



# Rynek Energii Elektrycznej

## Bezpieczeństwo energetyczne Polski

*redakcja*  
*Zbigniew Połacki*

MONOGRAFIE

# Rynek energii elektrycznej

Bezpieczeństwo energetyczne Polski

# Monografie – Politechnika Lubelska



Politechnika Lubelska  
Wydział Elektrotechniki i Informatyki  
ul. Nadbystrzycka 38A  
20-618 Lublin

# Rynek energii elektrycznej

## Bezpieczeństwo energetyczne Polski

redakcja:  
Zbigniew Połacki



Politechnika Lubelska  
Lublin 2016



Recenzenci:

prof. dr hab. inż. Józef Paska

prof. dr hab. inż. Artur Wilczyński

dr hab. inż. Paweł Bućko

dr hab. inż. Piotr Miller, prof. PL

dr hab. inż. Tomasz Popławski prof. PCz

dr hab. inż. Maksymilian Przygodzki

dr inż. Elżbieta Niewiedział

dr inż. Szymon Ciura

Publikacja wydana za zgodą Rektora Politechniki Lubelskiej

© Copyright by Politechnika Lubelska 2016

ISBN: 978-83-7947-189-8

Wydawca: Politechnika Lubelska

ul. Nadbystrzycka 38D, 20-618 Lublin

Realizacja: Biblioteka Politechniki Lubelskiej

Ośrodek ds. Wydawnictw i Biblioteki Cyfrowej

ul. Nadbystrzycka 36A, 20-618 Lublin

tel. (81) 538-46-59, email: wydawca@pollub.pl

[www.biblioteka.pollub.pl](http://www.biblioteka.pollub.pl)

## SPIS TREŚCI

Możliwości tworzenia zasobów sterowania popytem na poziomie niskiego napięcia przy wykorzystaniu inteligentnego opomiarowania .....	7
<i>Jerzy Andruszkiewicz, Józef Lorenc, Artur Michalski, Waldemar Borowiak</i>	
Analiza funkcjonowania polskiego rynku energii elektrycznej w okresie wprowadzenia stopni zasilania w 2015 roku .....	19
<i>Paweł Bućko, Izabela Sadowska, Adrian Miller</i>	
Rozwój infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii w świetle krajowych i unijnych regulacji prawnych .....	31
<i>Waldemar Dołęga</i>	
Zastępowanie linii o napięciu 220 kV liniami 400 kV jako sposób zwiększenia zdolności przesyłowych krajowego systemu elektroenergetycznego .....	43
<i>Henryk Kocot</i>	
Zarządzanie systemem elektroenergetycznym w zagrożeniowych stanach pracy – wprowadzenie ciągłych miar ryzyka do oceny układu niespełniającego kryterium n-1 .....	51
<i>Roman Korab, Wojciech Jaworski, Karol Wawrzyniak, Marcin Jakubek, Krzysztof Królikowski</i>	
Modelowanie niezawodności elektrowni wodnych .....	65
<i>Piotr Marchel, Józef Paska</i>	
Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w lecie a niezawodność zasilania odbiorców .....	74
<i>Piotr Marchel, Józef Paska</i>	
Możliwości finansowania budowy elektrowni jądrowych .....	85
<i>Józef Paska, Karol Pawlak, Paweł Terlikowski</i>	
Modelowanie zapotrzebowania dla potrzeb długoterminowego planowania rozwoju .....	97
<i>Maksymilian Przygodzki, Rafał Gwóźdź, Paweł Chmurski</i>	
Możliwości wykorzystania probabilistycznego rozplywu mocy w realizacji zadania planowania rozwoju .....	108
<i>Maksymilian Przygodzki, Wojciech Lubicki</i>	
Streszczenia artykułów .....	119
Indeks Autorów .....	129
Indeks Recenzentów .....	130



**Jerzy ANDRUSZKIEWICZ<sup>1)</sup>, Józef LORENC<sup>1)</sup>,  
Artur MICHALSKI<sup>2)</sup>, Waldemar BOROWIAK<sup>3)</sup>**

<sup>1)</sup>Politechnika Poznańska, <sup>2)</sup>Enea S.A., <sup>3)</sup>Enea Operator Sp. z o.o.

## **MOŻLIWOŚCI TWORZENIA ZASOBÓW STEROWANIA POPYTEM NA POZIOMIE NISKIEGO NAPIĘCIA PRZY WYKORZYSTANIU INTELIGENTNEGO OPOMIAROWANIA**

W wielu współczesnych systemach elektroenergetycznych występuje lub spodziewany jest w nadchodzących latach brak wystarczającej generacji dla pokrycia obciążeń szczytowych występujących w ciągu roku. Także w Polsce poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest oceniany jako względnie niski, co wynika z następujących przyczyn:

- starzejąca się infrastruktura wytwórcza i sieciowa,
- ograniczone plany rozwojowe dot. budowy nowych mocy wytwórczych.

Zgodnie z polskim Prawem energetycznym poziom bezpieczeństwa dostaw jest oceniany co 2 lata w specjalnym raporcie przygotowywanym przez Ministerstwo Gospodarki (MG). Ostatni raport, obejmujący m. in. prognozę rezerw mocy wytwórczych na lata 2015 - 2020, na podstawie danych znanych w 2014 r. dotyczących wycofań z eksploatacji starych źródeł wytwórczych oraz oddania do użytkowania nowych inwestycji, został przygotowany i przedstawiony przez MG w sierpniu 2015 r. [1]. Bilans pokrycia prognozowanego zapotrzebowania w latach 2015 - 2020, wymagający zgodnie z IRiESP<sup>1</sup> [2], dotrzymania poziomu rezerw wynoszącego 18% w stosunku do średniej z prognozowanych obciążeń szczytowych w dniach roboczych w miesiącu, pozwolił na pozytywną ocenę poziomu rezerw po stronie wytwarzania w tym okresie. Stwierdzono niewielkie zagrożenia w postaci niedoborów na poziomie od 200 do 300 MW w okresie letnim w 2016 r. oraz 2018 r., oraz w okresie zimowym w roku 2017. Z drugiej strony wydarzenia w polskim systemie elektroenergetycznym, które zaszły w sierpniu 2015 r. pokazały, że być może poziom rezerw ponad zapotrzebowanie w systemie elektroenergetycznym, uznawany dotychczas za bezpieczny, wymaga pewnych korekt. Występujące braki wystarczalności generacji, w szczególności w okresach obciążeń szczytowych, skłaniają do poszukiwania zasobów po stronie popytowej mogących w sposób skuteczny wspomagać bezpieczeństwo pracy systemu dotychczas gwarantowane w tych okresach poprzez szczytowe źródła wytwórcze.

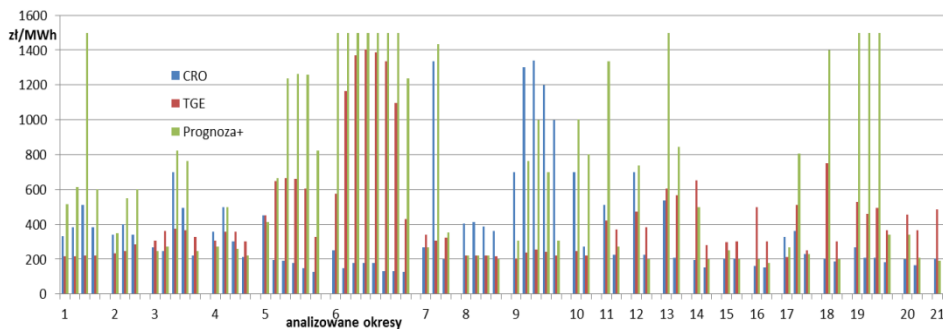
---

<sup>1</sup> Procedura przygotowania Planu Koordynacyjnego Roczno prac systemu elektroenergetycznego.

## 1. Wzrost cen energii w wyniku zagrożeń bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego

Dostawy energii elektrycznej w warunkach rynkowych realizowane są w oparciu o ceny wynikające z dostępnych ofert na energię elektryczną, które kształtowane są na rynku w oparciu o kontrakty giełdowe i dwustronne o różnym czasie trwania, a ostatecznie na rynkach dnia następnego oraz przy mniejszym wolumenie na rynku dnia bieżącego prowadzonych przez Towarową Giełdę Energii (TGE). Jako kolejny czynnik cenotwórczy może być traktowany mechanizm bilansowania, prowadzony przez OSP, umożliwiający rozliczenia nadmiaru bądź niedoboru energii rzeczywiście skonsumowanej lub wytworzonej w stosunku do wcześniej zakontraktowanych ilości energii. Sprzedawcy energii elektrycznej, zaopatrujący gospodarstwa domowe, kupują energię na rynku hurtowym przy zmiennych godzinowo cenach a sprzedają ją swoim klientom po cenach wynikających z zawartych kontraktów indywidualnych, będących kontraktami długoterminowymi. W warunkach rynku polskiego, w przypadku gospodarstw domowych, ceny zatwierdzane są przez organa regulacyjne. Sprzedawcy ponoszą zatem określone ryzyko związane ze zmiennością cen hurtowych w stosunku do cen kontraktowych długoterminowych ze swoimi klientami detalicznymi.

Występujące ryzyko dotyczy niewielkiej liczby godzin, dla których ceny energii rosną na skutek przewidywanych trudności w wykorzystaniu źródeł energii elektrycznej o umiarkowanych cenach wytwarzania dla porcycia występującego zapotrzebowania w określonej godzinie. Średnie ceny rynkowe kwartalne ogłaszane przez organa regulacyjne w roku 2015 zawierały się w granicach 170 – 173 zł/MWh. Na polskim rynku energii obowiązuje ograniczenie cen rozliczeniowych odchyłeń rynku bilansującego CRO  $\epsilon \leq 70$ ;  $1500 \geq$  zł/MWh co skutkuje ograniczeniem cen rynkowych do podanych wartości granicznych. Na rys. 1 przedstawiono dane dotyczące cen godzinowych w 2015 r. znacznie przekraczających wartości średnie, co jest związane z dużym ryzykiem sprzedawców uzasadniającym podjęcie środków zaradczych ograniczających takie ryzyko.



Rys. 1. Okresy wysokich cen energii elektrycznej w Polsce w roku 2015

Dane przedstawione na rys. 1 obrazują, dla wybranych okresów:

- godzinowe ceny energii na rynku dnia następnego (TGE),
- godzinowe ceny rozliczeniowe odchyłeń (CRO) wynikające z mechanizmu bilansowania prowadzonego przez OSP oraz
- prognozowane przez OSP godzinowe ceny rozliczeniowe odchyłeń (Prognoza+), przy założeniu prognozy obciążenia o 5% wyższej niż przyjmowana dla wyznaczenia ceny CRO, która to cena jest ogłaszana dzień przed realizacją transakcji rynkowych i może mieć wpływ na poziom cen na rynku dnia następnego TGE.

Okresy cen przedstawione charakteryzują się następującymi cechami:

- jedna z cen TGE lub CRO okresu przekracza 400 zł/MWh,
- są cenami w następujących po sobie godzinach o okresach trwania co najmniej 2 godzin.

Okresy ograniczeń w poborze energii przez dużych odbiorców wprowadzone w sierpniu 2015 r. poprzez ogłoszenie stopni zasilania zobrazowane są poprzez okresy 5 oraz 6 (10 oraz 11 sierpnia). Zwiastunem wystąpienia zagrożeń były okresy 3 oraz 4 przypadające na 7 oraz 8 sierpnia. Analizowane okresy przypadają w miesiącach od czerwca do początku listopada 2015 r. a zatem wystąpiły w okresie letnim oraz w okresie przejściowym pomiędzy sezonem letnim a zimowym w godzinach szczytu południowego oraz szczytu wieczornego. Dla wybranych okresów wysokie ceny rynkowe (TGE), przekraczają dwu i więcej krotnie ceny średnie rynkowe, co skłania do poszukiwania środków zapobiegawczych ograniczających ryzyko sprzedawców. W przypadku wysokich cen rozliczeniowych rynku bilansującego (CRO) mamy do czynienia z niskim poziomem rezerw regulowanych ciepłych jednostek wytwórczych JWCD, co zwiększa ryzyko braku równowagi pomiędzy wytwarzaniem a konsumpcją energii elektrycznej w przypadku wystąpienia znaczącej awarii w systemie elektroenergetycznym. Unikaniem takich sytuacji zbyt małych rezerw powinien być zainteresowany operator systemu przesyłowego.

Jednym ze sposobów pozwalających ograniczyć występujące ryzyka są programy sterowania popytem.

## 2. Rozwój systemów sterowania popytem

Programy sterowania popytem dzieli się na kategorie zależne od sposobu oddziaływania na klientów w celu zapewnienia redukcji obciążenia:

- programy sterowane poprzez ceny energii oraz stawki opłat przesyłowych/dystrybucyjnych przy wykorzystaniu takich narzędzi jak: taryfy strefowe, taryfy dynamiczne, taryfy z krytyczną stawką cenową,
- programy oparte na zachętach finansowych możliwych do uzyskania w wyniku redukcji obciążenia w chwilach zagrożeń bezpieczeństwa pracy systemu lub w przypadku wysokich cen na rynkach hurtowych na skutek

bezpośredniego sterowania odbiorami lub działań ograniczających zużycie energii prowadzonych przez klientów, w wyniku wcześniejszego udostępnienia im właściwych dodatkowych informacji.

Strona popytowa ma szanse na efektywne oddziaływanie na zagrożenia występujące w systemie, w szczególności w okresach szczytowych, gdy brakuje źródeł wytwórczych i gdy występują uzasadnione wątpliwości co do ekonomiki ich działania. Z drugiej strony tworzenie zasobów po stronie popytowej nie jest łatwe i wymaga wyposażenia odbiorców w odpowiednie opomiarowanie i kanały komunikacji w przypadku działań okresowych oraz nieregularnych. Wiodącym krajem w zakresie wdrażania technologii sterownia popytem wydają się być USA, gdzie w roku 2013 roczny potencjał redukcji obciążenia szczytowego wynosił ponad 27 GW [3] i był w całości oferowany przez firmy handlujące energią elektryczną. Zasoby te tworzone są przez różnorodne strukturalnie programy, o różnych udziałach w wyżej podanym potencjale, z wykorzystaniem odbiorców przemysłowych – 55% programów oraz handlowych a także mieszkaniowych tworzących odpowiednio w 26% i 19% programów [3].

W Polsce dość powszechnie stosowane są programy cenowe strefowe a także osiągane są pozytywne wyniki w zakresie programu awaryjnej redukcji obciążenia na żądanie OSP organizowanego przez PSE S.A. Długotrwały proces tworzenia zasobów po stronie popytowej obrazują m. in. wyniki przetargów na awaryjną redukcję obciążenia organizowane przez polskiego OSP, przy warunku minimalnej redukcji obciążenia wynoszącej 10 MW w godzinie, które w latach 2012 - 2015 przyniosły wyniki w postaci zasobu o mocy 155 MW.

Potrzeby w zakresie zasobów po stronie popytowej dla polskiego systemu elektroenergetycznego w roku 2012 przeanalizowano w pracach [4] oraz [5] otrzymując szacunkową wartość około 1000 MW. W roku 2015 okresowo brakuje rezerw, z perspektywy tworzenia Planu Koordynacyjnego Dobowego (PKD) pracy systemu elektroenergetycznego, które powinny być na poziomie 9% spodziewanego obciążenia godzinowego, sięgają 2000 MW. Trzeba jednak wziąć pod uwagę inne możliwości zapewnienia rezerw przez OSP, takie jak wykorzystanie elektrowni szczytowo pompowych czy zakupy interwencyjne energii zagranicą. Wydaje się jednak, że poziom zasobu po stronie popytowej wynoszący 1000 MW znajduje uzasadnienie ekonomiczne pod warunkiem stworzenia podstaw opłacalnego utrzymywania takiego zasobu do działania operacyjnego poprzez odpowiednie regulacje. Drogą do utworzenia zasobu o takiej mocy jest budowa wielu programów dla wielu grup odbiorców.

### **3. Inteligentne opomiarowanie**

Jednym z zadań elektroenergetyki w celu wdrożenia gospodarki rynkowej oraz promowania jej efektywności jest rozwój systemów inteligentnego opomiarowania. W skali europejskiej [6] państwa członkowskie, w ponad dwóch

trzech przypadków już zbudowały lub zobowiązały się do podjęcia upowszechnienia inteligentnych systemów pomiarowych w wyniku pozytywnych analiz kosztów i korzyści spodziewanych jako rezultat uruchomienia tych systemów. Według ostrożnych szacunków zobowiązania inwestycyjne państw członkowskich UE związane z wdrażaniem na szeroką skalę inteligentnych systemów pomiarowych do roku 2020 sięgają 35 mld €. Planowane inwestycje przewidują instalację prawie 200 mln inteligentnych liczników energii elektrycznej (dla około 72% europejskich konsumentów, w zakresie UE-27).

Poprzez inteligentne opomiarowanie rozumiemy nowoczesną infrastrukturę obejmującą urządzenia pomiarowe, sieci teletransmisyjne, systemy komputerowe oraz procesy organizacyjne przeznaczone do pozyskiwania i gromadzenia danych o zużyciu i parametrach energii u każdego odbiorcy. Zgodnie z [6] średnie koszty związane z instalacją systemu wynoszą na odbiorcę 223 € ( $\pm 143$  €) natomiast korzyści odbiorcy oceniane są na 309 € ( $\pm 170$  €). Dzięki takim instalacjom możliwe staje się oddziaływanie na odbiorcę poprzez sterowanie zużyciem energii w sposób celowy i akceptowany przez odbiorcę. Najczęściej przywoływanymi korzyściami do osiągnięcia dzięki wykorzystaniu takich systemów [6] to umożliwienie odbiorcom zarządzania własnym zużyciem energii prowadzące do:

- zmniejszenia zużycia energii średnio o 2,6% (+/- 1,4%) oraz
- ograniczenia szczytowego zapotrzebowania na energię w ciągu doby oceniane wartościowo w granicach do 9,9%.

Korzyści takie są proporcjonalne do wartości zużycia energii przez odbiorców – im większe zużycie tym większe spodziewane zyski. Aby prawidłowo ocenić korzyści należałoby przeprowadzić badania pilotażowe na wybranych grupach klientów.

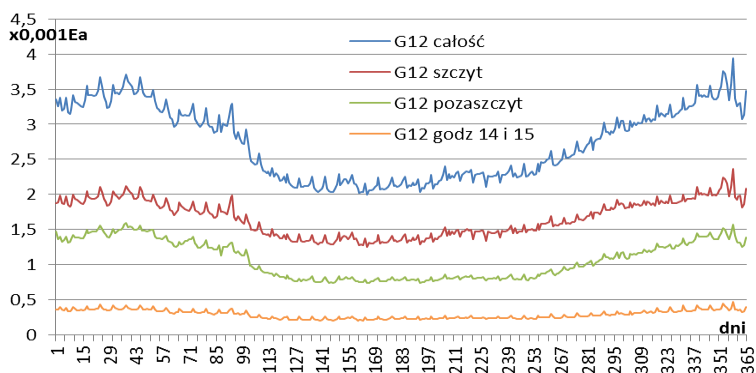
#### **4. Taryfa z krytyczną stawką cenową jako jeden ze sposobów zapewnienia zasobów po stronie popytowej**

Dla reagowania na okresowe wydarzenia wzrostu cen w systemie elektroenergetycznym oraz okresowe zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu w szczególności nadaje się program wprowadzający w tych okresach krytyczną stawkę cenową dla wymuszenia redukcji obciążenia. Wprowadzenie taryfy z krytyczną stawką cenową może pozwolić na utworzenie określonego zasobu oferującego zmienność obciążenia do wykorzystania w okresach pracy systemu elektroenergetycznego przy zagrożonym bezpieczeństwie czy też przy wysokim poziomie cen rynkowych. Podmiotami zainteresowanymi usługą zmienności obciążenia powinni być sprzedawcy energii elektrycznej, by zmniejszyć pobór energii przez swoich klientów w okresie szczytów cenowych na TGE, a także OSP w przypadku zgłoszenia danej grupy odbiorców, mogących oferować zmienność obciążenia, do uczestnictwa w programie awaryjnej redukcji obciążenia na polecenie OSP.



Przeprowadźmy symulację działania taryfy z krytyczną stawką cenową (CPP) dla określonej grupy odbiorców na przykładzie okresu istotnych wahań cen rynkowych i bilansujących, które miały miejsce w roku 2015 przedstawionych na rys. 1. Symulacja zostanie dokonana na grupie odbiorców w gospodarstwach domowych obejmującej 50 000 klientów grupy G12 o średniej rocznej konsumpcji energii elektrycznej wynoszącej 4,5 MWh/odbiorcę.

Zasoby umożliwiające redukcję obciążenia przy wykorzystaniu klientów grupy taryfowej G12 zobrazowano na rys. 2. Zasadniczo dla tego celu nie można wykorzystywać urządzeń grzewczych pracujących w nocy bo wówczas nie ma zapotrzebowania na redukcję obciążenia. Odbiorcy grupy G12 charakteryzują się jednak znaczącym poborem energii w okresie szczytowym, który w okresie letnim stanowi około 70% poboru energii. Dość znaczący i równomierny jest pobór energii w okresie pozaszczytowym w ciągu dnia. Korzystanie z redukcji obciążenia w tych właśnie okresach jest interesujące ze względu na występujące szczyty obciążenia w systemie elektroenergetycznym.



