

# Balance Sheet and Analysis of Reactive Power Demand in the Polish Power System

## Author

Aleksander Kot

## Keywords

reactive power, power demand, electric power system

## Abstract

The paper presents an analysis of the balance sheet and the reactive power demand of the Polish Power System. Reactive power balance sheets were made for the specific operating conditions of the system: the last winter peak, summer peak and summer off peak load. The basis of the study was load flow models and selected load flow calculation results. In addition, changes in demand for active and reactive power in recent years were presented.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2013106**

## 1. Introduction

Proper operation of the power system requires constant balancing of both active power and reactive power. Balancing of active power demand and generation is related to the maintenance of a system-wide parameter, which is the frequency, while the reactive power balance is reflected in the closed grid's node voltages. Both of these parameters:  $f$  and  $V$ , are essential for the system's safe operation and assuring uninterrupted electricity supply to customers. Balance of active power and energy in the power system is relatively often analyzed and presented, as it concerns the basic and useful component of power, which is the subject of billing and settlement, both in the trade, and transmission and distribution services. In addition, much attention is paid to the problems of the power system's losses and efficiency, because of the increasing importance of improving the sector's efficiency, and the widespread promotion of energy efficiency measures.

Issues related to reactive power management and balance have been, quite naturally, left in the background. It changed significantly after June 26, 2006, when a failure due to voltage collapse in NPS' north-eastern part put the issues of reactive power in the power system in the spotlight.

This article attempts to present the current situation as regards reactive power balance in the Polish Power System, and presents trends related to changes in the reactive power demand over the last few years. Input data for the preparation of the values presented here were power flow models of the power system for each characteristic state, as well as selected results of power flow calculations in the closed network 400 kV, 220 kV, and 110 kV grid.

## 2. NPS reactive power balance

In Tab. 1 the power system's indicative reactive power balances are presented for its characteristic operating conditions: 2011/2012 winter peak, 2012 summer peak, 2012 summer off peak and 2012 summer off peak for non-working days.

The demand side includes: nodal loads, demand of generation units, consumption of generators in capacitive mode, longitudinal losses in the closed grid's lines, longitudinal and transverse losses in grid transformers, longitudinal losses in unit generator transformers, transverse losses in unit generator transformers, and power consumption of reactors. The supply side includes: reactive power output of station generators, power supply by capacitive loads, power generation in lines, and operation of capacitor banks.

It should be noted when analyzing the winter peak reactive power demand breakdown that the nodal loads accounts for about 42% of the total needs. The rest (almost 58%) is the demand of the grid's and generation units' own auxiliaries. The most significant items include the longitudinal losses in lines (ca. 21%) and longitudinal losses in unit generator transformers (ca. 20%), followed by the generation unit auxiliaries (ca. 9%) and losses in grid transformers (ca. 8%). In the analysed state of the system operation the reactive power demand is covered by two main sources: station generators (ca. 51%) and generation in the closed grid's lines (ca. 44%) with a small share of capacitor banks (ca. 5%). At summer peak 2012 the reactive power demand in load nodes was slightly lower (by ca. 400 MVar) than at the winter peak, with ca. 4,500 MW difference in the respective active power demands. The total (gross) demand was lower in the summer than in the winter by ca. 1300 MVar due to reduced flows, and thus – a smaller demand of the system's own auxiliaries. On the generation side, the reduced demand is matched by the accordingly reduced reactive power output from generation units. It can be concluded from an analysis of the last but one column of Tab. 1 that the reactive power balance in the system changes significantly in the summer off peak. Reactive power nodal loads significantly decreases (by over 2200 MVar compared to the summer peak). The demand of generation unit auxiliaries (less number of operating units) is decreased. Due to the reduced

System component group	Winter peak 2011	Summer peak 2012	Summer 2012 off peak	Summer 2012 off peak for non-working days
active power demand [MW]	-25,152	-20,633	-14,248	-10,532
Q demand [Mvar]				
nodal loads	-5,626	-5,220	-2,956	-2,648
generation unit demand	-1,217	-1,001	-889	-738
generators in capacitive mode	-37	-16	-400	-917
longitudinal losses in lines	-2,780	-2,549	-1,016	-640
longitudinal losses in grid transformers	-931	-878	-343	-199
traverse losses in grid transformers	-85	-79	-80	-81
longitudinal losses in unit generator transformers	-2,700	-2,353	-1,121	-700
reactors			-514	-649
Total demand	-13,375	-12,097	-7,321	-6,571
Q generation [Mvar]				
generator output	6,781	5,511	1,469	758
overcompensated receiving nodes	53	92	122	157
generation in lines	5,801	5,843	5,878	5,841
capacitors banks	696	678		
Total generation	13,331	12,124	7,469	6,756

Tab. 1. Approximate NPS reactive power balances for characteristic operating conditions of the system

flows in the grid the longitudinal losses in lines and transformers are greatly reduced (by ca. 3,300 MVar compared to the summer peak). The gross demand reduction by ca. 5,500 MVar is matched by the reduction of the generators' reactive output by ca. 4,000 MVar. In addition, some generation units are set to capacitive operating mode, i.e. inductive power consumption of over 400 MVar. The addition of reactors increased the consumption by 500 MVar.

