remove. Amending and supplementing the law requires only drafting the relevant amendments and presenting them to the competent authorities. Modern technology makes transfer of information and decision signals easy and cost-effective. The costs of control and regulation systems with complex algorithms are small. The level of knowledge and competence of those involved in the operation of the power system and its components can be raised through training, seminars, etc.

For these reasons, the use of local reactive power sources to improve the power system operation and power supply security should be taken seriously.

The use of static capacitor bank installed in 110 kV/MV substation

The first obvious change in the voltage control method currently applied in 110 kV/MV substations should be the use of transformer control systems' ability to influence compensation devices (capacitors now, perhaps FACTS systems in the future) installed in the substations. Currently, this possibility is not utilized. A common practice is to control capacitor bank operations through a rigid time schedule. This method is used mainly because of the simplicity of its implementation technology.

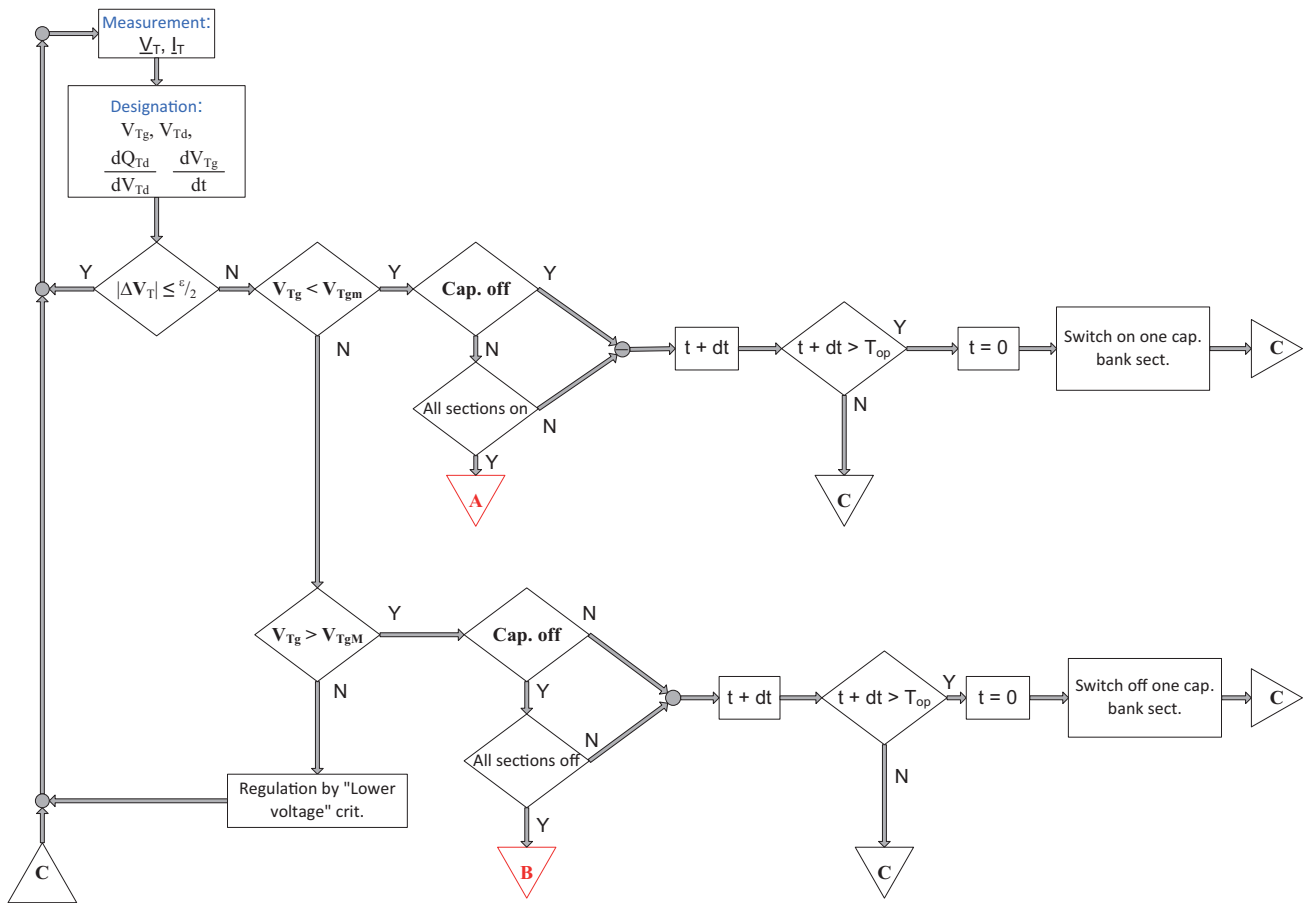


Fig. 3. Excerpt from a diagram of the adaptive algorithm for 110 kV/MV transformer control unit