Rys. 2. Sezonowa zmienność dobowego obciążenia odbiorców grupy taryfowej G12 jako całości oraz w podziale na obciążenia szczytowe, pozaszczytowe i pozaszczytowe w ciągu dnia (2 godziny) na podstawie profilu standardowego G12 w roku 2015 [7]

Zasada działania programu taryfowego z krytyczną stawką cenową polega na wprowadzeniu bardzo wysokich cen energii, w pewnych blokach godzinowych, po zawiadomieniu odbiorcy z ustalonym wyprzedzeniem czasowym, by dać mu szansę na ograniczenie swojego zużycia energii w tych okresach i otrzymanie gratyfikacji finansowej, zależnej od dokonanych rzeczywiście redukcji obciążeń. Celem jest wypracowanie, dla określonej grupy taryfowej odbiorców, mechanizmu kształtowania cen mobilizującego tę grupę dla zaoferowania zmienności obciążenia w odpowiedzi na określone sygnały cenowe i jednocześnie będącego neutralnym, jeśli chodzi o korzyści osiągnięte przez firmy sprzedające i dostarczające energię elektryczną do tej grupy odbiorców. W przypadku wykorzystania programu przez sprzedawcę sygnałem uruchamiającym wprowadzenie wysokich stawek krytycznych będzie poziom cen na TGE dnia poprzedniego. Pozwala to na częściowe ograniczenie

wydatków sprzedawcy na zakup energii w okresach wysokich cen. W poniższej symulacji założono, że ceny energii w godzinie powyżej 300 zł/MWh dnia poprzedniego powodują podjęcie decyzji przez sprzedawcę o wysłaniu sygnału do odbiorcy o wprowadzeniu cen krytycznych, przy czym długość okresu obowiązywania cen krytycznych w ciągu doby to minimum 2 godziny. Z analizy danych dotyczących cen na TGE w roku 2015 przedstawionych na rys. 1 wynika, że podwyższone ceny dla uczestników programu należy wprowadzić sumarycznie dla 50 godzin w roku w 16 okresach o czasie trwania od 2 do 8 godzin. W okresach oznaczonych na rys. 1 jako 1, 2, 8, 9 oraz 10 ceny energii są niższe niż 300 zł/MWh a zatem nie spowodują one wprowadzenia cen krytycznych w programie uruchamianym przez sprzedawcę. W przypadku kumulacji cen w kolejnych godzinach trwających powyżej 5 godzin w ciągu jednego dnia można rozważyć podzielenie tego okresu na dwa krótsze i umożliwienie odbiorcom wybór jednego z okresów w ciągu dnia do rozliczeń po stawkach krytycznych. Podstawowym zagadnieniem dla utworzenia grupy odbiorców skłonnych do oferowania zmienności obciążenia w godzinach krytycznych jest pozyskanie tych odbiorców do uczestnictwa w programie na podstawie dobrowolnej umowy oferującej określone korzyści w zamian za świadczoną usługę okresowego ograniczenia zużycia energii. W celu wypracowania poziomu cen energii dla odbiorców w okresach krytycznych sprawdzimy na początek czy przeniesienie bezpośrednio na odbiorców wysokich cen występujących na TGE nie będzie dostateczną motywacją do ograniczenia przez nich zużycia energii. Oznaczając przez  $H_{G11i}$  względną konsumpcję godzinową energii przez odbiorcę, wyrażoną w tysięcznych (0,001) konsumpcji rocznej  $E_a$  zgodnie z standardowym profilem G12 [7], podwyższenie rocznych wydatków na energię odbiorcy z kosztu  $K_{tar}$  do kosztu  $K_{crTGE}$  na skutek przeniesienia na niego cen rynkowych energii wraz z usługą przesyłania  $P_{crTGEi}$  w rozważanych godzinach krytycznych (rys. 3) w stosunku do cen taryfowych, wynoszących dla godzin  $k$  leżących w strefie szczytowej  $P_{star}=0,5211$  zł/kWh [8] oraz dla godzin  $k$  leżących w strefie pozaszczytowej  $P_{ptar}=0,2225$  zł/kWh, można wyznaczyć według poniższej zależności:

$$\frac{K_{crTGE}}{K_{tar}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^{i=50} P_{crTGEi} H_{G12i} + \sum_{k=51}^{k=8760} P_{tar k} H_{G12k}\right)}{\sum_{k=1}^{k=8760} H_{G12k} P_{tar k}} \quad (1)$$

W wyniku podstawienia danych do zależności (1) otrzymujemy wartość 1,0036 co praktycznie nie jest wystarczającą zachętą odbiorcy do uczestnictwa w programie. Aby redukcja obciążenia w godzinach krytycznych mogła przynieść widoczne efekty finansowe po stronie odbiorcy wymagane jest drastyczne podniesienie ceny za energię w godzinach krytycznych. W przypadku trzydziestokrotnego podniesienia ceny w godzinach krytycznych w stosunku do ceny taryfowej:

$$P_{cr en} = 30 * P_{tar en} \quad (2)$$

przy zachowaniu takich samych opłat za dystrybucję z zależności (1) otrzymujemy wartość 1,1469, w przypadku braku jakiejkolwiek redukcji obciążenia przez odbiorców, co daje różnicę w płatnościach za energię  $\Delta K_{cr}$  przy cenach krytycznych  $K_{cr}$  w stosunku do płatności taryfowych  $K_{tar}$  wynoszącą:

$$\Delta K_{cr} = K_{cr} - K_{tar} = 266,95 \text{ zł} \quad (3)$$

Podniesienie trzydziestokrotne ceny taryfowej w godzinach krytycznych stwarza zatem ryzyko cenowe dla odbiorcy podane przez zależność (3) i aby zachęcić odbiorców do przystąpienia do programu należy je zniwelować proponując dla uczestników programu bonus zależny od rocznego zużycia energii indywidualnego uczestnika  $E_a$  równy:

$$B_{part} = \Delta K_{cr} / E_a \quad (4)$$

Zatem uczestnik programu, po otrzymaniu takiego bonusu, będzie chroniony przed podwyższeniem opłat za energię w przypadku braku podjęcia efektywnych działań dla redukcji obciążenia w godzinach krytycznych. Dokonując redukcji będzie miał szansę wykorzystać bonus w stopniu zależnym od wartości dokonanej redukcji obciążenia. Przedstawione warunki powinny znacząco ułatwić rekrutację uczestników programu.

W celu oceny sprawności ekonomicznej proponowanego programu sterowania popytem przeprowadzmy ocenę przychodów i kosztów spółki sprzedaży energii będącej organizatorem takiego programu. Dla tego celu niezbędne jest założenie średniego stopnia redukcji obciążenia odbiorców uczestników programu w godzinach krytycznych. Przyjmijmy, że odbiorcy dokonali takiej redukcji przy stopniu redukcji  $W_{reds} = 0,6$  w okresie cen szczytowych co oznacza, że pozostawili obciążenie o wartości 60% w stosunku do obciążenia przy normalnych stawkach taryfowych. Dla okresu cen pozaszczytowych przyjmijmy większy stopień redukcji wynoszący  $W_{redp} = 0,55$ . Zbliżone stopnie redukcji obciążenia uzyskano dla programu z krytyczną stawką cenową wdrożonego we Francji [7]. Zakładaną redukcję obciążeń dobowych na skutek wprowadzenia cen krytycznych przedstawiono na rys. 3 dla rozpatrywanej grupy odbiorców, dla obciążenia według profilu standardowego na dzień 7 sierpnia 2015.

Rozpatrzmy poszczególne składniki kosztów i przychodów spółki sprzedaży energii będącej organizatorem programu. Podstawowym składnikiem przychodu spółki sprzedaży pozostanie przychód ze sprzedaży energii dla analizowanej grupy  $E_{agr}$  liczącej  $N_p$  uczestników o średniej rocznej konsumpcji energii elektrycznej  $E_a$ :

$$E_{agr} = E_a * N_p \quad (5)$$

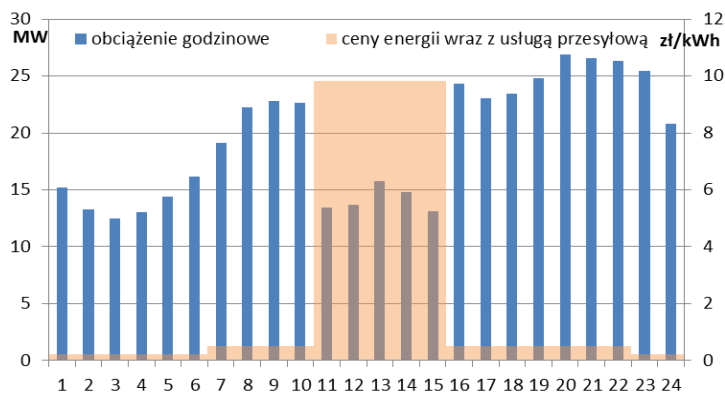
Zakładamy, że spółka zakupuje 100% energii na potrzeby odbiorców po cenach  $P_{crTGEi}$  występujących w analizowanych godzinach krytycznych na TGE i ponosi związany z tym koszt  $\Delta K_{sup}$  określony poniższą zależnością:

$$\Delta K_{sup} = \frac{E_{agr}}{1000} * \sum_{i=1}^{i=50} P_{crTGEi} * H_{G12i} \quad (6)$$

W przypadku wprowadzenia cen krytycznych, po uwzględnieniu średnich stopni redukcji obciążenia przez uczestników programu w strefach szczytowej i pozaszczytowej, spółka dokonuje sprzedaży nadmiaru energii wynikającego z przyjętych stopni redukcji na rynku bilansującym po obowiązujących w danych godzinach cenach rozliczeniowych  $P_{CROi}$  osiągając przychód  $\Delta I_{bil}$  wynoszący:

$$\Delta I_{bil} = \frac{E_{agr}}{1000} * \sum_{i=1}^{i=50} (1 - W_{redi}) * P_{CROi} * H_{G12i} \quad (7)$$

Przychody te mogą stanowić wynagrodzenie spółki obrotu organizującej program sterowania popytem z krytyczną stawką cenową a ich wartość zależy od ilości energii kupowanej na TGE, w analizowanych godzinach, dla pokrycia zapotrzebowania rozpatrywanej grupy odbiorców. Można jednak je wprowadzić do bilansu kosztów i przychodów spółki dla zapewnienia neutralności taryfowej programu co uczyniono dalej.



Rys. 3. Symulacja obciążeń grupy odbiorców uczestników programu w wyniku wprowadzenia cen krytycznych w dniu 7 sierpnia 2015 r.

Wprowadzenie krytycznej stawki cenowej wiąże się z dodatkowym przychodem spółki  $\Delta I_{cr red}$  na skutek wprowadzenia cen krytycznych za energię  $P_{cr en}$  w miejsce taryfowych cen energii szczytowych  $P_{star en}$  lub pozaszczytowych  $P_{ptar en}$  w zależności od umiejscowienia danego okresu krytycznego w godzinach dnia, który wynosi:

$$\Delta I_{cr red} = \frac{E_{agr}}{1000} * \sum_{i=1}^{i=50} W_{redi} * H_{G12i} * (P_{cr en} - P_{itar en}) \quad (8)$$

Należy również przeanalizować zagadnienie na ile redukcja obciążenia w godzinach krytycznych, na skutek drastycznego podwyższenia cen, spowoduje zwiększone zużycie energii w godzinach pozakrytycznych. Jeżeli przyjmiemy, że współczynnik odzysku utraconej energii na skutek wykorzystania sprzętu w innych okresach wynosi  $W_{rec} = 0,7$  to wiążą się z tym następujące dodatkowe pozycje do rozliczenia u sprzedawcy:

- koszty zakupu energii nieplanowanej  $\Delta K_{rec}$  po cenie średniej rozliczeniowej rynku bilansującego w godzinach pozakrytycznych  $P_{CROncr}$ :

$$\Delta K_{rec} = \frac{W_{rec} * P_{CRONcr} * E_{agr}}{1000} * \sum_{i=1}^{50} (1 - W_{redi}) * H_{G12i} \quad (9)$$

– przychody ze sprzedaży energii zredukowanej w godzinach krytycznych i wykorzystanej w okresach pozakrytycznych szczytowych (takie przyjęte założenie) po cenach taryfowych  $P_{star en}$ :

$$\Delta I_{rec} = \frac{W_{rec} * P_{star en} * E_{agr}}{1000} * \sum_{i=1}^{50} (1 - W_{redi}) * H_{G12i} \quad (10)$$

Poza bilansem spółki obrotu jest ograniczenie opłat dystrybucyjnych, dla stawek opłat wynoszących w okresach szczytowych  $P_{star d}$  oraz pozaszczytowych  $P_{ptar d}$ , ponoszonych przez odbiorców na skutek zużytkowania w okresach pozakrytycznych tylko części energii zredukowanej w okresach krytycznych. Pozycja ta stanowi zysk dla odbiorców  $\Delta I_{d odb}$  i stratę dla operatora sieci dystrybucyjnej  $-\Delta I_{OSD}$  i wynosi:

$$\Delta I_{d odb} = -\Delta I_{OSD} = \frac{(1 - W_{rec}) * E_{agr}}{1000} * \sum_{i=1}^{50} (1 - W_{redi}) * P_{itar d} * H_{G12i} \quad (11)$$

Spółka ponosi również koszty udzielania bonifikaty na roczne wydatki na energię uczestników programu w liczbie  $N_p$  o następującej wartości:

$$\Delta K_{bon} = N_p * B_{part} * E_a \quad (12)$$

Bilans zysków i strat organizatora programu przedstawia się następująco:

$$\Delta Z = \Delta I_{bil} - \Delta K_{sup} + \Delta I_{crrd} - \Delta K_{rec} + \Delta I_{rec} - \Delta K_{bon} \quad (13)$$

Z uwagi na dokonane redukcje obciążenia przez odbiorców przedstawiony bilans (13) jest ujemny na skutek przewagi udzielonych bonifikat, zakładających brak redukcji obciążenia odbiorców, nad zyskami z poboru energii po cenach krytycznych przy złożeniu redukcji obciążenia w stosunku do obciążenia przy cenach taryfowych do 60% obciążenia, w okresie cen szczytowych i do 55%, w okresie cen pozaszczytowych. Aby zniwelować straty sprzedawcy, organizatora programu z krytyczną stawką cenową i uzyskać cechę zmiennością obciążenia dla określonej grupy taryfowej danego sprzedawcy, należy rozłożyć zakładane straty na całą grupę taryfową obsługiwaną przez danego sprzedawcę, co przekłada się na podwyższenie opłaty taryfowej za energię. Jeżeli cała grupa odbiorców G12 liczy  $N$  odbiorców to podwyższenie opłat taryfowych wyniesie:

$$\Delta P_{tar} = \Delta Z / N * E_a \quad (14)$$

Uzyskana zmienność obciążenia może być również wykorzystana do oferowania redukcji obciążenia w awaryjnych programach redukcji obciążenia opracowywanych przez OSP. W analizowanych godzinach krytycznych występują braki rezerw dostępnych ponad zapotrzebowanie systemu a zatem uzasadnione będzie uruchomienie przez OSP programu awaryjnej redukcji obciążenia. Jak widać z rys. 3 redukcje obciążeń dla analizowanej grupy są w zakresie 10 MW co jest warunkiem stawianym przez OSP dla uczestników takiego programu. Dla jednostkowych opłat za redukcję obciążenia  $P_{jemer}$  uczestnictwo w programie pozwala na uzyskanie przychodu  $\Delta R_{emer}$ :

$$\Delta R_{emer} = P_{jemer} * E_{agr} * \sum_{i=1}^{50} (1 - W_{red}) * H_{G11i} \quad (15)$$

Suma redukcji obciążeń analizowanej grupy w rozpatrywanym okresie wynosi 582 MWh, co przy założeniu  $P_{jemer} = 1100$  zł/MWh, umożliwia przychód ponad 600 000 zł, który może być wliczony po stronie zysków do równania bilansowego (12) poprawiając o ponad 10% efektywność tworzenia zasobów zmienności obciążenia po stronie odbioru.

Uwzględniając dodatkowo w bilansie (13) przychody określone przez (15) oraz uniknięte wydatki odbiorców wyznaczone przez (11) dla liczności grupy G12 wynoszącej  $N = 200\ 000$  odbiorców to dla parametrów programu opisanego powyżej przyrost opłat taryfowych określony zależnością (14) powinien zapewnić dodatkowy przychód o wartości 25,79 zł na odbiorcę w stosunku do rozliczeń dla dotychczasowych cen, co oznacza dodatkowe roczne koszty dla klienta grupy taryfowej G12 na poziomie 1,42%. Przeniesienie tego kosztu na stawki taryfowe szczytowe i pozaszczytowe zależy od strategii sprzedawcy i może być skierowane na powiększenie różnicy między tymi cenami, zwiększając ryzyko odbiorcy i możliwości oszczędności do uzyskania przy przesunięciu obciążenia do strefy pozaszczytowej lub na zmniejszenie różnicy cen powodujące mniejsze ryzyko straty dla odbiorców przy mniej efektywnych działaniach dla zwiększenia obciążenia w strefie pozaszczytowej. Ta druga opcja może zachęcić większą liczbę klientów do uczestnictwa w rozliczeniach przy zastosowaniu taryfy G12.

Przedstawiona analiza obrazuje sposób tworzenia zasobów zmienności obciążenia po stronie popytowej w grupach odbiorców rozproszonych. Wdrożenie przedstawionych działań wymaga zainstalowania u odbiorców uczestniczących liczników inteligentnych, dla rozliczenia oszczędności uzyskanych przez odbiorcę oraz stworzenia kanału łączności z odbiorcami w celu przesyłania im informacji o nadchodzących godzinach krytycznych. Przedstawiony program stanowi więc także jeden ze sposobów wykorzystania inteligentnego opomiarowania dla uzyskania określonej funkcjonalności.

## 5. Podsumowanie

Sterowanie popytem przy wykorzystaniu taryf strefowych może być skutecznym narzędziem prowadzącym do zwiększenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego oraz ograniczenia ryzyka cenowego sprzedawców w warunkach rynku energii elektrycznej. Projektowanie efektywnych programów taryf strefowych wymaga koordynacji działania sprzedawców i operatorów sieciowych, którzy są odpowiedzialni za warstwę techniczną wyposażenia odbiorców. Efekty wdrożonych taryf powinny być oceniane poprzez okresowe analizy odczytów liczników inteligentnych pozwalające na określenie elastyczności popytu analizowanej grupy klientów i wykorzystanie tej cechy dla poprawy efektywności sterowania popytem przy realizacji zadań sprzedawców i operatorów sieciowych.

Przedstawiony program może być wykorzystany dla celów zapoczątkowania tworzenia zasobu po stronie popytowej. Charakteryzuje się on praktycznie zerowym ryzykiem cenowym dla jego uczestników. Zasoby pozyskane w ten sposób mogą być wykorzystane przez sprzedawców i operatorów sieciowych co jest szczególnie pożądane przy braku wystarczających rezerw wytwórczych.

W miarę rozwoju systemów inteligentnego opomiarowania wzrastają możliwości wprowadzenia opisanego programu dla większej liczby uczestników. W miarę upowszechniania programu należy zmieniać podejście do udzielania bonifikat poprzez ich ograniczenie a wynagradzanie raczej rzeczywistej redukcji obciążenia w godzinach krytycznych. Stwarza to jednak większe ryzyko dla odbiorców indywidualnych, którzy powinni zostać wdrożeni do właściwego reagowania na sygnały cenowe na rynku energii przed wystawieniem ich na ryzyko z tym związane.

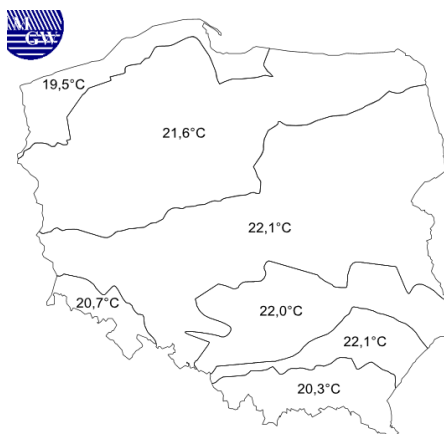
## **Literatura**

- [1] Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2014. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2015. [www.mg.gov.pl](http://www.mg.gov.pl)
- [2] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. [www.pse.pl](http://www.pse.pl)
- [3] Assessment of Demand Response and Advanced Metering. Staff Report, Federal Energy Regulatory Commission. December 2015. <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/demand-response/dem-res-adv-metering.asp>
- [4] Andruszkiewicz J., Lorenc J., Michalski A.: Efficiency Improving of Time of Use Tariffs for Residential Customer to Create More Valuable Demand Response Resource. EMM 2014.
- [5] Andruszkiewicz J., Lorenc J.: Application perspectives of demand side response basing on critical peak pricing to support power system balancing during critical hours. Safety of the Polish power system. Scientific Publishers OWN. Poznań 2012.
- [6] Covrig C. F., Ardelean M., Vasiljevskaja J., Mengolini A., Fulli G. (DG JRC), Amoiralis E. (External). Collaborators: Jimenez M. S., Filiou C. (DG ENER): Smart Grid Projects Outlook 2014. JRC Science and policy reports. <https://ec.europa.eu/jrc/>
- [7] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. <http://www.operator.enea.pl/21/INSTRUKCJE/Instrukcje-IRiESD-883.html>
- [8] Biuletyn Branżowy Urzędu Regulacji Energetyki, Energia elektryczna. Taryfy opublikowane w 2014 r. <http://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-innedejczyje/energia-elektryczna/1196,Taryfy-opublikowane-w-2014-r.html>
- [9] Hierzinger R., Albu M., van Elburg H., Scott A. J., Łazicki A., Penttinen L., Puente F., Sæle H.: European Smart Metering Landscape. Report 2012, [Online]. Available: <http://www.smartregions.net/landscape>

**Paweł BUĆKO, Izabela SADOWSKA, Adrian MILLER**  
Politechnika Gdańska

## **ANALIZA FUNKCJONOWANIA POLSKIEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W OKRESIE WPROWADZENIA STOPNI ZASILANIA W 2015 ROKU**

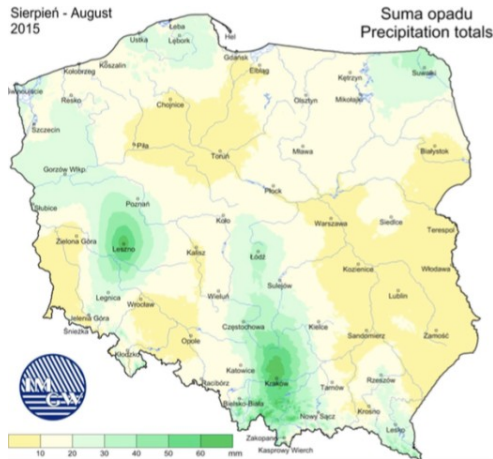
Sierpień 2015 roku zapisał się jako miesiąc ekstremalnie ciepły w Polsce. Według raportu Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej zeszłoroczny sierpień pobił dotychczas najgorętszy z 1992 roku, stając się najcieplejszym miesiącem od 1950 roku [1]. Średnia temperatura miesięczna wyniosła 21,3°C. Zaznaczone na rys. 1. wartości średniej obszarowej temperatury powietrza oscylowały na poziomie od 19 stopni w północnej części kraju aż do 20-22°C na południu. W Katowicach, Opolu, Łodzi i Legnicy odnotowano aż 13 dni z rzędu z temperaturami powyżej 30°C (3-15.08.2015). Najwyższą temperaturę odnotowano w Legnicy – 38,4°C.



