

Modelling of the National Power System's Daily Balancing Conditions in the Long-Term Horizon

Author

Bogdan Czarnecki

Keywords

daily NPS balancing, volatility of demand for RES generation output, stochastic modelling

Abstract

The paper presents a proposal of a stochastic methodology to assess the conditions of the daily balancing of the National Power System (NPS) in a long-term perspective. The simulation consists in multiple generation of time series corresponding to daily variation of individual components of the NPS power balance. The randomly generated time series take into account daily and seasonal variability of the power balance components consisting of power demand, output of non-centrally dispatched generating units (nJWCD), including renewable energy sources (RES), and centrally dispatched generating units (JWCD), which allows one to analyse the coincidence of many changing power balance components. The simulation results are the mean annual values and probability distributions of:

1. use of NPS regulatory resources, e.g. pumped storage power plants (ESP)
2. occurrence of critical events, e.g. power regulation bandwidth deficit or violation of the minimum number of operating JWCD criterion
3. events involving the need to limit RES power due to NPS operational security.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2018104

Received: 05.05.2017

Accepted: 28.06.2017

Available online: 31.08.2018

1. Introduction

Issues of daily balancing and secondary regulation are currently the reason for refusing to issue new conditions for the connection of renewable energy sources, wind farms in particular. The PSE proposal of the criterion of a minimum number of operating conventional units also results from the problems in daily balancing in the trough-peak context and the need to ensure the required gradient of changes in the output to the grid of centrally dispatched generating units (JWCD) under secondary regulation regime. Pursuant to the provisions of the IRIESP Transmission Grid Code, the transmission system operator (TSO) when day ahead scheduling JWCD operation, is obliged to ensure reserve power in the amount [2]:

- For incremental output: not less than 9% of the expected power demand. The reserve provision becomes difficult at the peak of daily power demand curve, when JWCDs operate with a load close to the installed capacity P_{INST} and the possibility of increasing it is limited
- For decremental output: not less than 500 MW. The reserve provision becomes difficult at the off-peak period, when

JWCDs operate with a load close to their units' technical minimum P_{MIN} .

The consequence of failure to meet the above conditions will be costly starting up additional JWCD at the peak load or reducing RES output in the off-peak period. The proposed methodology aims at quantitative assessment of future NPS balancing conditions, in particular the demand for regulatory reserves, the number of power demand volatility-related JWCD outages and re-starts, and the RES output that could be lost because of its limitation due to NPS operations' security requirements.

2. Daily NPS balancing conditions and simulation methodology

The annual increase rate of the peak demand for power ranges from 0.5% in winter to 2.5% in summer. The increase rate of demand for power in off-peak period ranges from -0.3% in December to 1.7% in summer months [1]. This leads to increase of the gap between peak and off-peak daily demand for power, and consequently, it becomes more and more challenging to cover the peak demand for power by centrally

dispatched generating units (JWCDs) operating in the load curve trough.

In the last few years, an increase in the demand for spinning reserve, including intervention reserve, can be observed in the National Power System. The analysis of 15-minute power demand change gradients indicates successive increase in gradients of the incremental (up to 1600 MW/15 min) and decremental (up to -1100 MW/15 min) power demand. The likelihood of large changes in power demand also increases. The increasingly growing volatility of consumers' demand for power results in increase in the demand for regulatory services, so far provided by JWCDs only.

Due to the increasing number of electricity applications, power demand forecasting conditions deteriorate, which leads to an increase in forecast errors and consequently, an increase in the demand for spinning reserve. As in the case of energy consumers, forecast errors and the related growing demand for spinning reserve also apply to renewable energy sources (RES), in particular technologies dependent on variable and difficult to forecast weather conditions. Moreover, the increase in installed RES capacity - so far mainly due to the development of wind generation, and in the future also an increase in photovoltaics contributes to the successive reduction of the share of conventional units in covering consumers' demand for power, particularly in low demand periods. Under such conditions, maintaining the minimum number of conventional units in operation may be at risk. Conventional CHP units that are not centrally dispatched (nJWCD) also make the 24-hour NPS balancing difficult because of the negative correlation between peak demand for the heat and electricity.

From the NPS operational security perspective, the most important is to maintain operation of the JWCDs, to provide power reserves for incremental system output at the peak demand, and for decremental power output in the off-peak demand. The JWCD number and available output power scheduled for the next day results from:

1. The minimum number of units operating in selected grid nodes required to meet the power system operational security criteria (so-called system-imposed grid constraints). The sum of the technical minima of those units with the system-imposed grid constraint forced generation status amounts to ca. 3000 MW in the summer trough, and to ca. 4000 MW in the winter trough [4]
2. Required regulation of system sources, i.e. the assurance of their output power gradient not less than 100 MW/min. In view of the IRiESP transmission grid code requirements for system units' technical parameters (the ability to change output at a rate of at least 1% of the installed capacity per minute) and considering the mean ratio of the units' available output to its technical minimum, ensuring the expected NPS controllability may require the recipient demand for power covered by JWCD at the level of 5000 MW
3. The required up-ward and downward spinning reserve pursuant to the IRiESP transmission grid code, should be at least 500 MW for decremental output, and 9% of the system's power demand for incremental output. The power demand

covered by JWCD at the low load and the JWCD available output at the peak should be increased by these quantities, respectively.

The above criteria must be met to ensure power supply security and reliability. If the criterion of "power demand covered by JWCD" is not met in the low load, the TSO, after exhausting the available load-increasing measures (hydro pumped storage (ESP), total of ca. 1650 MW in the pump mode) will be forced to reduce the output of nJWCD units, RES sources in particular, which is associated with the costs of lost production. In the case of the "required available JWCD output at the peak" criterion, if the generation resources (pumped storage power plants, total of ~1750 MW in generation mode and ~200 MW load reduction service) are insufficient, the TSO shall be forced to start additional conventional units. Generating units' outages in the demand trough and re-starts at the peak demand have a negative impact on the units availability (failures) and are associated with additional costs.

To sum up, unfavourable trends can be observed in NPS operation that pose increasing challenges related to daily balancing of the system. The demand to be covered by JWCD in the trough is gradually decreasing, the demand to be covered by JWCD at the peak is increasing, and the power reserves required for NPS operational security and reliability is increasing.

The proposed simulation methodology aims at quantitative assessment of the daily NPS balancing conditions in a given time horizon. It was assumed that the balancing process will be affected by independent random variables that form the time series:

- customers' demand for power
- determined conventional nJWCDs' output
- RES nJWCDs' output (wind farms and photovoltaic plants)
- operating JWCDs' technical parameters, the sum of units' technical minima and available output in particular
- power reserves required for incremental and decremental output, dependent mainly on forecast errors of power balance components.

It was assumed that the balance of electricity supply and demand is ensured by JWCDs, using the intervention resources and operational techniques available to the TSO. The purpose of the simulation calculation is concurrent fulfilment of the following criteria:

1. The minimum JWCD output required due to the grid's system constraints.
2. The spinning reserve required for downward regulation
3. The peak power demand coverage and the spinning reserve required for downward regulation.