The data is even more pronounced for the condition of summer off peak for non-working days (the last column of Tab. 1). The demand (nodal loads) is even lower, and the longitudinal losses in lines and transformers also decrease. The system is balanced by the significant reduction in the generators' output, the deeply capacitive operation of a significant group of generation units, while the reactors power increased compared to the summer off peak working days regime. Worth noting is the large (over 5800 MVar) reactive power generated by lines, which is

practically independent of the state of system's operating condition. This results from the grid's capacitance to earth. In turn, the longitudinal reactive power losses in lines and transformers change over a wide range when the system load changes, due to the square dependence of the losses on load, and substantial reactance of lines and transformers. Also worth noting is the overcompensation of load nodes, i.e. a condition where at a receiving point (110 kV/MV substation) reactive power demand is replaced with reactive power supply to the closed grid. Such situations, as seen in Tab. 1, occur in every condition of the system operation, but the phenomenon is growing in off peak periods. Low power demand, accompanied by minimal power flows in the grid, forces intensive control by generators (by both reactive power output reduction and capacitive operating mode). This condition may, in certain parts of the system, lead to the danger of lost voltage control and difficulties in keeping excessive voltages in transmission grid nodes.

### 3. Reactive power demand in recent years

In addition to the reactive power balances for the power system's characteristic operating conditions, the evolution of active and reactive power demand in these conditions over the last few years was also analysed. The results are summarized in Fig. 1–3, presenting the demand for active and reactive power in NPS, respectively: in the 2008–2011 winter peaks, 2009–2012 summer peaks, and in 2009 to 2012 night summer off peak periods. The value presented as reactive power demand matches the balance items altogether covering the nodal loads and generation units demand.

It can be concluded from analysis of the chart in Fig. 1 that the largest demand for active power in the period was in the winter of 2008 and amounted to more than 25,700 MW. The following year, it fell to just over 24,000 MW, and then in 2010 increased to ca. 25,000 MW and almost exactly repeated in the last peak. Maximum active power demand in 2008 was associated with a significant demand for reactive power, which decreased with active load the next year. In 2009, the increase in  $P$  was associated with an increase in  $Q$ , and last year there was a decrease in reactive power demand at a constant level of active power. The so-called system tangent, i.e. the ratio of the demanded reactive to active power amounted in the winter load peaks, respectively, to: in 2008 – 0.31, in 2009 – 0.29, in 2010 – 0.29, and in 2011 – 0.27. Fig. 2 presents the demand for active and reactive in power in summer peaks from 2009 to 2012. In this period an increase was observed of active power demand from ca. 19,000 MW to over 20,600 MW.

The reactive power demand increased in 2010, but declined in the last two years despite increasing active power. This corresponds to the following system tangents: in 2009 – 0.34, in 2010 – 0.34, in 2011 – 0.32, and in 2012 – 0.30. Fig. 3 shows the system's demand for active and reactive power in the summer off peaks from 2009 to 2012. The trends of  $P$  and  $Q$  evolution are similar to those for the summer peak in Fig. 2. Each year the demand for active power grows in summer off peaks, from over 13,400 MW in 2009 to over 14,200 MW in 2012. The reactive power demand rose

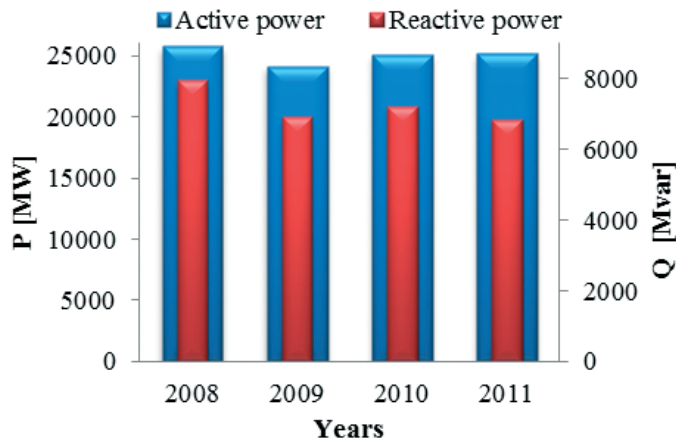


Fig. 1. NPS nodes demand for active and reactive power in 2008-2011 winter peaks

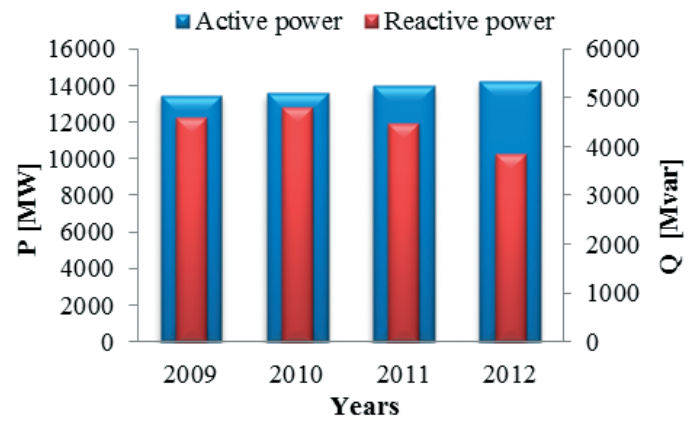


Fig. 3. NPS nodes demand for active and reactive power in 2009-2012 summer off peaks