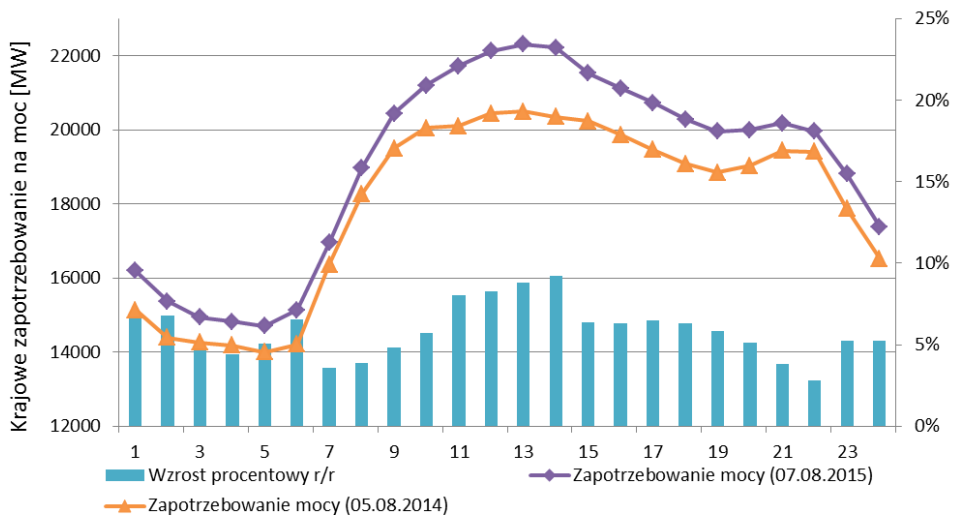
Rys. 1. Wartości średniej obszarowej temperatury powietrza (°C) w wyznaczonych regionach w SIERPNIU 2015 roku (źródło: IMGW [1])

Oddziaływający na pogodę w sierpniu 2015 r. wyż baryczny spowodował również zauważalny brak opadów atmosferycznych. W Polsce wschodniej, na Mazowszu, Opolszczyźnie i w województwie lubuskim miejscami spadło mniej niż 10 mm deszczu. Jest to około 10% normy przewidzianej dla obszarów oznaczonych na rys. 2. najciemniejszym żółtym kolorem. Na skutek tych warunków atmosferycznych pogarszał się bilans mocy w polskim systemie elektroenergetycznym.





Rys. 2. Miesięczna suma opadu atmosferycznego w sierpniu 2015 r. (źródło: IMGW [1])



Rys. 3. Krajowe zapotrzebowanie na moc w dobie roboczej sierpnia (źródło: PSE S.A. [11])

Fala upałów lipcowo-sierpniowych przyczyniła się do wzrostu popytu na energię elektryczną. Głównym determinantem tej sytuacji była potrzeba wytworzenia chłodu. Obserwowane w tym okresie uruchamianie dodatkowych urządzeń chłodzących zarówno w przemyśle, usługach, obiektach użyteczności publicznej, jak i w gospodarstwach domowych, spowodowało, że obciążenie systemu energetycznego w początkowych dniach sierpnia 2015 roku przekroczyło wartość 22 GW. Wartość ta, w stosunku do najwyższej wartości mocy tożsamego miesiąca poprzedniego roku, oznaczała wzrost o ponad 5%. Dowodem przyrostu zapotrzebowania jest prezentowana na rys. 3. dobowo zmienność obciążenia wraz z wykresem słupkowym wzrostu procentowego zapotrzebowania na moc, w relacji rok do roku, w kolejnych godzinach doby.

Tabela 1

Planowane i nieplanowane ubytki mocy w KSE w dniu 15.08.2016 [10]

Elektrownia	Jednostka	Moc Osiagalna MW	sie-15										
			So 1	N 2	Pn 3	Wt 4	Sr 5	Cz 6	Pt 7	So 8	N 9	Pn 10	
Adamów	B1	120				120	120	120	120				
Belchatów	B06	394							394	394	394	394	
	B09	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	
	B10	370				8	117	190				370	
	B14	858			58					858	858	858	
Dolna Odra	B1	222		222	222	222	222	222	222	222	222	222	
	B2	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	
	B8	232			32				232	232	232		
EC Siekierki	WSIB 07	102			102	102	102	102	102	102			
	WSIB 08	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	
	WSIB 09	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	
EC Żerań	WZE	373	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
Jaworzno 3	B2	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	
	B5	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	
	B6	225			225	225	225	225	225	225	225	225	
Kozienice 1	B1	215			215	215	215	215	215	215	215	215	
	B2	225	225	225	225	225	225	225	90	50	225	225	
	B3	225							35	35	70		
	B4	228							48	58	228	228	
	B5	225							35	38	225	225	
	B6	228							38	48	228		
	B7	225							35	39	70		
	B8	228							48	50			
Kozienice 2	B09	560			100	100	100	160	260	100	100	100	
	B10	560	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	
Łagisza	B5	120			120	120	120	120	120	120			
	B6	120									120	120	
Łaziska 3	B11	225							225	225			
Opole	B2	383	3	83		53	163	163	163	383	383		
	B01	221						105					
Ostrołęka B	B02	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
	B03	226								226			
	B1	222							200	200			
Pątnów 1	B2	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
	B3	200	200	200									
	B4	200	200	200	200				200	200	200	200	
	B5	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
	B6	200									200	200	
	B6	200									200	200	
Pątnów 2	B9	464						164	464	464	464	464	
Polaniec	B2	242							242				
	B3	242									137		
	B4	242	242	242	242	242	242	242					
	B7	239								239			
Rybnik	B4	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	
	B7	220							220	220	220	220	
Stalowa Wola 3	B8	125							125	125			
Turów	B02	235	235	235	235	25			5			235	
	B03	235							5	5		5	
	B04	261											
	B05	261				11	100	261	261		261	261	
	B06	261											
Veolia Energia Łódź EC4	Blok 3	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	
Veolia Energia Poznań ZEC S.A.	Blok 2	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
Planowane ubytki			3979	4763	3663	3481	3674	4115	4798	5916	5981	4649	
Nieplanowane ubytki			1110	855	1217	908	955	2650	3581	2862	1657	2492	
Łącznie ubytki			5089	5618	4880	4389	4629	6765	8379	8778	7638	7141	

Obciążenie szczytowe w okresie doliny rocznej na poziomie 22 GW w zestawieniu z osiąganą wartością szczytową w okresie zimowym na poziomie 25-26 GW sprawiło trudności w pokryciu zapotrzebowania. Najważniejszym czynnikiem, które wpłynęło na brak mocy dyspozycyjnych w systemie, w tym okresie, były zaplanowane remonty bloków wytwórczych. Kolejnym czynnikiem okazała się bezwietrzna pogoda. Brak wiatru ograniczał w znacznym stopniu generację elektrowni wiatrowych [7].

Następstwem upałów oraz braku opadów było obniżenie się stanu oraz wzrost temperatury wód w rzekach. Spowodowało to ograniczenie możliwości pracy elektrowni z układem chłodzenia działającym w obiegu otwartym. Problem chłodzenia obiegów dotyczył przede wszystkim elektrowni: Koziennice, Połaniec, Stalowa Wola i Ostrołęka. 6 sierpnia 2015 roku Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE) poinformowały o ograniczeniach pracy tych elektrowni. Zestawienie łącznych ubytków mocy zostało przedstawione w tabeli 1 dla przykładowego dnia 15 sierpnia.

Kluczowym momentem dla pogorszenia bilansu mocy była awaria techniczna w Elektrowni Bełchatów, w wyniku której został wyłączony blok wytwórczy nr 10 o mocy 370 MW [3]. W dniu 10 sierpnia wprowadzono środki zaradcze w postaci ogłoszenia przez PSE 20 i 19 stopnia zasilania. Podjęto decyzję (w trybie art. 33 ustawy Prawo wodne [4]) o czasowym odprowadzaniu wody pochłodniczej o temperaturze wyższej niż przewidziane w przepisach 35°C z otwartych systemów chłodzących. W celu poprawy możliwości chłodzenia obiegu w elektrowni w Połańcu zdecydowano się zwiększyć ilość wód w rzece, zwiększając zrzuty wody ze zbiorników retencyjnych w Rożnowie i Czorsztynie.

## 1. Stopnie zasilania

Zgodnie z Rozporządzeniem [5] polski rząd może na terytorium całego kraju lub miejscowo wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na podstawie zgłoszenia Operatora Systemu Przesyłowego. Ograniczenie zużycia energii elektrycznej określane są skalą, która zaczyna się od 11 stopnia zasilania, a kończy na 20. 11 stopień oznacza możliwość poboru energii elektrycznej przez odbiorców na planowanym, zgodnie z umową, poziomie i nie powoduje ograniczeń dostaw. Faktyczne ograniczenia są wprowadzane po ogłoszeniu stopnia zasilania od 12 do 20. Podział ograniczeń jest w miarę możliwości proporcjonalny. Stopień 20 określa ustalone minimum poboru przy zachowaniu bezpieczeństwa ludzi oraz zapobiegnięciu uszkodzeniu lub zniszczeniu obiektów technologicznych. Dla każdej instytucji czy firmy wartości ustalane są indywidualnie. Szczegółowo zapisane są one w umowach o świadczenie usług dystrybucji/przesyłu.

Restrykcje ograniczeń dotyczą tylko dużych odbiorców, których zapotrzebowanie na moc wynosi minimum 300 kW. Ochronie przed wprowadzonymi ograniczeniami podlegają szpitale i obiekty ratownictwa medycznego, obiekty wykorzystywane do obsługi środków masowego przekazu, porty lotnicze, obiekty międzynarodowej komunikacji kolejowej, obiekty wojskowe, obiekty energetyczne oraz obiekty o strategicznym znaczeniu dla funkcjonowania gospodarki lub państwa. Według danych Urzędu Regulacji Energetyki kwalifikujących się do ograniczeń podmiotów jest w Polsce około 8 tysięcy.

Tabela 2 przedstawia wprowadzone stopnie zasilania w poszczególnych godzinach sierpnia.

Tabela 2  
Obowiązujące stopnie zasilania w poszczególnych godzinach w dniach 10-24 sierpnia 2015 r. [11]

Data	Obowiązujące stopnie zasilania w poszczególnych godzinach																									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
2015-08-10														20	20	19	19	19	19	17	17	17	17	17	11	11
2015-08-11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	19	19	19	17	17	15	15	11	11	11	11	11	11
2015-08-12	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	16	16	16	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
2015-08-13	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
2015-08-14	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
2015-08-15	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
2015-08-16	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
2015-08-17	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
2015-08-18	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
2015-08-19	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
2015-08-20	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
2015-08-21	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
2015-08-22	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
2015-08-23	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
2015-08-24	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11

W przypadku niezastosowania się przez odbiorcę do wprowadzonych stopni zasilania Prezes URE może nałożyć na taki podmiot karę w wysokości do 15% przychodu osiągniętego w roku poprzednim (art. 56 ustawy Prawo energetyczne [6]). Regulator ma również możliwość prowadzić kontrole dotyczące stosowania wprowadzanych ograniczeń (art. 11 ust. 5 ustawy Prawo energetyczne [6]).

## 2. Reakcja odbiorców

W odpowiedzi na ogłoszone ograniczenia mocy wprowadzone przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne, zobowiązani odbiorcy końcowi, redukowali pobór energii elektrycznej stosownie do posiadanych możliwości. Przedstawiony na rys. 4. wykres zmienności obciążenia w okresie wprowadzenia stopni zasilania umożliwił analizę zachowania odbiorców przemysłowych w kolejnych godzinach. Przedstawiono na nim porównanie wykresów z okresu objętego ograniczeniami z analogicznym okresem roku poprzedniego, kiedy takie ograniczenia nie obowiązywały. Porównanie wykresów zapotrzebowania

na moc w KSE pokazują, że do godziny 10:00 dnia 10.08.2015, nie zauważono ruchów odbiorców zmierzających do ograniczenia poboru. Oczekiwany spadek zaczęto uzyskiwać godzinę po wyznaczonym terminie. Zwłoka czasowa, zdaniem autorów referatu była związana z informowaniem, oraz egzekwowaniem przeprowadzanej redukcji przez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych. Analiza danych wykazała, że wielkość redukcji obciążenia w godzinach szczytowych w dniu 10 sierpnia wyniosła 2 855 MW w stosunku do poprzedniego dnia roboczego czyli 7 sierpnia. W kolejnych dniach od ogłoszenia stopni zasilania zauważyć można przesunięcie poboru energii w okolice szczytu wieczornego, a także przeniesienie części odbiorów na dolinę popołudniową. Spowodowało to „spłaszczenie” profilu zapotrzebowania w godzinach między 13:00 a 22:00. Warto zauważyć, że od 12 sierpnia obowiązującym stopniem zasilania był 11. Informacja ta nie wzbudziła jednak zaufania odbiorców, czego wynikiem były utrzymujące się zaniżone plany produkcji. Odzwierciedleniem tej sytuacji było utrzymanie relatywnie niskiego zapotrzebowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

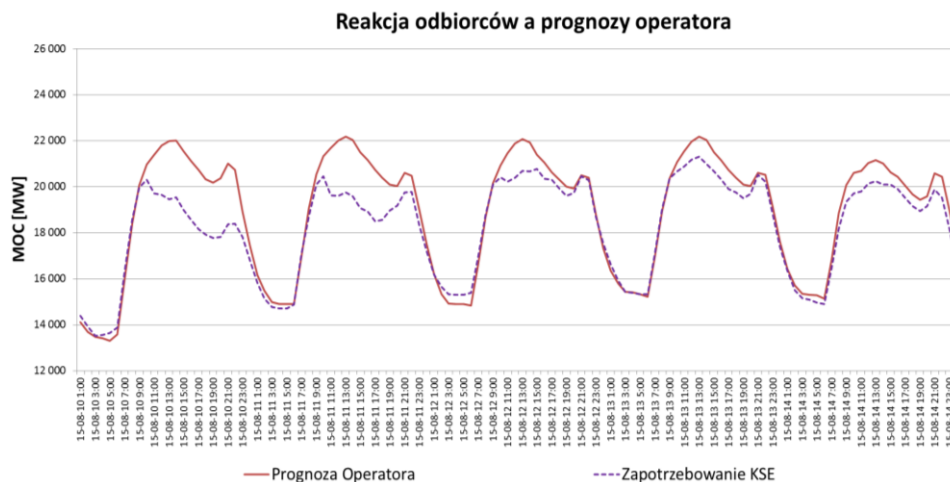


Rys. 4. Reakcja odbiorców na wprowadzenie stopni zasilania (źródło: PSE S.A. [11])

Pomimo, że dla większości odbiorców wprowadzenie wysokich stopni zasilania było sytuacją nową i nietypową, ich reakcja okazała się szybka i efektywna. Należy pamiętać, że poprzednio stopnie zasilania, czyli obowiązkowe ograniczenia w zużyciu energii, wprowadzano w Polsce w latach 80. Po tak długiej przerwie, można było się obawiać o skuteczność reakcji większości zobligowanych do ograniczeń podmiotów. Na rys. 5. przedstawiono zapotrzebowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w stosunku do zakładanego przez Operatora scenariusza (Plan Koordynacyjny Dobowy - PKD).

Warto zwrócić uwagę, że na obserwowaną redukcję zapotrzebowania miała wpływ zarówno bezpośrednia reakcja odbiorców związana z koniecznością

wprowadzenia technicznych ograniczeń wynikających ze zobowiązań odbiorców opisanych przepisami o stopniach zasilania, jak i reakcja cenowa odbiorców w odpowiedzi na gwałtowne wzrosty cen na rynku giełdowym i bilansującym.

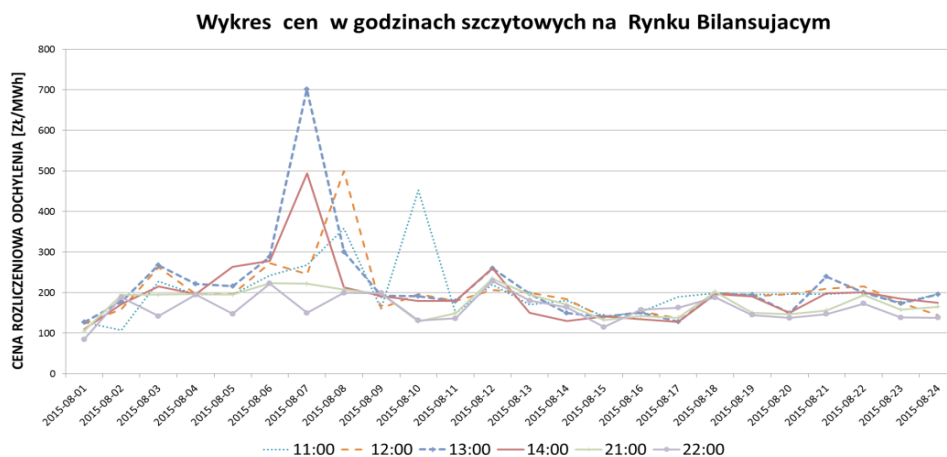


Rys. 5. Reakcja odbiorców w stosunku do przewidywań operatora (źródło: PSE S.A. [11])

### 3. Analiza cen na Rynku Bilansującym

Rynek Bilansujący jest mechanizmem, z którego korzysta Operator Sieci Przesyłowej w celu zbilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną z wytwarzaniem tej energii w KSE. Uczestnictwo w tym mechanizmie jest obligatoryjne, a stroną wszystkich transakcji jest Operator Systemu Przesyłowego. Podstawą do rozliczenia są Ceny Rozliczeniowe Odchylenia (CRO). Cena ta jest wyznaczana niezależnie dla każdej z 24 godzin doby jako najwyższa cena z ofert bilansujących zapewniających zbilansowanie systemu zgodnie z planowanym zużyciem energii [7]. Przykład kształtowania się Ceny Rozliczeniowej Odchylenia zaprezentowano na rys. 6.

Autorzy przebadali kształtowanie się cen dla godzin szczytowych jako najbardziej podatnych na zmiany w okresie poprzedzającym wprowadzenie stopni zasilania oraz dni bezpośrednio po fakcie ich wprowadzenia. Cena rozliczeniowa odchylenia dla 7 sierpnia dla godziny 13:00 wyniosła 701 zł/MWh, a dla godziny 14:00: 494 zł/MWh. Wysokie poziomy cenowe z okresu 07.08.2015-09.08.2015 zostały zredukowane poprzez wprowadzenie ograniczeń w poborze energii elektrycznej na terenie kraju. Zgodnie z opisem powyżej, ogłoszenie stopni zasilania spowodowało szybką reakcję odbiorców, którzy ograniczyli pobór energii elektrycznej. Zmniejszenie zapotrzebowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego o blisko 12% pozwoliło operatorowi skorzystać z tańszych ofert bilansujących domykających stos „Merit Order”.