After the exhaustion of the regulatory resources (pumped storage plants) increasing the power demand to be covered by JWCDs in the trough and decreasing the power demand to be covered by JWCD at the peak, if the above conditions were not met, the following activities were alternatively simulated:

1. If criterion 1 was not met, the wind generation output in the trough was reduced and replaced with conventional JWCD generation.
2. If criterion 2 was not met, the required number of JWCDs was shut-down.

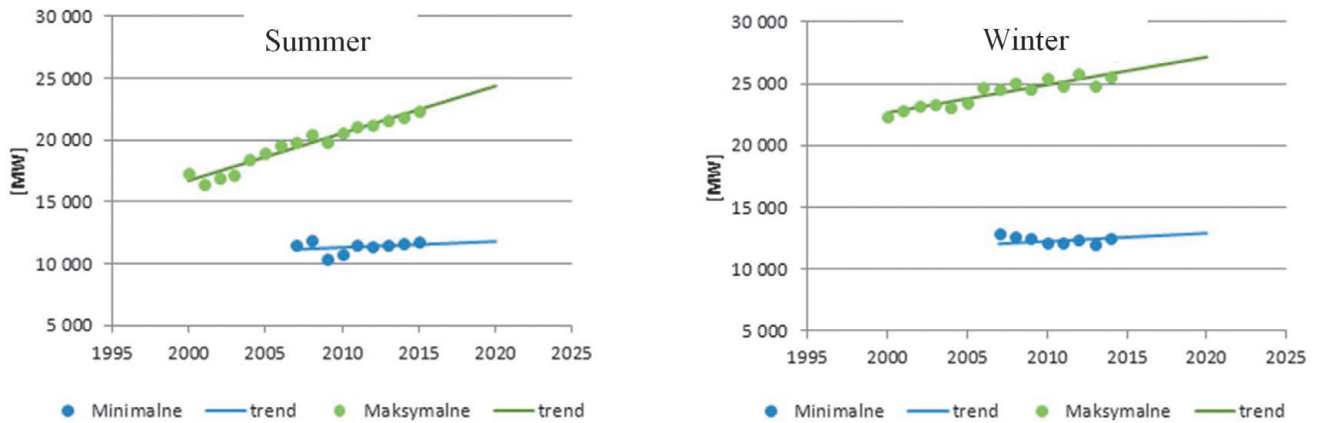


Fig. 1. Extrapolation of trends in changes in the maximum and minimum national demand for power

3. If criterion 3 was not met, (following criterion 2, in particular), additional conventional units were started at the peak load.

3. Input data for simulation

3.1. Customers demand

It is important to consider differences between the peak and low load demand growth rates, in the winter and summer models. This leads to larger differences in the daily-hourly demands and can have a significant impact on the demand for a secondary reserve. Based on data published by PSE S.A. (TSO) for 2000–2015, trends of changes in the national power demand were identified for the summer season (April – September) and the winter season separately. For the purpose of power demand volatility modelling, the historical hourly data was extrapolated in accordance with the identified trends of changes in peak and trough demand in both models.

3.2. Conventional and RES nJWCD output

The conventional nJWCD output structure consist mostly of district heating and industrial CHP plants. Based on PSE data, their share is nearly 90% of the capacity installed in conventional

nJWCDs. District and industrial CHP plants’ output is correlated with the electricity consumption. Fig. 2 shows the nJWCD (excl. wind farms) yearly output based on the 2009–2014 historical data as a function of end users’ annual energy consumption. The presented data shows that the increase in electricity demand is accompanied by an increase in the nJWCD output. The nJWCD output share in the annual electricity consumption is practically constant and amounts to ca. 23%. Statistical characteristics of the nJWCD operation were compiled based on NPS historical data from 2009 to 2014. It was assumed that the nJWCD output is related to the annual electricity demand, and that the daily-seasonal generation profile will not change until 2020 (with the relation between peak and low load outputs maintained). The aspects of implementing the IED (Industrial Emissions Directive) were not taken into account; in particular it was assumed that generation capacities of the sources declared as “to be decommissioned” will be reconstructed for process reasons (industrial plants’ demand for process heat of and district heating needs of consumers connected to central heating systems).

For the 2020 wind generation capacity of 6.8 GW, its statistical operational characteristics were developed, using:

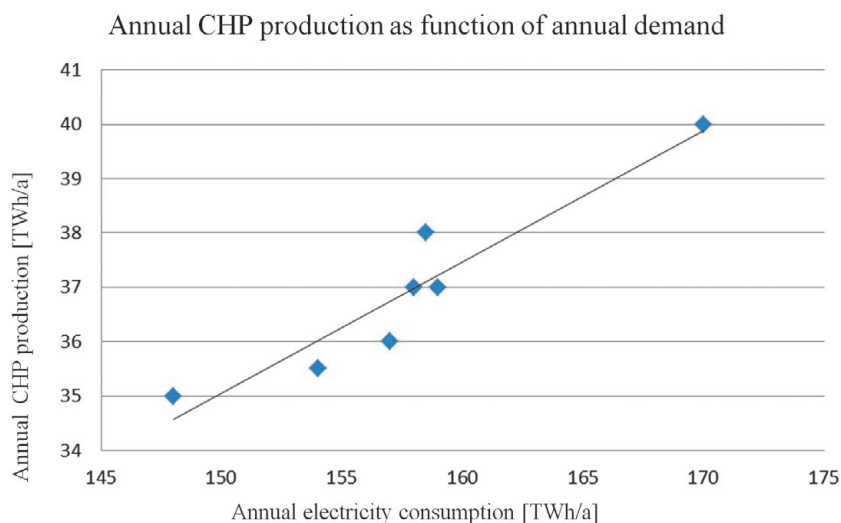


Fig. 2. Annual nJWCD electricity output as a function of annual electricity consumption by end consumers in 2009–2014 and forecast for 2020

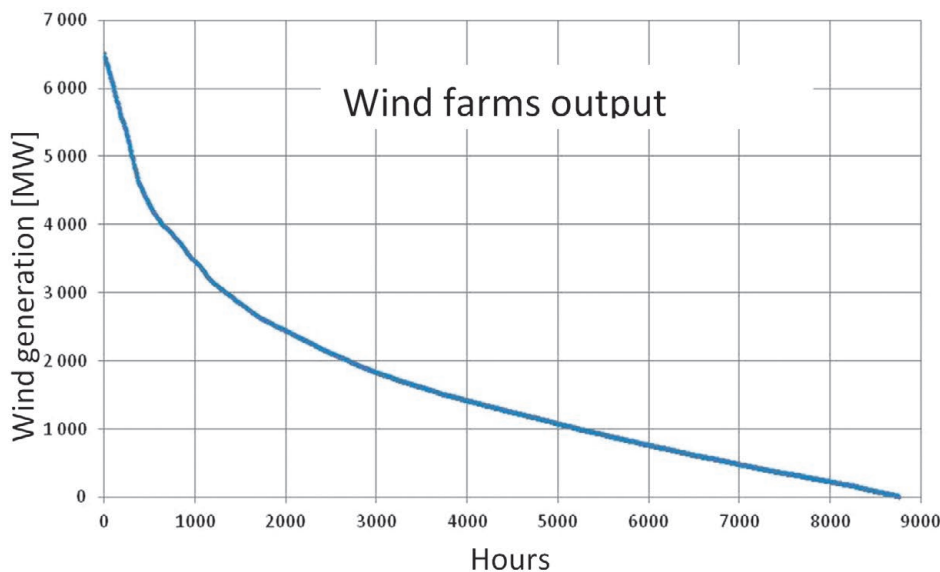


Fig. 3. Annual duration curve of wind generation output at installed capacity 6,800 MW

- wind generation output variability based on the hourly historical data from June 2012 – May 2015, published by PSE SA
- wind generation output variability based on 15-minute historical data published by German operator 50 Hertz.