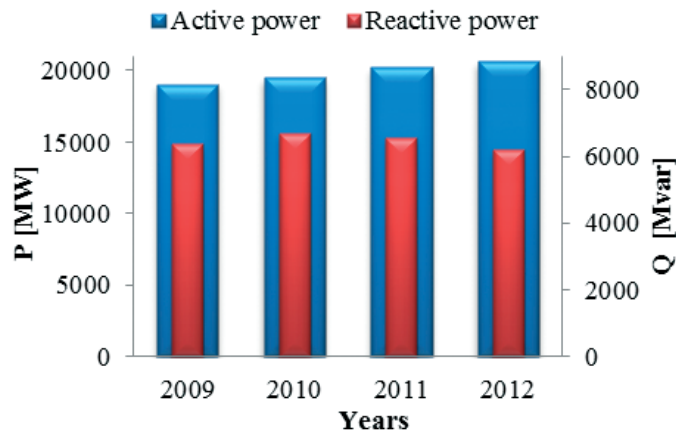


Fig. 2. NPS nodes demand for active and reactive power in 2009-2012 summer peaks

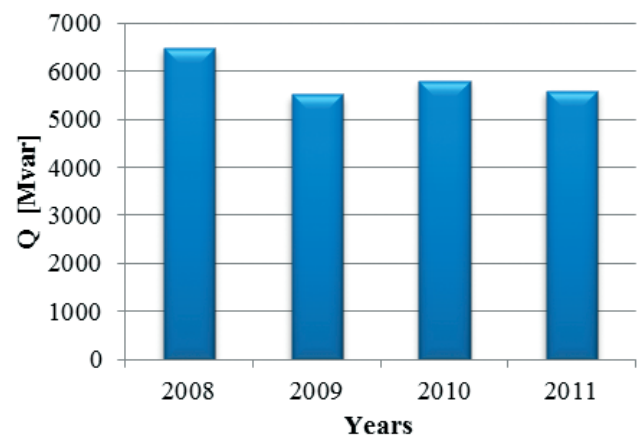


Fig. 4. Reactive power demand of 110 kV nodes in winter peaks of recent years

slightly in 2010, but has been falling in subsequent years. System tangents determined according to the previously adopted rule amount to: in 2009 – 0.34, in 2010 – 0.35, in 2011 – 0.32, and in 2012 – 0.27.

In addition, besides the analyses of NPS' resultant reactive power demand in various operating conditions, in each condition the demand of 110 kV nodes was extracted. It is at this voltage level that the closed grid's output nodes are situated, which correspond to 110 kV/MV transformer substations. In the NPS model they represent the aggregated demand for active and reactive power of individual distribution subsystems that operate in an open configuration of medium and low voltage distribution grids. The demand for power of individual 110 kV/MV substations determines the resultant demand of closed grid nodes.

Fig. 4 and Fig. 5 show the reactive power demand of 110 kV nodes in NPS in the analysed system operation conditions in recent years. The data includes winter peaks from 2008 to 2011 and summer peaks and summer off peaks in 2009-2012. The observed trends correlate with the values observed in Fig. 1-3. An

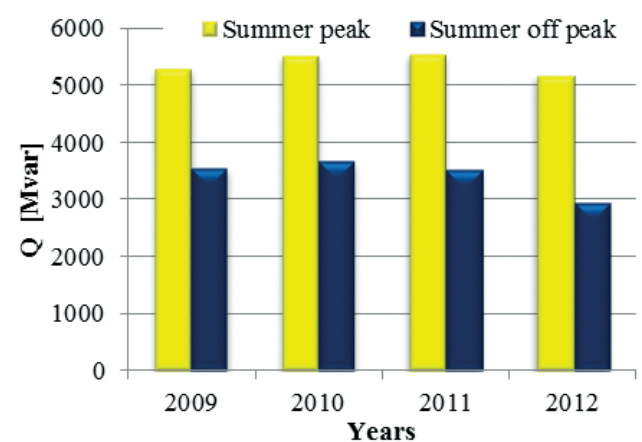


Fig. 5. Reactive power demand of 110 kV nodes in summer peaks and off peaks of recent years

exception is the 2011 summer peak, where the demand slightly exceeded that in 2010. The decline in reactive power demand in distribution subsystems in the recent period has been confirmed.

#### 4. Summary

Reactive power balance is very important for power system operation, due to its direct relationship with nodal voltages. The voltage levels, in turn, are among the main determinants of closed grid operation security.

The analysis of NPS' reactive power balances in its characteristic operating conditions demonstrates the similarity of the reactive power management in both peak load conditions: winter and summer. Immediately noticeable at these operating conditions is the very significant share of the system's own auxiliaries in the overall demand. The situation varies considerably in the low load conditions (summer valleys). Reduced demand of load nodes combined with a very large decrease in the system's own needs brings the gross demand down to half of the peak demand. High and constant reactive power generation from grid to earth capacitances can be a challenge for regulation, especially at low power consumption and low flow rates associated with such a condition. The primary means of voltage regulation in the system (balancing reactive power in nodes) are generating units connected to the closed network. Their allowable operating range as regards reactive power generation is determined on the reactive power's generation side by their design parameters (sizes of excitation systems and stator), and on the side of its intake by the static equilibrium limits. The observation of demand for active and reactive power in the system over the past few years in typical load conditions leads to the conclusion of a declining trend in the demand for reactive power, both at peaks and valleys. A trend of increased active power demand in summer peaks and valleys is evident. The above indicated decreasing trend in reactive power demand is due largely to a declining demand for reactive power of 110 kV/MV nodes. The aggregate demand in the closed grid nodes results from phenomena occurring in the distribution subsystems operating in open configurations. A group of phenomena may be identified, which may be responsible for the decrease in reactive power demand in distribution grids. They include: increased number of continuous operating compensatory devices, increased number of cable elements in MV and LV grids, and large-scale replacement of electricity receivers by retail users. Determining the degree of influence of each factor on the observed trend would require carrying out additional, extensive research.