Rys. 6. Wykres cen godzin szczytowych na Rynku Bilansującym (źródło: PSE S.A. [11])

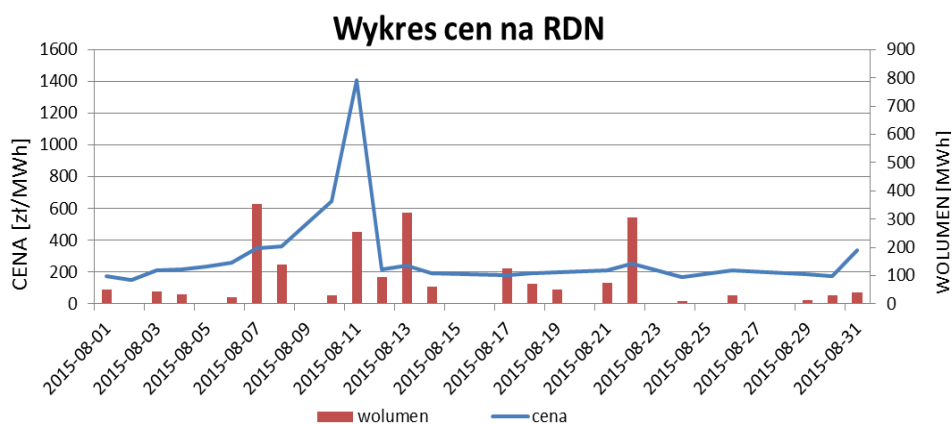
#### 4. Zachowania na Towarowej Gieldzie Energii

Zachowania zakupowe uczestników Towarowej Gieldy Energii S.A. (TGE) oparte zostały na analizie rynku „spotowego” oraz kontraktów terminowych z małym horyzontem czasowym, gdzie okres kontraktacji pokrywał się z okresem wprowadzonych ograniczeń w poborze energii elektrycznej. Omawianymi kontraktami są: kontrakt BASE M-09-15 (rys. 9.), czyli kontrakt miesięczny wrześnieowy, oraz kontrakt BASE W-34-15 (rys. 10.), czyli kontrakt w którym dostawy przewidziane były na 34. tydzień 2015 roku.

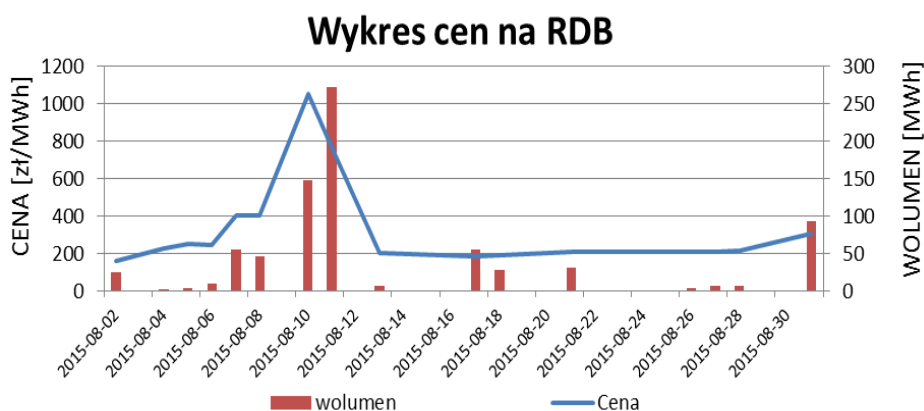
Zgodnie z procedurą udostępniania danych rozliczeniowych zawartych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), raport dotyczący danej doby jest udostępniany przez Operatora Sieci Przesyłowej (OSP) pierwszego dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18:00 jako niezatwierdzony (z niezatwierdzonymi wynikami rozliczenia), i czwartego dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako zatwierdzony (z zatwierdzonymi wynikami rozliczenia) [8].

Oznacza to, że uczestnicy Towarowej Gieldy Energii S.A. w dniu ogłoszenia stopni zasilania mogli mieć wiedzę na temat danych systemowych wyłącznie do dnia 09.08.2015 (Niedziela). Zgodnie z opisanym w punkcie 1 i 2 referatu harmonogramem zdarzeń, wiedza uczestników rynku mogła bazować przede wszystkim na informacji o:

- wysokim zapotrzebowaniu na moc w KSE,
- bezwietrznej pogodzie, wiążącej się z niską generacją energii z źródeł wiatrowych,
- wysokiej cenie rozliczeniowej odchylenia w okresie 07.08.2015 – 09.08.2015,
- awarii technicznej bloku Bełchatów.



Rys. 7. Wykres cen na RDN (źródło: TGE S.A. [9])

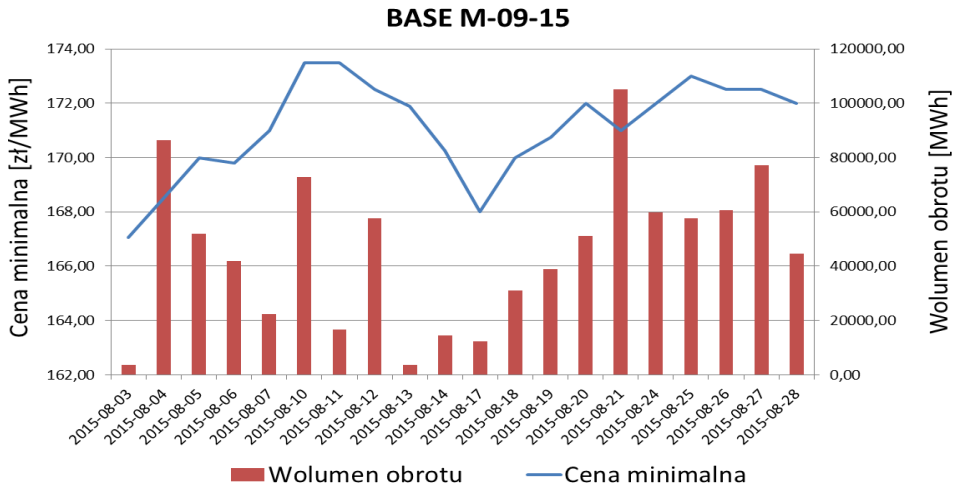


Rys. 8. Wykres cen na RDB (źródło: TGE S.A. [9])

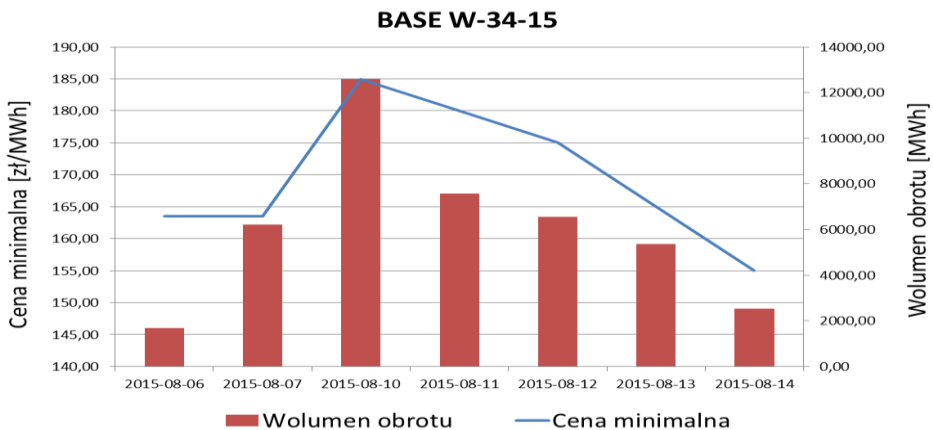
Bazując wyłącznie na przedstawionej powyżej sytuacji można przewidywać wzrost cen rozliczeniowych odchylenia na Rynku Bilansującym. Wobec czego zasadną decyzją byłoby domykanie pozycji kontraktowej na rynku „spotowym” w celu uniknięcia dodatkowych kosztów wynikających z niezbilansowania pozycji.

Przedstawione na rys. 7. i 8. wykresy cen rozliczeniowych oraz wolumenów obrotów na Rynku Dnia Następnego (RDN) i Rynku Dnia Bieżącego (RDB) w sierpniu zdają się potwierdzać przypuszczenia autorów. W dniu 10.08.2015 (poniedziałek) zaobserwowano wzmożoną kontraktację na rynku „spot”. Uczestnicy rynku byli gotowi zapłacić za godziny szczytowe nawet 1400 zł/MWh, uznając cenę za atrakcyjną w porównaniu do pozostawienia pozycji niezbilansowanej i oczekiwaniu na rozliczenie operatorskie. Kontrakty były zawierane, zarówno na RDN, jak i RDB. Wraz z pojawieniem się danych systemowych i rozliczeniowych operatora, w wyniku których CRO było znacznie niższe od przewidywanych, płynność na tych rynkach cena spadła.





Rys. 9. Wykres kontraktu BASE M-09-2015 (źródło: TGE S.A. [9])



Rys. 10. Wykres kontraktu BASE W-34-2015 (źródło: TGE S.A. [9])

Reakcja uczestników na rynku terminowym w wybranych kontraktach była podobna. Zilustrowano ją na rys. 9. i 10. Wprowadzenie 20. stopnia zasilania 10 sierpnia 2015 roku spowodowało wzrost ceny kontraktów. Cena kontraktu miesięcznego wzrosła o ok. 4 zł/MWh, natomiast cena kontraktu tygodniowego o ok. 22 zł/MWh. Warto zwrócić uwagę na znacznie mniejszą wielkość wzrostu ceny w stosunku do rynku natychmiastowego, co jest ściśle związane ze specyfiką rynków terminowych. Wzrost ceny na rynku tygodniowym jest wyższy niż na rynku kontraktów tygodniowych. Na wykresach wyraźnie zaznaczyło się zwiększenie wolumenów obrotów na analizowanych rynkach terminowych. Niestabilna sytuacja KSE doprowadziła do wzmożonych transakcji na tych produktach, czego wynikiem było osiągnięcie blisko 2-krotnego wzrostu wartości wolumenu obrotu w stosunku do notowań wcześniejszego dnia

roboczego. Uczestnicy giełdy uznali, że nie chcą pozostawać z niezabezpieczonymi pozycjami również w niedalekim horyzoncie czasowym od dnia wprowadzenia stopni zasilania. W kolejne dniach, w których obniżono obowiązujące stopnie zasilania, obserwowano spadek cen na tych produktach.

Spodziewaną i obserwowaną reakcją uczestników rynku na pojawienie się deficytów mocy i wprowadzenie stopni zasilania był istotny wzrost cen i obrotów na rynkach giełdowych. Największy wzrost ceny zaobserwowano na rynku natychmiastowym („spot”). Uczestnicy rynku próbowali z wyprzedzeniem zbilansować swoją pozycję kontraktową obawiając się wysokich kosztów uczestnictwa w Rynku Bilansującym, w tym okresie. Warto zwrócić uwagę na efekt utrzymywania się zwiększonych cen i obrotów, nawet po stosunkowo szybkim powrocie sytuacji systemowej do normy. Można to tłumaczyć efektem psychologicznym wśród uczestników rynku – utrzymywaniem niepewności rynkowej i krótkoterminowym poszukiwaniem bezpiecznych strategii. Dopiero po kilku dniach można uznać, że zachowania stały się typowe.

## **5. Podsumowanie**

Limitowane dostawy energii elektrycznej to zdecydowanie wyjątkowa sytuacja na polskim rynku energii. Od ok. 20 lat Operator Systemu Przesyłowego nie zdecydował się na obronę KSE poprzez zastosowanie takiego rozwiązania. Kluczowym wnioskiem wydaje się być fakt, że pomimo tak długiego okresu, w którym stopnie zasilania nie obowiązywały, reakcja odbiorców przemysłowych na zadane ograniczenia była bardzo szybka. Grupa docelowa ograniczyła zapotrzebowanie KSE o blisko 12%, przez co CRO w godzinach szczytowych znacząco się obniżyła. Fakt ten może mieć duże znaczenie przy doborze strategii zabezpieczania pozycji kontraktowej przez uczestników rynku w kolejnych, tak ekstremalnych, sytuacjach w przyszłości.

W okresie wprowadzenia stopni zasilania zaobserwowano istotny wzrost cen na Rynku Bilansującym i Giełdzie Energii. Na rynkach giełdowych zwiększyły się obroty. Warto podkreślić, że sytuacja ta była w dużej mierze rezultatem zmiany zachowań podmiotów kupujących energię. To odbiorcy wykazali się elastycznością popytu. Niestety reakcja po stronie podażowej była bardzo ograniczona. Wskazuje to na niedobór źródeł szczytowych i interwencyjnych w systemie. Nawet istniejące moce w rozproszonych źródłach gazowych nie zostały wykorzystane w dostatecznym stopniu, w tym okresie. Silniki gazowe, pracujące w cyklach kogeneracyjnych, nie zaoferowały swoich mocy, obawiając się o utrzymanie średniorocznych wskaźników sprawności i PES. Wykorzystanie tych mocy mogło obniżyć poziom cen na rynku giełdowym.

Nie ulega wątpliwości, że to odbiorcy przemysłowi ponieśli największe konsekwencje wprowadzonych ograniczeń. Przymus reorganizacji systemu pracy, dostosowanie wielkości produkcji, przebudowa kanałów dystrybucji, to

elementy które trudno zmienić z dnia na dzień. Konsekwencją tego jest fakt, że pomimo złagodzenia do minimum ograniczeń w dostawie energii już od godziny 14:00 w dniu 12 sierpnia, zapotrzebowanie KSE nie wróciło do poziomu sprzed wprowadzenia ograniczeń. Wielkość produkcji przemysłowej nie została przywrócona do normy, co przełożyło się na straty w sektorze gospodarczym.

## Literatura

- [1] Biuletyn Monitoringu Klimatu Polski Sierpień 2015. Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej Państwowy Instytut Badawczy. Warszawa 2015.  
[http://www.imgw.pl/images/stories/biuletyn\\_monitoringu/2015/sierpien2015.pdf](http://www.imgw.pl/images/stories/biuletyn_monitoringu/2015/sierpien2015.pdf) (stan z dnia 29.02.2016 r.)
- [2] Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska. Dyskusja redakcyjna: Dwudziesty stopień zasilania – i co dalej?. Przegląd Energetyczny 4/2015
- [3] Rządowe Centrum Bezpieczeństwa: Podsumowanie zagrożeń w okresie letnim. Biuletyn Kwartalny nr 12, lipiec – wrzesień 2015.
- [4] Ustawa z dnia 18 lipca 2001 r. Prawo wodne. (Dz.U. 2001 nr 115 poz. 1229).
- [5] Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 23 lipca 2007r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła (Dz.U. 2007 nr 133 poz. 924).
- [6] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne. (Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348).
- [7] Bućko P., Miller A.: analiza wpływu generacji wiatrowej na cenę rozliczeniową odchylenia na Rynku Bilansującym w Polsce. Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr XX.
- [8] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst jednolity obowiązujący od 1 stycznia 2016). Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A., Warszawa 2015, online: 31.12.2015.
- [9] Towarowa Giełda Energii. Archiwum.  
<https://wyniki.tge.pl/wyniki/archiwum> (stan z dnia: 29.02.2016)
- [10] GPI. Dane rynku energii elektrycznej. <http://gpi.tge.pl/zestawienie-ubytkow> (stan z dnia: 29.02.2016).
- [11] PSE Operator SA. Archiwum. <http://www.pse.pl> (stan z dnia: 29.02.2016).

**Waldemar DOŁĘGA**  
Politechnika Wrocławska

## **ROZWÓJ INFRASTRUKTURY ELEKTROENERGETYCZNEJ W ASPEKTCIE BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW ENERGII W ŚWIETLE KRAJOWYCH I UNIJNYCH REGULACJI PRAWNYCH**

Rozwój infrastruktury elektroenergetycznej jest uzależniony od bardzo wielu uwarunkowań krajowych i unijnych, zdeterminowanych przez krajowe i unijne regulacje prawne. Ponadto musi być ściśle skorelowany z krajową i unijną polityką rozwoju oraz celami i priorytetami różnych krajowych i unijnych dokumentów strategicznych. Oznacza to konieczność uwzględniania w procesie rozwoju i jego planowania różnorodnych dokumentów krajowych – ustaw, rozporządzeń, strategii i polityk oraz dokumentów unijnych – dyrektyw, decyzji, komunikatów i strategii.

Rozwój infrastruktury elektroenergetycznej powinien być realizowany przy uwzględnieniu zasady zrównoważonego rozwoju, a więc przy zachowaniu równowagi pomiędzy celami: technicznymi, ekonomicznymi, społecznymi i środowiskowymi [17]. Szczególnie istotne jest zharmonizowanie rozwoju z wymogami ochrony środowiska przyrodniczego. Pozwala to na stworzenie efektu synergii, który przyczynia się do zwiększenia efektywności prowadzonych działań, przy jednoczesnej racjonalizacji w wydatkowaniu środków z budżetu państwa.

Rozwój infrastruktury elektroenergetycznej powinien być ukierunkowany na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii. Jest to, obok zwiększenia konkurencyjności i efektywności energetycznej gospodarki i ochrony środowiska przed negatywnym wpływem działalności energetycznej, jeden z celów strategicznych polityki energetycznej [16].

Każde duże przedsięwzięcie inwestycyjne w obszarze infrastruktury elektroenergetycznej musi być zgodne z krajowymi i unijnymi regulacjami prawnymi oraz z celami, priorytetami i kierunkami działań określonymi w krajowych i unijnych dokumentach strategicznych [17]. Dlatego znajomość tych regulacji i dokumentów jest niezbędna, zarówno w procesie planowania rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej, jak i w procesie projektowania i realizacji inwestycji elektroenergetycznej, szczególnie na etapie procedur formalno-prawnych.

Z racji obszerności i złożoności zagadnienia w referacie ograniczono się tylko do analizy wybranych dokumentów dotyczących bezpieczeństwa dostaw energii i rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej.

## 1. Krajowe uregulowania prawne

Problematyka bezpieczeństwa dostaw energii jest bardzo złożona i wynika bezpośrednio z uregulowań i przepisów zawartych w: krajowych aktach prawnych (ustawach), krajowych aktach wykonawczych (rozporządzeniach właściwych ministrów), instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej operatora systemu przesyłowego oraz w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej operatorów systemów dystrybucyjnych [17]. Ponadto związana jest z umowami zawieranymi między operatorami, a odbiorcami lub innymi przedsiębiorstwami energetycznymi prowadzącymi koncesjonowaną działalność gospodarczą w sektorze elektroenergetycznym.

Kluczowe znaczenie w obszarze bezpieczeństwa dostaw energii ma otoczenie prawne, w którym funkcjonuje sektor elektroenergetyczny, określone przez obowiązujące akty prawne uchwalone przez Sejm RP. Jest ono bardzo złożone i obejmuje następujące ustawy:

- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (PE),
- Ustawa z dnia 2 lipca 2004 r. – O swobodzie działalności gospodarczej,
- Ustawa z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych,
- Ustawa z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny,
- Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. – O ochronie konkurencji i konsumentów,
- Ustawa z dnia 26 kwietnia 2007 r. – O zarządzaniu kryzysowym,
- Ustawa z dnia 18 kwietnia 2002 r. – O stanie klęski żywiołowej,
- Ustawa z dnia 28 lipca 2005 r. – O partnerstwie publiczno-prywatnym,
- Ustawa z dnia 8 sierpnia 1996 r. – O zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa,
- Ustawa z dnia 29 czerwca 2007 r. – O zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej,
- Ustawa z dnia 7 września 2007 r. – O zasadach nabywania od Skarbu Państwa akcji w procesie konsolidacji spółek sektora elektroenergetycznego,
- Ustawa z dnia 22 lipca 2004 r. – O handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji,
- Ustawa z dnia 17 lipca 2009 r. – O systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji,
- Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. – O efektywności energetycznej,
- Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. – O odnawialnych źródłach energii,
- Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane,
- Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska,
- Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. – O planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym,
- Ustawa z dnia 21 sierpnia 1997 r. – O gospodarce nieruchomościami,
- Ustawa z dnia 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych,

- Ustawa z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego,
  - Ustawa z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego,
  - Ustawa z dnia 17 maja 1989 r. – Prawo geodezyjne i kartograficzne,
  - Ustawa z dnia 4 lutego 1994 r. – Prawo geologiczne i górnicze,
  - Ustawa z dnia 18 lipca 2001 r. – Prawo wodne,
  - Ustawa z dnia 3 października 2008 r. – O udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko,
  - Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. – O ochronie przyrody,
  - Ustawa z dnia 3 lutego 1995 r. – O ochronie gruntów rolnych i leśnych,
  - Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. – O odpadach,
  - Ustawa z dnia 21 marca 1985 r. – O drogach publicznych,
  - Ustawa z dnia 3 kwietnia 1993 r. – O badaniach i certyfikacji,
  - Ustawa z dnia 24 sierpnia 1991 r. – O ochronie przeciwpożarowej,
  - Ustawa z dnia 29 września 1994 r. – O rachunkowości,
  - Ustawa z dnia 15 lutego 1992 r. – O podatku dochodowym od osób prawnych,
  - Ustawa z dnia 6 grudnia 2008 r. – O podatku akcyzowym,
  - Ustawa z dnia 1 grudnia 1995 r. – O wpłatach z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa.
- Ustawy te mają bezpośredni lub pośredni wpływ na bezpieczeństwo dostaw energii oraz różnorodne aspekty związane z rozwojem infrastruktury elektroenergetycznej [17]. Od momentu uchwalenia były wielokrotnie nowelizowane, dlatego należy je analizować opierając się na tekstach jednolitych, z uwzględnieniem wszystkich późniejszych zmian. Obok wymienionych ustaw podmioty funkcjonujące w sektorze elektroenergetycznym obowiązują również szczegółowe akty wykonawcze do tych ustaw, w formie rozporządzeń opracowanych przez właściwych ministrów, oraz wiele przepisów szczegółowych, wytycznych i norm.

W procesie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii uczestniczą zarówno przedsiębiorstwa energetyczne, jak i organy administracji publicznej.

Zakres obowiązków i kompetencji organów administracji w obszarze bezpieczeństwa dostaw energii określają (obok ustawy PE) ustawy:

- Ustawa z dnia 4 września 1997 r. – O działach administracji rządowej,
- Ustawa z dnia 23 stycznia 2009 – O wojewodzie i administracji rządowej w województwie,
- Ustawa z dnia 8 marca 1990 – O samorządzie gminnym,
- Ustawa z dnia 5 czerwca 1998 – O samorządzie powiatowym,
- Ustawa z dnia 5 czerwca 1998 – O samorządzie województwa.