Fig. 3 presents annual duration curve of wind generation output based on historical data, at an installed capacity of 6800 MW. Modern wind turbines feature better technical parameters, which results in longer yearly installed capacity utilisation time, i.e. ca. 2200 hours. (over 25% of installed capacity utilisation). By 2020, the new type turbines’ share in total installed capacity will be larger.

3.3. Power reserves

In the simulation, the required level of regulation reserves was modelled as:

1. Reserve for decremental output in the low load as the aggregated forecast error of power demand and conventional nJWCD output, assumed with at least a 97% confidence level (with at least 0.97 probability that the reserve will cover the forecast errors of power demand, conventional nJWCD output and renewable nJWCD output). Depending on the forecast errors’ coincidence, the reserve varied from –200 MW to –600 MW.
2. Reserve for incremental output at the load curve peak as the aggregated forecast error of power demand, conventional nJWCD output, and renewable nJWCD output, assumed with at least 97% confidence level. Depending on the forecast errors’ coincidence, the reserve varied from +400 MW to +1,600 MW.

3.4. Regulatory resources of TSO

The simulation included the NPS regulatory resources presented in Tab. 1. The simulation included the capacity of individual pumped storage power plants’ reservoirs and the specific characteristics of contracts for their provision of intervention reserve

| # | Name | Generation output [MW] | Pumping power [MW] |
|--|--|------------------------|--------------------|
| 1. | Żarnowiec Pumped Storage Power Station | 4 * 176 | 4 * 200 |
| 2. | Żar Pumped Storage Power Station ¹ | 4 * 125 | 4 * 135 |
| 3. | Żydowo Pumped Storage Power Station | 2 * 55 1 * 49 | 2 * 71 |
| 4. | Dychów Pumped Storage Power Station with natural inflow (the Bóbr River) | 3 * 30.5 | 4 * 5.2 |
| 5. | Solina Pumped Storage Power Station with natural inflow (the San River) | 2 * 68 2 * 32 | 2 * 32 |
| Total intervention reserve contracted | | 1,746 | 1,615 |

Tab. 1. Intervention resources in PSE SA

with natural inflows. The simulation did not include the service of consumer power consumption reduction (currently 150 MW in PSE).

3.5. JWCD output

Technical specifications of existing JWCDs (installed capacity, technical minima of units) and scheduled decommissioning of old JWCDs and commissioning of new JWCDs were considered. Based on historical data and new JWCDs’ parameters (of the units most recently commissioned in NPS), statistical distribution of the occurrence of the mean value of the relation between the units’ technical minimum and available powers was developed for operating JWCDs. Probability distributions were developed independently for the summer and winter seasons. The minimum JWCD output required because of the grid’s system constraints was adopted based on the data published by PSE SA for the summer trough at 3000 MW and for the winter trough at

¹ Included in the Porąbka-Żar hydroelectric power plant complex, of which the Porąbka plant is flow-through, and the Żar plant is pumped storage.

4000 MW.

4. Simulation results

Fig. 4 and 5 graphically present the simulation results of the NPS demand for the Žar hydro pump storage output in 2020. The results are presented against the background of the Žar power plant’s mean utilisation in 2012–2014 (blue line).

Historical data shows that in 2012–2014 the Žar plant practically did not utilise its reservoir’s full capacity. In 2020, the demand for the daily NPS balancing is visible (100% daily utilisation of the reservoir capacity and installed power in pumping and generation modes), which is related to the increasing installed capacity of RES (wind farms).

For ca. 50 days a year the Žar plant will utilise its reservoir’s full capacity. This is due to the need to increase the JWCD covered load in the off-peak in order to avoid the units’ outages and

restarts at the peak. For the next ca. 75 days a year, the Žar HPS will operate in the pump mode with partial utilisation of its reservoir’s capacity to avoid thermal JWCDs’ outages in the low load hours and restarts at the peak. An additional increase in the use of pumped storage resources in the pumping mode during this period should also be assumed, which will be related to assuring their capability to provide intervention operation service at peak load. The simulation was aimed at modelling only the demand for HPS operation related to the daily NPS balancing. Therefore, it may be assumed that for the remainder of the year the Žar plant will be used as it is now, i.e. to reduce 15-minute gradients of changes in the power demand covered by thermal JWCDs, which in Fig. 4 and 5 corresponds to the number of days in the year where the curve of hydro power units’ and pumps’ utilization in 2012–2014 goes beyond the use forecast in 2020.

Similarly, for ca. 50 days a year the Žar plant will operate in the

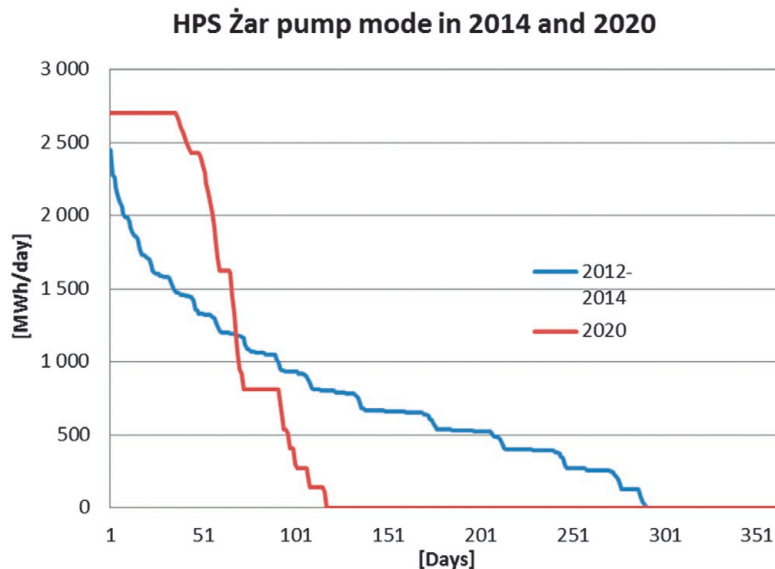


Fig. 4. Annual duration curve of Žar HPS in 2012–2014 and 2020 (pumping mode)

