

The Large Customer Reactive Power Control Possibilities

Authors

Robert Małkowski
Zbigniew Szczerba

Keywords

voltage control, reactive power control, large customer

Abstract

In this paper the authors wish to draw attention to the rationale for, and the possibility of, the use of local reactive power sources by the Transmission Node Master Controller (TNMC). Large Customers (LC) are one of the possible reactive power sources. The paper presents the issues related to the need for coordination between the control systems installed in the LC network, and coordination between control systems of the LC as well as master control systems in the network.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014109

1. Introduction

It seems that the reactive power and voltage capabilities available to large industrial consumers (LC) are exploited with excessive caution. Due to the absence of rules of payment for these services leaves these sources at their owners' disposal only, without the transmission or distribution grid operator's access to them. It happens that large consumers abide by the wishes of their respective local or district power dispatch centres relating to a particular reactive power output, but this service is provided mainly on the basis of friendly courtesy.

Large consumers' typical answer to an inquiry about the availability of operational reactive power control in support to the power system's performance at transient increases in reactive power intake is negative. The explanation of this attitude tends to be prosaic. The basic criterion for LC reactive power output control, besides maintaining voltages within the LC plant, is the need to maintain the $t_g(j)$ coefficient. Failure to meet the requirement results in financial penalties for the plant.

A typical contract between a consumer and a distribution company stipulates that in peak electricity demand periods power factor $t_g \varphi$ cannot exceed 0.4, and outside the peaks it is not specified. Power factors maintained during the peaks are shown in Fig. 1.

2. Technical capabilities of voltage level and reactive power flow control

LCs have the following means to adjust voltage and reactive power:

- power transformers with on-load tap changers
- synchronous generators in cogeneration plants
- capacitor banks installed locally at individual loads and/or on supply substation/cogeneration plant bars.

During a peak the reactive power input from HV supply grid is controlled by the foregoing means, usually subject

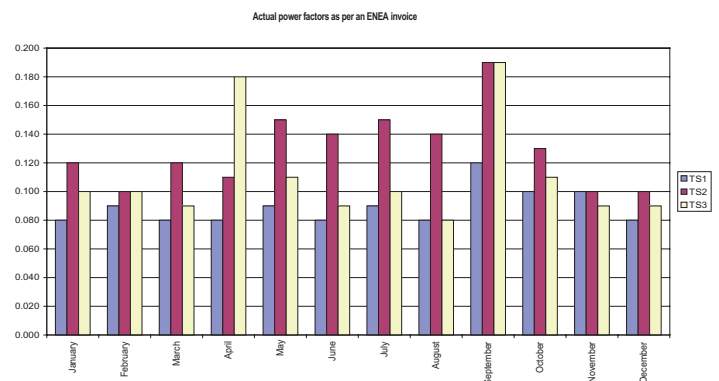


Fig. 1. Power factors maintained by a large consumer, recorded at the terminals of the transformers connecting the consumer with the supply grid

to maintaining the same order. Involved in the control process are capacitor banks installed in cogeneration plant/supply substation, whereas capacitor banks on large consumer sites are switched on the continuous operation (individual control). From the supply grid viewpoint important are the power supplied from it and its power factor, therefore a LC should be seen as a single complex load.

Further herein the main theoretical aspects of LC contribution to voltage and reactive power flow control in the power system are presented. This study focuses mainly on the possible development of reactive power deficit, resulting in too low voltages in the power system, which is currently the biggest threat. In setting rules for the use of LV to support the power system in an emergency, the possibility of reactive power surplus should also be taken into account.

3. The rationale for control of local reactive power sources

3.1. Introduction

A reactive power deficit occurrence reduces voltage in the deficit area, and inflow of reactive power from the neighbouring, non-deficit areas. Reactive power overload is usually not system-wide, although in some cases it may involve large areas.

If generated and absorbed reactive powers do not balance, a stable or unstable unsteady process occurs. In a stable process a new steady state is reached at new voltage levels. In an unstable process, which is usually aperiodic, a so-called voltage collapse.

$$\text{if: } \sum_{i=1}^n Q_{gi} - \sum_{i=1}^m Q_{oi} > 0 \quad \frac{dV}{dt} > 0 \quad \text{and } V \text{ is increasing}$$

$$\text{if: } \sum_{i=1}^n Q_{gi} - \sum_{i=1}^m Q_{oi} < 0 \quad \frac{dV}{dt} < 0 \quad \text{and } V \text{ is decreasing.}$$

In order to restore the normal state it is necessary to balance the reactive power output and intake. In many cases, the use of local reactive power sources, including LCs, to support this balancing could definitely help to significantly reduce the voltage failure probability.

Local sources can increase the power supply security, allowing the reactive power balance at small overloads.

An illustration of positive effects of the use of local reactive power sources is shown below.

3.2. Impact of power control in LC's industrial CHP plant

The effects of reactive power deficit are illustrated in Fig. 2 and 3. The figures show the transition to voltage collapse from stable operating point in normal state P1. This point is close to the stability border. With increasing reactive power load, operating point P1 moves to a new intersection of the reactive power

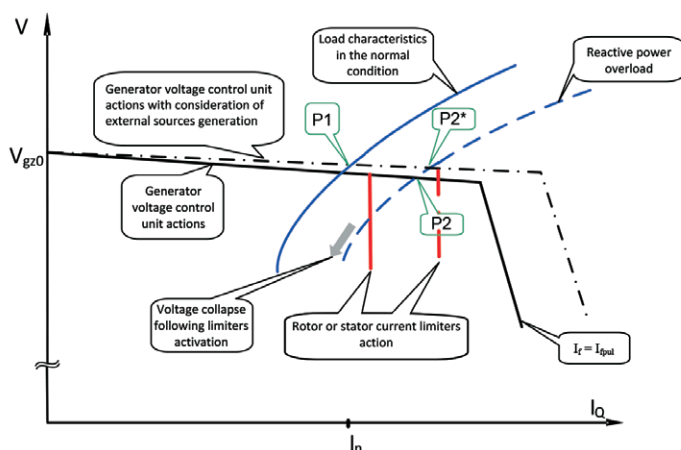


Fig. 2. Illustration of local generation impact in the event of reactive power deficit

output and intake characteristics. The new operating point P2 is not stable, because it is outside the area of permitted generator states. The limiters, after a delay, will impose the output characteristic limitations shown in the figure. Without the local sources' contribution, they cause a permanent reactive power deficit and the voltage collapse shown in the figure.

The local generation's contribution results in increased range of the available reactive power, which manifests in the characteristic in Fig. 2 by the change in the limiters' response slope and the shift of their activation point. A small change in the characteristic droop results in the shift of operating point P2 to P2*.

3.3. Impact of capacitor bank control

A similar analysis can be performed for the case where the increased reactive power intake is covered by the power of a static capacitor bank (Fig. 3).

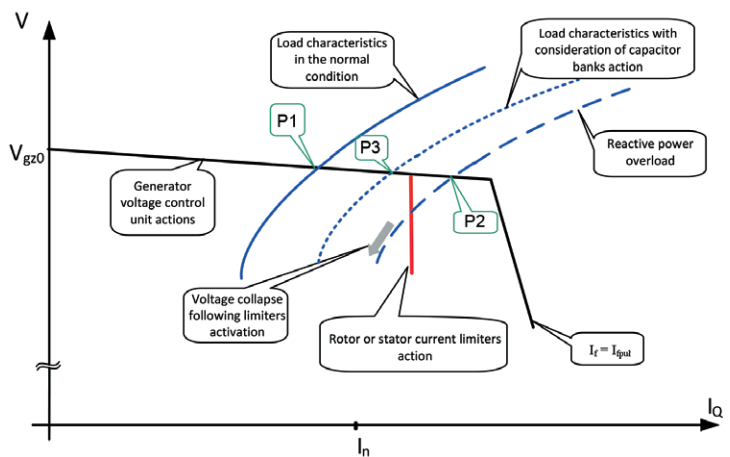


Fig. 3. Illustration of the impact of local capacitor bank in the event of reactive power deficit

As a result of reactive power overload, stable operating point P1 moves to P2. As in the previous case, this point is unstable due to the output characteristic limitation. Switching the capacitor bank on will result in unloading the generators, shifting the load characteristics, and setting new stable operating point P3.