Najważniejsze regulacje dotyczące bezpieczeństwa dostaw energii są zawarte w podstawowej i kluczowej dla funkcjonowania sektora elektroenergetycznego w kraju ustawie PE.

Ustawa PE określa m.in. zasady kształtowania polityki energetycznej państwa oraz zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania energii elektrycznej [6]. Ponadto określa zasady działalności przedsiębiorstw energetycznych oraz organy właściwe w sprawach gospodarki energią.

Ustawa PE ma na celu: tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, oszczędne i racjonalne użytkowanie paliw i energii, rozwój konkurencji, przeciwdziałanie negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględnianie wymogów ochrony środowiska, uwzględnianie zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii [6].

Z ustawą PE związane są szczegółowe akty wykonawcze, w formie rozporządzeń, opracowane przez Ministra Gospodarki lub Radę Ministrów, wśród których znajduje się grupa rozporządzeń szczególnie istotna w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii. Do grupy tej należą m.in.:

- rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną,
- rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła.

Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej i instrukcje ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej zostały opracowane przez właściwych operatorów systemów, na mocy delegacji zawartej w ustawie PE. Są najważniejszymi z punktu widzenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego dokumentami o charakterze techniczno-ekonomicznym, opracowanymi przez operatorów systemów. Określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji oraz planowania rozwoju tych sieci. Zawierają ponadto minimalne wymagania, standardy i wskaźniki w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej.

Regulacje w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii zawarte w ustawie PE mają charakter wielopłaszczyznowy i dotyczą: Rady Ministrów, Ministra Energii (wcześniej Ministra Gospodarki), Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, wytwórców energii elektrycznej, operatora systemu przesyłowego, operatorów systemów dystrybucyjnych, wojewodów, samorządów terytorialnych oraz użytkowników systemu [17].

Bezpieczeństwo funkcjonowania sieci przesyłowej i dystrybucyjnej w wymiarze bieżącym i długookresowym jest jednym z podstawowych zadań stawianych operatorom odpowiednio systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych.

## 2. Krajowe strategie i polityki

Zrównoważony rozwój kraju wymaga efektywnego systemu kształtowania polityki rozwoju kraju. Do 2006 r. stosowano w kraju klasyczne sektorowe podejście do problemów społeczno-gospodarczych. Nie zdało to egzaminu, dlatego stworzono nowy zintegrowany, ponadsektorowy system zarządzania rozwojem kraju [15].

W nowym systemie określonym w ustawie o zasadach prowadzenia polityki rozwoju określono główne dokumenty strategiczne, na podstawie których prowadzona jest polityka rozwoju [7].

Dokumenty te obejmują:

- długookresową strategię rozwoju kraju – DSRK (*Polska 2030. Trzecia fala nowoczesności*) [12],
- średniookresową strategię rozwoju kraju – ŚSRK (*Strategia Rozwoju Kraju 2020*) [14],
- 9 zintegrowanych strategii: *Strategia Innowacyjności i Efektywności Gospodarki, Strategia Rozwoju Kapitału Ludzkiego, Strategia Rozwoju Transportu, Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko, Sprawne Państwo, Strategia Rozwoju Kapitału Społecznego, Krajowa Strategia Rozwoju Regionalnego 2010-2020: Regiony, Miasta, Obszary wiejskie, Strategia Rozwoju Systemu Bezpieczeństwa Narodowego RP, Strategia Zrównoważonego Rozwoju Wsi, Rolnictwa i Rybactwa.*

DSRK określa główne trendy, wyzwania oraz koncepcję rozwoju kraju w perspektywie długookresowej. ŚSRK jest najważniejszym dokumentem w perspektywie średniookresowej. Określa cele strategiczne rozwoju kraju do 2020 r. i ma kluczowe znaczenie dla określenia działań rozwojowych, w tym możliwych do sfinansowania w ramach perspektywy finansowej Unii Europejskiej na lata 2014-2020 [14]. Zintegrowane strategie służą realizacji założonych celów rozwojowych w różnych obszarach.

*Krajowa Strategia Rozwoju Regionalnego 2010-2020* (KSRR) [9] stanowi jedną z dziewięciu strategii rozwoju, które realizują średnio i długookresową strategię rozwoju kraju. Strategie te, jako podstawowe instrumenty realizacji średniookresowej strategii rozwoju kraju, podlegają ocenie zgodności z tym dokumentem. Szczególna rola KSRR, jako międzysektorowej strategii wskazującej cele polityki rozwoju w układzie przestrzennym, polega na integrowaniu i ukierunkowywaniu terytorialnym interwencji publicznej. Z tego względu KSRR, która jest dokumentem o charakterze horyzontalnym, stanowi kluczową referencję dla pozostałych ośmiu strategii [14]. Ich projekty podlegają analizie krzyżowej pod kątem zgodności ich założeń z celami i interwencjami rozwojowymi określonymi w KSRR [7].

*Strategia Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko* jest jedną ze strategii zintegrowanych [13]. Obejmuje dwa niezwykle istotne obszary: energetykę i środowisko, i spaja dotychczasowe dokumenty strategiczne w tych obszarach.



Zharmonizowanie polityki energetycznej z wymogami ochrony środowiska pozwoli na stworzenie efektu synergii, który przyczyni się do zwiększenia efektywności prowadzonych działań, przy jednoczesnej racjonalizacji w wydatkowaniu środków z budżetu państwa. Strategia ta stanowi odpowiedź na najważniejsze wyzwania stojące przed Polską w perspektywie do 2020 r. w obszarze środowiska i energetyki, z uwzględnieniem zarówno celów unijnych, jak i priorytetów krajowych. Wskazuje m.in. kluczowe reformy i niezbędne działania, które powinny zostać podjęte w perspektywie do 2020 r. Cele strategii w obszarze energetyki obejmują: lepsze wykorzystanie krajowych zasobów energii, poprawę efektywności energetycznej, bezpieczeństwo dostaw energii, rozwój konkurencyjnego rynku energii i modernizację sektora elektroenergetyki zawodowej [13]. Natomiast w obszarze energetyki i środowiska obejmują: ograniczanie oddziaływania energetyki na środowisko przyrodnicze, wspieranie i promocję nowych technologii, rozwój energetyki na obszarach podmiejskich i wiejskich, wzrost znaczenia odnawialnych źródeł energii (OZE) i energetyki jądrowej, wielofunkcyjną gospodarkę leśną, racjonalne gospodarowanie wodami, odpadami i zasobami kopalin, poprawę jakości powietrza, promowanie zachowań ekologicznych oraz uporządkowanie zarządzania przestrzenią [13].

W perspektywie do 2020 r. najważniejszymi dokumentami strategicznymi są: *Strategia Rozwoju Kraju 2020* wraz z *Krajowym Programem Reform na rzecz realizacji strategii Europa 2020* oraz 9 strategii zintegrowanych.

*Krajowy Program Reform na rzecz realizacji strategii Europa 2020 (KPR)* stanowi ważny element krajowego systemu dokumentów strategicznych [8]. W KPR jest określany sposób realizacji działań wytyczonych w głównych dokumentach strategicznych, które wpisują się w priorytety wspólnych działań całej Unii Europejskiej. KPR skupia się na tych działaniach, które mają na celu odrobienie zaległości rozwojowych oraz budowę nowych przewag konkurencyjnych, w trzech obszarach priorytetowych: infrastruktura dla wzrostu zrównoważonego, innowacyjność dla wzrostu inteligentnego oraz aktywność dla wzrostu sprzyjającego włączeniu społecznemu [8].

W ramach wymienionych obszarów do priorytetowych działań zaliczono m.in.: rozwój i modernizację infrastruktury sieciowej w obszarze przesyłu i dystrybucji, rozwój inteligentnych sieci, rozwój i modernizację infrastruktury budowlanej w aspekcie efektywności energetycznej, rozwój gospodarki niskoemisyjnej [8].

Podstawą diagnostyczną dla przygotowywanych krajowych strategii rozwoju jest *Raport Polska 2030. Wyzwania rozwojowe* prezentujący wyzwania i rekomendacje w kluczowych dla rozwoju obszarach funkcjonowania państwa [12]. W raporcie przedstawiono 10 najważniejszych wyzwań jakie stoją przed Polską do 2030 r. Wśród nich są m.in.: wzrost i konkurencyjność, odpowiedni potencjał infrastruktury, bezpieczeństwo energetyczno-klimatyczne, gospodarka oparta na wiedzy oraz solidarność i spójność regionalna [12].

ŚSRK jest główną średniookresową strategią rozwoju [14]. Uwzględnia kluczowe wyzwania zawarte w DSRK i wskazuje strategiczne zadania państwa, których podjęcie w perspektywie najbliższych lat jest niezbędne, by wzmocnić procesy rozwojowe. Określa też szacunkowe wielkości potrzebnych środków finansowych. ŚSRK przedstawia scenariusz rozwojowy wynikający m.in. z diagnozy barier i zagrożeń oraz z analizy istniejących potencjałów. Określa również możliwości sfinansowania zaprojektowanych działań.

ŚSRK tworzy zasadnicze ramy dla interwencji strukturalnej w Polsce, podejmowanej w ramach poszczególnych polityk europejskich w kolejnym okresie programowania 2014-2020 [14]. Wzmacnia znaczenie polityki spójności jako instrumentu realizacji celów narodowych, przy zachowaniu solidarności europejskiej. Strategia średniookresowa wskazuje działania polegające na usuwaniu barier rozwojowych, jednocześnie koncentrując się na potencjałach społeczno-gospodarczych i przestrzennych, które odpowiednio wzmocnione będą stymulowały rozwój.

ŚSRK stanowi bazę dla 9 strategii zintegrowanych, które powinny przyczyniać się do realizacji założonych w ŚSRK celów, a zaprojektowane w nich działania – rozwijać i szczegółowo określać reformy wskazane w ŚSRK. Zadaniem zintegrowanych strategii jest sprecyzowanie kierunków działania i przedstawienie instrumentów realizujących wskazane zadania państwa.

Najważniejszym krajowym dokumentem strategicznym nakreślającym kierunki działań w zakresie polityki energetycznej kraju jest *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.* [10]. Zostały w niej nakreślone cele strategiczne w zakresie poprawy bezpieczeństwa dostaw energii, ochrony środowiska przed negatywnym wpływem działalności energetycznej, zwiększenia konkurencyjności i efektywności energetycznej gospodarki.

Długoterminowe kierunki działań w ramach tej polityki obejmują m.in.: wsparcie dla prowadzonych inwestycji odtworzeniowych w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, stymulowanie rozbudowy mocy wytwórczych przy zastosowaniu niskoemisyjnych technologii, realizację programu energetyki jądrowej, likwidację barier w rozwoju infrastruktury sieciowej, rozwój konkurencyjnego rynku energii elektrycznej i jego integrację z rynkami krajów Unii Europejskiej, wzmocnienie pozycji polskich przedsiębiorstw energetycznych na rynku międzynarodowym, zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym oraz zwiększenie efektywności wykorzystania energii [16].

Najważniejszym krajowym dokumentem strategicznym nakreślającym kierunki działań w zakresie polityki ekologicznej kraju jest *Polityka ekologiczna państwa w latach 2009-2012 z perspektywą do roku 2016* [11]. Polityka ekologiczna określa cele i priorytety ekologiczne i wskazuje kierunek działań koniecznych dla zapewnienia właściwej ochrony środowiska przyrodniczego. Do najważniejszych wyzwań należy zaliczyć: działania na rzecz zapewnienia

realizacji zasady zrównoważonego rozwoju, przystosowanie do zmian klimatu, ochronę różnorodności biologicznej [11].

Jednym z najważniejszych elementów polityki ekologicznej mającym ogromny wpływ na funkcjonowanie i rozwój sektora elektroenergetycznego jest polityka klimatyczna [18]. Celem jej jest ochrona klimatu poprzez wdrażanie zasad zrównoważonego rozwoju, zwłaszcza w zakresie: poprawy wykorzystania energii, zwiększania zasobów leśnych i glebowych kraju, racjonalizacji wykorzystania surowców i produktów oraz racjonalizacji zagospodarowania odpadów, w sposób zapewniający osiągnięcie maksymalnych, długoterminowych korzyści gospodarczych i społecznych [14].

### 3. Unijne regulacje prawne

Problematyka bezpieczeństwa dostaw energii znajduje się w centrum zainteresowań Parlamentu Europejskiego i Komisji Europejskiej. Jest ściśle związana z problemami środowiskowymi i zharmonizowana z polityką zrównoważonego rozwoju. Zawarta jest w wielu dyrektywach, strategiach, politykach oraz komunikatach i decyzjach. Przy czym fundamentalne znaczenie dla bezpieczeństwa dostaw energii mają dyrektywy: [1] i [2], z którymi zharmonizowano ustawę PE.

Dyrektywa [1] ustanowiła wspólne reguły dotyczące wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i dostaw energii elektrycznej. Ponadto ustaliła reguły: odnoszące się do organizacji i funkcjonowania sektora energetycznego, dostępu do rynku, kryteriów i procedur mających zastosowanie w zaproszeniach do składania ofert i przyznawania zezwoleń, a także działania systemów [1]. Fundamentalne znaczenie tej dyrektywy odnosi się również do funkcjonowania systemów elektroenergetycznych. W niej znalazło się zobowiązanie Państw Członkowskich Unii Europejskiej do otwarcia rynku energii elektrycznej oraz do wdrożenia systemu dostępu strony trzeciej (zasady TPA) do systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. Ponadto w dyrektywie zobowiązano Państwa Członkowskie do wprowadzenia właściwych środków dla poprawy bezpieczeństwa dostaw przede wszystkim poprzez utrzymanie i budowę koniecznej infrastruktury sieciowej oraz do zdefiniowania kryteriów bezpieczeństwa technicznego oraz opracowania i podania do wiadomości publicznej przepisów technicznych, ustanawiających minimalne wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci wytwórców, odbiorców oraz sieci, instalacji i urządzeń elektroenergetycznych. Ponadto dyrektywa [1] określiła również zadania operatorów systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych, w tym te dotyczące zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania nadzorowanych przez siebie systemów.

Dyrektywa [2] została opracowana w celu: zapewnienia odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych, zapewnienia równowagi pomiędzy produkcją

i zapotrzebowaniem na energię elektryczną oraz zapewnienia odpowiedniego poziomu połączeń pomiędzy systemami elektroenergetycznymi Państw Członkowskich. Przedstawiono w niej podstawowe środki zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Wskazano na konieczność określenia w sposób przejrzysty zadań i obowiązków krajowych regulatorów oraz poszczególnych uczestników rynku energii elektrycznej. Podkreślono wagę stworzenia stabilnych warunków sprzyjających inwestycjom oraz usunięcia barier administracyjnych hamujących inwestycje w zakresie infrastruktury sieciowej i wytwórczej.

W dyrektywie [2] ujęto aspekty dotyczące bezpieczeństwa energetycznego związane z prowadzeniem ruchu sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Ponadto podkreślono konieczność inwestycji w infrastrukturę sieciową przesyłową i dystrybucyjną oraz kontroli operatorów systemów z realizacji tego obowiązku.

Strategia *Europa 2020 na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu* jest obecnie najważniejszym dokumentem programowym [3]. W jej ramach określono priorytety działań Unii Europejskiej. W obszarze inteligentnego rozwoju jest to rozwój gospodarki opartej na wiedzy i innowacji, natomiast w obszarze zrównoważonego rozwoju jest to wspieranie gospodarki efektywniej korzystającej z zasobów, bardziej przyjaznej środowisku i bardziej konkurencyjnej.

Na strategię [3] składa się 7 inicjatyw przewodnich, a jedną z nich jest inicjatywa dotycząca efektywnego korzystania z zasobów. Inicjatywa ta ma na celu stworzenie ram strategicznych, wspierających zmiany prowadzące do przejścia na niskoemisyjną gospodarkę opartą na efektywnym korzystaniu z zasobów środowiska. Zmiany te powinny pozwalać na:

- poprawę wyniku ekonomicznego przy jednoczesnym ograniczeniu wykorzystania zasobów,
- określenie i stworzenie nowych możliwości wzrostu gospodarczego i szerszej działalności innowacyjnej oraz zwiększenie konkurencyjności UE,
- zapewnienie bezpieczeństwa dostaw podstawowych zasobów,
- przeciwdziałanie zmianie klimatu i ograniczenie wpływu korzystania z zasobów na środowisko.

W komunikacie Komisji Europejskiej [5] określono pakiet działań i priorytetów na rzecz konkurencyjnego, zrównoważonego i bezpiecznego sektora energetycznego do roku 2020. Do priorytetów zaliczono m.in.:

- oszczędność energii,
- ogólnoeuropejski zintegrowany rynek energii wraz z infrastrukturą,
- przywództwo Europy w dziedzinie technologii energetycznych i innowacji,
- bezpieczną, pewną i niedrogą energię dzięki aktywnym konsumentom.

*Zielona Księga - Strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii* [4] wyznacza następujące główne cele:

- trwałość i zrównoważenie rozwoju oraz zachowanie zasobów środowiska poprzez ograniczanie popytu na energię w Europie, uruchamianie nowych

- źródeł energii odnawialnej oraz wzrost wykorzystania źródeł i nośników energii niskoemisyjnej,
- konkurencyjność gospodarki energetycznej poprzez zapewnienie korzystnego dla konsumentów poziomu cen i wpływu na efektywność całej gospodarki, głównie dzięki otwarciu rynku energii i dostępu do działalności w sferze gospodarki energetycznej, rozwój technologii racjonalizujących wykorzystywanie energii i jej koszty,
  - bezpieczeństwo zaopatrzenia poprzez zapewnienie niezawodności dostaw w tym zmniejszenie zależności Unii Europejskiej od dostaw nośników energii z krajów trzecich oraz dywersyfikację źródeł energii i systemów (sieci) dystrybucji.

#### 4. Analiza strategicznych dokumentów krajowych i unijnych

Analiza krajowych i unijnych dokumentów strategicznych wskazuje, że zawsze jednym z celów strategicznych jest poprawa funkcjonowania systemów infrastruktury technicznej oraz bezpieczeństwa dostaw energii [17]. W strategiach przewiduje się działania zmierzające do: poprawy stanu infrastruktury technicznej, usprawnienia systemu zaopatrzenia w energię, zwiększania dostępności do zróżnicowanych nośników energii, efektywności ich wykorzystywania oraz wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego.

Długoterminowe kierunki działań dotyczące elektroenergetyki obejmują:

- w obszarze infrastruktury sieciowej: modernizację istniejących i budowę nowych sieci elektroenergetycznych, wymianę transformatorów w stacjach elektroenergetycznych oraz rozwój generacji rozproszonej,
- w obszarze efektywności energetycznej gospodarki: zmniejszenie zużycia energii pierwotnej, zmniejszenie energochłonności wyrobów, zwiększenie sprawności wytwarzania energii, zmniejszenie energochłonności procesów przemysłowych, zmniejszenie strat energii w przesyłach i dystrybucji, wdrażanie systemów zarządzania popytem na energię w celu zwiększenia efektywności wykorzystania energii,
- w obszarze odnawialnych źródeł energii: wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii, intensyfikacja wykorzystania OZE, utrzymanie stabilnych mechanizmów wsparcia dla OZE,
- w obszarze ochrony środowiska: dostosowanie źródeł energetycznego spalania do wymagań prawa w zakresie ochrony środowiska; zmianę struktury nośników energii, przez zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii; stosowanie czystych technologii węglowych; wprowadzenie mechanizmów umożliwiających ograniczenie emisji zanieczyszczeń do powietrza.

## 5. Wnioski

1. Rozwój infrastruktury elektroenergetycznej musi być zgodny z krajowymi i unijnymi regulacjami prawnymi oraz z celami, priorytetami i kierunkami działań określonymi w różnych krajowych i unijnych dokumentach strategicznych.
2. Rozwój infrastruktury elektroenergetycznej powinien być ukierunkowany na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii oraz realizowany przy uwzględnieniu zasady zrównoważonego rozwoju, a więc przy zachowaniu równowagi pomiędzy celami: technicznymi, ekonomicznymi, społecznymi i środowiskowymi.
3. Krajowe i unijne regulacje prawne oraz krajowa i unijna polityka rozwoju w obszarze elektroenergetyki ma obecnie kluczowe znaczenie, zarówno w procesie planowania rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej, jak i w procesie projektowania i realizacji inwestycji elektroenergetycznej szczególnie na etapie procedur formalno-prawnych i finansowania inwestycji.
4. Krajowe regulacje prawne dotyczące bezpieczeństwa dostaw energii mają charakter wielopłaszczyznowy i dotyczą: organów administracji publicznej (Rady Ministrów, Ministra Energii, Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, wojewodów), samorządów terytorialnych (gminnych, wojewódzkich), przedsiębiorstw energetycznych (operatora systemu przesyłowego, operatorów systemów dystrybucyjnych, wytwórców) i użytkowników.

## Literatura

- [1] Dyrektywa 2003/54/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 98/30/WE (Dz.U. WE L 176 z 15.07.2003).
- [2] Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i instytucji infrastrukturalnych (Dz. U. UE L 33/22 z 4.2.2006).
- [3] Komisja Europejska: EUROPA 2020 Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu. KOM (2010) 02020, Bruksela, 03.03.2010.
- [4] Komisja Wspólnot Europejskich: Zielona Księga. Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii KOM (2006) 105, Bruksela, 08.03.2006.
- [5] Komunikat Komisji Europejskiej z 10 listopada 2010 – Energia 2020. Strategia na rzecz konkurencyjnego, zrównoważonego i bezpiecznego sektora energetycznego.