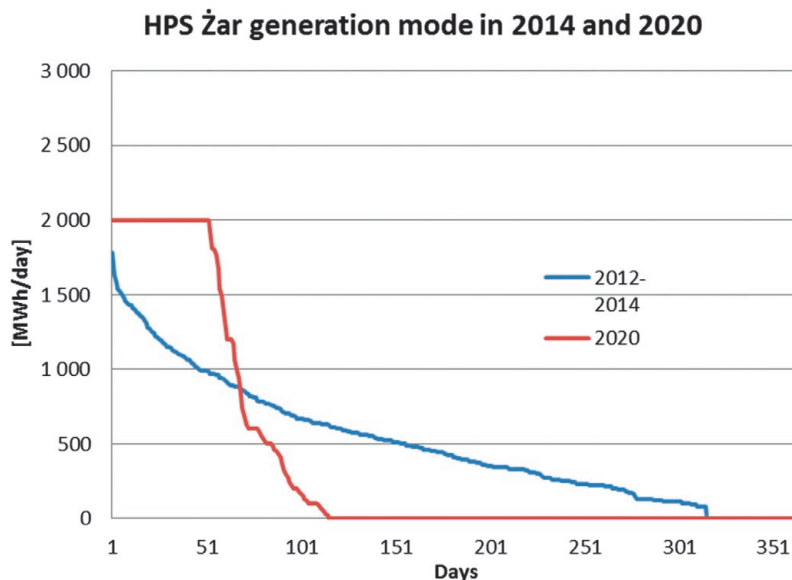


Fig. 5. Annual duration curve of Žar HPS output in 2012–2014 and in 2020 (generating mode)

generating mode utilising its reservoir's full capacity. This does not preclude the regulatory and intervention operation. Due to the need to cover the power demand for many hours at the peak, the TSO may limit the hydro-units' output, at the same time providing an intervention reserve for incremental output.

Detailed results of the simulations are presented in "Expected long-term trends of change in the manner of using regulatory resources for the daily NPS balancing", a paper presented at the XVII International Scientific Conference APE'17 CURRENT PROBLEMS IN POWER ENGINEERING, and in *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, No. 53, 2017.

4. Summary and conclusions

The proposed methodology enables quantitative assessment of the daily NPS balancing conditions in the future. The simulation result is the mean annual utilisation of regulatory resources [MWh/a]. Also, the probability distributions of critical NPS events occurring, e.g. power regulation bandwidth deficit or violation of the minimum number of operating JWCD criterion, and events that call for RES output reduction because of NPS operational safety, can be determined. This in turn allows one to estimate future demand for regulatory reserves in terms of the expected annual number of JWCD outages and re-starts, and the RES output that could be lost because of its limitations due to NPS security requirements.

Consequently, future costs of the NPS operation can be determined, as well as its acceptable saturation with RES generation. The methodology also allows reducing the risk of making investment decisions related to the modernization or construction of conventional and renewable sources alike.

REFERENCES

1. Zapotrzebowanie mocy KSE [Power demand in NPS] [online], www.pse.pl.
2. "Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi" [IRIESP Transmission Grid Code – System balancing and system constraint management], March 3, 2017.
3. Czarnecki B., "Oczekiwane w długim horyzoncie czasu trendy zmiany sposobu wykorzystania zasobów regulacyjnych dla dobowego bilansowania KSE" [Expected long-term trends of change in the manner of using regulatory resources for the daily NPS balancing], XVII International Scientific Conference APE'17 CURRENT PROBLEMS IN POWER ENGINEERING, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, No. 53, 2017.
4. "Plan Koordynacyjny Dobowy, ograniczenia sieciowe" [Daily Coordination Plan, grid constraints] [online], www.pse.pl

Bogdan Czarnecki

Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering

e-mail: b.czarnecki@ien.gda.pl

Graduated from the Faculty of Electronics at the University of Electrical Engineering in St. Petersburg (1990), and MBA course at Gdańsk Foundation for Management Development (2002). Since 2000, manager of the Department of System Strategy and Development at the Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering. His professional interests include issues related to power system development planning.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 34–39. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Modelowanie warunków dobowego bilansowania KSE w długim horyzoncie czasu

Autor

Bogdan Czarnecki

Słowa kluczowe

dobowe bilansowanie KSE, zmienność zapotrzebowania na moc i generacji OZE, modelowanie stochastyczne

Streszczenie

W artykule przedstawiono propozycję metodyki stochastycznej oceny warunków dobowego bilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w długim horyzoncie czasu. Symulacja polega na wielokrotnym generowaniu szeregów czasowych odpowiadających dobowym przebiegom poszczególnych składowych bilansu mocy KSE. Generowane losowo przebiegi uwzględniają dobową i sezonową zmienność składników bilansu mocy składającego się z zapotrzebowania na moc odbiorców, generacji jednostek wytwórczych niebędących centralnie dysponowanymi (n)JWCD), w tym odnawialnych źródeł energii (OZE), oraz jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD), co pozwala na analizę koincydencji wielu zmieniających się składowych bilansu mocy. Wynikiem symulacji są średnie roczne wartości oraz rozkłady prawdopodobieństwa:

1. wykorzystania zasobów regulacyjnych w KSE, np. elektrowni szczytowo-pompowych (ESP)
2. występowania krytycznych zdarzeń, np. deficytu pasma regulacji mocy lub naruszenia kryterium minimalnej wymaganej ilości pracujących JWCD
3. zdarzeń polegających na konieczności ograniczania mocy OZE ze względu na bezpieczeństwo pracy KSE.

Data wpływu do redakcji: 05.05.2017

Data akceptacji artykułu: 28.06.2017

Data publikacji online: 31.08.2018

1. Wstęp

Kwestie bilansowania i regulacji wtórnej są obecnie powodem odmowy wydawania nowych warunków przyłączenia dla źródeł OZE, w szczególności farm wiatrowych. Proponowane przez PSE zapisy dotyczące minimalnej liczby pracujących bloków konwencjonalnych również wynikają z problemów dobowego bilansowania w układzie dolina-szczyt oraz konieczności zapewnienia wymaganego gradientu zmian mocy oddawanej do sieci przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD), pracujące w regulacji wtórnej. Zgodnie z zapisami instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (IRIESP) operator systemu przesyłowego (OSP), planując pracę JWCD na dobę następną, jest zobowiązany do zapewnienia rezerw mocy w ilości [2]:

1. W kierunku zwiększenia generacji nie mniej niż 9% krajowego zapotrzebowania na moc. Trudność w zapewnieniu rezerwy pojawia się w szczycie dobowej krzywej zapotrzebowania na moc, gdy JWCD pracują z obciążeniem bliskim mocy zainstalowanej P_{INST} i możliwość jej zwiększenia jest ograniczona
2. W kierunku zmniejszenia generacji nie mniej niż 500 MW. Trudność w zapewnieniu rezerwy pojawia się w dolinie dobowej krzywej zapotrzebowania na moc, gdy JWCD pracują z obciążeniem bliskim minimum technicznego bloków P_{MIN} .

Konsekwencją niespełnienia powyższych warunków będą kosztowne uruchomienia dodatkowych JWCD w szczycie obciążenia lub redukcje mocy OZE w dolinie krzywej obciążenia. Proponowana metodyka ma na celu ilościową ocenę

warunków dobowego bilansowania KSE w przyszłości, w szczególności zapotrzebowania na rezerwy regulacyjne, ilość odstawiń i ponownych uruchomień JWCD związanych ze zmiennością zapotrzebowania na moc oraz ewentualny wolumen produkcji OZE, która mogłaby być utracona ze względu na ograniczanie ich mocy wynikające z wymogów bezpieczeństwa prowadzenia ruchu KSE.