It should also be noted that the values of distribution systems' demand for reactive power available in close grid models – particularly in low consumption conditions - may not fully reflect the reality, because bi-directional reactive power measurement is not available at all main supply point substations. The observed movement of the constant component of the annual course of reactive power consumption in NPS towards lower values may cause regulatory problems manifested by a difficulty in controlling high nodal voltages in certain areas of the system at off peak periods. Due to the local nature of the V-Q relationship, nationwide balance of regulatory measures is not sufficient. The proper allocation of regulatory resources in NPS is very important.

With this in mind, it seems necessary to conduct comprehensive and thorough analyses of the power system in the aspect of reactive power management. These analyses should lead to rational solutions for:

- development of adequate tariffs and rules of billing and settlement for reactive power with system power stations, local generators, and end customers
- coordination between the Transmission System Operator (TSO) and Distribution System Operators (DSOs) in the management of existing reactive power control resources in transmission and distribution grids
- assessment of potential needs, identification of the locations and specifications of new control measures
- organizational, procedural and clearing solutions for leveling the natural conflict of interests: on the one hand of OSDs seeking the economically justified minimisation of reactive power flows, and on the other hand of the TSO motivated by closed network security considerations.

#### REFERENCES

1. Kot A., Szpyra W., Moc bierna w systemach dystrybucyjnych -przegląd problematyki [Reactive power distribution systems – an overview of the issues], conference materials, „Problematyka mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych” [Reactive power issues in distribution and transmission grids], Wisła, 7–8 January 2010, pp. 01.1–01.13.
2. Kot A., Szpyra W., Problemy mocy biernej w systemach dystrybucyjnych [Reactive power issues in distribution and transmission grids], XV International Scientific Conference, „Aktualne problemy w elektroenergetyce” [Present-day problems of power engineering] APE '11, Gdańsk – Jurata, 8–10 June 2011, Vol. IV, pp. 99–106.

#### Aleksander Kot

AGH University of Science and Technology in Kraków

e-mail: akot@agh.edu.pl

Graduate of the Faculty of Electrical Engineering, Automatics, Computer Science and Electronics of AGH University of Science and Technology. Currently employed as a lecturer in the Department of Electrical Engineering and Power Engineering of AGH University of Science and Technology. His professional interests focus on the following areas: analysis and estimation of distribution grid operation, issues of optimization for the purpose of engineering and operation, artificial intelligence methods, grid development forecasting and planning, IT systems in power engineering, and energy market.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68-71. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Bilans i zapotrzebowanie mocy biernej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

### Autor

Aleksander Kot

### Słowa kluczowe

moc bierna, zapotrzebowanie mocy, system elektroenergetyczny

### Streszczenie

Artykuł podejmuje próbę analizy bilansu i zapotrzebowania na moc bierną Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Bilanse mocy biernej sporządzono dla charakterystycznych stanów pracy systemu, to jest szczytu zimowego, szczytu letniego oraz doliny letniej. Dane wejściowe stanowiły modele rozprężowe systemu elektroenergetycznego oraz wybrane wyniki obliczeń rozprężów mocy. Ponadto zaprezentowano wielkości zapotrzebowania na moc czynną i bierną w KSE w charakterystycznych stanach pracy systemu na przestrzeni ostatnich lat. Przeanalizowano występujące tendencje zmian na tle warunków regulacji wynikających z bilansów mocy i sformułowano wnioski.

### 1. Wstęp

Prawidłowa praca systemu elektroenergetycznego wymaga ciągłego bilansowania zarówno mocy czynnej, jak i mocy biernej. Zbilansowanie zapotrzebowania i generacji mocy czynnej związane jest z utrzymaniem ogólnosystemowego parametru, jakim jest częstotliwość, natomiast zbilansowanie mocy biernych znajduje swoje odzwierciedlenie w poziomach napięć węzłów sieci zamkniętej. Oba wymienione parametry:  $f$  oraz  $U$  mają zasadnicze znaczenie dla bezpiecznej pracy systemu i zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców.

Bilans mocy i energii czynnej systemu elektroenergetycznego jest stosunkowo często analizowany i prezentowany, ponieważ dotyczy podstawowej, użytecznej składowej mocy, która jest przedmiotem rozliczeń zarówno w obszarze obrotu, jak i usług przesyłania i dystrybucji. Dodatkowo dużo uwagi poświęca się problematyce strat i sprawności systemu elektroenergetycznego ze względu na rosnące znaczenie poprawy efektywności sektora oraz szerokie promowanie działań w zakresie energooszczędności.

Zagadnienia związane z gospodarką i bilansem mocy biernej zostały siłą rzeczy ułożone na drugim planie. Sytuacja uległa istotnej zmianie po 26 czerwca 2006 roku, kiedy to awaria związana z załamaniem napięcia w północno-wschodniej części KSE ułożyła tematykę dotyczącą mocy biernej w systemie elektroenergetycznym w centrum uwagi.

Niniejszy artykuł stanowi próbę przedstawienia aktualnej sytuacji w zakresie bilansu mocy biernej w polskim systemie elektroenergetycznym, a także prezentuje tendencje związane ze zmianami zapotrzebowania mocy biernej na przestrzeni ostatnich kilku lat.