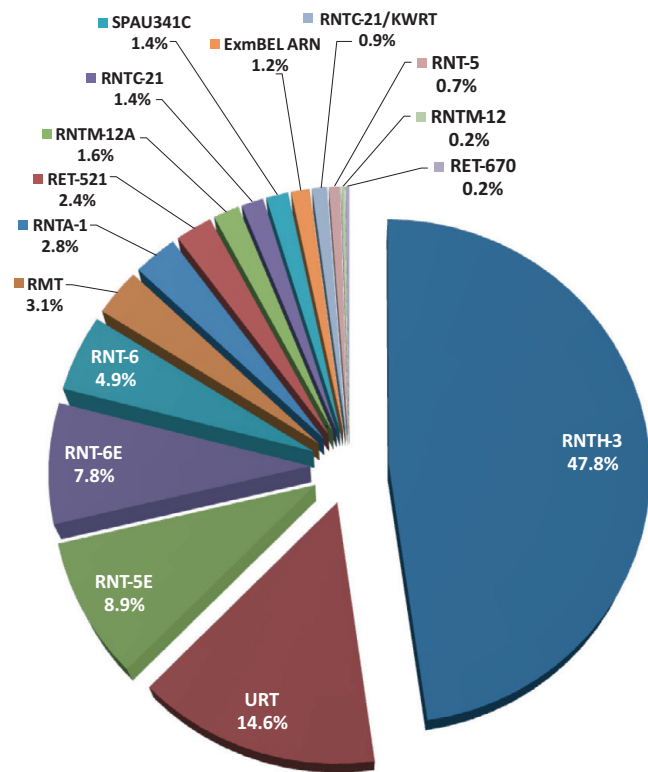


Fig. 4. Percentage shares of different types of transformer control units installed in 110 kV/MV substations in the operating areas actions of several distribution network operators

This reason, historically justified, has become invalid in the era of low-cost sensor and microprocessor system solutions. A time schedule properly controls only the power system's average normal states, while it is usually harmful in hazardous and emergency conditions. Modern technology allows implementation of complex control algorithms taking into account the power system's actual condition, and high-speed and low-cost transfer of information. For these reasons control by rigid time schedules should not be used.

An excerpt from a sample algorithm for automatic control of capacitor banks by a transformer regulation system is shown in fig. 3 [5]. For the purpose of the study [6] a survey questionnaire was prepared on transformers in 110 kV/MV substations. Results of the survey covering several hundred substations from the operating areas of several distribution network operators and concerning the transformer control units used are shown in fig. 4. Evidently, the vast majority of the controllers were manufactured in the 1970s. Therefore, it is worthwhile, as part of the upgrade to adjust the grid to coordinated V and Q control in 110 kV/MV substations and distributed sources, to demand from transformer control unit manufacturers a supply of devices with algorithms including capacitor bank control. Such an approach, whereby the regulating capabilities of a 110 kV/MV substation itself are used first, is desirable and economically justified.

Coordination of operating algorithms of voltage and reactive power control systems

Operating algorithms of local and superior control systems, and power dispatch systems should be co-ordinated so as to:

in normal conditions – system and power dispatch controls optimise the operations as required for normal conditions, while local systems provide, for example, tariff optimization [e.g. $\text{tg}(\varphi)$ set point]

in abnormal or hazardous conditions – system and power dispatch controls, and local controls, enable the maximum extension of the available reactive power range (generation or absorption).

An example of such co-ordination is shown in fig. 5.

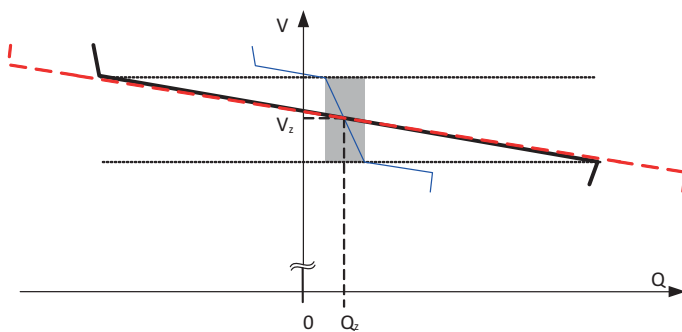


Fig. 5. Proposed coordination of operating algorithms of voltage and reactive power control systems Black – MV grid characteristics, blue – local reactive power source control systems, red – aggregate action of the control systems

Easily noticeable is the fact that the coordination is very simple, and that coordinated actions of local control systems and superior systems clearly extend the available reactive power range. The benefits of using local sources, and of the described coordinated action are obvious.

Control of distributed sources in abnormal conditions

In abnormal conditions local sources can be controlled:

by operating personnel (at the substation or remotely), this consists in acting according to a manual covering abnormal, hazardous, and emergency conditions. Typically, these control capabilities are used in normal conditions in order to ensure an appropriate voltage and/or reactive power, suitable for settlements with the operators. These manuals often do not cover abnormal and hazardous conditions. The option of control by operating personnel in hazardous and emergency conditions is underestimated. The use of this control does not require any capital expenditure. Proper conduct of operating personnel in these states should be ensured by operation manuals covering all abnormal conditions, appropriate coaching-training, and

removal of tariff and billing constraints.

automatically by control units, this should consist of supplementing the operating algorithm of existing control systems with elements that improve the reactive power balance in abnormal conditions;

Examples:

1. In practice, a principle adopted for all types of sources and all locations in a MV network is that from any energy source, for which the requirements for its connection to the MV network have been issued, $\text{tg}(\varphi) = 0.4$ (a few years ago 0.2) is required. In the vast majority these sources are equipped with control systems. These systems maintain a set grid voltage, and a set reactive power exchange ($\text{tg}(\varphi)$) with the MV network. It is appropriate to add – to the systems' operating algorithm – some components that ensure the maximum reactive power generation in the case of deficit (excessively low voltage), and its maximum absorption in the case of excess (excessively high voltage) reactive power in the power system.
2. Also, the ability to control power consumption should not be forgotten. Suppose that an industrial plant consumes a lot of power and has many capacitor banks controlled by regulators. The capacitors on the one hand are used to ensure the production process' stability, and on the other hand to meet the requirement of set reactive power exchange ($\text{tg}(\varphi)$) with the grid. It is appropriate to add – to the regulators' operating algorithm – some components that ensure the maximum reactive power generation in the case of deficit (excessively low voltage), and its maximum consumption in the case of excess (excessively high voltage) reactive power in the power system.

Remotely by power dispatch centre, this consists in issuing commands, transmitted by various available methods to all sources¹. In hazardous conditions implementation of these orders should be mandatory regardless of its tariff and economic effects. Remote control may consist in remote set point setting by dispatchers. Modern technology makes it easy to disseminate these solutions at low cost.

3. Summary

The theoretical basics described in the paper indicate the expedience of using the ability to employ external, local reactive power sources to control V and Q for the benefit of the MV network. In order to encourage potential participants in such regulation, appropriate legal regulations should be drafted. Such an action for the benefit of the MV network should be treated as an ancillary service, for which the respective source owners should be paid.

Local external reactive power sources can be complementary to the primary sources, improving power supply security. External sources are currently used to improve local reactive

¹ In this case, it is appropriate to provide the sources with systems enabling remote control systems (e.g. set point change, generation limits, etc.).

power balances only to a small extent [operation with a constant $\text{tg}(\varphi)$ coefficient]. Enabling control by these sources in hazardous and emergency conditions generally does not require significant financial outlays. In addition, modern technology allows relatively easy utilisation of these sources' capabilities.

Currently used primitive $\text{tg}(\varphi)$ tariffs, usually based on disputed kvarh meter indications [7] should be amended to remove constraints on the use of local resources.

REFERENCES

1. Machowski J. et al., Power System Dynamics – Stability and Control, John Wiley 2008.
2. Szczerba Z., Zajczyk R., Automatyka a deficyt mocy biernej w systemie elektroenergetycznym, International APE '97 Conference, Gdańsk – Jurata 2007.
3. Małkowski R., Szczerba Z., Wpływ struktury, algorytmów działania oraz nastawień układów regulatorów transformatorów 110/SN na możliwość powstania i przebieg awarii napięciowej, International APE '09 Conference, Gdańsk – Jurata 2009.
4. Szczerba Z., Analiza możliwości i celowości sterowania lokalnych większych źródeł mocy biernej przez nadrzędne układy regulacji w stacjach transformatorowych sieci przesyłowej. Analiza – z uwzględnieniem stanów nienormalnych, Task 8.4.2.D, Study completed under research project PBZ-MEiN-1/2/2006, "National energy security" commissioned by the Minister of Science and Higher Education.
5. Małkowski R., Szczerba Z., Adaptive Regulation Algorithm for Transformers Feeding Distribution Grids, Acta Energetica 2010, Issue 2.
6. Małkowski R., Szczerba Z., Analiza stanu obecnego i opracowanie zmian w układach regulacji napięcia i mocy biernej w elektrowniach, stacjach sieci przesyłowej i w sieciach rozdzielczych w celu zmniejszenia ryzyka powstania awarii napięciowych w systemie elektroenergetycznym. Etap III, study commissioned by PSE-Operator, 2008.
7. Szczerba Z., Should KVARH meters be used?, Acta Energetica 2009, Issue 2.

Robert Małkowski

Gdańsk University of Technology

e-mail: r.malkowski@ely.pg.gda.pl

Works at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. The scope of his scientific interests covers issues related to wind energy, catastrophic failures of power systems, and adjustment of voltage levels and distribution of reactive power in power systems.

Zbigniew Szczerba

Gdańsk University of Technology

e-mail: z.szczerba@ely.pg.gda.pl

A Researcher and university teacher. Author or co-author of more than 50 patents and more than 200 scientific studies. Most of that work found practical application. At the institute of Power Engineering ran his own team which developed multiple excitation systems and generator voltage regulators with outputs ranging from hundreds kW (for marine industry) to 500 MW. At one point generators controlled by those devices provided 75% of power to the national power grid.

In 1990–1996 University's Vice-Rector for Science.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 36–40. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Celowość wykorzystania źródeł mocy biernej zainstalowanych w sieci SN do regulacji U i Q

Autorzy

Robert Małkowski
Zbigniew Szczerba

Słowa kluczowe

regulacja napięć, źródła mocy biernej, sieć średniego napięcia, generacja rozproszona

Streszczenie

W artykule zawarto uwagi dotyczące celowości, możliwości oraz ewentualnego sposobu wykorzystania źródeł mocy biernej w celu regulacji U i Q w sieci SN. Wskazano również na celowość weryfikacji jakości sterowania transformatorów zasilających sieć 110 kV/SN.