2. Warunki dobowego bilansowania KSE i metodyka symulacji

Roczna dynamika wzrostu szczytowego zapotrzebowania na moc wynosi od 0,5% zimą do 2,5% latem. Dynamika wzrostu zapotrzebowania na moc w dolinach krzywej obciążenia jest mniejsza i wynosi od -0,3% w grudniu do 1,7% w miesiącach letnich [1]. Prowadzi to do rozchylenia dobowego zapotrzebowania na moc i w konsekwencji powoduje, że coraz większym wyzwaniem staje się pokrycie szczytowego zapotrzebowania na moc przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD), pracujące w dolinie krzywej obciążenia.

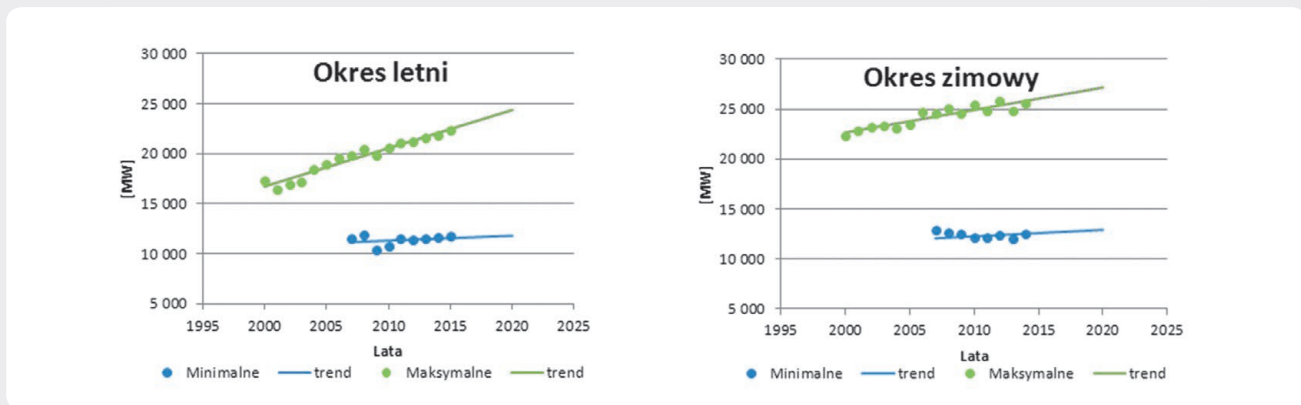
Na przestrzeni kilkunastu ostatnich lat w KSE daje się zaobserwować wzrost zapotrzebowania na rezerwy wirującą, w tym interwencyjną. Analiza 15-minutowych gradientów zmiany zapotrzebowania na moc wskazuje na sukcesywne zwiększanie gradientów rosnącego (do +1600 MW/15 min) i malejącego (do -1100 MW/15 min) zapotrzebowania na moc. Wzrasta również prawdopodobieństwo występowania dużych zmian zapotrzebowania na moc. Skutkiem coraz większej zmienności zapotrzebowania odbiorców na moc jest wzrost zapotrzebowania na usługi regulacyjne świadczone obecnie wyłącznie przez JWCD.

Ze względu na coraz większą ilość zastosowań energii elektrycznej pogarszają się warunki prognozowania zapotrzebowania na moc, co prowadzi do wzrostu błędów prognoz, a w konsekwencji do wzrostu zapotrzebowania na rezerwy wirującą. Podobnie jak w przypadku odbiorców energii, błędy prognoz i związane z nimi rosnące zapotrzebowanie na rezerwy wirującą dotyczą również odnawialnych źródeł energii (OZE), w szczególności technologii uzależnionych od zmiennych i trudnych do prognozowania warunków pogodowych. Ponadto wzrost mocy zainstalowanej OZE – wynikający jak dotąd głównie z rozwoju energetyki wiatrowej, a w przyszłości również wzrostu wykorzystania fotowoltaiki, biomasy i biogazu – przyczynia się do sukcesywnego zmniejszania udziału jednostek konwencjonalnych w pokrywaniu zapotrzebowania na moc odbiorców, w szczególności w okresie niskiego zapotrzebowania. W takich warunkach zagrożone może być utrzymanie minimalnej wymaganej liczby pracujących systemowych jednostek konwencjonalnych. Konwencjonalne jednostki wytwórcze niebędące centralnie dysponowanymi (n)JWCD) również utrudniają prowadzenie dobowego bilansowania KSE ze względu na ujemną korelację pomiędzy szczytami zapotrzebowania na ciepło sieciowe i energią elektryczną.

Ze względu na bezpieczeństwo pracy KSE najistotniejsze jest utrzymanie w ruchu JWCD, pracujących w reżimie wymuszeń systemowych, oraz zapewnienie rezerwy mocy w kierunkach zwiększenia generacji systemowej w szczycie oraz zmniejszania generacji w dolinie zapotrzebowania. Planowana do pracy na dobę następną liczba i moc osiągalna JWCD wynika z:

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 34–39. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 1. Ekstrapolacja trendów zmian maksymalnego i minimalnego krajowego zapotrzebowania na moc

- Minimalnej liczby pracujących bloków w wybranych węzłach sieci NN dla spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej (tzw. systemowe ograniczenia sieciowe). Suma minimów technicznych bloków systemowych posiadających status generacji wymuszonej systemowymi ograniczeniami sieciowymi wynosi w dolinie letniej około 3000 MW, a w dolinie zimowej około 4000 MW [4]
- Wymaganej regulacyjności źródeł systemowych, tj. zapewnienia gradientu zmian mocy oddawanej do sieci przez źródła systemowe, nie mniejszego niż 100 MW/min. Mając na uwadze wymagania IRIESP dotyczące parametrów technicznych bloków systemowych (zdolność do zmiany mocy oddawanej do sieci na poziomie nie mniejszym niż 1% mocy zainstalowanej na minucie) oraz biorąc pod uwagę średni współczynnik mocy osiągalnej do mocy minimum technicznego bloków, zapewnienie oczekiwanej regulacyjności KSE może wymagać zapotrzebowania odbiorców na moc pokrywano przez JWCD na poziomie 5000 MW
- Wymaganej rezerwy regulacyjnej w kierunku zmniejszania lub zwiększania generacji bloków systemowych. Zgodnie z IRIESP OSP powinien dysponować rezerwą wirującą w ilości nie mniejszej niż 500 MW w kierunku zmniejszania generacji oraz 9% zapotrzebowania na moc w systemie, w kierunku zwiększenia generacji. O te wielkości należy powiększyć odpowiednio zapotrzebowanie na moc pokrywane przez JWCD w dolinie i moc osiągalną JWCD pracujących w szczycie obciążenia.