4. Impact of transformer voltage control on external characteristics of large consumer

4.1. Introduction

In the vast majority of cases the internal grid of LC is significantly saturated with motor loads and capacitor banks. Because their share in the transformer load is significant, it can be assumed with high probability that voltage dependence (dQ/dV) is negative or close to zero. In such a case, blocking the transformer regulation is not recommended as it can deepen the reactive power deficit. This fact is so important because not all LCs use automatic transformer ratio controls. Often the controllers are operated with a very large present time delay, in the manual control mode, or are not controlled.

4.2. Impact of transformer control on $Q = f(V)$ characteristics

At the transformer's constant ratio, a reduction of its supply voltage results with corresponding decrease in the secondary side voltage. If a voltage controller, despite a primary voltage reduction, maintains a constant secondary voltage, the reactive power intake will not be affected by changes in the primary voltage, and $Q = \text{const}$ (Fig. 4). This is so only when the tap changer has not reached either of its extreme positions. In this case, the controller will not be able to maintain a constant secondary voltage, and $Q = f(V)$ characteristic begins to take a form similar to the part thereof with no controller, with a modification caused by the change in the transformer ratio from its rated value. In fact, the transformer control system is a discontinuous control system with a deadband. Such a case is illustrated in Fig. 5.

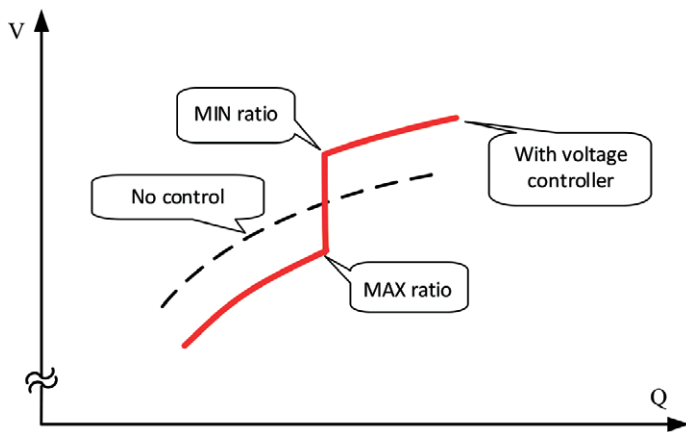


Fig. 4. Impact of transformer control on $Q = f(V)$ characteristics, simplification: continuous control

The characteristics shown in the figures are valid for steady states (after the adjustment process). In their forms shown here these characteristics can be used only in cases of slow voltage changes, slower than the response of transformer control systems.

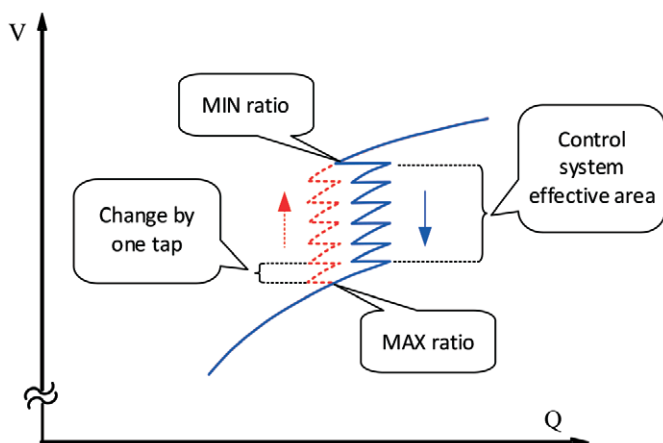


Fig. 5. Impact of transformer control on $Q = f(V)$ characteristics, including control system discontinuity

At a very large overload, the voltage change can be so fast that the controllers will not manage to respond in time. In such situations, characteristics that ignore the transformer control systems should be analysed, and the transformer ratios should be adopted at their pre fault values.

4.3. Adverse impact of transformer voltage control at reactive power deficit

In the case of slow changes of the state, and growing deficit of reactive power the condition occurs shown in Fig. 6. At a constant transformer ratio a stable operating point is achieved below the limiter activation threshold. A transformer control system response may activate the limiters, and trigger a voltage collapse.

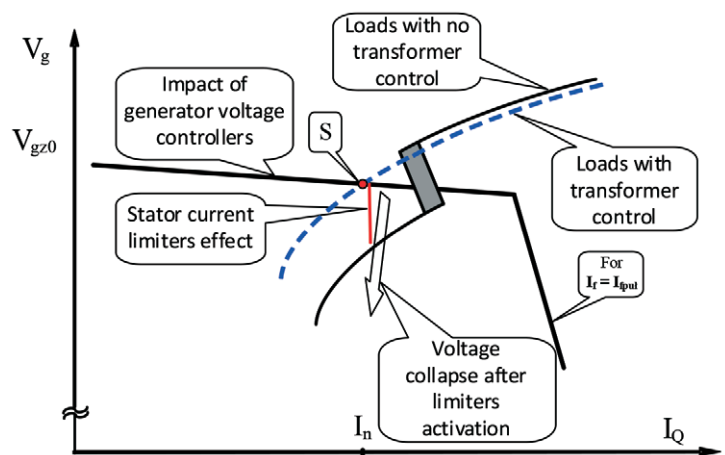


Fig. 6. Adverse impact of LC transformer voltage control at reactive power deficit, where: S – stable point of steady state with no voltage control, I_{fpu} – excitation current ceiling. The gray area represents voltage control discontinuity

As already mentioned, in an LC internal grid with a large number of asynchronous drives and significant capacitor power often $dQ_o/dV < 0$. This means that when the voltage decreases, the reactive power intake increases. In such a situation, the natural load characteristic is clearly less favourable than that determined by transformer voltage control, which maintains the voltage, and the resulting reactive power intake, to a certain extent constant. The discussed adverse effect of controller blocking is explained for the situation shown in Fig. 7. At the LC reactive power intake characteristics with slope $dQ_o/dV < 0$, the active transformer voltage controller leads to stable fuzzy operating point S, while blocking the controller leads to permanent reactive power deficit, causing aperiodic instability and voltage collapse. In summary, to indicate the appropriateness of extending the activation time delay, of a particular transformer's automatic control, or even blocking it, it is necessary, at least, to know the voltage dependency of the loads seen from the transformer's terminals. In the vast majority of cases, voltage dependability $WO dQ_o/dV$ will be negative. Thus, quick adjustment of the transformer would be advisable to reduce the LC reactive power intake.

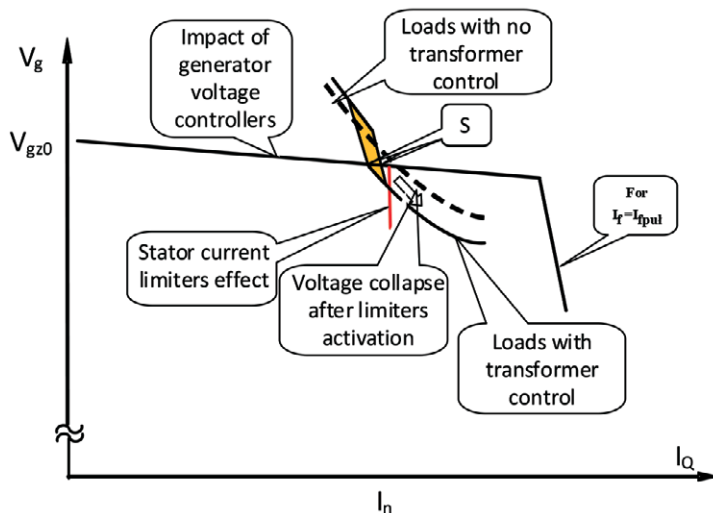


Fig. 7. Favourable impact of LC transformer voltage control at reactive power deficit, where: S – stable (fuzzy) point of steady state, with voltage control, I_{fpul} – excitation current ceiling. The gray area represents voltage control discontinuity, and its inclination is due to current increase on the transformer's primary side at constant power

To estimate their impact on the voltage stability, the characteristics can be measured during operation by staff of the owner of the distribution grid. The process can also be automated, and results of such measurements can be taken into account in the transformer control algorithm. An example of such an algorithm is presented in [4].

5. Coordination of LC control system algorithms

The superior objective of LC voltage control systems is to maintain acceptable voltage levels within the company grid, and to prevent excesses over the required $tg(\varphi)$. Given the above, it would be desirable to maintain the LC grid voltage by means of generators and capacitor banks. Since reactive power generation by a synchronous generator is more costly than by a capacitor bank, it would be advisable to properly coordinate their control systems.