1. Wstęp

Środkami zwiększającymi zakres regulacji w stacjach 110 kV/SN mogą być wewnętrzne lub zewnętrzne źródła mocy biernej:

- wewnętrzne źródła mocy biernej zainstalowane w stacji GPZ (praktycznie są to baterie kondensatorów) – sztywny program czasowy lub sterowanie ręczne
- zewnętrzne źródła mocy biernej, zainstalowane w sieci SN zasilanej z danego GPZ. Należą do nich np. lokalne małe elektrownie wodne (MEW), farmy wiatrowe (FW), biogazownie (BG), inne źródła rozproszone, czy wreszcie wybrani odbiorcy – brak sterowania w celu poprawy sytuacji napięciowej w sieci SN.

2. Celowość stosowania lokalnych źródeł mocy biernej do regulacji U i Q

Nienormalny stan systemu elektroenergetycznego, spowodowany lokalnym lub rozległym deficytem mocy biernej, może spowodować poważną awarię, zwaną awarią napięciową [1, 2, 3]. Deficyt mocy biernej ma najczęściej charakter lokalny, chociaż w pewnych przypadkach może obejmować znaczne obszary. Lokalny deficyt mocy biernej powoduje obniżenie napięcia w deficytowym obszarze i dopływ mocy biernej z sąsiednich, niedeficytowych obszarów. W ten sposób lokalne deficyty są łagodzone przez dopływ mocy biernej z otoczenia deficytowego obszaru.

Jeżeli moce bierne generowane i pobierane nie bilansują się, to występuje proces nieustalony stabilny lub niestabilny [4]. W procesie stabilnym zostaje osiągnięty nowy stan ustalony, przy nowych poziomach napięć. W procesie niestabilnym, mającym na ogół charakter aperiodyczny, występuje tzw. lawina napięcia.

Jeżeli $\sum_{i=1}^n Q_{gi} - \sum_{i=1}^m Q_{oi} > 0$ to $\frac{dU}{dt} > 0$

i U rośnie

Jeżeli $\sum_{i=1}^n Q_{gi} - \sum_{i=1}^m Q_{oi} < 0$ to $\frac{dU}{dt} < 0$

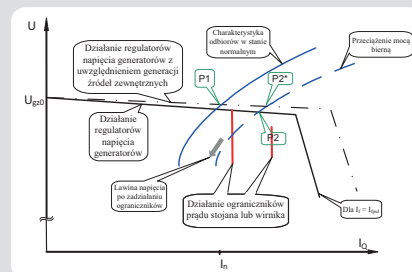
i U maleje.

gdzie: g, o – indeksy mocy biernej generowanej i pobieranej.

W celu przywrócenia stanu normalnego niezbędne jest doprowadzenie do zbilansowania generacji i poboru mocy biernej. Wykorzystanie lokalnych źródeł mocy biernej do wspomaganie tego bilansowania może doprowadzić do uniknięcia awarii napięciowej. Tym samym lokalne źródła mogą zwiększyć bezpieczeństwo elektroenergetyczne, umożliwiając zbilansowanie mocy biernej przy niewielkich przeciążeniach.

Wpływ regulacji zewnętrznych źródeł mocy biernej na bilans mocy biernej

Ilustracją skutków deficytu mocy biernej pokazano rys. 1. Załóżmy, że punkt P1 leży w pobliżu granicy stabilności. Przy wzroście obciążenia mocą bierną punkt pracy P1 przesuwa się do nowego przecięcia się charakterystyk generacji i poboru mocy biernej – punkt P2. Nowy punkt pracy nie jest punktem stabilnym, gdyż leży poza obszarem dopuszczalnych stanów generatorów. Ograniczniki działające z opóźnieniem wprowadzą – pokazane na rysunku – ograniczenie charakterystyk wytwarzania. Bez wykorzystania lokalnych źródeł powoduje to trwały deficyt mocy biernej, co prowadzi do powstania lawiny napięcia.

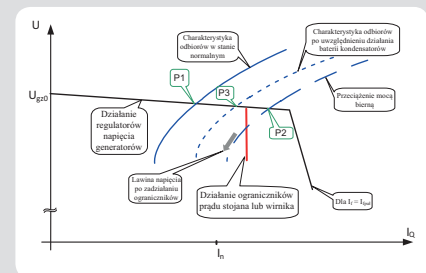


Rys. 1. Ilustracja wpływu lokalnej generacji w przypadku wystąpienia deficytu mocy biernej

Uwzględnienie lokalnej generacji skutkuje zwiększeniem zakresu dyspozycyjnej mocy biernej, objawiające się na charakterystyce rys. 1 (linia przerywana) zmianą nachylenia oraz przesunięciem punktu działania

ograniczników. Niewielka zmiana statyzmu charakterystyki skutkuje przesunięciem punktu pracy z P2 do P2*.