Powyzsze kryteria ze względu na bezpieczeństwo i niezawodność dostaw energii muszą zostać bezwzględnie spełnione. Jeżeli kryterium „zapotrzebowanie na moc pokrywane przez JWCD” nie jest spełnione w dolinie krzywej obciążenia, OSP po wyczerpaniu dostępnych środków zwiększających obciążenie (elektrownie szczytowo-pompowe – ESP, łącznie ~1650 MW w trybie pompowym) będzie zmuszony do zredukowania mocy oddawanej do sieci przez jednostki nJWCD, w szczególności źródła OZE, co wiąże się z kosztami utraconej produkcji. W przypadku kryterium „wymagana moc osiągalna JWCD w szczycie” OSP w przypadku niedostatecznych zasobów po

stronie generacji (ESP, łącznie ~1750 MW w trybie generacyjnym oraz usługa redukcji obciążenia DR ~200 MW) jest zmuszony do przywołania do pracy dodatkowych bloków konwencjonalnych. Odstawianie jednostek wytwórczych w dolinie zapotrzebowania i ponowne załączenie do pracy w szczycie zapotrzebowania wpływa negatywnie na żywotność bloku energetycznego i jest związane z dodatkowymi kosztami. Reasumując, w pracy KSE dają się obserwować niekorzystne trendy stwarzające coraz większe wyzwania związane z dobowym bilansowaniem systemu. Sukcesywnie maleje zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD w dolinie, rośnie zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD w szczycie oraz rośnie poziom rezerwy mocy wymaganych ze względu na bezpieczeństwo i niezawodność pracy KSE.

Proponowana metodyka symulacji ma na celu ilościową ocenę warunków dobowego bilansowania KSE w zadanym horyzoncie czasu. Przyjęto, że na proces bilansowania będą miały wpływ niezależne zmienne losowe tworzące szeregi czasowe:

- zapotrzebowanie na moc odbiorców
- generację nJWCD konwencjonalnych
- generację nJWCD OZE (elektrownie wiatrowe i fotowoltaika)
- parametry techniczne pracujących JWCD, w szczególności suma minimów technicznych i mocy osiągalnych bloków
- wymagany poziom rezerwy mocy w kierunku zwiększania i zmniejszania generacji, zależny przede wszystkim od błędów prognoz poszczególnych składowych bilansu mocy.

Przyjęto, że saldo podaży i popytu na energię elektryczną jest bilansowane przez JWCD, z wykorzystaniem zasobów interwencyjnych i technik operacyjnych będących w dyspozycji OSP. Celem obliczeń symulacyjnych jest równoczesne spełnienie następujących kryteriów:

1. Zapewnienie minimalnego wymaganego poziomu generacji JWCD ze względu na sieciowe ograniczenia systemowe
2. Zapewnienie wymaganego poziomu rezerwy wirującej w kierunku zmniejszania generacji JWCD w dolinie krzywej obciążenia
3. Pokrycie zapotrzebowania na moc w szczycie oraz zapewnienie wymaganego

w tych warunkach poziomu rezerwy wirującej w kierunku zwiększania generacji JWCD.

Po wyczerpaniu zasobów regulacyjnych (ESP), zwiększających zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD w dolinie i zmniejszających zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD w szczycie, w przypadku niespełnienia powyższych warunków alternatywnie symulowano następujące działania:

1. W przypadku niespełnienia kryterium 1. zredukowano generację wiatrową w dolinie krzywej obciążenia i zastępowano ją generacją konwencjonalną JWCD
2. W przypadku niespełnienia kryterium 2. odstawiano wymaganą liczbę JWCD
3. W przypadku niespełnienia kryterium 3. (w szczególności w następstwie wystąpienia kryterium 2.) uruchamiano dodatkową generację konwencjonalną w szczycie obciążenia.

3. Dane do przeprowadzenia symulacji

3.1. Zapotrzebowanie odbiorców na moc

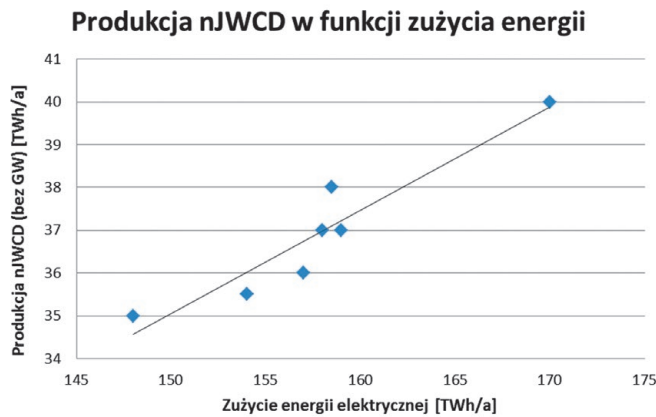
Istotne jest uwzględnienie zróżnicowanej dynamiki wzrostu zapotrzebowania na moc w szczycie i w dolinie, w modelu zimowym i modelu letnim. Prowadzi to do pogłębienia się różnic w zapotrzebowaniu na moc w układzie dobowo-godzinowym i może mieć istotny wpływ na wielkość zapotrzebowania na rezerwę wtórną. Na podstawie danych publikowanych przez PSE dla okresu 2000–2015 wyznaczono trendy zmian krajowego zapotrzebowania na moc oddzielnie dla sezonu letniego (kwiecień – wrzesień) i zimowego. Na potrzeby modelowania zmienności zapotrzebowania na moc wykonano projekcję historycznych danych godzinowych zgodnie z wyznaczonymi trendami zmian zapotrzebowania szczytowego i dolinowego w obydwu modelach.

3.2. Generacja nJWCD konwencjonalnych oraz OZE

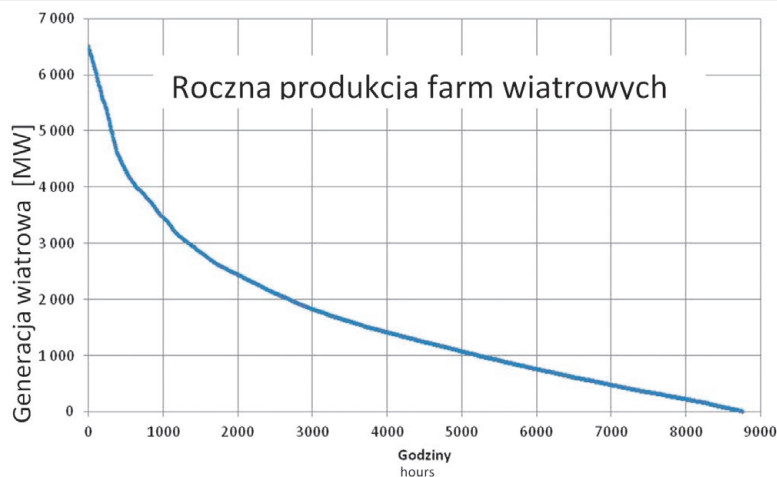
W strukturze mocy generacji nJWCD konwencjonalnych dominują elektrociepłownie zawodowe oraz przemysłowe (bez uwzględniania generacji wiatrowej). Na podstawie danych PSE udział ten wynosi blisko 90% mocy zainstalowanej w grupie źródeł nJWCD konwencjonalnych. Wielkość produkcji energii elektrycznej z elektrociepłowni zawodowych i przemysłowych

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 34–39. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 2. Roczna produkcja energii elektrycznej pochodzącej z nJWCD w funkcji rocznego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców końcowych w latach 2009–2014 i prognozowanych wielkości w 2020 roku