Whereas HV/MV transformer controllers should have characteristics that ensure:

maintaining reactive power within range $Q_{Tmin} \div Q_{Tmax}$, if the MV voltage stays within range $U_{SNmin} \div V_{SNmax}$ taking over the task of maintaining MV voltage after the generator and capacitor bank capabilities have been exhausted in the event of parallel interoperation of several transformers, maintaining the assumed and proportional to the respective transformer winding power ratings reactive power flow.

An example transformer controller characteristic is shown in Fig. 8.

It should be borne in mind that the deadbands have to be chosen independently for variables V and Q . They should ensure stable operation of the control system at the boundaries of its inactive area (gray area in Fig. 8). If the regulation criterion is changed from reactive power control to voltage control, it is necessary

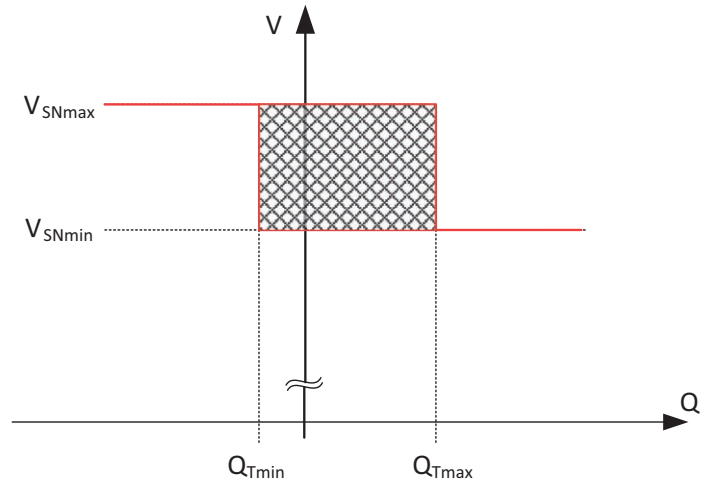


Fig. 8. Characteristic of transformer with controller

to change the time delay too. For variable U , they should ensure that tap switches are controlled as quickly as possible. The need for action in order to maintain a safe for LE voltage is rare and fast switching will not cause a significant increase in the number of switches. And this will mitigate the adverse impact of voltage decreases, when $dQ/dV < 0$.

Control systems of generators and transformers should interact be as follows:

Normal state

- In normal states, the generator and transformer controllers run autonomously.
- Generator controllers with voltage setpoints occasionally adjusted by the control room staff ensure the correct distribution of reactive power between interoperating generators.
- Generator controllers maintain the voltage set on the MV bars in the full reactive power output or input range.
- Transformer controllers maintain reactive power intake (Fig. 8) within the limits that ensure avoiding charges for kVArh meter indications (so-called reactive energy).

Abnormal state

- Once the generators' ability to maintain a set voltage has been exhausted, the task of maintaining the set voltage is assumed by transformer controllers.

Emergency

- At emergencies, such as short circuits in 110 kV and 6 kV grids, short-term voltage dips, etc., the transformer control systems should be inactive. Generator control systems should react quickly, according to the actual characteristics, in order to maintain the stability of the LC cogeneration plant's interoperation with the power system, as well as to ensure proper operation of power system protections.

Superimposition of the control system characteristics of generators and transformers installed on the LC site produces the LC's resultant external characteristic shown in Fig. 9.

In Fig. 9 two specific areas are marked. The first – in between lines $Q_{Tmin} \div Q_{Tmax}$ and $V_{SNmin} \div V_{SNmax}$ – is the area of transformer controls inactivity. The second – highlighted in yellow at the ends of the

characteristic – presents the resultant characteristic' fuzzy part, resulting from the effects of transformer control systems.

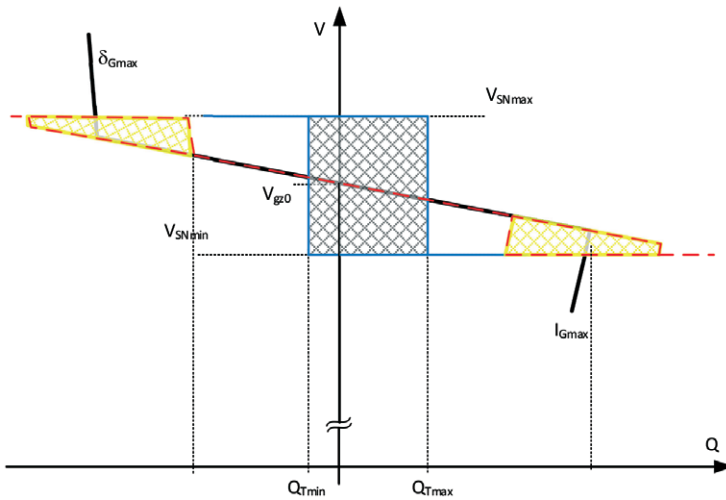


Fig. 9. Resultant characteristic of generators and transformers, where V_{gz0} – voltage setpoint at idle, I_{Gmax} – stator or rotor current limit, δ_{Gmax} – power angle limit

6. Coordination of algorithms of local and master control systems and of power dispatch

Besides the need to coordinate LC control system algorithms, also necessary is mutual coordination of master control systems and LC control systems. Algorithms of local action and master control systems and of power dispatch should be so coordinated that:

- in normal states – the system controls and power dispatches optimise their performance in accordance with the requirements for normal states, and the local controls ensure, for example, tariff optimization (e.g. $settg(\varphi)$)
- In abnormal or hazardous states - the system controls and power dispatches, and the local controls, enable the maximum extension of available reactive power (output or intake).

An example of such coordination, ignoring the fuzzy part of the characteristic shown in Fig. 9 is illustrated in Fig. 10.

As shown in Fig. 10, the coordination of effects of local controls and master controls, and power dispatch, clearly extends the available reactive power range. Benefits from this coordinated effects, and the use of LC control capabilities are obvious. The described coordination of interaction should be commonly used, and this obligation should be included in the regulations, such as grid codes.

Currently used primitive tariffs should be amended to abolish the restrictions of using local sources.

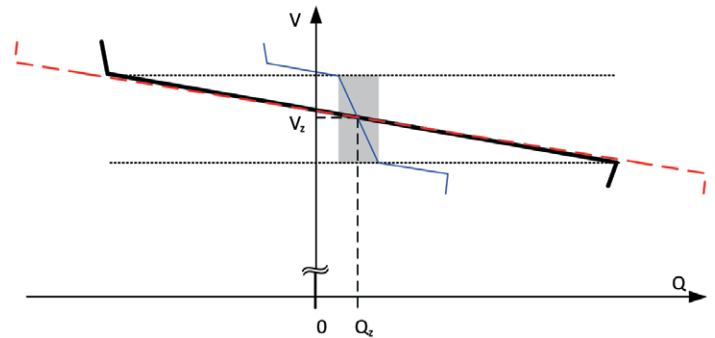


Fig. 10. Proposed coordination of voltage and reactive power control algorithms, where: marked in black – power system controls, blue – local reactive power source controls, red – aggregate effect of controls, gray – an example of local power source control in normal states

7. Control algorithm of large consumer reactive power balance enabling support to the power system at its reactive power balance disturbance

Assuming that a large consumer wishes to provide services to the relevant operator, the customer operation algorithm could be implemented according to the characteristic shown in Fig. 12. However, there are limitations related to the ownership rights and the priority, which for a large consumer is to maintain its own production. Therefore, maintaining constant voltage in its surroundings will not be a large consumer's main task. Such a restriction makes large consumers control their systems after their own algorithms in the first place, in order to maintain their plants' production processes uninterrupted as their top priority. However, it can be imagined that once the first criterion (required voltage levels inside the plant) has been met, and with a certain margin of reactive controlling power, the margin will be used for the purpose of the power system. An example control algorithm is presented as the following characteristic.

The characteristic shown in Fig. 11 describes a generalized algorithm of large consumer's available power control. Such a control method allows meeting the following three criteria:

- in a normal operating state, in the area defined voltages $V_{min}V_{max}$ LC maintains a constant $tg(\varphi)$ stipulated in the respective contract
- outside this area shall the system is supported by additional reactive power output or input
- LC control systems and master controls systems are automatically coordinated.