Dane wejściowe dla przygotowania prezentowanych wielkości stanowiły modele rozprężowe systemu elektroenergetycznego dla poszczególnych stanów charakterystycznych oraz niektóre, wybrane wyniki obliczeń rozprężu mocy w sieci zamkniętej 400, 220 i 110 kV.

### 2. Bilans mocy biernej KSE

W tab. 1 przedstawiono orientacyjne bilanse mocy biernej systemu elektroenergetycznego dla charakterystycznych stanów jego pracy: szczytu zimowego 2011/2012 (szczyt zimowy 2011), szczytu letniego 2012 (szczyt letni 2012), doliny letniej 2012 (dolina letnia 2012) oraz doliny letniej w dni świąteczne (dolina letnia 2012 dni świąteczne). Po stronie zapotrzebowania uwzględniono:

zapotrzebowanie węzłów odbiorczych sieci zamkniętej, zapotrzebowanie zespołów wytwórczych, pobór przez generatory pracujące pojemnościowo, straty podłużne w liniach sieci zamkniętej, straty podłużne i poprzeczne w transformatorach sieciowych, straty podłużne w transformatorach blokowych oraz pobór mocy przez dławiki. Po stronie wytwarzania ujęto: produkcję mocy biernej w generatorach

Grupa elementów systemu	Szczyt zimowy 2011	Szczyt letni 2012	Dolina letnia 2012	Dolina letnia 2012 dni świąteczne
zapotrzebowanie na moc czynną [MW]	-25 152	-20 633	-14 248	-10 532
zapotrzebowanie Q [Mvar]				
zapotrzebowanie węzłów odbiorczych	-5 626	-5 220	-2 956	-2 648
zapotrzebowanie zespołów wytwórczych	-1 217	-1 001	-889	-738
praca pojemnościowa generatorów	-37	-16	-400	-917
straty podłużne w liniach	-2 780	-2 549	-1 016	-640
straty podłużne w transformatorach sieciowych	-931	-878	-343	-199
straty poprzeczne w transformatorach sieciowych	-85	-79	-80	-81
straty podłużne w transformatorach blokowych	-2 700	-2 353	-1 121	-700
dławiki			-514	-649
<b>Razem zapotrzebowanie</b>	<b>-13 375</b>	<b>-12 097</b>	<b>-7 321</b>	<b>-6 571</b>
Generacja Q [Mvar]				
wytwarzanie w generatorach	6 781	5 511	1 469	758
przekompensowane węzły odbiorcze	53	92	122	157
generacja w liniach	5 801	5 843	5 878	5 841
baterie kondensatorów	696	678		
<b>Razem wytwarzanie</b>	<b>13 331</b>	<b>12 124</b>	<b>7 469</b>	<b>6 756</b>

Tab. 1. Przybliżone bilanse mocy biernej KSE dla charakterystycznych stanów pracy systemu

elektrowni, dostarczanie mocy przez odbiory o charakterze pojemnościowym, generacje mocy w liniach oraz pracę baterii kondensatorów.

Analizując strukturę zapotrzebowania mocy biernej w szczycie zimowym, należy zauważyć, że zapotrzebowanie węzłów odbiorczych to jedynie ok. 42% ogółu potrzeb. Resztę (niemal 58%) stanowią potrzeby własne sieci oraz zespołów wytwórczych. Do najbardziej znaczących pozycji należą straty podłużne w liniach (ok. 21% zapotrzebowania) oraz straty podłużne w transformatorach blokowych (ok. 20%), w dalszej kolejności potrzeby zespołów wytwórczych (ok. 9%) oraz straty w transformatorach sieciowych (ok. 8%). W rozważanym stanie pracy systemu zapotrzebowanie na moc bierną pokrywane jest z dwóch zasadniczych źródeł: zespołów wytwórczych elektrowni (ok. 51%) oraz generacji w liniach sieci zamkniętej (ok. 44%) przy niewielkim wsparciu baterii kondensatorów (ok. 5%).

W szczycie letnim 2012 roku zapotrzebowanie mocy biernej węzłów odbiorczych było nieznacznie mniejsze (o ok. 400 Mvar) niż dla szczytu zimowego, przy różniącym się o ok. 4500 MW zapotrzebowaniu na moc czynną. Całkowite zapotrzebowanie (brutto) było mniejsze latem niż zimą o ok. 1300 Mvar z powodu zmniejszonych przepływów, a co za tym idzie – mniejszych potrzeb własnych systemu. Po stronie wytwarzania zmniejszonymu zapotrzebowaniu odpowiadała adekwatnie mniejsza produkcja mocy biernej w zespołach wytwórczych.

Analizując przedostatnią kolumnę tab. 1, można stwierdzić, że obraz bilansu mocy biernej systemu ulega istotnej zmianie w letniej dolinie obciążenia. Znacząco spada zapotrzebowanie węzłów odbiorczych na moc bierną (o ponad 2200 Mvar w stosunku do szczytu letniego). Zmniejszeniu ulegają potrzeby zespołów wytwórczych (mniejsza liczba pracujących jednostek). Z uwagi na zmniejszone przepływy w sieci radykalnie zmniejszają się straty podłużne w liniach i transformatorach (o ok. 3300 Mvar w stosunku do szczytu letniego). Redukcji po stronie zapotrzebowania brutto o ok. 5500 Mvar odpowiada redukcja produkcji mocy biernej w generatorach o ok. 4000 Mvar. Dodatkowo część zespołów wytwórczych zostaje wysterowana do pracy pojemnościowej, to jest pobierania mocy biernej indukcyjnej na poziomie ponad 400 Mvar. Załączenie dławików powoduje pobór dodatkowo ponad 500 Mvar.