Podobną analizę można przeprowadzić również w sytuacji, gdy zwiększony pobór mocy biernej zostanie pokryty mocą załączonych do pracy baterii kondensatorów statycznych (rys. 2). W wyniku przeciążenia mocą bierną stabilny punkt pracy P1 przesuwa się do punktu P2. Podobnie jak w poprzednim przypadku, jest to punkt niestabilny, ze względu na ograniczenie charakterystyki wytwarzania. Załączenie do pracy baterii kondensatorów spowoduje odciążenie generatorów – przesunięcie charakterystyki odbiorów – i ustalenie się nowego stabilnego punktu pracy P3.



Rys. 2. Ilustracja wpływu działania lokalnej baterii kondensatorów w przypadku wystąpienia deficytu mocy biernej

Ograniczenia sterowania lokalnych źródeł mocy biernej

W zależności od usytuowania lokalnych źródeł mocy biernej sterowanie nimi w stanach nienormalnych może napotykać na większe lub mniejsze trudności. Wspomniane trudności można scharakteryzować w następujący sposób:

Ograniczenia techniczne polegają m.in. na:

- niedostosowaniu źródeł do sterowania z zewnątrz – brak przystosowania do obioru sygnałów zewnętrznych,
- niedostosowaniu źródeł do automatycznego sterowania lokalnego – brak odpowiednich regulatorów

- braku możliwości przesyłu sygnałów informacyjnych i/lub decyzyjnych – komunikacja
- słabym powiązaniu elektrycznym – brak znaczącego wpływu na sieć
- stosowaniem układów regulacji o algorytmach nieskoordynowanych z potrzebami systemu elektroenergetycznego w stacjach nienormalnych.

Usunięcie ograniczeń technicznych zwykle wymaga nakładów finansowych.

Ograniczenia administracyjne to m.in.:

- stosunki własnościowe
- zależności organizacyjne
- brak przepisów prawnych zobowiązujących/zachęcających właścicieli źródeł do wspomagania systemu elektroenergetycznego w stacjach nienormalnych.

Zmiana i uzupełnienie przepisów prawnych są stosunkowo łatwe do przeprowadzenia.

Ograniczenia kompetencyjne wynikają głównie z niezrozumienia roli, jaką dane źródło może pełnić w interesie bezpieczeństwa elektroenergetycznego. W rozważanym przypadku (sterowanie w sieci SN) należy pamiętać, że choć niewielkie źródło ma znaczenie pomijalne, to ich zbiór może mieć wpływ znaczący. Ograniczenia kompetencyjne mogą być znacznie zmniejszone przez szkolenia, dobre instrukcje, publikacje itp.

Ograniczenia taryfowe są bardzo istotne. Obecne taryfy, pochodzące z czasu braku deficytu mocy biernej, wyraźnie zniechęcają, a nawet karzą za wspomaganie systemu elektroenergetycznego w stacjach nienormalnych. Taryfy te nie uwzględniają potrzeb systemu elektroenergetycznego w stacjach nienormalnych i często szkodzą bezpieczeństwu elektroenergetycznemu. To ograniczenie jest łatwe do usunięcia. Konieczna jest eliminacja ograniczeń taryfowych.

Ograniczenia ekonomiczne wynikają z potrzeby sfinansowania nowych układów sterowania, modyfikacji lub wymiany istniejących układów regulacji, w niektórych przypadkach zwiększają koszty personelu. Rachunek kosztów powinien wykazać celowość lub niecelowość wykorzystania danego źródła do omawianych potrzeb. Wprowadzenie np. opłat za usługę systemową związaną z aktywnym uczestnictwem w regulacji U i Q może zachęcić właścicieli źródeł rozproszonych, nie tylko do uczestnictwa w procesie regulacji, ale i do inwestowania w zwiększenie swoich możliwości regulacyjnych.

Ograniczenia psychologiczne wynikają z konserwatyzmu, nieuzasadnionego korzystania z liczników kvarh [7] jako źródła informacji o kosztach, zniechęcają dyspozytorów do zajmowania się drobiazgami, powodują postawę właścicieli źródeł charakteryzowaną stwierdzeniem: „to nie nasz problem”. Ograniczenia psychologiczne mogą być zmniejszane, podobnie jak ograniczenia kompetencyjne.

Niektóre z wymienionych ograniczeń są łatwe do usunięcia. Uzupełnienia i zmiana przepisów prawnych wymagają tylko opracowania projektu i przedstawienia go władzom. Współczesna technika umożliwia łatwy i tani przesył sygnałów informacyjnych i decyzyjnych. Koszty układów sterowania i regulacji o złożonych algorytmach są niewielkie. Poziom wiedzy i kompetencje ludzi uczestniczących w obsłudze systemu elektrotechnicznego i jego elementów mogą być podnoszone poprzez szkolenia, seminaria itp.