- 
- [6] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. Zm.). Ustawa z dnia 6 grudnia 2006 r. - O zasadach prowadzenia polityki rozwoju (Dz. U. z 2006 r. Nr 227 poz. 1658).
  - [8] Krajowy Program Reform Europa 2020. Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa.
  - [9] Krajowa Strategia Rozwoju Regionalnego 2010-2020: Regiony, Miasta, Obszary Wiejskie, przyjęty przez Radę Ministrów uchwałą w dniu 13 lipca 2010 r. (M.P. 2010 r. Nr 36, poz. 423).
  - [10] Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r. (M.P. 2010 nr 2, poz. 11).
  - [11] Polityka ekologiczna państwa w latach 2009-2012 z perspektywą do roku 2016. Ministerstwo Ochrony Środowiska, Warszawa 2008 (M.P. 2009 nr 34 poz. 501).
  - [12] Polska 2030. Trzecia fala nowoczesności. Długookresowa Strategia Rozwoju Kraju. Ministerstwo Administracji i Cyfryzacji Warszawa, 11 stycznia 2013 r.
  - [13] Strategia Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko perspektywa do 2020 r., Ministerstwo Gospodarki, Ministerstwo Środowiska. Projekt z dnia 28 czerwca 2012 r. Warszawa, 2012.
  - [14] Strategia Rozwoju Kraju 2020 jako załącznik do Uchwały Nr 157 Rady Ministrów z dnia 25 września 2012 r, opublikowana 22 listopada 2012 r. w Monitorze Polskim (M.P. 2012 r. poz. 882).
  - [15] Wykaz obowiązujących dokumentów strategicznych. Ministerstwo Rozwoju Regionalnego, Warszawa, grudzień 2007.
  - [16] Dołęga W.: Ocena krajowych regulacji prawnych w kontekście realizacji celów strategicznych polityki energetycznej w sektorze elektroenergetycznym. Rynek Energii, Zeszyt nr I maj 2012, str. 108-113.
  - [17] Dołęga W.: Planowanie rozwoju sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii i bezpieczeństwa ekologicznego. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław, 2013.
  - [18] Popczyk J. (red.): Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski. Monografia. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2009.

**Henryk KOCOT**

Politechnika Śląska, Gliwice

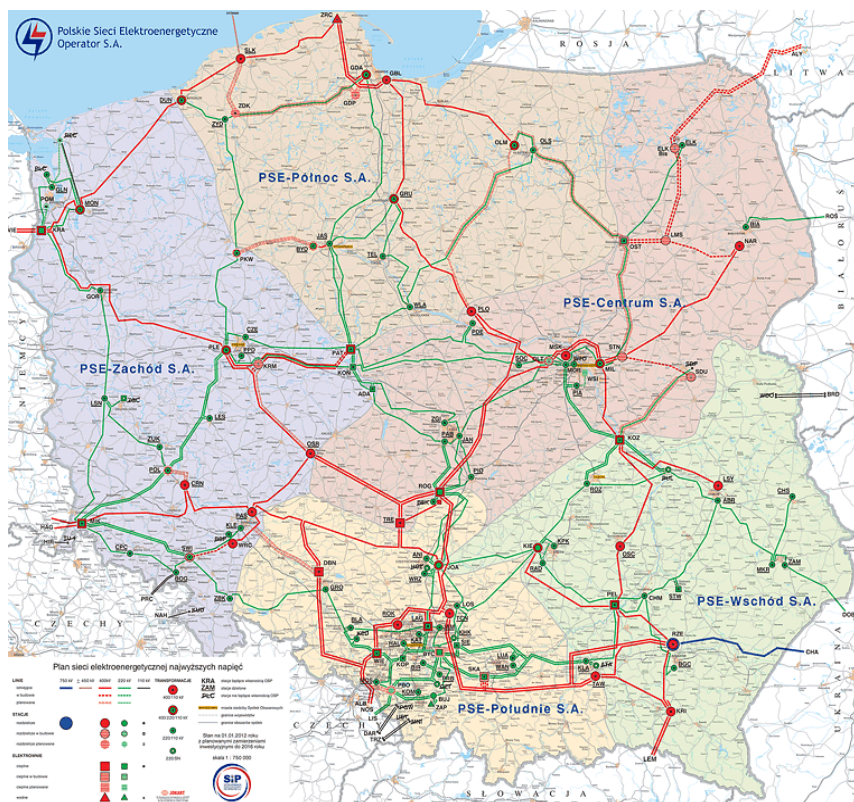
## **ZASTĘPOWANIE LINII O NAPIĘCIU 220 KV LINIAMI 400 KV JAKO SPOSÓB ZWIĘKSZENIA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO**

Na krajowy system elektroenergetyczny (KSE) składają się wszystkie jednostki wytwórcze energii elektrycznej, wszyscy odbiorcy tej energii oraz sieć przesyłowa i rozdzielcza, której celem jest dostarczenie energii do odbiorców od wytwórców. Zadaniem sieci rozdzielczej są głównie: dostawa energii do odbiorcy końcowego oraz zapewnienie odpowiedniej jakości tej energii. Sieć przesyłowa natomiast ma za zadanie odbieranie wyprodukowanej energii z dużych bloków energetycznych, dostarczanie jej do obszarów deficytowych, ale również umożliwienie wymiany międzynarodowej. Osobną funkcją tej sieci jest zabezpieczenie równoległej i synchronicznej pracy wszystkich generatorów przyłączonych do danej sieci, co w elektroenergetyce oznacza stabilną pracę tych urządzeń, a w szerszym kontekście zapewnia bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego. Podstawowym warunkiem tej bezpiecznej pracy są: wystarczająco gęsta sieć wielokrotnie zamknięta, umożliwiająca przepływ mocy wieloma niezależnymi drogami oraz odpowiednio duża przepustowość poszczególnych elementów tej sieci. W polskim systemie elektroenergetycznym rolę sieci przesyłowych pełnią linie o napięciu 220 i 400 kV (sieci najwyższych napięć - NN) oraz transformatory sprzęgające te sieci ze sobą, jak również transformatory NN/110 kV. W stacjach transformatorowych NN/110 kV zasilane są sieci rozdzielcze 110 kV.

Historycznie rozwój sieci przesyłowych zapoczątkowano w latach 50-tych XX w. wprowadzeniem napięcia 220 kV oraz połączeniem poszczególnych podsieci o różnych napięciach (pracujących do tej pory autonomicznie) w jeden funkcjonujący krajowy system elektroenergetyczny. Pierwszą linię 400 kV w Polsce wybudowano w roku 1964, linia ta miała długość 312 km i łączyła ona elektrownię Turów ze stacją w Joachimowie niedaleko Częstochowy. Aktualnie w KSE pracuje prawie 80 linii 400 kV o łącznej długości przekraczającej 5400 km oraz około 180 linii 220 kV o łącznej długości ponad 8000 km. Schemat krajowej sieci przesyłowej przedstawiono na rys. 1, przy czym kolorem czerwonym oznaczone są linie o napięciu 400 kV, zaś zielonym 220 kV. Aktualnie buduje się nowe linie tylko na napięciu 400 kV, ze względu na ich większą przepustowość.



Analizując schemat sieci przedstawiony na rys. 1. można dostrzec, że budowane obecnie linie o napięciu 400 kV prowadzone są nowymi trasami np. Opolo-Wrocław, Łomża-Ełk, lub wykorzystywane są istniejące już trasy, na których pracują linie 220 kV i te zastępowane są liniami 400 kV, np. Gdańsk-Żydowo czy Ostrołęka-Olsztyn. Należy w tym miejscu nadmienić, że procedury związane z przebudową linii 220 kV na 400 kV są takie same jak przy budowie nowej linii, przy czym zwykle nieco łatwiej jest te procedury wypełnić. Ten sposób przebudowy sieci może więc być bardziej atrakcyjny dla inwestora, jakim w obszarze sieci przesyłowych jest firma Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Aktualne dane na temat budowy nowych linii czy modernizacji istniejących można znaleźć na stronie internetowej ww. firmy [1].

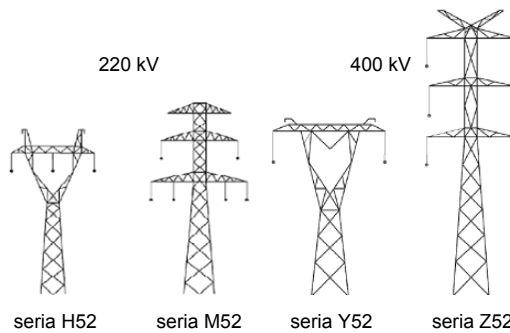


Rys. 1. Schemat krajowej elektroenergetycznej sieci przesyłowej [1]

## 1. Podstawowe dane linii o napięciach 220 kV i 400 kV

Podstawowymi parametrami linii napowietrznych, z punktu widzenia budowlanego, są wysokości słupów oraz szerokość terenu zajętego przez linię. Przykładowo dla linii jednotorowej 220 kV zbudowanej na słupach typu H52

(rys. 2.) wysokość linii wynosi nieco ponad 30 m zaś szerokość terenu zajętego przez linię 45 m, dla linii dwutorowej tego samego napięcia na konstrukcjach M52 parametry te wynoszą odpowiednio 40 m i 50 m. Dla linii jednotorowej 400 kV na słupach Y52 (rys. 2.) wysokość linii wynosi 32 m, a szerokość zajętego terenu 70 m i odpowiednio dla linii dwutorowej - słup Z52 - 54 m i 50 m. Podnoszenie napięcia znamionowego linii przesyłowych ma uzasadnienie w efektywności wykorzystania terenu zajętego przez linię. Szerokość terenu zajętego przez linię jest w przybliżeniu proporcjonalna do napięcia znamionowego linii, lecz jednocześnie przepustowość mocowa linii (moc naturalna i moc termiczna) rośnie w przybliżeniu proporcjonalnie do kwadratu napięcia znamionowego.



Rys. 2. Typowe słupy stosowane w liniach 220 i 400 kV

Z punktu widzenia pracy systemu elektroenergetycznego – jego zdolności przesyłowych, istotnym parametrem linii jest jej obciążalność mocowa, czyli zdolność do przesyłania mocy w określonych warunkach. Podstawowe prawa elektrotechniki podają, że moc elektryczna przesyłana przez element zależy od rodzaju sieci (jedno- czy wielofazowa), napięcia roboczego  $U$  oraz prądu płynącego przez element  $I$ . Dla sieci energetyki zawodowej, a więc sieci trójfazowych zależność na moc czynną, a więc zdolną do wykonania określonej pracy, jest równa:

$$P = \sqrt{3}UI\cos\varphi, \quad (1)$$

gdzie  $\varphi$  – jest kątem przesunięcia pomiędzy przebiegiem napięcia i prądu.

Przy braku przesunięcia kąтового między napięciem i prądem otrzymuje się maksymalną moc, jaką można przesłać linią.

Obciążalność prądowa linii, a więc maksymalny prąd, jaki może płynąć w linii zależy od warunków atmosferycznych (temperatury, wiatru i nasłonecznienia), szerzej ten problem opisany jest m.in. w [2, 3]. Dla typowych konstrukcji linii 220 kV i 400 kV jako przewód roboczy stosuje się przewód stalowo-aluminiowy o przekroju 525 mm<sup>2</sup> (AFI-8 525) przy czym, ze względu na wysokie wartości natężenia pola elektrycznego, dla linii o napięciu 400 kV stosuje się tzw. przewody wiązkowe, czyli co najmniej dwa przewody przypadają na jedną fazę układu.

W tabeli 1. przedstawiono wartości dopuszczalnych prądów w liniach, przy założeniu wiązki dwuprzewodowej w linii 400 kV, jeżeli ta zaprojektowana została na temperaturę graniczną  $+60^{\circ}\text{C}$ . Prądy dopuszczalne i maksymalne moce zostały pokazane dla dwóch sezonów w roku (lata i zimy). Obecnie odchodzi się od takiego podejścia tzn. różnicowania obciążalności linii napowietrznych w zależności od pory roku, na rzecz wyznaczania tzw. obciążalności dynamicznej lub *quasi* dynamicznej, a więc uwzględniającej aktualne warunki pogodowe, wpływające bezpośrednio na dopuszczalną wartość prądu obciążenia linii [2,4], jednak dla celów porównawczych zastosowanie obciążalności sezonowej jest wystarczające.

Tabela 1

Letnia i zimowa obciążalność mocowa linii 220 kV i 400 kV wykonanych przewodem AF1-8 525 i zaprojektowanych na maksymalną temperaturę graniczną roboczą  $+60^{\circ}\text{C}$

Wielkość	Sezon	220 kV	400 kV
Prąd, w A	Lato	875	1750
	Zima	1220	2440
Moc, w MW	Lato	330	1210
	Zima	465	1690

Obciążalność mocowa linii 400 kV jest ponad 3,5 razy większa od obciążalności analogicznej linii 220 kV, w każdych warunkach pogodowych. Efekt ten jest niewątpliwie bardzo znaczący z punktu widzenia eksploatacji sieci, co ma znaczenie dla operatora. Dodatkowym elementem pozytywnym tego rodzaju zmiany jest zwiększenie stabilności pracy systemu elektroenergetycznego.

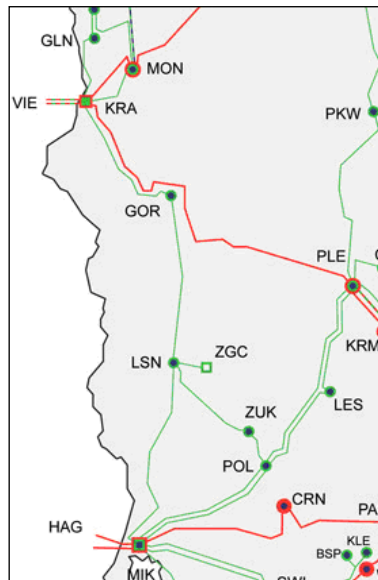
## 2. Analiza wybranych przykładów wymiany linii 220 kV na 400 kV

Jak już wspomniano we wstępie aktualnie prowadzone są, na niektórych liniach 220 kV, prace zmierzające do ich przebudowy na napięcie 400 kV. Patrząc jednak na liczbę i długość linii 220 kV w kraju całkowita wymiana sieci 220 kV na 400 kV w najbliższej perspektywie jest niemożliwa, a także nie zawsze jest konieczna. W dalszej części artykułu zaprezentowano analizy wykonane dla trzech obszarów kraju, przy czym na każdym z tych obszarów sieć 220 kV spełnia, oprócz podstawowych funkcji, jeszcze pewne dodatkowe.

Na rys. 3. przedstawiono fragment sieci przesyłowej obejmujący zachodnią część Polski. Sieć ta posiada bezpośrednie połączenia z systemem niemieckim, w związku z czym dodatkową rolą tej sieci jest umożliwienie efektywnej współpracy systemu krajowego z systemem niemieckim, i dalej zachodnio-europejskim, w celu wymiany mocy i energii transgranicznej.

Do analizy wybrano dwa ciągi liniowe znajdujące się w bezpośrednim sąsiedztwie Niemiec, tj. ciąg: Elektrownia Dolna Odra(KRA)-Gorzów(GOR)-Zielona Góra(LSN)-Elektrownia Turów(MIK) oraz ciąg: Poznań(PLE)-Leszno(LES)-Polkowice(POL)-Elektrownia Turów(MIK). Analiza rozptyłów

mocy została wykonana osobno dla ww. ciągów oraz w wariancie obejmującym obydwie zmiany. Dodatkowym parametrem analizy był kąt nastawy przesuwników fazowych pracujących na granicy polsko-niemieckiej w stacjach KRA i MIK (w stacji MIK przesuwniki fazowe są już zainstalowane, natomiast w stacji KRA będą montowane), przy czym w analizie skupiono się tylko na ustawieniach skrajnych kątów możliwych do nastawy w tych przesuwnikach, tj. +/- 40 stopni oraz 0 stopni. Analizy wykonano dla stanów pracy normalnej dla okresów lata i zimy w sieci aktualnej i perspektywicznej na 2020 rok.



Rys. 3. Sieć 220 kV w obszarze zachodnim kraju

Z przeprowadzonych analiz wynika, że przebudowa ww. ciągów liniowych umożliwi znaczne zintensyfikowanie możliwości wymiany mocy i energii na granicy zachodniej, i to zarówno w kierunku importowym, jak i eksportowym, przy czym znaczący efekt jest widoczny dopiero po modernizacji obu ciągów. Występuje tu niejako pewna synergia działania tych dwóch niezależnych przedsięwzięć modernizacyjnych. Porównując otrzymane wyniki po przebudowie sieci jak wyżej z analizami zamieszczonymi w [5] należy stwierdzić, że przebudowa sieci pozwala w sposób bardziej elastyczny wykorzystać zainstalowane na granicy z Niemcami przesuwniki fazowe. Po przebudowie możliwości regulacyjne (zmiana przepływu mocy na jeden stopień kąta przesunięcia fazowego w przesuwniku) tych przesuwników zwiększają się o około 20% w stosunku do ich pracy w aktualnej konfiguracji. Skutkuje to również zwiększeniem możliwości importowych KSE, szczególnie w okresie letnim. Przebudowa sieci w tym obszarze zwiększa również możliwości eksportowe, które pojawiają się również dla małych nastaw kąta przesuwników fazowych.

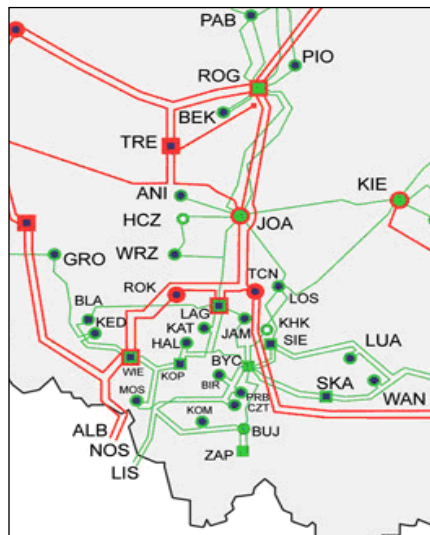
Drugim obszarem analizy był obszar Górnego Śląska (rys. 4). Charakterystyczną cechą tego obszaru jest duża gęstość sieci, głównie sieci 220 kV. Na obszarze tym aktualnie, ale i w dłuższej perspektywie, nie występują poważne zagrożenia w pracy sieci przesyłowej – w obszarze tym występuje również bardzo gęsta sieć 110 kV, która pracując równolegle z siecią przesyłową może przejmować część obciążeń tej sieci w przypadku stanów awaryjnych. Analizie poddano 10 linii 220 kV, dokonując ich analizy autonomicznie, oraz zebrano te linie w jeden wariant i dokonano jego oceny. Analizowane linie dotyczyły relacji Elektrownia Rybnik (WIE) - Elektrownia Jaworzno III (BYC) - Elektrownia Łągisza (LAG), obejmując po drodze m.in. stacje Kopanina (KOP), Halemba (HAL), Katowice (KAT) i Jamki (JAM). Wyniki tej analizy pokazują, że wymiana pojedynczych linii niewiele wpływa na możliwości przesyłowe sieci w tym obszarze, natomiast połączenie trzech największych elektrowni w pierścień o dużej przepustowości pozwala na przyjęcie do sieci dodatkowo ponad 1500 MW mocy wytwarzanej. W kontekście lokalizacji tej sieci wydaje się, że w zależności od prowadzonej polityki energetycznej państwa, może to mieć duże znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Trzeci obszar analizy dotyczył sieci pomiędzy centralną częścią kraju a rejonem Gdańska i Słupska, głównie w kontekście przyszłej budowy elektrowni jądrowej, której potencjalna lokalizacja to ten rejon wybrzeża (rys. 5.). Do analizy wybrano dwa ciągi liniowe łączące obszary środkowej Polski (obszary generacyjne z obszarem północnym, aktualnie obszarem odbiorowym), tj. ciąg: Elektrownia Pątnów(PAT)-Bydgoszcz(JAS)-Gdańsk(GDA) oraz ciąg: Poznań(PLE)-Piła(PKW)-Żydowo(ZYD)-Koszalin(DUN). Analiza rozptyłów mocy została wykonana osobno dla ww. ciągów oraz w wariancie obejmującym obydwie zmiany. Analizy wykonano dla stanów pracy normalnej i w stanach n-1, dla okresów lata i zimy, w sieci aktualnej i perspektywicznej na 2020 rok. Dodatkowo wykonano analizy po wprowadzeniu do pracy bloków elektrowni jądrowej, które na potrzeby analizy przyłączono do stacji Żarnowiec (ZRC).

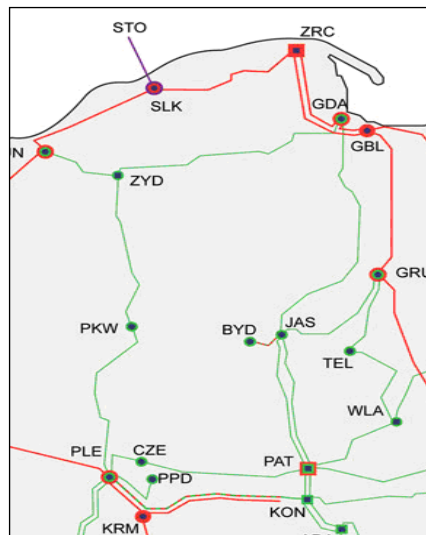
Z przeprowadzonej analizy wynika, że poszczególne ciągi różnie zachowują się po ich zmianie na napięcie 400 kV i o ile ciąg Poznań-Koszalin wymaga na pewno zwiększenia przepustowości, to dla ciągu Pątnów-Gdańsk nie wynika to jednoznacznie. W ciągu Poznań-Koszalin już w aktualnych stanach pracy sieci, szczególnie po wyłączeniu jednej z linii z tego ciągu, ale również linii z tzw. szyny północnej 400 kV występujących na tym obszarze, mogą wystąpić przekroczenia zdolności przesyłowych. Skutkiem takich przeciążeń może być oczywiście bardziej rozległa awaria systemu, grożąca całkowitym jego rozpadem. Sytuacja ulega jeszcze znacznemu pogorszeniu po wprowadzeniu do pracy bloków jądrowych i praktycznie nie jest możliwe prowadzenie ruchu sieci w przypadku mocy elektrowni jądrowej 3200 MW, jeżeli nie zostaną przeprowadzone działania w zakresie rozbudowy sieci przesyłowej.