Rys. 3. Uporządkowany wykres rocznej produkcji energetyki wiatrowej przy mocy zainstalowanej na poziomie 6800 MW

| Nr | Nazwa | Moc w generacji [MW] | Moc pompowania [MW] |
|--|---|----------------------|---------------------|
| 1. | Elektrownia szczytowo-pompowa Żarnowiec | 4 * 176 | 4 * 200 |
| 2. | Elektrownia szczytowo-pompowa Żar ¹ | 4 * 125 | 4 * 135 |
| 3. | Elektrownia szczytowo-pompowa Żydowo | 2 * 55 1 * 49 | 2 * 71 |
| 4. | Elektrownia szczytowo-pompowa Dychów z dopływem naturalnym (Bóbr) | 3 * 30.5 | 4 * 5.2 |
| 5. | Elektrownia szczytowo-pompowa Solina z dopływem naturalnym (San) | 2 * 68 2 * 32 | 2 * 32 |
| Łączna ilość zakontraktowanej rezerwy interwencyjnej | | 1 746 | 1 615 |

Tab. 1. Zasoby interwencyjne będące w dyspozycji PSE SA

jest skorelowana ze zużyciem energii elektrycznej. Na rys. 2 na podstawie danych historycznych za okres 2009–2014 przedstawiono generację nJWCD (bez udziału GW) w ciągu roku w funkcji rocznego zużycia energii przez odbiorców końcowych. Z przedstawionych danych wynika, że przyrostowi zapotrzebowania na energię

elektryczną towarzyszy wzrost generacji energii elektrycznej otrzymywanej z nJWCD. Udział generacji nJWCD w rocznym zużyciu energii elektrycznej jest praktycznie stały i wynosi ok. 23%. Statystyczne charakterystyki pracy jednostek nJWCD opracowano na podstawie danych historycznych KSE z lat od 2009 do 2014. Przyjęto, że produkcja

nJWCD pozostaje w relacji do rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz że dobowo-sezonowy profil generacji nie ulegnie zmianie do roku 2020 (z zachowaniem relacji pomiędzy szczytem i doliną generacji). Nie uwzględniano aspektów wdrożenia dyrektywy IED (*Industrial Emissions Directive*), w szczególności przyjęto, że moce wytwórcze źródeł zadeklarowanych jako „do wycofania z ruchu” zostaną odtworzone ze względów technologicznych (zapotrzebowanie na ciepło technologiczne zakładów przemysłowych oraz potrzeby grzewcze odbiorców przyłączonych do centralnych systemów ciepłowniczych). Dla wyznaczonej na 2020 rok mocy generacji wiatrowej na poziomie 6,8 GW opracowano statystyczne charakterystyki ich pracy, wykorzystując:

- zmienność generacji wiatrowej na podstawie godzinowych danych historycznych z okresu czerwiec 2012 – maj 2015, publikowanych przez PSE SA
- zmienność generacji wiatrowej na podstawie 15-minutowych danych historycznych publikowanych przez operatora niemieckiego 50 Hertz.

Na rys. 3 przedstawiono uporządkowany wykres rocznej produkcji generacji wiatrowej na podstawie danych historycznych, przy mocy zainstalowanej na poziomie 6800 MW. Nowoczesne turbiny wiatrowe charakteryzują się lepszymi parametrami technicznymi, co skutkuje wyższym czasem wykorzystania mocy zainstalowanej w ciągu roku, ok. 2200 godz. (powyżej 25% wykorzystania mocy zainstalowanej). Do 2020 roku udział nowego typu turbin w łącznym wolumenie mocy zainstalowanej będzie większy.

3.3. Rezerwy mocy

W symulacji wymagany poziom rezerw modelowano następująco:

1. Rezerwa w kierunku zmniejszania generacji w dolinie krzywej obciążenia jako wartość sumarycznego błędu prognoz zapotrzebowania na moc i generacji nJWCD konwencjonalnych, przyjmowana z poziomem ufności nie mniejszym niż 97% (z prawdopodobieństwem nie mniejszym niż 0,97 przyjmowana rezerwa pozwoli na pokrycie błędów prognozy zapotrzebowania na moc, generacji nJWCD konwencjonalnych i nJWCD OZE). W zależności od koincydencji błędów prognoz rezerwa ta przyjmowała wartości od -200 MW do -600 MW.
2. Rezerwa w kierunku zwiększania generacji w szczycie krzywej obciążenia jako wartość sumarycznego błędu prognoz zapotrzebowania na moc, generacji nJWCD konwencjonalnych oraz nJWCD OZE, przyjmowana z poziomem ufności nie mniejszym niż 97%. W zależności od koincydencji błędów prognoz rezerwa ta przyjmowała wartości od +400 MW do +1600 MW.

3.4. Zasoby regulacyjne OSP

W symulacji uwzględniono zasoby regulacyjne w KSE przedstawione w tab. 1. Symulacja uwzględniała pojemności zbiorników poszczególnych ESP oraz specyfikę kontraktów na świadczenie rezerwy

¹ Wchodząca w skład zespołu elektrowni wodnych Porąbka-Żar, z których Elektrownia Porąbka jest przepływowa, a ESP Żar szczytowo-pompowa.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 34–39. When referring to the article please refer to the original text.

PL

interwencyjnej z ESP z dopływami naturalnymi. W symulacji nie uwzględniano usługi redukcji poboru mocy przez odbiorców (w chwili obecnej PSE 150 MW).

3.5. Generacja JWCD

Uwzględniono charakterystyki techniczne istniejących JWCD (moc zainstalowana, minima techniczne bloków) oraz planowane wycofania starych i przyłączenia nowych JWCD. Na podstawie danych historycznych oraz parametrów nowych JWCD (przyjętych jak dla najnowszych bloków oddanych do użytku w KSE) opracowano rozkład statystyczny występowania średniej dla pracujących JWCD relacji pomiędzy minimum technicznym bloków i mocą osiągalną. Rozkłady prawdopodobieństwa opracowano niezależnie dla sezonu letniego i zimowego. Minimalny wymagany poziom generacji JWCD ze względu na sieciowe ograniczenia systemowe został przyjęty na podstawie danych publikowanych przez PSE SA dla doliny letniej na poziomie 3000 MW i doliny zimowej na poziomie 4000 MW.

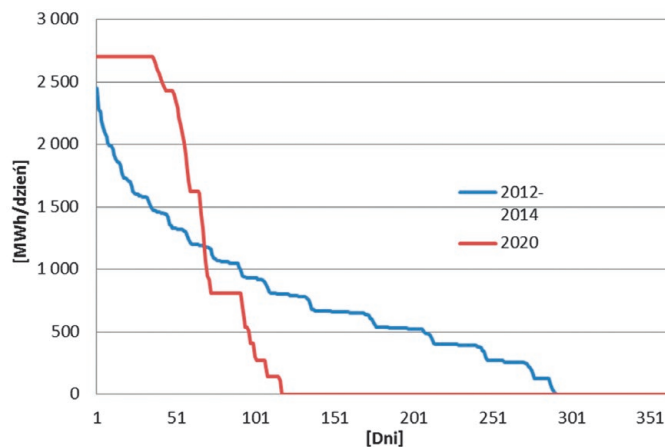
4. Wyniki symulacji

Na rys. 4 i 5 przedstawiono graficznie wyniki symulacji zapotrzebowania KSE na pracę ESP Żar w roku 2020. Wyniki przedstawiono na tle średniego wykorzystania ESP Żar w latach 2012–2014 (linia niebieska).