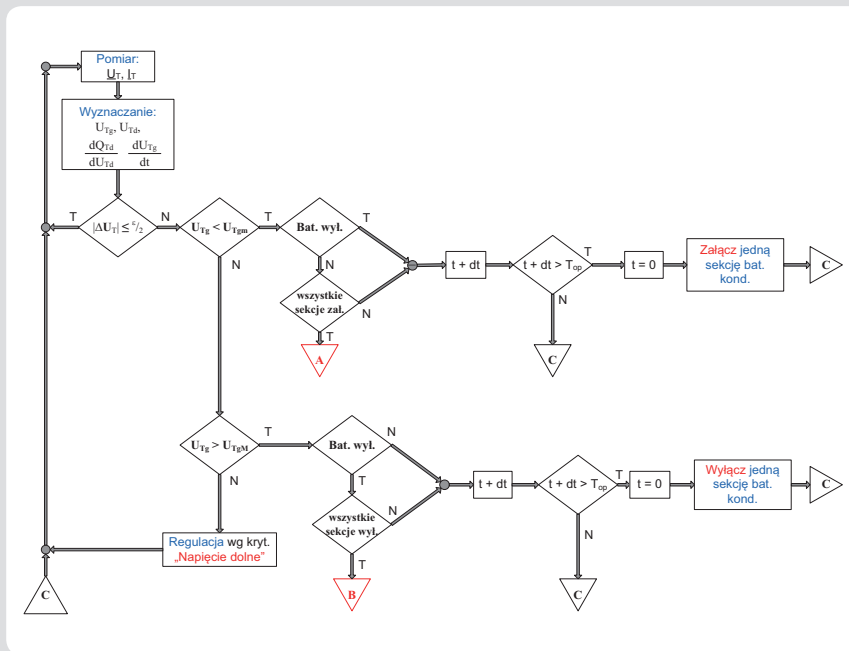
Z wymienionych powodów wykorzystanie lokalnych źródeł mocy biernej do poprawy pracy i bezpieczeństwa elektroenergetycznego powinno być traktowane poważnie.

Wykorzystanie baterii kondensatorów statycznych zainstalowanych w stacji 110 kV/SN

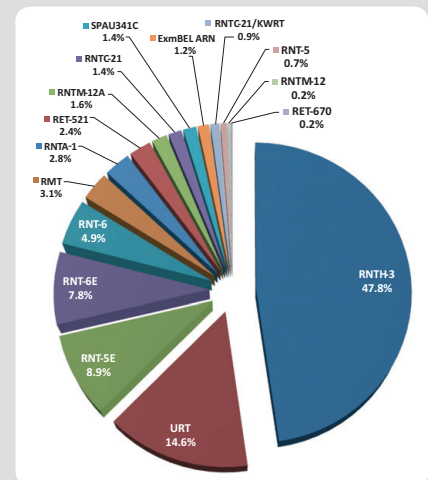
Pierwszą oczywistą zmianą w stosowanym obecnie sposobie regulacji napięcia w stacji 110 kV/SN powinno być wykorzystanie możliwości oddziaływania przez układy regulacji transformatorów na urządzenia służące do kompensacji (obecnie kondensatory, w przyszłości może układy FACTS), zainstalowane w stacji. Obecnie możliwość ta nie jest wykorzystywana. Powszechną praktyką jest sterowanie pracą baterii kondensatorów przez sztywny program czasowy. Sposób ten wykorzystywany jest głównie z powodu prostoty realizacji technicznej. Ten powód, uzasadniony historycznie, stał się nieaktualny w epoce tanich rozwiązań przetworników o układach mikroprocesorowych. Program czasowy obsługuje prawidłowo tylko przeciętne stany normalne systemu elektroenergetycznego, natomiast zwykle działa szkodliwie w stanach zagrożeniowych i awaryjnych. Współczesna technika umożliwia implementację złożonych algorytmów sterowania, uwzględniających aktualny stan systemu elektroenergetycznego oraz szybki i tani przesył informacji. Z tych powodów sterowanie przez sztywny program czasowy nie powinno być stosowane.

Fragment przykładowego algorytmu automatycznego sterowania pracą baterii kondensatorów przez układ regulacji transformatora pokazano na rys. 3 [5].

Na potrzeby pracy [6] sporządzono ankietę dotyczącą transformatorów w stacjach 110 kV/SN. Wyniki ankiety, przeprowadzonej dla kilkuset stacji z terenu działania kilku operatorów sieci dystrybucyjnej, dotyczącej typu zastosowanych regulatorów transformatorów, przedstawia rys. 4.

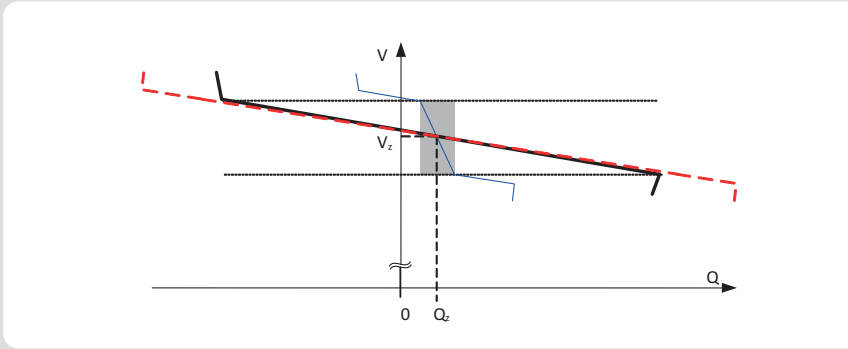


Rys. 3. Fragment diagramu algorytmu adaptacyjnego regulatora transformatora 110 kV/SN