Charakterystyczną cechą tej analizy jest fakt, że mimo stosunkowo silnych powiązań analizowanych ciągów sieciowych, w tym przypadku nie obserwuje

się silnej zależności pomiędzy nimi oraz brak synergii tych dwóch działań modernizacyjnych, jak to było w przypadku obszaru zachodniego kraju.



Rys. 4. Sieć przesyłowa na terenie Górnego Śląska



Rys. 5. Sieć przesyłowa w obszarze środkowo-północnym kraju

Dodatkowym efektem wszystkich opisanych wyżej działań było zmniejszenie strat przesyłowych w sieci najwyższych napięć. Efekt ten jest jednak niewielki w stosunku do niezbędnych nakładów inwestycyjnych i nie gwarantuje zwrotu inwestycji.

### 3. Podsumowanie i wnioski

Podsumowując przeprowadzone analizy należy stwierdzić, że do każdego przypadku należy podchodzić osobno. Wynika to zarówno z silnych powiązań międzysieciowych w sieci przesyłowej, jak również z silnymi oddziaływaniami tej sieci i sieci 110 kV. Kryterium wyboru ewentualnej linii, czy ciągu, 220 kV przeznaczonych do przebudowy, nie może być tylko aktualny stopień ich obciążenia. Ważniejszym elementem w doborze linii powinna być analiza funkcji, jaką może pełnić dana linia w systemie. Doskonale to zaobserwowano w przypadku pierwszym, tj. analizie obszaru na zachodzie kraju. W tym przypadku ani aktualnie, ani w kilkuletniej perspektywie, nie występują zagrożenia związane z przeciążaniem się którejs z tych linii. Jednak przy pracy linii na poziomie 220 kV nie jest możliwe, w aktualnym stanie pracy sieci niemieckiej, zwiększenie zdolności przesyłowych na połączeniach transgranicznych. Pewnym rozwiązaniem tego problemu jest instalacja wspomnianych przesuwników

fazowych, jednak ich zdolności regulacji przepływów zależą m.in. od gęstości sieci, które one łączą oraz ich wypadkowej impedancji. Im gęstość sieci większa i tym samym mniejsza impedancja wypadkowa, tym możliwości regulacyjne są większe.

Na przykładzie sieci w obszarze zachodnim zaobserwowano również wzajemne silne oddziaływanie dwóch ciągów liniowych na siebie i całą sieć. Wymiana pojedynczych ciągów nie wносиła wiele do zwiększenia możliwości przesyłowych tego obszaru, natomiast wymiana obu ciągów naraz zasadniczo wpłynęła na te zdolności. Nie obserwowano, mimo stosunkowo dużych podobieństw w sieci, tego zjawiska w trzecim obszarze analizy. Stąd kolejny wniosek, że analizy przebudowy linii 220 na 400 kV należy prowadzić w szerszym spojrzeniu na sieć.

Wymiana linii 220 na 400 kV skutkuje praktycznie zawsze pozytywnym zmniejszeniem strat przesyłu, jednak dla pojedynczych inwestycji te różnice są nieznaczne, wynikające głównie ze zmniejszenia rezystancji linii przez zwiększenie przekrojów przewodów roboczych.

## Literatura

- [1] Strona internetowa Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. [www.pse.pl](http://www.pse.pl)
- [2] Kocot H., Kubek P., Ogulewicz W., Siwy E.: Nowoczesne metody zwiększenia zdolności przesyłowej istniejącej infrastruktury sieciowej. Logistyka 2014, nr 6.
- [3] Żmuda K.: Elektroenergetyczne układy przesyłowe i rozdzielcze. Wyd. Pol. Śl., Gliwice 2012.
- [4] Kubek P.: Analiza zwiększenia zdolności przesyłowych eksploatowanych linii napowietrznych wysokiego i najwyższego napięcia. Rozprawa doktorska, Gliwice, wrzesień 2015.
- [5] Korab R., Kocot H., Przygodzki M., Żmuda K.: Dobór głównych parametrów przesuwników fazowych dla zachodnich połączeń transgranicznych KSE. Przegląd Elektrotechniczny 4/2014.

**Roman KORAB<sup>1)2)</sup>, Wojciech JAWORSKI<sup>2)</sup>,  
Karol WAWRZYŃIAK<sup>2)</sup>, Marcin JAKUBEK<sup>2)</sup>,  
Krzysztof KRÓLIKOWSKI<sup>2)</sup>**

<sup>1)</sup>Politechnika Śląska, Gliwice

<sup>2)</sup>Narodowe Centrum Badań Jądrowych, Warszawa

## **ZARZĄDZANIE SYSTEMEM ELEKTROENERGETYCZNYM W ZAGROŻENIOWYCH STANACH PRACY – WPROWADZENIE CIĄGLYCH MIAR RYZYKA DO OCENY UKŁADU NIESPEŁNIAJĄCEGO KRYTERIUM N-1**

Zarówno światowy, jak i będący jego częścią, polski system elektroenergetyczny (SEE) ulega w ostatnich latach bardzo dynamicznym przemianom. Jednymi z kluczowych czynników zmian są odejście od scentralizowanego modelu własnościowego, dynamiczny rozwój OZE i coraz większy poziom integracji systemów krajowych w ramach ponadpaństwowych struktur techniczno-rynkowych. Bardzo istotnym aspektem tych przemian jest konieczność zapewnienia dla integrowanych systemów spójnych mechanizmów oceny ryzyka oraz sposobów radzenia sobie z nim.

Zgodnie z zapisami kodeksu sieciowego *UCTE Policy 5* w systemie można wyróżnić pięć, w kolejności zagrożenia, stanów pracy: *normal*, *alert*, *emergency*, *blackout*, *restoration*. W celu ich rozróżnienia wprowadzmy za [13] definicję stanu *N* oraz kryterium *N-1*, przy czym słowa *kryterium* oraz *reguła* będziemy w referacie używać zamiennie.

Stan *N* jest to stan, w którym *N* elementów SEE jest w ruchu. SEE spełnia „regułę *N-1*”, czyli jest „*N-1* bezpieczny” w przypadku, kiedy po nagłym wyłączeniu dowolnego z elementów (linii, transformatora, generatora itd.), jego obciążenie zostaje przejęte przez pozostałe w ruchu elementy, bez przekroczenia obowiązujących ograniczeń technicznych. Taki stan jest sklasyfikowany jako stan normalny – *normal*.

Po awarii/wyłączeniu jednego z elementów SEE przechodzi do stanu alarmowego – *alert*, w którym, jeśli nawet dochodzi do naruszenia ograniczeń, to jest to naruszenie krótkotrwałe, usuwane zwykle przez działanie odpowiedniej automatyki. W tym stanie SEE pracuje nadal w dopuszczalnych limitach ale nie spełnia już kryterium *N-1* – nagłe wyłączenie kolejnego elementu może skutkować przekroczeniem ograniczeń technicznych.

W stanie zagrożeniowym – *emergency* – w SEE występują przekroczenia akceptowalnych limitów, a w stanie *blackout* mamy sytuację niezaspokojenia



popytu dla co najmniej części SEE. Stan *restoration* jest stanem przejściowym, w którym podejmowane są działania przywracające system do normalnego stanu pracy po wystąpieniu stanu *blackout* [13].

Wykorzystywane przez OSP kryterium *N-1* jest więc równoznaczne z binarną oceną bezpieczeństwa systemu. System jest bezpieczny, kiedy powyższa reguła jest spełniona (stan normalny), albo nie jest bezpieczny, w przypadku braku jej spełnienia (inne stany). Jeśli system nie spełnia reguły *N-1*, to działania zaradcze podejmowane są możliwie szybko [13] i najczęściej z pominięciem optymalizacji kosztowej, co na ogół skutkuje wykorzystaniem szybkich w regulacji, ale jednocześnie drogich jednostek wytwórczych, by przywrócić system do stanu spełniającego tę regułę. Co również istotne, działania te oparte są w dużej mierze na podstawie wyników analiz deterministycznych, prowadzonych na modelu statycznym SEE (analizy rozprawy w stanach ustalonych). Tymczasem, nie wszystkie stany inne niż normalny niosą takie same zagrożenia, a wraz z postępującą integracją systemów coraz ważniejsza jest ich właściwa ocena oraz optymalizacja kosztowa podejmowanych korekcyjnych działań zaradczych, także z uwzględnieniem czynników dynamicznych oraz losowych, mających wpływ na stan SSE.

## 1. Motywacja

Autorzy referatu stawiają tezę, że obecnie stosowane podejście wyboru działań zaradczych, mających na celu przywrócenie systemu do stanu normalnego, można rozszerzyć o analizy prowadzone na modelu dynamicznym SEE, biorącym pod uwagę zmieniające się w czasie parametry systemu i pozwalającym uwzględnić w ocenie stanu pracy systemu zagadnienia związane ze stabilnością kątową, napięciową oraz częstotliwościową, a także z ryzykiem (np. wycenianym w wartościach pieniężnych) towarzyszącym pozostawaniu w stanie awaryjnym.

W ramach projektu badawczego budowana jest metodyka oraz narzędzie do oceny ryzyka w zagrożeniowych stanach SEE oraz zapobiegania rozprzestrzenianiu się zaburzeń mogących prowadzić do *blackoutu*. Projekt składa się z dwóch etapów – w etapie pierwszym opracowywana jest ciągła miara ryzyka, ułatwiająca jego scharakteryzowanie w stanach zagrożeniowych. W etapie drugim nacisk położony jest na opracowanie efektywnych kosztowo rozwiązań optymalizujących zmianę rozdziału generacji jednostek wytwórczych (jest to tzw. *redispatch*), biorących pod uwagę opracowaną wcześniej miarę, a mających za cel przywrócenie stanu normalnego.

W niniejszym artykule skoncentrujemy się na pierwszym etapie związanym z wyceną ryzyka. Taka wycena może następować w co najmniej dwóch sytuacjach:

1. Podczas przygotowywania planów dobowych, kiedy dla każdego krytycznego elementu SEE Operator Systemu Przesyłowego (OSP) analizuje scenariusze *N-1* oraz *N-1-1* i definiuje akcje prewencyjne oraz korekcyjne przy założeniu pewnych profili popytowych.
2. W czasie rzeczywistym, przez centrum dyspozytorskie, w przypadku wystąpienia zdarzenia.

Proponowana metodyka wyceny ryzyka należy do grupy metod probabilistycznych, które w ostatnich latach są często wykorzystywane m.in. do określenia stopnia szeroko rozumianego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Przykładowo, w pracy [15] opisano model umożliwiający oszacowanie prawdopodobieństwa rozszerzenia się awarii na skutek wzajemnego oddziaływania poszczególnych elementów systemu. Z kolei uwzględniający warunki meteorologiczne model, przedstawiony w artykule [3], może być wykorzystany w ocenie i zarządzaniu poziomem bezpieczeństwa dostaw w czasie rzeczywistym (*on-line*), natomiast przedstawiona w pracy [22] metoda pozwala na oszacowanie wartości kosztu związanego z ryzykiem wystąpienia załamania (lawiny) napięcia.

W pracach [9, 21] autorzy prezentują probabilistyczne podejście do określania w trybie *on-line* bezpieczeństwa dostaw w systemie działającym w warunkach rynkowych, proponując metodę pozwalającą na intensyfikację i uelastycznienie wykorzystania możliwości przesyłowych sieci przez wyznaczenie limitów przepływów między poszczególnymi częściami systemu, w zależności od warunków pogodowych oraz sytuacji na rynku energii elektrycznej. Podobne zagadnienie jest przedmiotem pracy [7], w której autorzy proponują metodę szacowania dynamicznej wartości całkowitych zdolności przesyłowych (*Total Transfer Capacity*). Z kolei opracowanie [6] rozszerza przedstawiony w [7] model obliczeniowy o niepewność prognozy obciążenia i generacji oraz o możliwość zaistnienia wyłączeń elementów systemu. Artykuł [8] omawia natomiast sposób określania dopuszczalnej obciążalności transformatorów, który uwzględnia czasową zmienność temperatury otoczenia oraz losową zmienność obciążenia. Oczywiście powstaje tutaj pytanie, do jakiego stopnia można wykorzystywać możliwości przesyłowe systemu kosztem zmniejszania poziomu bezpieczeństwa dostaw? Problem ten został przedstawiony w pracy [14], gdzie zaprezentowano wyniki badań przeprowadzonych w systemie francuskim. Z kolei prace [4, 5] skupiają się na problemie oszacowania stopnia bezpieczeństwa dostaw w warunkach, gdy zawierana jest duża liczba transakcji dwustronnych, a z założenia system był projektowany i budowany dla innego modelu przepływu, tzn. sterowanego centralnie.

Systemy komputerowe, wspomagające prowadzenie pracy systemu elektroenergetycznego (tzw. systemy *EMS – Energy Management System*), są niezastąpione w bieżącym monitorowaniu stanu sieci, jednak obecnie są mniej pomocne przy podejmowaniu decyzji wymagających oceny ryzyka wystąpienia zakłócenia. Z tego też względu podejmowane są próby budowy modeli, które

wykorzystując funkcjonalność systemów EMS, pozwolą na ilościowe oszacowanie takiego ryzyka w różnych stanach pracy SEE. Jednym z takich modeli jest opisany w pracach [17, 18] model o nazwie OL-RBSA – *Online Risk-Based Security Assessment*. Model ten, uwzględniając aktualny i prognozowany stan pracy systemu oraz prawdopodobieństwo uszkodzenia różnych jego elementów, umożliwia wyznaczenie ryzyka wystąpienia utraty bezpieczeństwa dostaw na kilka godzin do przodu. Innym modelem pozwalającym na określenie stopnia bezpieczeństwa dostaw oraz ryzyka jego utraty jest model opracowany na potrzeby brytyjskiego operatora systemu przesyłowego *National Grid* [11, 12, 16, 20]. Model ten uwzględnia najszerze spośród opisanych wyżej metod spektrum czynników mogących wpływać na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w horyzoncie krótkoterminowym. Uwzględnia on m.in.:

- losowe wyłączenia elementów systemu, także na skutek różnych zjawisk pogodowych,
- nieprawidłowe działania zabezpieczeń oraz możliwość wyłączeń kaskadowych,
- możliwość utraty stabilności pracy generatorów,
- przebieg procesu regulacji częstotliwości w systemie,
- działania podejmowane przez operatora systemu przesyłowego, m.in. ograniczanie zapotrzebowania oraz sposoby przywracania zasilania.

Ze względu na olbrzymią liczbę kombinacji możliwych do zaistnienia zdarzeń, do modelowania tak złożonego zagadnienia często stosowana jest metoda symulacji Monte Carlo.

W niniejszym referacie podobne podejście jest stosowane do wyceny ryzyka w zagrożeniowych stanach pracy SEE, przy czym w rozdziale 2. przedstawiona jest odpowiednia metodologia, testowy model dynamiczny sieci jest omówiony w rozdziale 3., a przykładowe wyniki w 4. rozdziale. Konkluzje przedstawia zaś rozdział 5.

## 2. Metodologia oceny ryzyka

Wycena ryzyka może odbywać się na różne sposoby. W [13] zarysowany jest jeden z możliwych sposobów, który jest oparty o wycenę wartości oczekiwanej poniesionej straty. W takim podejściu ryzyko związane z  $i$ -tym zdarzeniem jest szacowane zgodnie z poniższym wzorem:

$$R_i = P_i \cdot S_i, \quad (1)$$

gdzie  $P_i$  jest prawdopodobieństwem zajścia zdarzenia w zadanym przedziale czasowym, a  $S_i$  odzwierciedla jego oszacowane skutki.

Oszacowanie obu tych wartości ( $P_i, S_i$ ) stanowi pewne wyzywanie, biorąc pod uwagę różnorodność czynników mogących prowadzić do uszkodzenia elementów SEE. Dla przykładu, istotne czynniki zagrożenia meteorologicznego to wiatr, wysoka i niska temperatura, szadź, gołoledź, opad śniegu, wyładowania

atmosferyczne [10]. Jako przykład destrukcyjnego działania tych czynników można podać awarię w Szczecinie z 8 kwietnia 2008 r., kiedy to mokry śnieg, osadzając się na przewodach linii, łamał słupy elektroenergetyczne, powodując poważną awarię katastrofalną (*blackout*) na dużym obszarze [2]. O ile dla ww. czynników meteorologicznych można skonstruować przybliżone zależności funkcyjne wiążące je z wartościami prawdopodobieństwa  $P_i$ , to czynniki związane z działalnością człowieka (błędy ludzkie czy ataki terrorystyczne) są często dużo trudniejsze do skwantyfikowania. W szacowaniu tych wartości przydatne mogą być wskaźniki SAIFI i SAIDI, czy średnie liczby i czasy wyłączeń linii, publikowane przez operatorów [19].

Rozważając metodologię szacowania wartości skutków zaistnienia zdarzenia  $S_i$ , można wziąć pod uwagę liczbę węzłów w SEE pozbawionych zasilania, ilość niedostarczonej energii do tych węzłów, bądź straty finansowe związane z przestojem procesów produkcyjnych (związane z niedostarczoną energią).

W przypadku rozważania systemu w stanie niespełniającym kryterium *N-1* można rozważyć zbiór lub podzbiór wszystkich zdarzeń prowadzących do stanu zagrożeniowego, a następnie stanu *blackout* i zdefiniować dla nich zbiorczą miarę ryzyka jako:

$$R_{tot} = \sum_i R_i. \quad (2)$$

Powyższa formuła jest jednak poprawna wyłącznie przy założeniu, że w ramach analizowanego przedziału czasowego może wystąpić w stanie nie spełniającym reguły *N-1* tylko jedno kolejne zdarzenie. Oznacza to *de facto* odrzucenie tych wszystkich przypadków, kiedy to np. na skutek niekorzystnych zjawisk pogodowych w określonym rejonie uszkodzane są w danym przedziale czasowym więcej niż dwa elementy. Zdajemy sobie sprawę, że takie uproszczenie jest dalekie od rzeczywistości. Nie przyjmujemy go jednak za docelowe, a raczej traktujemy jako pewien punkt wyjścia do dalszych rozważań, których weryfikacja będzie postępowała wraz z budową bardziej precyzyjnych modeli dynamicznych SEE.

### 2.1. Model docelowy

W docelowym modelu planowane jest iteracyjne wyznaczenie prawdopodobieństw zdarzeń losowych – tu przede wszystkim uszkodzeń linii przesyłowych – w zależności od stanu systemu (przepływów prądów w poszczególnych elementach sieci, wynikających z obciążenia bieżącego i planowanego) oraz warunków zewnętrznych (w szczególności pogodowych, np. przejścia chmury burzowej nad danym obszarem). Mianowicie, wyróżniamy dwie perspektywy czasowe działania systemu: ciągła, reprezentowana przez (deterministyczny) model dynamiczny, w którym analizowany skok czasowy jest na poziomie kilkudziesięciu milisekund, oraz dyskretna, która stanowi

podstawę stochastycznego modelu zdarzeń w losowy sposób oddziaływujących na pracę systemu.

W szczególności, rozważmy dyskretyzację odcinka czasu  $[0, T]$  na równe przedziały  $\{[t_0 = 0, t_1), [t_1, t_2), \dots, [t_{n-1}, t_n = T)\}$ . Zakładamy, że chwila  $t_0 = 0$  odpowiada momentowi wystąpienia zdarzenia  $i$ , które wytrąca SEE ze stanu  $N-1$ . Następnie, na bazie warunków zewnętrznych oraz stanu systemu zrealizowanego w modelu dynamicznym w chwili  $t_1$  po wystąpieniu zdarzenia  $i$  wyznaczone są prawdopodobieństwa  $P_{i,t_1}^l$  wystąpienia awarii każdej z  $l = 1, \dots, L$  linii, oraz losowane są wystąpienia awarii wg tych prawdopodobieństw. W przypadku, gdy losowanie nie przyniosło nowej awarii, model dynamiczny kontynuuje swoje działanie do chwili  $t_2$ . Gdy nastąpi losowa awaria jednej (lub więcej) linii, zaktualizowana topologia systemu wprowadzana jest do modelu dynamicznego, który kontynuuje analizę na zmodyfikowanej sieci do chwili  $t_2$ . Procedura iteracyjnie powtarza kroki zaktualizowania prawdopodobieństw oraz losowania ewentualnych awarii dla kolejnych chwil czasowych  $t_3, \dots, t_{n-1}$ .

W ten sposób otrzymujemy jedną realizację stochastycznej ścieżki stanu systemu zapoczątkowanej wystąpieniem zdarzenia  $i$  wraz z przyporządkowanymi jej wartościami prawdopodobieństwa  $P_i$  i straty  $S_i$ . Zastosowując technikę Monte Carlo i powtarzając tę procedurę wielokrotnie otrzymujemy przybliżenie rozkładu straty  $S_i$  i możemy określić na tej podstawie standardowe miary ryzyka, np. wspomnianą wcześniej wartość oczekiwaną straty  $S_i$  – czyli miarę ryzyka określoną wzorem (2).