Wymowa liczb jest jeszcze bardziej znacząca dla stanu doliny letniej, odpowiadającej dniom świątecznym (ostatnia kolumna tab. 1). Zapotrzebowanie węzłów odbiorczych jest jeszcze niższe, straty podłużne w liniach i transformatorach także spadają. System zostaje zbilansowany dzięki znacznej redukcji wytwarzania w generatorach, głębokiej pracy pojemnościowej znacznej grupy zespołów wytwórczych oraz zwiększonej w stosunku do doliny w dniach roboczych mocy dławików.

Warto zwrócić uwagę na znaczną (ponad 5800 Mvar) i praktycznie niezależną od stanu pracy systemu wartość mocy biernej produkowanej przez linie. Wynika ona z pojemności doziemnych sieci. Z kolei podłużne straty mocy biernej w liniach i transformatorach zmieniają się w szerokim zakresie przy

zmianach obciążenia systemu, co wynika z kwadratowej zależności strat od obciążenia oraz znacznych wartości reaktancji linii i transformatorów.

Godną odnotowania jest także sytuacja przekompensowania węzłów odbiorczych, czyli stanu, w którym w punkcie odbioru (stacja 110 kV/SN) zamiast zapotrzebowania mocy biernej pojawia się oddawanie mocy biernej do sieci zamkniętej. Tego typu sytuacji, jak wynika z tab. 1, występują w każdym stanie pracy systemu, lecz zjawisko to narasta w dolinach obciążenia.

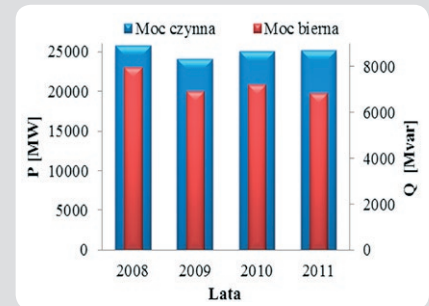
Niskie zapotrzebowanie mocy przez węzły odbiorcze, któremu towarzyszą znikome przepływy mocy w sieci, zmusza do korzystania z intensywnej regulacji przy użyciu generatorów (zarówno w zakresie redukcji produkcji mocy biernej, jak i wykorzystania pracy pojemnościowej). Taki stan może w pewnych fragmentach systemu prowadzić do niebezpieczeństwa utraty zdolności regulacji napięć i trudności z opanowaniem wysokich napięć w węzłach sieci przesyłowej.

### 3. Zapotrzebowanie na moc bierną w ostatnich latach

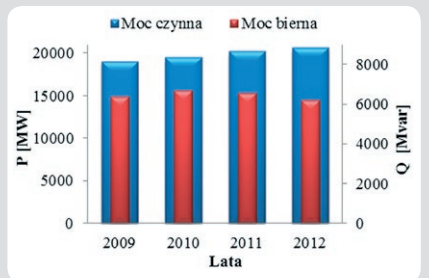
Poza sporządzeniem bilansów mocy biernej dla charakterystycznych stanów pracy systemu elektroenergetycznego dokonano analizy zmian zapotrzebowania mocy czynnej i biernej w takich stanach na przestrzeni ostatnich kilku lat. Wyniki zestawiono na rys. 1–3, przedstawiających wielkość zapotrzebowania na moc czynną i bierną w KSE odpowiednio: w szczytach zimowych z lat 2008–2011, w szczytach letnich z lat 2009–2012 oraz w letnich dolinach nocnych z lat 2009–2012. Wielkość prezentowana jako zapotrzebowanie na moc bierną odpowiada pozycjom bilansu obejmującym łącznie zapotrzebowanie węzłów odbiorczych oraz jednostek wytwórczych.

Analizując wykres zamieszczony na rys. 1, można stwierdzić, że największe zapotrzebowanie na moc czynną w analizowanym okresie miało miejsce zimą 2008 roku i wyniosło ponad 25 700 MW. W następnym roku spadło do nieco ponad 24 000 MW, a potem w 2010 roku zwiększyło się do poziomu ok. 25 000 MW i niemal dokładnie powtórzyło się w ostatnim szczycie. Maksymalnemu zapotrzebowaniu mocy czynnej w 2008 roku towarzyszyło znaczne zapotrzebowanie mocy biernej, które zmniejszyło się wraz z obciążeniem czynnym w następnym roku. W 2009 roku wzrostowi P towarzyszył wzrost Q, a w ostatnim roku odnotowano spadek zapotrzebowania mocy biernej przy stałym poziomie mocy czynnej. Gdyby posłużyć się tzw. tangensem systemu, jako stosunkiem mocy zapotrzebowanej biernej do czynnej, to dla zimowych szczytów obciążenia wynosiły on kolejno: w 2008 roku – 0,31, w 2009 roku – 0,29, w 2010 roku – 0,29 i w 2011 roku – 0,27.