Depending on the available means of LC's reactive power adjustment, a certain dead zone (step change in capacitor bank power) should be considered.

A controller that implements the characteristic shown in Fig. 11 could be installed in the large customer's system. Then the LC would automatically change the control criterion from maintaining constant $tg(\varphi)$. A solution could also be adopted whereby – once the voltage limits have been exceeded in a substation covered by GCPN collective control – a signal would

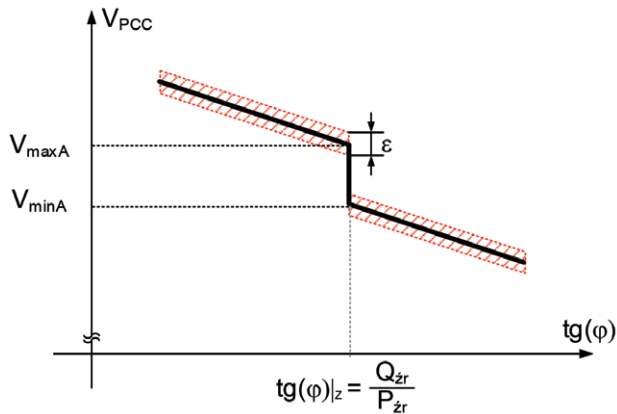


Fig. 11. $V = f(Q)$ characteristic that enables large consumer's support to the power system in a state indicative of reactive power deficit

be transmitted to a large consumer to prompt a change in its control criterion, and to indicate the course of action (increase or decrease of reactive power exchange with the power system). In this case, the change in power would be implemented from the LC dispatch centre level.

8. Final conclusions

Local reactive power sources can be complementary to primary sources, improving the power supply security. These sources are now rarely used to improve local reactive power balances. Enabling these sources' control in hazardous and emergency conditions is typically not highly capital intensive. Moreover, modern technology allows for relatively easy utilisation of these sources potential.

In addition to the control measures described above, it would be possible to consider even a possible limitation of reactive power intake by disabling some devices (such as the widely frequency unload automation). Preliminary talks with local LCs

allow concluding that they would be willing to apply a control aimed at supporting the system at risk of reactive power deficit. They all, however, declare that in such a situation it would be necessary to release them from the obligation to maintain $\text{tg}\phi$. Reinforcement of this attitude, and transformation of this will into actual readiness to provide such service, must be preceded by legislative amendments. Therefore some effective and attractive systems for large consumers should be developed for settlement of accounts for the service offered to the benefit of the transmission or distribution grid operators. It becomes necessary to introduce an attractive tariff of compensation for the service provision for LC.

REFERENCES

1. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego [Power system control and stability], Warsaw University of Technology Publishers, Warsaw 2007.
2. Machowski J. et al., Power System Dynamics, Stability and Control, John Wiley 2008.
3. Małkowski R., Szczerba Z., Układy regulacji transformatorów sprzęgłowych w stacjach transformatorowych sieci przesyłowej. Stan obecny. Analiza – z uwzględnieniem stanów nienormalnych – zalecanych i niezbędnych zmian algorytmów działania regulatorów i stosowanych nastawień, w tym zwłok czasowych [Coupling transformers control systems in transmission grid's transformer substations. The present state. Analysis – taking into account the abnormal conditions – of recommended and necessary changes in control algorithms and setpoints, including time delays], Gdansk University of Technology, Faculty of Electrical and Control Engineering, Gdańsk 2009, Point 8.4.11.A.
4. Małkowski R., Szczerba Z., Nowy algorytm regulacji transformatorów zasilających sieć rozdzielczą [New algorithm for controlling transformers that supply distribution grid], Acta Energetica 2012, No. 8.

Robert Małkowski

Gdańsk University of Technology
e-mail: r.malkowski@ely.pg.gda.pl

Graduated as Master of Engineering from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (1999). In 2003 he received his PhD. He is currently employed as an assistant professor at the Department of Electrical Engineering of Gdańsk University of Technology. The scope of his scientific interests covers the issues related to wind energy, catastrophic failures of power systems, as well as to adjustment of voltage levels and distribution of reactive power in power systems.

Zbigniew Szczerba

Gdańsk University of Technology
e-mail: szczerba@ely.pg.gda.pl

Graduated from Gdańsk University of Technology. At the Power Engineering Department, he managed his team which designed numerous types of excitation systems and voltage controllers for generator with powers ranging from a few hundred kW for the shipbuilding industry to 500 MW. In the peak period, generators controlled by these regulators constituted 75% of the power provided by the national power system. He twice served as Dean of the Faculty of Electrical Engineering of Gdańsk University of Technology, and also held the position of Vice-Rector for Science (1990–1996). In 1987–1990 a visiting professor at the University of Technology in Oran, Algeria. Having returned to Poland, he organised the Power Systems Department in the present Faculty of Electrical and Control Engineering.

He is an author and co-author of over 50 patents and over 200 scientific works most of which have been implemented in practice.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 114–119. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wykorzystanie możliwości regulacyjnych mocy biernej wielkich odbiorców

Autorzy

Robert Małkowski
Zbigniew Szczerba

Słowa kluczowe

regulacja napięcia, regulacja mocy biernej, wielcy odbiorcy

Streszczenie

Autorzy artykułu zwracają uwagę na celowość i możliwość wykorzystania lokalnych źródeł mocy biernej przez układy regulacji grupowej węzła przesyłowego (RGWP). Jednym z takich źródeł są wielcy odbiorcy (WO). W artykule przedstawiono również zagadnienia związane z potrzebą koordynacji pomiędzy układami regulacji zainstalowanymi w sieci WO oraz koordynacji pomiędzy układami regulacji WO a układami regulacji nadrzędnej w sieci.

1. Wstęp

Obserwuje się nadmierną ostrożność przy korzystaniu z możliwości regulacji mocy biernej i napięcia, jakimi dysponują wielcy odbiorcy (WO) przemysłowi. Brak zasad odpłatności za te usługi powoduje, że źródła te są wyłącznie w dyspozycji właścicieli, bez dostępu do nich operatora sieci przesyłowej czy dystrybucyjnej. Zdarza się, że wielcy odbiorcy podporządkowują się życzeniom zakładowej dyspozycji ruchu (ZDR) czy rejonowej dyspozycji ruchu (RDR), dotyczącą generacji określonej mocy biernej, jednak regulacja ta odbywa się głównie na zasadach koleżeńskiej uprzejmości.

Najczęściej na pytanie adresowane do WO, o możliwości dyspozycyjnej regulacji mocy biernej na rzecz wsparcia SEE w stanach przejściowego wzrostu poboru mocy biernej, pada odpowiedź negatywna. Wyjaśnienie takiej postawy okazuje się zazwyczaj prozaiczne. Podstawowym kryterium sterowania poziomem generacji mocy biernej WO jest, poza utrzymaniem napięć wewnątrz swojego zakładu, konieczność utrzymania współczynnika $\text{tg}(\varphi)$. Niedotrzymanie go skutkuje karami finansowymi dla zakładu.

Zgodnie z umową wiążącą odbiorcę ze spółką dystrybucyjną, w czasie szczytów energetycznych współczynnik mocy $\text{tg}(\varphi)$ najczęściej

nie może przekroczyć wartości 0,4, natomiast poza szczytami nie jest określony. Wartości współczynnika mocy utrzymywane w czasie szczytów energetycznych zaprezentowano na rys. 1.

2. Techniczne możliwości sterowania poziomami napięć i rozplywu mocy biernej

WO dysponują następującymi środkami umożliwiającymi regulację napięcia i mocy biernej:

- transformatory zasilające z podobciążeniowym przełącznikiem zaczepów
- generatory synchroniczne elektrociepłowni
- baterie kondensatorów, zainstalowane lokalnie przy poszczególnych odbiorach lub/oraz zainstalowane na szynach rozdzielni zasilającej/elektrociepłowni.

W czasie szczytu energetycznego regulacja mocy biernej pobieranej z sieci zasilającej WN odbywa się za pomocą opisanych środków, z zachowaniem zazwyczaj takiej samej kolejności. W procesie regulacji uczestniczą baterie kondensatorów zainstalowane na terenie elektrociepłowni/stacji zasilającej, natomiast baterie kondensatorów działające na terenie wielkiego odbiorcy są załączone do pracy ciągłej (regulacja indywidualna).