Z danych historycznych wynika, że w latach 2012–2014 ESP Żar praktycznie nie pracowała pełną pojemnością zbiornika górnego. W 2020 roku widoczny jest wzrost zapotrzebowania na dobowe bilansowanie KSE (100-proc. dobowe wykorzystanie pojemności zbiornika górnego oraz mocy zainstalowanej w pracy pompowej i generacyjnej), co jest związane ze wzrastającą mocą zainstalowaną OZE (generacja wiatrowa).

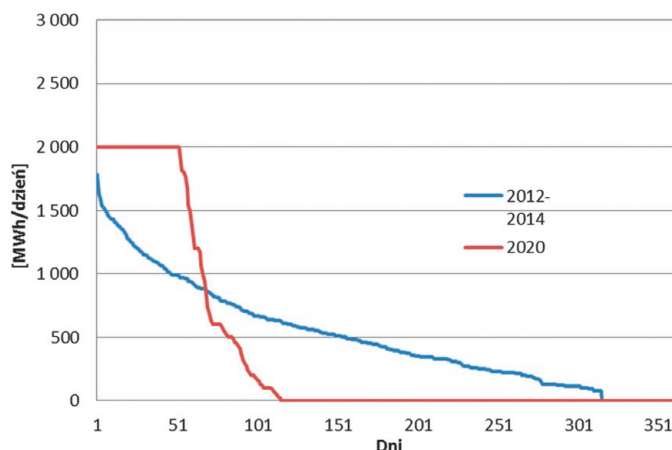
Przez ok. 50 dni w roku ESP Żar będzie pracowała z wykorzystaniem całkowitej pojemności zbiornika górnego. Wynika to z potrzeby zwiększenia obciążenia pokrywanego przez JWCD w dolinie obciążenia w celu unikania ich odstawiania i ponownego uruchamiania w szczycie. Przez kolejnych około 75 dni w roku ESP Żar będzie wykorzystywana w trybie pracy pompowej z niepełnym wykorzystaniem pojemności zbiornika górnego w celu unikania odstawię JWCD ciepłych w dolinie obciążenia i ponownych uruchomień w szczycie. Należy założyć, że w tym okresie wystąpi również dodatkowe zwiększenie wykorzystania zasobów ESP w trybie pompowania, które będzie związane z zapewnieniem zdolności do świadczenia usługi pracy interwencyjnej w szczycie obciążenia. Symulacja miała na celu modelowanie wyłącznie zapotrzebowania na pracę programową, związaną z dobowym bilansowaniem KSE. W związku z powyższym można przyjąć, że przez pozostałą część roku ESP Żar będzie wykorzystywana tak, jak to się odbywa obecnie, tj. do zmniejszania 15-minutowych gradientów zmian zapotrzebowania na moc pokrywanego przez JWCD ciepłe, co na rys. 4 i 5 odpowiada liczbie dni w roku, w których krzywa wykorzystania hydrozespołów i pomp z lat 2012–2014 przebiega ponad prognozowanym wykorzystaniem w 2020 roku.

ESP Żar praca pompowa w 2014 i 2020



Rys. 4. Wykresy uporządkowane pracy ESP Żar w trybie pompowym w latach 2012–2014 oraz w 2020 roku

ESP Żar praca generacyjna w 2014 i 2020



Rys. 5. Wykresy uporządkowane pracy ESP Żar w trybie generacyjnym w latach 2012–2014 oraz w 2020 roku

Analogicznie, przez ok. 50 dni w roku ESP Żar będzie pracowała w trybie generacji z wykorzystaniem całkowitej pojemności zbiornika górnego dla dobowego bilansowania KSE. Nie wyklucza to pracy regulacyjno-interwencyjnej. Ze względu na potrzebę pokrycia zapotrzebowania na moc przez wiele godzin w szczycie OSP może ograniczyć moc oddawaną do sieci przez hydrozespoły, zapewniając równocześnie rezerwę interwencyjną w kierunku zwiększania generacji.

Szczegółowo wyniki symulacji zostały przedstawione w artykule „Oczekiwanie w długim horyzoncie czasu trendy zmiany sposobu wykorzystania zasobów regulacyjnych dla dobowego bilansowania KSE”, podczas XVII Międzynarodowej Konferencji Naukowej AKTUALNE PROBLEMY W ELEKTROENERGETYCE APE'17 i w *Zeszytach Naukowych Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2017, nr 53.

5. Podsumowanie i wnioski

Proponowana metodyka pozwala na ilościową ocenę warunków dobowego bilansowania KSE w przyszłości. Wynikiem symulacji jest średnie roczne wykorzystanie zasobów regulacyjnych [MWh/a]. Możliwe jest również wyznaczenie rozkładów prawdopodobieństwa występowania krytycznych zdarzeń KSE, np. deficytu pasma regulacji mocy lub naruszenia kryterium minimalnej wymaganej liczby pracujących JWCD oraz zdarzeń polegających na konieczności ograniczenia mocy OZE ze względu na bezpieczeństwo pracy KSE. To z kolei pozwala na estymację przyszłego zapotrzebowania na rezerwy regulacyjne oczekiwanej rocznej liczby odstawię i ponownych uruchomień JWCD oraz ewentualny wolumen produkcji OZE, która mogłaby być utracona ze względu na ograniczanie ich mocy wynikające z wymogów bezpieczeństwa prowadzenia ruchu KSE.

W efekcie możliwe staje się oszacowanie przyszłych kosztów funkcjonowania KSE oraz określenie akceptowalnego poziomu nasycenia KSE generacją OZE. Metodyka

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 34–39. When referring to the article please refer to the original text.

PL

pozwała również na zmniejszenie ryzyka podejmowania decyzji inwestycyjnych związanych z modernizacją lub budową zarówno źródeł konwencjonalnych, jak i odnawialnych.

Bibliografia

1. Zapotrzebowanie mocy KSE [online], www.pse.pl.

2. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, 3.03.2017.

3. Czarnecki B., Oczekiwane w długim horyzoncie czasu trendy zmiany sposobu wykorzystania zasobów regulacyjnych dla dobowego bilansowania KSE, XVII Międzynarodowa Konferencja Naukowa AKTUALNE PROBLEMY W ELEKTROENERGETYCE APE'17,

Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej 2017, nr 53.

4. Plan Koordynacyjny Dobowy, ograniczenia sieciowe [online], www.pse.pl.

Bogdan Czarnecki

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

mgr inż.

e-mail: b.czarnecki@ien.gda.pl

Ukończył Wydział Elektroniki Uniwersytetu Elektrotechnicznego w Petersburgu (1990) i studiów MBA Gdańskiej Fundacji Kształcenia Menedżerów (2002).

Od 2000 roku kieruje Zakładem Strategii i Rozwoju Systemu w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk. Zawodowo zajmuje się m.in. zagadnieniami związanymi z planowaniem rozwoju systemu elektroenergetycznego.