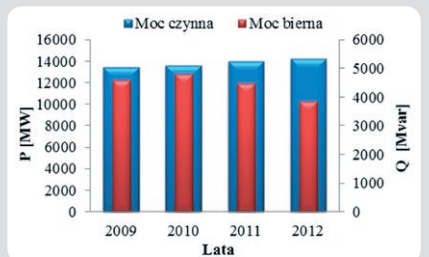
Rys. 2 prezentuje zapotrzebowanie mocy czynnej i biernej w szczytach letnich od 2009 do 2012 roku. W tym okresie obserwuje się wzrost zapotrzebowanej mocy czynnej od ok. 19 000 MW do ponad 20 600 MW. Zapotrzebowanie na moc bierną zwiększyło się w 2010 roku, ale w ostatnich dwóch latach maleje mimo rosnącej mocy czynnej. Odpowiada to wartościom tangensów systemu: w 2009 roku – 0,34,



Rys. 1. Zapotrzebowanie węzłów KSE na moc czynną i bierną w szczytach zimowych w latach 2008–2011



Rys. 2. Zapotrzebowanie węzłów KSE na moc czynną i bierną w szczytach letnich w latach 2009–2012



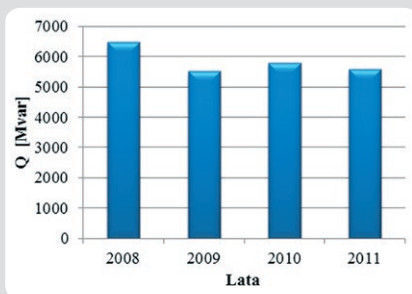
Rys. 3. Zapotrzebowanie węzłów KSE na moc czynną i bierną w letnich dolinach nocnych w latach 2009–2012

w 2010 roku – 0,34, w 2011 roku – 0,32 i w 2012 roku – 0,30.

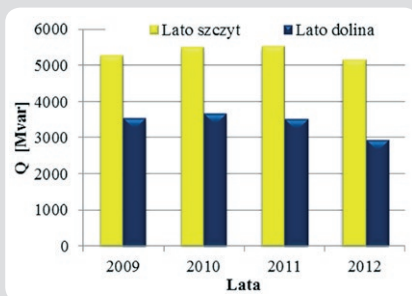
Na rys. 3 przedstawiono wielkości zapotrzebowania systemu na moc czynną i bierną w dolinach letnich od 2009 do 2012 roku. Tendencje w zakresie zmian P i Q wyglądają podobnie jak dla szczytu letniego z rys. 2. Z roku na rok zwiększa się zapotrzebowanie mocy czynnej w letnich dolinach obciążenia, od ponad 13 400 MW w 2009 roku do ponad 14 200 MW w 2012 roku. Zapotrzebowanie na moc bierną nieco wzrosło w 2010 roku, ale w kolejnych latach spada. Wyznaczone według przyjętej wcześniej zasady tangensy systemu przyjmują wartości: w 2009 roku – 0,34, w 2010 roku – 0,35, w 2011 roku – 0,32 i w 2012 roku – 0,27. Ostatnia zmiana jest szczególnie znacząca.

Dodatkowo, poza analizami wypadkowego zapotrzebowania na moc bierną systemu krajowego w różnych stanach pracy, selekcjonowano w każdym ze stanów zapotrzebowanie węzłów odbiorczych na napięciu 110 kV. Właśnie na tym poziomie napięcia lokują się węzły odbiorcze sieci zamkniętej,

odpowiadające stacjom transformatorowym 110 kV/SN. Reprezentują one w modelu KSE zagregowane zapotrzebowanie na moc czynną i bierną poszczególnych podsystemów dystrybucyjnych, pracujących w konfiguracji otwartej rozdzielczych sieci średnich i niskich napięć. Zapotrzebowanie na moc poszczególnych stacji 110 kV/SN determinuje wypadkowe zapotrzebowanie węzłów odbiorczych sieci zamkniętej.



Rys. 4. Zapotrzebowanie mocy bierniej węzłów odbiorczych 110 kV w ostatnich latach w szczytach zimowych



Rys. 5. Zapotrzebowanie mocy bierniej węzłów odbiorczych 110 kV w ostatnich latach w szczytach i dolinach letnich

Na rys. 4 i 5 pokazano wielkości zapotrzebowania mocy bierniej przez węzły odbiorcze 110 kV KSE, w analizowanych stanach pracy systemu na przestrzeni ostatnich lat. Dane obejmują szczyty zimowe od 2008 do 2011 roku oraz szczyty letnie i doliny letnie z lat 2009 do 2012. Zaobserwowane trendy korelują z wartościami obserwowanymi na rys. 1–3. Wyjątkiem jest letni szczyt z 2011 roku, gdzie zapotrzebowanie w nieznanym stopniu przewyższa wartość z 2010 roku. Spadek zapotrzebowania mocy bierniej w podsystemach dystrybucyjnych w ostatnim okresie znajduje potwierdzenie.

#### 4. Podsumowanie

Bilans mocy bierniej ma bardzo istotne znaczenie dla pracy systemu elektroenergetycznego, z powodu jego bezpośredniego związku z poziomami napięć węzłowych. Poziomy napięć z kolei stanowią jeden z podstawowych wyznaczników bezpieczeństwa pracy sieci zamkniętej.

Analiza bilansów mocy bierniej KSE, sporządzonych dla charakterystycznych stanów pracy systemu, pozwala stwierdzić podobieństwo sytuacji w zakresie gospodarki mocą bierną w obu szczytowych stanach obciążenia: zimowym oraz letnim. W tych stanach pracy uwagę zwraca bardzo znaczny poziom potrzeb własnych systemu w ogólnym zapotrzebowaniu.