Z punktu widzenia pracy sieci zasilającej istotna jest wartość i współczynnik mocy pobieranej z tej sieci, dlatego WO należy rozpatrywać jako jeden złożony odbiór.

W dalszej części artykułu przedstawiono główne aspekty teoretyczne związane z udziałem WO w regulacji napięć i rozplywu mocy biernej na rzecz systemu elektroenergetycznego.

W niniejszym opracowaniu skupiono się głównie na możliwości powstawania deficytu mocy biernej, skutkującym zbyt niskimi napięciami w SEE, co obecnie jest największym zagrożeniem. Tworząc zasady wykorzystania WO w celu wspomaganie SEE w stanach awaryjnych, należałoby uwzględnić możliwość powstania również nadwyżki mocy biernej.

3. Celowość sterowania lokalnych źródeł mocy biernej

3.1. Wstęp

Wystąpienie deficytu mocy biernej powoduje obniżenie napięcia w deficytowym obszarze i dopływ mocy biernej z sąsiednich, niedeficytowych obszarów. Przeciążenie mocą bierną na ogół nie ma charakteru ogólnosystemowego, chociaż w pewnych przypadkach może obejmować znaczne obszary.

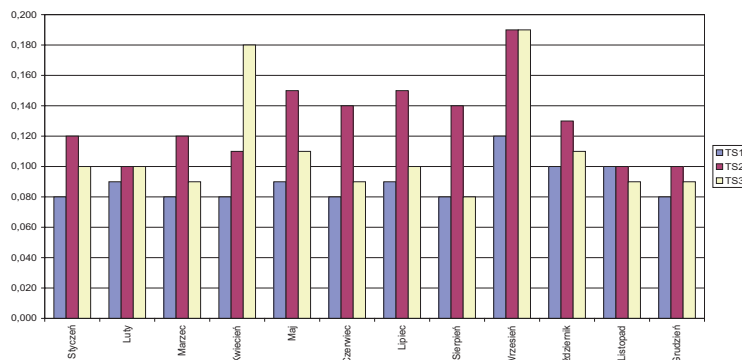
Jeżeli moce bierne generowane i pobierane nie bilansują się, to występuje proces nieustalony stabilny lub niestabilny. W procesie stabilnym zostaje osiągnięty nowy stan ustalony przy nowych poziomach napięć. W procesie niestabilnym, mającym na ogół charakter aperiodyczny, występuje tzw. lawina napięcia.

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

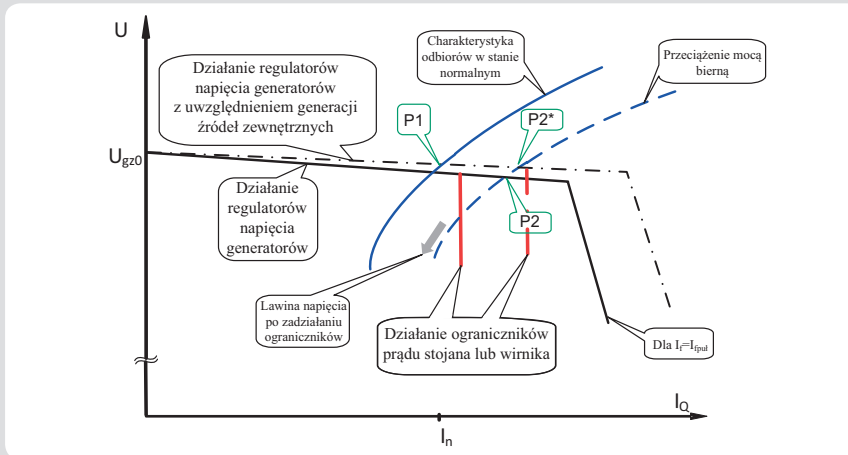
$$\text{jeżeli: } \sum_{i=1}^n Q_{gi} - \sum_{i=1}^m Q_{oi} < 0 \text{ to } \frac{dU}{dt} < 0 \text{ i } U \text{ maleje.}$$

W celu przywrócenia stanu normalnego niezbędne jest doprowadzenie do zbilansowania generacji i poboru mocy biernej. w wielu przypadkach wykorzystanie lokalnych źródeł mocy biernej, w tym WO, do wspomaganie tego bilansowania mogłoby zdecydowanie przyczynić się do znacznego ograniczenia prawdopodobieństwa wystąpienia awarii napięciowej.

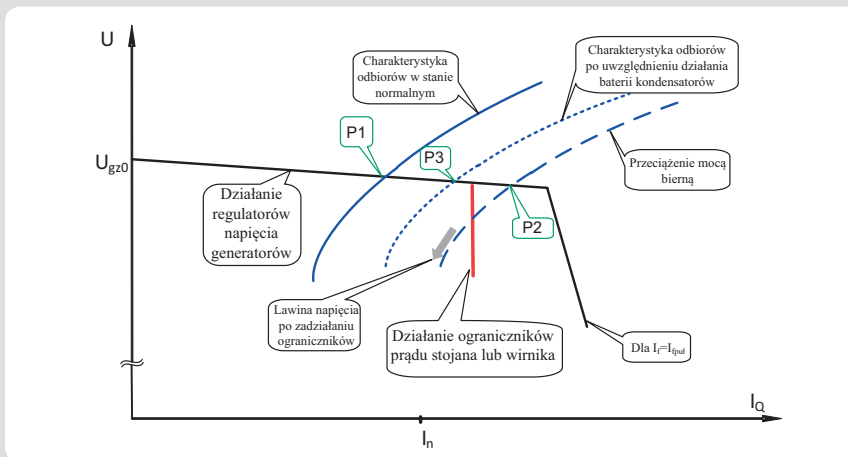
Aktualne utrzymywanie wartości współ. mocy wg faktury ENEA



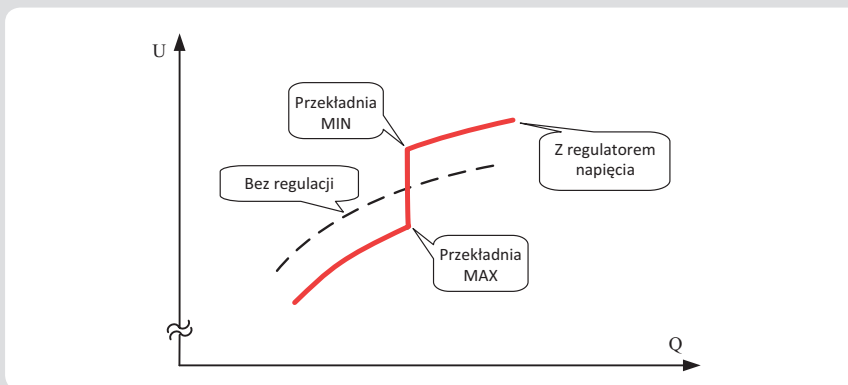
Rys. 1. Utrzymywane wartości współczynnika mocy przez wielkiego odbiorcę, zarejestrowane na zaciskach transformatorów łączących odbiorcę z siecią zasilającą



Rys. 2. Ilustracja wpływu lokalnej generacji w przypadku wystąpienia deficytu mocy biernej



Rys. 3. Ilustracja wpływu działania lokalnej baterii kondensatorów w sytuacji wystąpienia deficytu mocy biernej

Rys. 4. Wpływ regulacji transformatora na charakterystykę $Q = F(U)$, uproszczenie: regulacja ciągła

Lokalne źródła mogą zwiększyć bezpieczeństwo elektroenergetyczne, umożliwiając zbilansowanie mocy biernej przy niewielkich przeciążeniach. Poniżej podano ilustrację pokazującą pozytywne skutki wykorzystania lokalnych źródeł mocy biernej.

3.2. Wpływ regulacji mocy w elektrociepłowni przemysłowej WO
Ilustrację skutków deficytu mocy biernej pokazują rys. 2 i 3.

Na rysunkach pokazano przejście do lawiny napięcia od stabilnego punktu pracy w stanie normalnym P1. Punkt ten 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. 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 powodują trwały deficyt mocy biernej i – pokazaną na rysunku – lawinę napięcia. Uwzględnienie lokalnej generacji skutkuje zwiększeniem zakresu dyspozycyjnej mocy biernej, objawiające się na charakterystyce rys. 2 zmianą nachylenia oraz przesunięciem punktu działania ograniczników. Niewielka zmiana statyzmu charakterystyki skutkuje przesunięciem punktu pracy P2 do P2*.