Rys. 4. Procentowy udział poszczególnych typów regulatorów transformatorów zainstalowanych w stacjach 110 kV/SN na terenie działania kilku operatorów sieci dystrybucyjnej

Jak łatwo zauważyć, znakomitą większość stanowią regulatory produkowane w latach 70. Warto zatem, w ramach modernizacji związanej z dostosowaniem sieci do skoordynowanego sterowania U i Q stacji 110 kV/SN oraz źródeł rozproszonych,



Rys. 5. Propozycja koordynacji algorytmów działania układów regulacji napięcia i mocy biernej. Kolor czarny – charakterystyka sieci SN, kolor niebieski – układ regulacji lokalnych źródeł mocy biernej, kolor czerwony: suma działań układów regulacji

domagać się od producentów regulatorów transformatorów urządzeń o algorytmach obejmujących sterowanie pracą baterii kondensatorów. Takie podejście, w którym w pierwszej kolejności wykorzystuje się możliwości regulacyjne samej stacji GPZ, jest pożądane i uzasadnione ekonomicznie.

Koordynacja algorytmów działania układów regulacji napięcia i mocy biernej

Algorytmy działania lokalnych i nadrzędnych układów regulacji oraz dyspozycji mocy powinny być skoordynowane tak, aby: w stanach normalnych – układy systemowe oraz dyspozycje mocy optymalizowały pracę zgodnie z wymaganiami dla stanów normalnych, a układy lokalne zapewniały np. optymalizację taryfową [np. zadany $\text{tg}(\varphi)$]

w stanach nienormalnych lub zagrożeniowych – układy systemowe oraz dyspozycje mocy oraz układy lokalne zapewniały możliwość maksymalnego rozszerzenia zakresu dyspozycyjnej mocy biernej (generacji lub poboru).

Przykład takiej koordynacji pokazano na rys. 5.

Jak nietrudno zauważyć, koordynacja jest bardzo prosta, a skoordynowane działanie lokalnych układów regulacji z układami nadrzędnymi wyraźnie rozszerza zakres dyspozycyjnej mocy biernej. Korzyści wynikające z wykorzystania lokalnych źródeł i z opisanego skoordynowanego działania są oczywiste.

Sterowanie źródeł rozproszonych w stanach nienormalnych

Lokalne źródła w stanach nienormalnych mogą być sterowane:

- przez obsługę (w stacji lub zdalnie), polega to na działaniu według instrukcji obejmującej stany nienormalne, zagrożeniowe i awaryjne. Zwykle możliwości tego sterowania są wykorzystywane w stanach normalnych, w celu zapewnienia odpowiedniego poziomu napięcia i/lub mocy biernej, właściwych dla rozliczeń z operatorem. Instrukcje te często nie obejmują stanów nienormalnych i zagrożeniowych. Możliwość sterowania przez obsługę w stanach zagrożeniowych i awaryjnych jest niedoceniana. Wykorzystanie tego

sterowania nie wymaga nakładów inwestycyjnych. Prawidłowe działanie obsługi w omawianych stanach powinno być zapewnione przez instrukcje obsługi, obejmujące wszystkie stany nienormalne, odpowiednie instruktaż – szkolenie i usunięcie ograniczeń taryfowo-rozliczeniowych;

- automatycznie przez regulatory, powinno to polegać na uzupełnieniu algorytmów działania obecnych układów regulacji o człony poprawiające bilans mocy biernej w stanach nienormalnych;

Przykłady:

1. W praktyce zasadą stosowaną dla wszystkich typów źródeł i wszystkich lokalizacji w sieci SN jest to, że dla wszystkich źródeł energii, które otrzymują warunki przyłączenia do sieci SN, wymagany jest $\text{tg}(\varphi) = 0,4$ (kilka lat temu 0,2). W znakomitej większości przypadków źródła te wyposażone są w układy regulacji. Układy te zapewniają utrzymanie zadanej napięcia w sieci i zadanej wymiany mocy biernej ($\text{tg}(\varphi)$) z siecią SN. Celowe jest dodanie – do algorytmu działania tych układów – elementów zapewniających maksymalną generację mocy biernej w przypadkach deficytu (nadmiernie niskie napięcie) i maksymalny pobór w przypadkach nadmiaru mocy biernej (nadmiernie wysokie napięcie) w systemie elektroenergetycznym.
2. Nie należy również zapominać o możliwości sterowania poborem. Założmy, że zakład przemysłowy pobiera znaczną moc i posiada wiele baterii kondensatorów sterowanych przez regulatory. Zastosowanie kondensatorów z jednej strony wykorzystywane jest do zapewnienia stabilności procesu produkcyjnego, z drugiej zaś dla spełnienia warunku zadanej wymiany mocy biernej ($\text{tg}(\varphi)$) z siecią. Celowe jest dodanie – do algorytmu działania tych regulatorów – elementów zapewniających maksymalną generację mocy biernej w deficycie (nadmiernie niskie napięcie) i maksymalny pobór w nadmiarze mocy biernej (nadmiernie wysokie napięcie) w systemie elektroenergetycznym.