Obraz sytuacji istotnie zmienia się w stanach niskich obciążeń (dolina letnia). Redukcja zapotrzebowania węzłów odbiorczych połączona z bardzo dużym spadkiem potrzeb własnych sprawia, że zapotrzebowanie brutto kształtuje się na poziomie połowy wartości spotykanej w szczytach. Wysoka i stale obecna generacja mocy bierniej na pojemnościach doziemnych sieci może stanowić wyzwanie do wyregulowania, zwłaszcza przy niskim poborze mocy i towarzyszących takiemu stanowi niewielkich przepływach.

Podstawowy środek regulacji napięcia w systemie (bilansu mocy bierniej węzłów) stanowią jednostki wytwórcze przyłączone do sieci zamkniętej. Ich dopuszczalny obszar pracy w zakresie mocy bierniej wyznaczają po stronie wytwarzania mocy bierniej parametry konstrukcyjne (gabaryty układów wzbudzenia oraz stojana), a po stronie jej poboru granica równowagi statycznej.

Obserwacja poziomu zapotrzebowania na moc czynną i bierną w systemie na przestrzeni ostatnich kilku lat w charakterystycznych stanach obciążenia prowadzi do stwierdzenia tendencji malejącego zapotrzebowania na moc bierną, zarówno w okresach szczytów, jak i dolin. Widoczna jest tendencja do wzrostu zapotrzebowania mocy czynnej w szczytach letnich oraz dolinach letnich. Wskazana tendencja malejąca w obszarze zapotrzebowania mocy bierniej wynika w znacznym stopniu ze zmniejszającego się zapotrzebowania na moc bierną węzłów 110 kV/SN.

Występujące w węzłach sieci zamkniętej zagregowane zapotrzebowanie jest wypadkową zjawisk zachodzących w pracujących w konfiguracjach otwartych podsystemach dystrybucyjnych. Można wskazać grupy zjawisk, które mogą być odpowiedzialne za zmniejszanie się zapotrzebowania mocy bierniej w sieciach rozdzielczych. Należą do nich: wzrost liczby urządzeń kompensacyjnych o działaniu ciągłym, wzrost liczby elementów w wykonaniu kablowym w sieciach SN i nn, czy wielkoskalowa wymiana odbiorników energii przez odbiorców detalicznych. Ustalenie stopnia wpływu poszczególnych czynników

na obserwowaną tendencję wymagałoby przeprowadzenia dodatkowych, obszernych badań.

Ponadto należy zwrócić uwagę na fakt, że dostępne w modelach sieci zamkniętej wielkości zapotrzebowania mocy bierniej przez systemy dystrybucyjne – zwłaszcza w stanach niskich poborów – mogą nie do końca odzwierciedlać rzeczywistość, gdyż nie wszędzie jest dostępny dwukierunkowy pomiar mocy bierniej w GPZ.

Obserwowane przemieszczanie się składowej stałej przebiegu rocznego poboru mocy bierniej w KSE w kierunku niższych wartości może powodować problemy regulacyjne objawiające się trudnościami w opanowaniu wysokich napięć węzłowych, w pewnych obszarach systemu w dolinach zapotrzebowania. Z powodu lokalnego charakteru relacji U-Q ogólnokrajowe zbilansowanie środków regulacyjnych nie jest wystarczające. Bardzo istotna jest właściwa alokacja zasobów regulacyjnych w KSE.

Mając powyższe na uwadze, niezbędne wydaje się prowadzenie całościowych i wszechstronnych analiz systemu elektroenergetycznego w zakresie gospodarki mocą bierną. Analizy te winny prowadzić do opracowania racjonalnych rozwiązań w zakresie:

- budowania adekwatnych tarif i zasad rozliczeń za moc bierną z elektrowniami systemowymi, lokalnymi wytwórcami oraz odbiorcami końcowymi
- koordynacji działań operatora systemu przesyłowego (OSP) i operatorów systemów Dystrybucyjnych (OSD) w obszarze zarządzania istniejącymi zasobami regulacji mocy bierniej w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych
- oceny ewentualnych potrzeb, wskazania lokalizacji oraz parametrów nowych środków regulacji
- tworzenia rozwiązań organizacyjnych, proceduralnych i rozliczeniowych dotyczących niwelowania naturalnego konfliktu interesów: z jednej strony OSD dążących do uzasadnionego z ekonomicznego punktu widzenia minimalizowania przepływów mocy bierniej, a z drugiej strony OSP patrzącego kategoriami bezpieczeństwa sieci zamkniętej.

#### Bibliografia

1. Kot A., Szpyra W., Moc bierna w systemach dystrybucyjnych – przegląd problematyki, materiały konferencji „Problematyka mocy bierniej w sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych”, Wisła, 7–8 grudnia 2010, s. 01.1–01.13.
2. Kot A., Szpyra W., Problemy mocy bierniej w systemach dystrybucyjnych, XV Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '11, Gdańsk – Jurata, 8–10 czerwca 2011, tom IV, s. 99–106.

**Aleksander Kot**

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

e-mail: akot@agh.edu.pl

Wychowanek Wydziału Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH. Obecnie zatrudniony na stanowisku adiunkta w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Jego zawodowe zainteresowania lokują się w obszarach: analizy i estymacji stanu pracy sieci rozdzielczych, zagadnień optymalizacji na potrzeby projektowania i eksploatacji, metod sztucznej inteligencji, prognozowania i planowania rozwoju sieci, systemów informatycznych w elektroenergetyce oraz rynku energii.