3.3. Wpływ regulacji baterii kondensatorów

Podobną analizę można przeprowadzić dla przypadku, w którym zwiększony pobór mocy biernej zostanie pokryty mocą załączonych do pracy baterii kondensatorów statycznych (rys. 3).

W wyniku przeciążenia mocą bierną stabilny punkt pracy P1 przesunie 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.

4. Wpływ regulacji napięcia transformatorów na charakterystyki zewnętrzne wielkiego odbiorcy

4.1. Wstęp

W znakomitej większości przypadków sieć wewnętrzna WO charakteryzuje się znacznym nasyceniem odbiorami silnikowymi i bateriami kondensatorów. Ponieważ ich udział w obciążeniu transformatora zasilającego jest znaczny, z dużym prawdopodobieństwem można przypuszczać, że współczynnik podatności napięciowej (dQ/dU) ma znak ujemny lub jest bliski zera. W takim przypadku blokowanie regulacji transformatora jest niewskazane, gdyż może doprowadzić do pogłębienia deficytu mocy biernej.

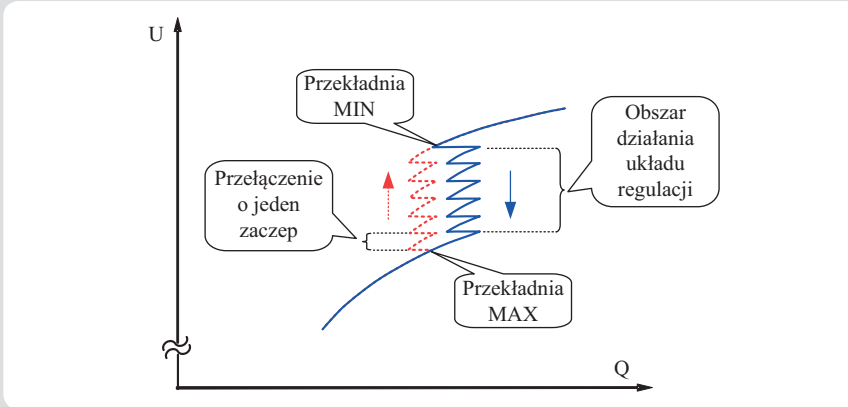
Fakt ten jest o tyle istotny, że nie wszyscy WO korzystają z automatycznej regulacji przekładni transformatora. Często zdarza się, że regulatory pracują z nastawioną bardzo dużą zwłoką czasową, w trybie regulacji ręcznej, lub nie są regulowane.

4.2. Wpływ regulacji transformatora na charakterystykę $Q = f(U)$

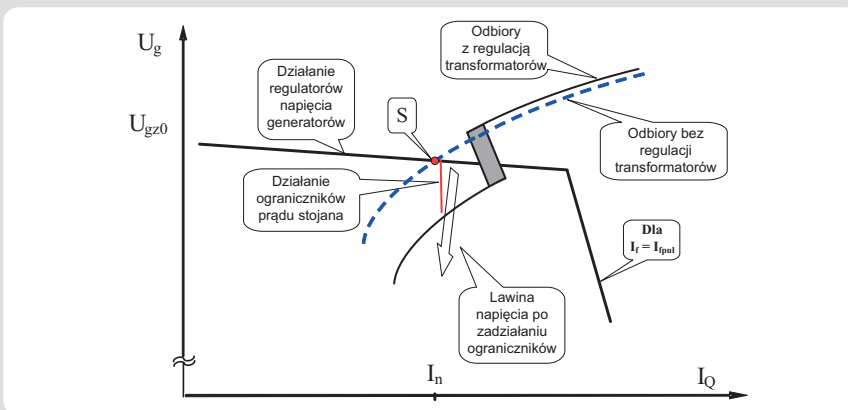
Przy stałej przekładni obniżenie napięcia po stronie zasilania transformatora powoduje odpowiadające mu obniżenie napięcia po stronie wtórnej. Jeżeli regulator napięcia – pomimo obniżenia napięcia po stronie pierwotnej – utrzyma stałe napięcie po stronie wtórnej, to moc bierna pobierana nie będzie zależna od zmian napięcia po stronie pierwotnej i $Q = const$ (rys. 4).

Stan taki będzie miał miejsce tylko wtedy, gdy przełącznik zaczerpów nie osiągnie jednego ze skrajnych położenia. W takim przypadku regulator nie będzie w stanie utrzymywać stałego napięcia po stronie wtórnej i charakterystyka $Q = f(U)$ zacznie przybierać postać zbliżoną do części charakterystyki bez regulatora, z modyfikacją spowodowaną zmienioną przekładnią w stosunku do wartości znamionowej.

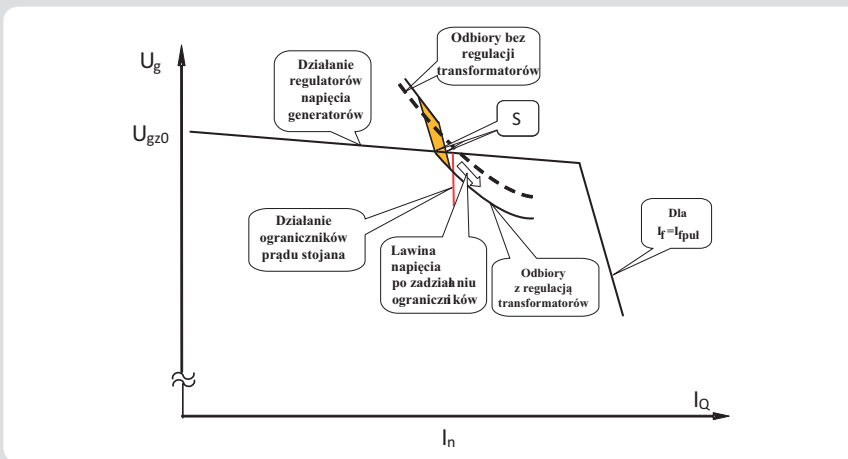
W rzeczywistości układ regulacji transformatora jest układem regulacji nieciągłej ze strefą nieczułości. Ilustrację takiego przypadku pokazano na rys. 5.



Rys. 5. Wpływ regulacji transformatora na charakterystykę $Q = F(U)$ z uwzględnieniem nieciągłości układu regulacji



Rys. 6. Ilustracja niekorzystnego wpływu regulatorów napięcia transformatorów WO przy deficycie mocy biernej, gdzie: S – stabilny punkt stanu ustalonego bez działania regulatora napięcia, I_{pul} – pułap prądu wzbudzenia. Szare pole pokazuje nieciągłość układu regulacji napięcia



Rys. 7. Ilustracja korzystnego wpływu regulatorów napięcia transformatorów WO przy deficycie mocy biernej, gdzie: S – stabilny (rozmyty) punkt stanu ustalonego, z działaniem regulatora napięcia, I_{pul} – pułap prądu wzbudzenia. Szare pole pokazuje nieciągłość układu regulacji napięcia, a jego pochYLENIE wynika ze wzrostu prądu po stronie pierwotnej transformatora przy stałej mocy

4.3. Niekorzystny wpływ działania regulatorów napięcia transformatorów przy deficycie mocy biernej

W przypadku powolnych zmian stanu i rosnącym deficycie mocy biernej ma miejsce sytuacja przedstawiona na rys. 6.

Przy stałej przekładni uzyskuje się stabilny punkt pracy poniżej progu działania ograniczników. Działanie układu regulacji transformatora może spowodować zadziałanie ograniczników i lawinę napięcia.

Jak już wspomniano, w sieciach wewnętrznych WO z dużą liczbą napędów asynchronicznych i znaczącą mocą kondensatorów często $dQ/dU < 0$. Oznacza to, że przy obniżaniu się napięcia pobierana moc bierna rośnie. W takiej sytuacji, naturalna charakterystyka odbiorów jest wyraźnie mniej korzystna od charakterystyki zeterminowanej przez działanie regulatora napięcia transformatora, utrzymującego w pewnym zakresie stałe napięcie i wynikający z tego stały pobór mocy biernej.