- Zdalnie przez dyspozycje mocy, polega to na wydawaniu poleceń, przesyłanych różnymi dostępnymi sposobami, do wszystkich źródeł¹. W stanach zagrożeniowych realizacja tych poleceń powinna być obligatoryjna niezależnie od skutków taryfowo-ekonomicznych. Sterowanie zdalne może polegać na zdalnych nastawach wartości zadanych, wprowadzanych przez dyspozytorów. Współczesna technika umożliwia łatwe upowszechnienie takich rozwiązań przy niewielkich nakładach.

3. Podsumowanie

Opisane w artykule podstawy teoretyczne wykazują zasadność wprowadzenia możliwości wykorzystania zewnętrznych, lokalnych źródeł mocy biernej do celów regulacji U i Q na potrzeby sieci SN. W celu zachęcenia potencjalnych uczestników takiej regulacji należy opracować właściwe regulacje prawne. Działanie na rzecz sieci SN należy traktować jako usługę systemową, przez co właścicielom źródeł należy się za to zapłata. Lokalne zewnętrzne źródła mocy biernej mogą być uzupełnieniem źródeł podstawowych, poprawiającym bezpieczeństwo elektroenergetyczne. Źródła zewnętrzne są obecnie wykorzystywane do poprawy lokalnych bilansów mocy biernej jedynie w niewielkim stopniu [praca ze stałym współczynnikiem $\text{tg}(\varphi)$]. Umożliwienie sterowania tymi źródłami w stanach zagrożeniowych i awaryjnych na ogół nie wymaga znaczących nakładów finansowych. Ponadto współczesna technika umożliwia stosunkowo łatwe wykorzystanie możliwości tych źródeł.

Stosowane obecnie prymitywne taryfy $\text{tg}(\varphi)$, oparte zwykle na kwestionowanych wskazaniach liczników kvarh [7], powinny być zmienione w celu zniesienia ograniczeń wykorzystywania lokalnych źródeł.

Bibliografia

1. Machowski J. i in., Power System Dynamics, Stability and Control, John Wiley 2008.
2. Szczerba Z., Zajczyk R., Automatyka a deficyt mocy biernej w systemie elektroenergetycznym, Międzynarodowa Konferencja APE '97, Gdańsk – Jurata 2007.
3. Małkowski R., Szczerba Z., Wpływ struktury, algorytmów działania oraz nastawień układów regulacji transformatorów 110/SN na możliwość powstania i przebieg awarii napięciowej, Międzynarodowa Konferencja APE '09, Gdańsk – Jurata 2009.
4. Szczerba Z., Analiza możliwości i celowości sterowania lokalnych większych źródeł mocy biernej przez nadrzędne układy regulacji w stacjach transformatorowych sieci przesyłowej. Analiza – z uwzględnieniem stanów nienormalnych, Zadanie 8.4.2.D, Praca realizowana w ramach PBZ-MEiN-1/2/2006, Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju.

¹ W omawianym przypadku celowe jest wyposażenie źródeł w układy umożliwiające sterowanie zdalne (np. zmiana wartości zadanej, ograniczenie generacji itp.).

5. Małkowski R., Szczerba Z., Adaptacyjny algorytm regulacji transformatorów zasilających sieć rozdzielczą, *Acta Energetica* 2010, nr 2.
6. Małkowski R., Szczerba Z., Analiza stanu obecnego i opracowanie zmian w układach regulacji napięcia i mocy biernej w elektrowniach, stacjach sieci przesyłowej i w sieciach rozdzielczych w celu zmniejszenia ryzyka powstania awarii napięciowych w systemie elektroenergetycznym. Etap III, praca realizowana na zlecenie PSE-Operator, 2008.
7. Szczerba Z., Czy liczniki kvarh powinny być stosowane?, *Acta Energetica* 2009, nr 2.

Robert Małkowski

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: r.malkowski@ely.pg.gda.pl

Pracuje w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego zainteresowania naukowe obejmują zagadnienia związane z energetyką wiatrową, awariami katastrofalnymi systemu elektroenergetycznego, jak również regulacją poziomów napięć i rozplywu mocy biernej w systemie elektroenergetycznym.

Zbigniew Szczerba

prof. dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: z.szczerba@ely.pg.gda.pl

Badacz i nauczyciel akademicki. Jest autorem lub współautorem ponad 50 patentów, ponad 200 prac naukowych, z których znaczna większość została zastosowana w praktyce. W Instytucie Energetyki kierował m.in. utworzonym przez siebie zespołem, który opracował wiele typów układów wzbudzenia i regulatorów napięcia generatorów o mocy od kilkuset kW dla okrętownictwa do 500 MW. W szczytowym okresie generatory sterowane przez te regulatory stanowiły 75 proc. mocy krajowego systemu elektroenergetycznego. W latach 1990–1996 pełnił funkcję prorektora ds. nauki.