Opisana szkodliwość blokowania regulatorów jest wyjaśniona dla sytuacji pokazanej na rys. 7. Przy charakterystykach poboru mocy biernej przez WO, o nachyleniu $dQ/dU < 0$, działający regulator napięcia transformatora prowadzi do uzyskania stabilnego, rozmytego punktu pracy S, natomiast blokowanie działania regulatora prowadzi do trwałego deficytu mocy biernej, powodującego niestabilność aperiodyczną lawinę napięcia. Reasumując, dla wskazania zasadności wydłużania opóźnienia czasowego zadziałania czy wręcz blokowania automatycznej regulacji konkretnego transformatora konieczna jest, co najmniej, znajomość współczynnika podatności napięciowej odbiorów widzianych z zacisków danego transformatora. W znakomitej większości przypadków współczynnik podatności napięciowej WO dQ_r/dU będzie miał wartość ujemną. Tym samym dla ograniczenia poboru mocy biernej WO wskazanym byłaby szybka regulacja transformatora.

Pomiar charakterystyk dla oszacowania ich wpływu na stabilność napięciową może być dokonany w czasie eksploatacji przez personel właściciela sieci dystrybucyjnej. Możliwa jest również automatyzacja tego procesu i uwzględnienie wyników takiego pomiaru w algorytmie regulacji transformatora. Przykład takiego algorytmu zawarto w [4].

5. Koordynacja algorytmów działania układów regulacji WO

Nadrzędnym celem układów regulacji napięcia WO jest utrzymanie akceptowalnych poziomów napięć wewnątrz sieci zakładowej oraz nieprzekraczanie wymaganego współczynnika $tg(\varphi)$.

Mając na uwadze powyższe, pożądane byłoby, aby poziom napięcia w sieci WO był utrzymywany za pomocą generatorów i baterii kondensatorów. Ze względu na fakt, że większe koszty generuje wytwarzanie mocy biernej przez generator synchroniczny niż baterię kondensatorów, wskazana byłaby właściwa koordynacja pomiędzy układami regulacji baterii kondensatorów i generatorów.

Regulatory transformatorów WN/SN powinny natomiast mieć charakterystyki zapewniające:

Charakterystyki pokazane na rysunkach obowiązują dla stanów ustalonych (po zakończeniu procesu regulacji). W przedstawionej postaci charakterystyki te mogą być wykorzystywane tylko w przypadkach powolnych zmian napięcia, wolniejszych niż działanie układów regulacji transformatorów.

W chwili bardzo dużych przeciążeń prędkość zmian napięcia może być tak duża, że regulatory nie zdążą zadziałać. W takich sytuacjach do rozważań należy przyjmować charakterystyki pomijające działanie układów regulacji transformatorów z takimi przekładniami jak przed zakłóceniem.

- utrzymywanie wartości mocy biernej w zadanym przedziale $Q_{Tmin} \div Q_{Tmax}$ jeżeli napięcie po stronie SN mieści się w przedziale $U_{SNmin} \div U_{SNmax}$
- przejęcie zadania utrzymywania napięcia po stronie SN po wyczerpaniu się możliwości generatorów i baterii kondensatorów
- w przypadku współpracy równoległej kilku transformatorów, utrzymywanie założonego, proporcjonalnego do mocy znamionowej odpowiednich uzwojeń transformatorów, rozdziału mocy biernej. Przykładową charakterystykę regulatorów transformatorów pokazano na rys. 8.

Należy pamiętać, aby wartość stref nieczułości dobrze dobrać niezależnie dla zmiennych U i Q . Powinny zapewniać stabilną pracę układu regulacji na granicach obszaru niedziałania regulatora (szare pole na rys. 8). W przypadku zmiany kryterium regulacji z regulacji mocy biernej na regulację napięcia konieczna jest też zmiana opóźnienia czasowego. Dla zmiennej U powinny zapewniać możliwie szybkie sterowania przełączników zaczepów. Potrzeba działania, w celu utrzymania bezpiecznej dla WO wartości napięcia, występuje zazwyczaj rzadko i szybkie przełączenia nie spowodują znaczącego wzrostu liczby przełączeń. Zmniejszy natomiast negatywny wpływ obniżania napięcia, gdy współczynnik $dQ/dU < 0$.

Współdziałanie układów regulacji generatorów i transformatorów powinno przebiegać następująco:

Stany normalne

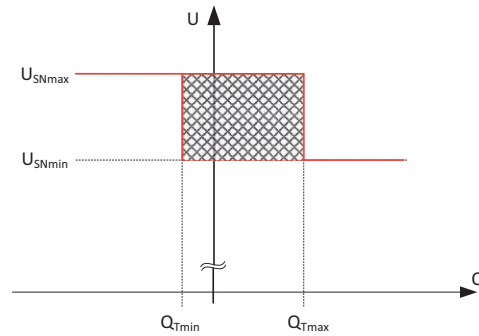
- W stanach normalnych regulatory generatorów i transformatorów pracują autonomicznie.
- Regulatory generatorów z wartościami zadanymi napięcia, korygowanymi sporadycznie przez personel nastawni, zapewniają prawidłowy rozdział mocy biernej pomiędzy współpracujące generatory.
- Regulatory generatorów utrzymują zadaną wartość napięcia na szynach SN w pełnym przedziale generacji lub poboru mocy biernej.
- Regulatory transformatorów utrzymują pobór mocy biernej (rys. 8) w granicach zapewniających uniknięcie opłat za wskazania liczników kvarh (tzw. energię bierną).

Stany nienormalne

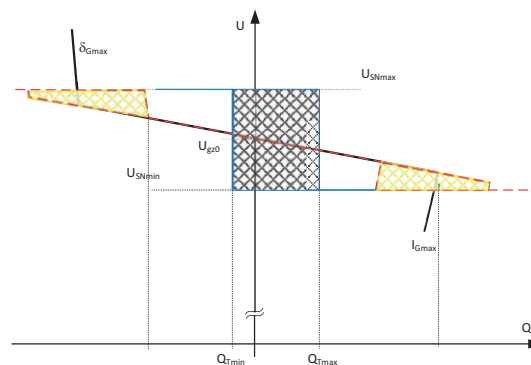
- Po wyczerpaniu możliwości utrzymania zadanej wartości napięcia przez generatory zadanie, utrzymania zadanej wartości napięcia przejmują regulatory transformatorów.

Stany awaryjne

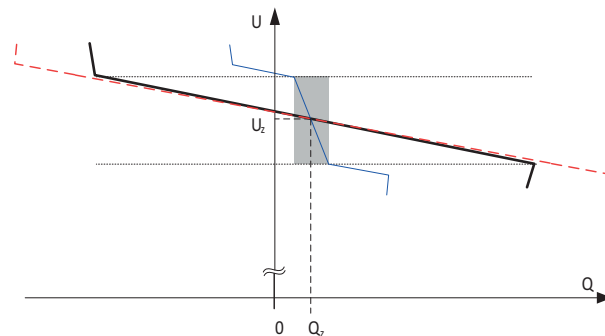
- W stanach awaryjnych, takich jak zwarcia w sieci WN lub SN, krótkotrwałe zapady napięcia itp., układy regulacji transformatorów nie powinny działać. Układy regulacji generatorów powinny reagować szybko, zgodnie z aktualnymi charakterystykami, w celu podtrzymania stabilności współpracy elektrociepłowni WO z systemem elektroenergetycznym i zapewnienia prawidłowego działania zabezpieczeń elektroenergetycznych.



Rys. 8. Charakterystyka transformatora z regulatorem



Rys. 9. Wypadkowa charakterystyka generatorów i transformatorów, gdzie: U_{gd0} – wartość zadana napięcia przy biegu jałowym, I_{Gmax} – ograniczenie prądów stojana lub wirnika, δ_{max} – ograniczenie kątów mocy



Rys. 10. Propozycja koordynacji algorytmów działania układów regulacji napięcia i mocy biernej, gdzie: kolor czarny – układ regulacji w systemie elektroenergetycznym, kolor niebieski – układ regulacji lokalnych źródeł mocy biernej, kolor czerwony – suma działania układów regulacji, szare pole – przykład regulacji lokalnych źródeł w stanach normalnych

Po nałożeniu się charakterystyk układów regulacji generatorów i transformatorów zainstalowanych w WO otrzymuje się wypadkową charakterystykę zewnętrzną WO, pokazaną na rys. 9.

Na rys. 9 zaznaczono dwa charakterystyczne obszary. Pierwszy – ograniczony przez proste $Q_{Tmin} \div Q_{Tmax}$ oraz $U_{SNmin} \div U_{SNmax}$ – jest obszarem, w którym nie działają układy regulacji transformatorów. Drugi – zaznaczony kolorem żółtym na krańcach charakterystyki – przedstawia rozmytą, wynikającą z działania układów regulacji transformatorów część wypadkowej charakterystyki.

6. Koordynacja algorytmów działania lokalnych i nadrzędnych układów regulacji oraz dyspozycji mocy

Poza koniecznością koordynacji algorytmów działania układów regulacji WO konieczna jest również wzajemna koordynacja nadrzędnych układów regulacji i układów regulacji WO. 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 $tg(\varphi)$)

- 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, pomijając rozmytą część charakterystyki pokazanej na rys. 9, zilustrowano na rys. 10.

Jak pokazano na rys. 10, skoordynowane działanie lokalnych układów regulacji z układami nadrzędnymi i działaniem dyspozycji mocy wyraźnie rozszerza zakres dyspozycyjnej mocy biernej. Korzyści wynikające z opisanego skoordynowanego działania i wykorzystania możliwości regulacyjnych WO są oczywiste.

Opisana koordynacja współdziałania powinna być powszechnie stosowana, a obowiązek ten należałoby ująć w przepisach, np. w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci.

Stosowane obecnie prymitywne taryfy powinny być zmienione, aby znieść ograniczenia wykorzystywania lokalnych źródeł.

7. Algorytm sterowania bilansem mocy biernej wielkiego odbiorcy umożliwiającą wspomaganie SEE w stanach zaburzenia bilansu mocy biernej w SEE

Zakładając, że wielki odbiorca wyrazi chęć świadczenia usług na rzecz właściwego operatora, algorytm pracy odbiorcy mógłby być realizowany wg charakterystyki pokazanej na rys. 11. Istnieją jednak ograniczenia związane z prawami własnościowymi i priorytetem, jakim dla wielkiego odbiorcy jest utrzymanie własnej produkcji. Dlatego też nadrzędną sprawą dla wielkiego odbiorcy nie będzie utrzymywanie stałego napięcia w jego otoczeniu. Takie ograniczenie powoduje, że wielcy odbiorcy będą w pierwszej kolejności sterować wg własnych algorytmów, aby w pierwszej kolejności utrzymać bez zakłóceń proces produkcyjny zakładu. Można jednak sobie wyobrazić, że przy spełnieniu pierwszego kryterium (odpowiednie poziomy napięcie wewnątrz zakładu) oraz pewnym zapasie regulacyjnej mocy biernej moc ta zostanie wykorzystana na potrzeby SEE. Przykładowy algorytm regulacji przedstawia poniższa charakterystyka.

Przedstawiona na rys. 11 charakterystyka opisuje w sposób uogólniony algorytm sterowania mocą dyspozycyjną wielkiego odbiorcy. Przyjęcie takiego sposobu sterowania umożliwia spełnienie trzech kryteriów:

- w stanie normalnej pracy, w obszarze określonym przez wartości napięć $U_{min} \div U_{max}$, WO utrzymuje stałą, zgodną z zawartą umową wartość współczynnika $tg(\varphi)$
- poza tym obszarem następuje wspomaganie systemu poprzez dodatkową generację lub pobór mocy biernej
- występuje automatyczna koordynacja pomiędzy układami regulacji WO a układami regulacji nadrzędnej.

Zależnie od dostępnych środków zmiany mocy biernej WO należy uwzględnić pewną strefę nieczułości (skokowa zmiana mocy baterii kondensatorów).

Regulator kształtujący charakterystykę pokazaną na rys. 11 mógłby zostać zainstalowany u wielkiego odbiorcy. Wtedy to WO w sposób automatyczny zmieniłby kryterium regulacji z utrzymywania stałej wartości współczynnika $tg(\varphi)$. Można również przyjąć takie rozwiązanie, w którym – po przekroczeniu granicznych wartości napięć w stacji objętej regulacją grupową przez układy RGWP – wysyłany będzie sygnał do wielkiego odbiorcy na zmianę kryterium regulacji ze wskazaniem kierunku działań (zwiększenie lub zmniejszenie wymiany mocy biernej z SEE). w takim przypadku zmiana mocy realizowana będzie z poziomu dyspozytora u WO.

8. Wnioski końcowe

Lokalne źródła mocy biernej mogą być uzupełnieniem źródeł podstawowych, poprawiającym bezpieczeństwo elektroenergetyczne. Źródła te są obecnie rzadko wykorzystywane do poprawy lokalnych bilansów mocy biernej. Umożliwienie sterowania tymi źródłami w stanach zagrożeniowych i awaryjnych na ogół nie wymaga znaczących nakładów finansowych. Ponadto współczesna technika umożliwia stosunkowo łatwe użycie potencjału tych źródeł.

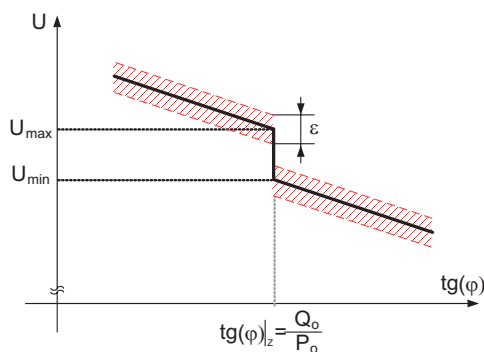
Poza możliwością wykorzystania środków sterowania opisanych powyżej możliwe byłoby nawet rozważenie ewentualnego ograniczenia poboru mocy biernej poprzez wyłączenie niektórych urządzeń (analogia do powszechnie stosowanego SCO).

Wstępne rozmowy prowadzone z lokalnymi WO pozwalają stwierdzić, że byliby oni gotowi do sterowania mającego na celu wspomaganie systemu w stanach zagrożenia deficytem mocy biernej. Wszyscy jednak zastrzegają, że konieczne byłoby zwolnienie ich w takiej sytuacji z obowiązku dotrzymania $tg(\varphi)$.

Utrwalenie takiej postawy odbiorcy, przełożenie zapewnień słownych w rzeczywistość gotowość do świadczenia takiej usługi musi być poprzedzone zmianami legislacyjnymi. Należałoby zatem opracować skuteczne i interesujące dla wielkiego odbiorcy systemy rozliczeń za oferowaną usługę na rzecz operatora sieci przesyłowej lub operatora sieci dystrybucyjnej. Konieczne staje się wprowadzenie korzystnej z punktu widzenia WO taryfy za świadczenie usługi.

Bibliografia

1. Machowski J., Regulacja i stabilność systemów elektroenergetycznych, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007
2. Machowski J. i in., Power System Dynamics, Stability and Control, John Wiley 2008.
3. Małkowski R., Szczerba Z., Układy regulacji transformatorów sprzęgłowych w stacjach transformatorowych sieci przesyłowej. Stan obecny. Analiza – z uwzględnieniem stanów nienormalnych – zalecanych i niezbędnych zmian algorytmów działania regulatorów i stosowanych nastawień, w tym zwłok czasowych, Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Gdańsk 2009, Punkt 8.4.11.A.
4. Małkowski R., Szczerba Z., Nowy algorytm regulacji transformatorów zasilających sieć rozdzielczą, Acta Energetica 2012, nr 8.



Rys. 11. Charakterystyka $U = f(Q)$ umożliwiająca wspomaganie przez wielkiego odbiorcę SEE w stanach wskazujących na deficyt mocy biernej

Robert Małkowski

dr inż.

Politechnika Gdańska

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

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1999). W 2003 roku uzyskał stopień doktora. Aktualnie zatrudniony jest na stanowisku adiunkta w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmuje 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: szczerba@ely.pg.gda.pl

Wychowanek Politechniki Gdańskiej. 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% mocy krajowego systemu elektroenergetycznego. Dwukrotnie pełnił funkcję dziekana Wydziału Elektrycznego PG, a także piastował stanowisko prorektora ds. nauki (1990–1996). Pracował jako visiting-professor na Uniwersytecie Technicznym w Oranie w Algierii (1987–1990). Po powrocie do kraju zorganizował Katedrę Systemów Elektroenergetycznych na obecnym Wydziale Elektrotechniki i Automatyki. Jest autorem lub współautorem ponad 50 patentów, ponad 200 prac naukowych, z których znaczna większość została zastosowana w praktyce.