W bardziej rozbudowanych podejściach do wyceny, ryzyko może być określone wartością starty poniesionej z prawdopodobieństwem mniejszym niż zadany poziom ufności (zgodnie z miarą *Value at Risk* [23]).

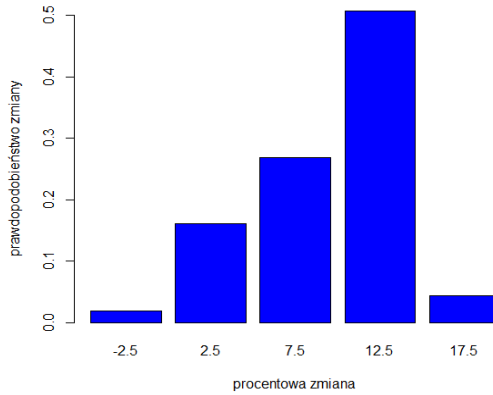
Szacując ryzyko na podstawie opisanych wyżej metod, można w kolejnym kroku skonstruować zależność funkcyjną łączącą maksymalny czas wykonania akcji zaradczych z tymże ryzykiem.

## 2.2. Model testowy

Na potrzeby referatu świadomie posłużono się znacznymi uproszczeniami, kierując się potrzebą weryfikacji metody wyceny ryzyka bazującej na modelu dynamicznym SEE. Jak już wspomniano, w stanie  $N-1$  badanego układu rozważono możliwość awaryjnego wyłączenia tylko jednej linii, dalszy rozwój sytuacji pozostawiając działaniu zaimplementowanej w modelu SEE automatyki zabezpieczeniowej i regulacyjnej. Każda z awarii („zdarzenie  $i$ ” wg wcześniejszego opisu) modelowana była jako trójfazowe zwarcie bezimpedancyjne, inicjowane na początku symulowanego okresu analizy równego 15 minut. Przeanalizowano poszczególne linie, uwzględniając możliwość zaistnienia

zwarcia w kilku miejscach – w środkach pięciu odcinków o długości 20% długości całkowitej, każdemu z tych punktów przypisując prawdopodobieństwo  $P_{poz} = 0,2$ .

Część danych, takich jak zmienność zapotrzebowania, czy wskaźniki awaryjności linii, zostało oparte na danych systemowych udostępnionych przez PSE w 2015 r. [19]. Zmianę zapotrzebowania w czasie symulowanych 15 minut wprowadzano liniowo, bazując na wybranym do analizy okresie szczytu porannego KSE, przypadającego na godzinę 5:00 – 6:00. Dla tego okresu otrzymano histogram przedstawiony na Rys. 1, na którego podstawie poszczególnym scenariuszom wprowadzenia zmian obciążenia w modelu testowym, przypisano prawdopodobieństwo  $P_{obc}$ .



Rys. 1. Histogram zmiany zapotrzebowania w KSE (5:00-6:00, 2015 r.)

Prawdopodobieństwo dotyczące wywołanego zwarcie wyłączenia oszacowano na podstawie średniej miesięcznej liczby awaryjnych wyłączeń przypadających na 100 km linii NN. Przykładowo, dla wartości 0,25 w czerwcu 2015 r. [19] i linii o długości 150 km otrzymano wartość:

$$P_{awr} = 0,25 \cdot 150 \cdot \frac{1}{100} \cdot \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{24} \cdot \frac{1}{30} \approx 1,3 \cdot 10^{-4}, \quad (3)$$

opisującą prawdopodobieństwo awarii tej linii w czasie symulowanych 15 minut (stąd współczynnik  $\frac{1}{4}$  w powyższym wzorze).

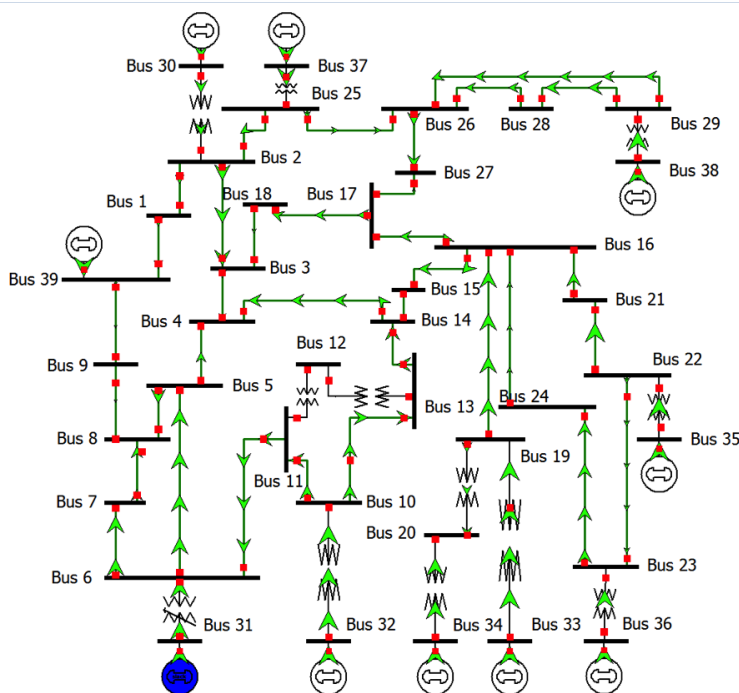
Ostateczne prawdopodobieństwo realizacji scenariusza uwzględniającego zmianę obciążenia wraz z wystąpieniem zwarcia w określonym punkcie wybranej linii  $i$ , otrzymano na podstawie zależności:

$$P_i = P_{obc} \cdot P_{poz} \cdot P_{awr,i}. \quad (4)$$

Stowarzyszone z prawdopodobieństwem  $P_i$  straty  $S_i$  wyznaczono bazując na wynikach symulacji pracy systemu testowego w okresie 15 minut po wprowadzeniu zwarcia, realizującej zadany scenariusz w modelowanym SEE. Bardziej szczegółowy opis elementów modelowanego systemu przedstawia kolejny rozdział.

### 3. Testowy system elektroenergetyczny - IEEE39

Praktyczna implementacja opisanej wyżej metodologii wymaga zastosowania modeli dynamicznych systemu do wyceny ryzyka w stanach zagrożeniowych SEE. Z uwagi na szerokie stosowanie w opisywanych w literaturze analizach dynamicznych, jako pilotażowy układ, pozwalający na wstępną analizę i weryfikację proponowanych miar ryzyka, został wybrany system testowy IEEE39, którego schemat przedstawia Rys. 2.



Rys. 2. Schemat systemu testowego IEEE39

Model IEEE39 zawiera dziesięć generatorów, których łączna generacja wynosi 6191 MW, przy czym generator G1 w węźle 39 reprezentuje zastępczy system elektroenergetyczny. Rezerwa mocy w systemie wynosi 1790 MW, a zapotrzebowanie jest równe 6150 MW. W analizach wykorzystano model rozprężki systemu IEEE39 wchodzący w skład pakietu MATPOWER.

Na potrzeby prowadzonych badań, w środowisku GE PSLF, został opracowany model dynamiczny systemu IEEE39. W pierwszej kolejności zaimplementowano modele dynamiczne generatorów (model *genrou*), układów wzbudzenia (model *ssexs*) i stabilizatorów systemowych (model *psa2a*), przy czym dane dla wymienionych modeli zaczerpnięto z [1]. Następnie, w celu odwzorowania regulacji pierwotnej, wprowadzono modele układów regulacji turbin (model *ieeg1*), z danymi dla przykładowego bloku w KSE, oraz model

układu regulacji wtórnej (złożony z modeli *agc2* i *uclp2*), którego parametry dobrano eksperymentalnie, celem zapewnienia odpowiedniej jakości regulacji.

W kolejnym kroku do modelu dynamicznego systemu IEEE39 wprowadzono modele elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej obejmujące:

- model zabezpieczenia od poślizgu biegunów (od utraty synchronizmu) generatora – wykorzystano model zabezpieczenia reagującego na asynchroniczne kołysania mocy (model *ooslen*), któremu przypisano soczewkową charakterystykę rozruchową; zabezpieczenie wyłącza blok generator – transformator blokowy, po wykryciu pracy asynchronicznej generatora;
- model zabezpieczenia zwarciovego linii – wykorzystano model zabezpieczenia odległościowego z przesyłem sygnałów wyłączających między przekaźnikami zainstalowanymi na obu końcach chronionej linii (model *zpott*); założono, że zabezpieczenie wyłącza zwarcie leżące wewnątrz strefy z czasem 150 ms;
- model zabezpieczenia przeciążeniowego linii – wykorzystano model zabezpieczenia oparty na charakterystyce cieplnej zabezpieczanego obiektu (model *locti*); założono, że zabezpieczenie przeciążeniowe wyłącza linię po czasie zależnym od stopnia jej przeciążenia.

W ostatnim kroku zaimplementowano model automatyki samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO), która odłącza część odbiorów po spadku częstotliwości poniżej założonego progu. Wykorzystano model przekaźnika *lsdt1*, umożliwiającą zadanie trzech stopni odciążania systemu.

## 4. Rezultaty analiz symulacyjnych

### 4.1. Przykład braku spełnienia kryterium *N-1* w stanach dynamicznych

Wcześniej zaproponowano, aby ocenę bezpieczeństwa systemu, prowadzoną w oparciu o kryterium *N-1*, rozszerzyć o analizy prowadzone na modelu dynamicznym SEE. Taki sposób pozwoli m.in. uwzględnić szersze spektrum czynników mających wpływ na bezpieczeństwo pracy systemu oraz pomóc wychwycić sytuacje, w których w analizach dynamicznych kryterium *N-1* nie jest spełnione, pomimo, że było spełnione w analizach statycznych (w klasycznej analizie rozprężowej). Zagadnienie to zostanie zilustrowane na przykładzie.

W sieci testowej IEEE39, jako analizowany stan *N-1* przyjmuje się wyłączenie linii łączącej węzły 28 i 29 (rys. 2). Po wyłączeniu tej linii sprawdzane jest obciążenie pozostałych gałęzi sieci, ze szczególnym uwzględnieniem linii 21–22, która w ustalonym, normalnym stanie pracy systemu IEEE39 jest obciążona w 97% dopuszczalnej obciążalności. W przykładzie, w pierwszej kolejności, spełnienie stanu *N-1* jest oceniane z wykorzystaniem modelu statycznego systemu IEEE39, tzn. linia 28–29 jest



wyłaczana (poprzez zmianę statusu linii z 1 na 0), a następnie obliczany jest klasyczny rozptył mocy. Konfiguracja systemu testowego IEEE39 powoduje, że w tym przypadku wyłączenie linii 28–29 nie wpływa na przepływ prądu w linii 21–22. W stanie  $N-1$  linia 21–22 jest obciążona, tak jak w stanie normalnym (bez wyłączeń), czyli w 97%. Nie jest też przeciążona żadna inna gałąź w systemie. Zatem na podstawie analizy  $N-1$  wykonanej na modelu statycznym można wnioskować o bezpiecznej pracy systemu po wyłączeniu linii 28–29.

W drugim przypadku stan  $N-1$  inicjuje się przez wprowadzenie, w 10 sekundzie symulacji, bezimpedancyjnego zwarcia trójfazowego w połowie długości linii 28–29. Zwarcie to jest wyłączone przez zabezpieczenia odległościowe (zwarciovowe) tej linii, z czasem 150 ms. Jednak na skutek zaistniałego zwarcia synchronizm traci generator G9 w węźle 38, który jest odłączany od systemu przez zabezpieczenie od poślizgu biegunów. Po wyłączeniu generatora G9 następuje utrata 830 MW mocy wytwarzanej. Zaburzenie bilansu powoduje zadziałanie układów regulacji pierwotnej i wtórnej, prowadzące do zwiększenia generacji w pozostałych, pracujących generatorach. W efekcie następuje zmiana rozptyłu, skutkująca m.in. wzrostem prądu w linii 21–22 powyżej jej dopuszczalnej obciążalności (przeciążają się też, ale w mniejszym stopniu, gałęzie 16–17, 16–19 i 19–33). Z powodu przeciążenia linia 21–22 zostaje wyłączona przez zabezpieczenie przeciążeniowe, z czasem wynikającym z charakterystyki tego zabezpieczenia. Wyłączenie linii 21–22 powoduje z kolei silne kołysania mocy, których efektem jest całkowity rozpad systemu (*blackout*). Zatem w tym przypadku analiza  $N-1$  przeprowadzona na modelu dynamicznym doprowadziła do przeciwnego wniosku niż poprzednio.

Ponieważ w rzeczywistości awaryjne wyłączenia linii następują zwykle na skutek eliminacji zwarć przez automatykę zabezpieczeniową (czyli tak jak w opisanej symulacji przeprowadzonej na modelu dynamicznym systemu), a nie przez manualne otwarcie wyłącznika (czemu odpowiada symulacja przeprowadzona na modelu statycznym), celem lepszego odwzorowania rzeczywistych warunków pracy systemu, symulacje, których wyniki przedstawia się w kolejnym rozdziale, zostały przeprowadzone z wykorzystaniem dynamicznego modelu systemu IEEE39. Należy zaznaczyć, że konfiguracja systemu testowego powoduje, że dla niektórych wyłączeń spełnienie reguły  $N-1$  nie jest możliwe z definicji (np. dla linii 19–21). Takie sytuacje zostały pominięte w dalszych symulacjach.

#### 4.2. Wycena ryzyka dla przykładowych warunków pogodowych.

Jak przedstawiono w rozdziale 2. w zastosowanym podejściu wyceny ryzyka niezbędne jest oszacowanie wartości prawdopodobieństwa wystąpienia zdarzenia  $i$ ,  $P_i$ , oraz kosztu następstw tego zdarzenia  $S_i$  – wzór (1). W celu oszacowania  $P_i$  rozszerzona została koncepcja średniej miesięcznej liczby

awaryjnych wyłączeń linii (w sztukach na 100 km linii) [19]. Mianowicie w analizie przyjęto założenie, że system jest podzielony na cztery obszary, zgodnie z rys. 3, a wskaźnik średniej liczby awaryjnych wyłączeń może być obliczany, nie jak do tej pory statycznie, tylko dynamicznie, jako np. funkcja warunków pogodowych. Źródłem danych dla takiego wskaźnika mogłyby być pomiary ze stacji meteo zbierane w czasie rzeczywistym lub z małym interwałem czasowym. Stanowi to odejście od klasycznej metody wyznaczania tegoż wskaźnika, gdzie jego wartość jest otrzymywana *a posteriori* na podstawie danych historycznych. Dalej przyjmujemy założenie, że dysponujemy dynamicznym odpowiednikiem takiego wskaźnika dla danej chwili lub przedziału czasu i dla każdego obszaru SEE.

W symulacjach założyliśmy dwa rodzaje warunków pogodowych (tab. 1). Pierwszy scenariusz to warunki optymalne, gdzie wskaźnik jest niski i ma taką samą wartość dla wszystkich obszarów, drugi scenariusz reprezentuje złe warunki pogodowe zwłaszcza w rejonie niebieskim i czerwonym oraz umiarkowane warunki w pozostałych. Przykładowo wartość 5 dla obszaru „czerwonego” w drugim scenariuszu pogodowym można interpretować w kategoriach przypadania na dane 100 km każdej linii w tym obszarze średnio pięciu awarii w miesiącu pod warunkiem, że tak złe warunki pogodowe, jak w analizowanej chwili, trwałyby przez cały miesiąc.

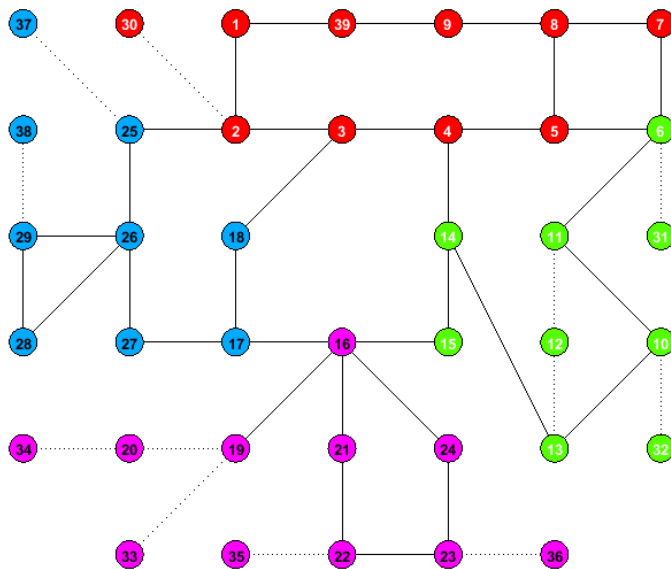
Tabela 1

Założone średnie miesięczne liczby awaryjnych wyłączeń linii (w sztukach na 100 km linii)

Obszary:	Czerwony	Zielony	Niebieski	Różowy	Ryzyko
Scenariusz 1 (optymalne warunki pogodowe)	0,1	0,1	0,1	0,1	<b>1,25%</b>
Scenariusz 2 (złe i zróżnicowane warunki pogodowe)	5	0,5	5	0,5	<b>61,9%</b>

Następnie na podstawie dynamicznych wskaźników średniej liczby awaryjnych wyłączeń oraz posiadanej informacji o długości każdej z linii, zostały oszacowane wartości  $P_i$ . W wyniku symulacji dynamicznych obliczono moce odbiorów odłączone w wyniku działania automatyki samoczynnego częstotliwościowego odciążania. Te moce niezaspokojonych odbiorów, unormowane jako ułamek całkowitego zapotrzebowania wyrażony w procentach, zostały przyjęte jako wartości  $S_i$ . Symulacje przeprowadzono dla różnych wariantów zmiany zapotrzebowania zgodnie z wartościami przedstawionymi na histogramie z rys. 1. Pozwoliło to oszacować ryzyko globalne  $R_{tot}$ , którego wartości przedstawiono w ostatniej kolumnie tab. 1. Wartości różnią się o ponad rząd wielkości dla obu scenariuszy. Relatywnie małe wartości obu ryzyk biorą się z:

- prostoty analizowanego systemu – małej liczby węzłów i linii, a także ich stosunkowo niewielkiej długości;
- uproszczonego szacowania strat  $S_i$  odzwierciedlających niezaspokojone obciążenie, a nie za pomocą wyceny strat w PLN/MWh, np. poprzez oszacowanie *Value of Lost Load* (VoLL);
- przyjętych uproszczeń w wycenie ryzyka mówiących, że zdarzenia są niezależne oraz, że w analizowanym okresie kwadransa nie może nastąpić więcej niż jedno zdarzenie inicjujące  $i$ , a wszystkie następne są skutkiem tego jednego.



Rys. 3. Podział systemu testowego IEEE39 na cztery obszary

## 5. Wnioski

W ramach prowadzonych badań została opracowywana ciągła miara ryzyka, ułatwiająca scharakteryzowanie stanu SEE w stanach zagrożeniowych. W celu zbadania własności takiej miary skonstruowany został statyczny oraz dynamiczny model systemu IEEE39. W zależności od modelu uzyskano znaczne różnice w wynikach. Ich analiza wskazuje na zasadność oparcia dalszych analiz wyłącznie o model dynamiczny. Przeprowadzono symulacje z zamodelowanymi różnymi warunkami pogodowymi otrzymując różne wskaźniki ryzyka. Otrzyma-  
ne wstępne rezultaty wskazują na zasadność wykorzystania postulowanej miary w procesie optymalizacji działań zaradczych operatora mających za zadanie przywrócenie systemu do stanu spełniającego kryterium  $N-1$ .

### 5.1. Dalszy kierunek badań

Warunki pogodowe modelowane są obecnie w sposób uproszczony poprzez modyfikację wskaźnika liczby awaryjnych wyłączeń linii i założenia, że jest on liczony w sposób dynamiczny. W procesie dalszych badań wymagane jest skonstruowanie związków funkcyjnych pomiędzy parametrami pogodowymi, a postulowanym wskaźnikiem. Ocena kosztowa wymaga rozbudowania poprzez wykorzystanie wskaźnika VoLL, co da możliwość oszacowania kosztów następstw awarii wyrażonych w PLN/MWh, zamiast trudnych w interpretacji w tym kontekście wartości bezwymiarowych. Dalszych prac wymaga także sposób prowadzenia symulacji, gdzie obecnie identyfikuje się wartość niezaspokojonego zapotrzebowania wyrażonego w MW przyjmując 15 minutowy horyzont czasowy od wystąpienia awarii, a nie wartość niezaspokojonego popytu w MWh. Odejście od modelowania zdarzeń krytycznych, jako niezależnych, pozwoli na dalsze urealnienie symulacji i pełną implementację koncepcji przedstawionej w rozdziale 2.1.

### 5.2. Podziękowania

Badania nad wyceną ryzyka na podstawie symulacji bazujących na dynamicznych modelach SEE, będące tematem przewodnim niniejszego referatu, prowadzone są w ramach grantu AXA Research Fund.

## Literatura

- [1] Achilles S., Schramm S., Bebic J.: *Transmission System Performance Analysis for High-Penetration Photovoltaics*. GE Global Research. Niskayuna, New York, February 2008.
- [2] Bartodziej G., Tomaszewski M.: Blackout w rejonie Szczecina. Uwagi i wnioski. *Energetyka*, 10/2008.
- [3] Castellano G., Moreschini G., Serranni A.: *Probabilistic On-line Security Assessment and Control*. Session 1996 CIGRE, Paris, France, August 1996.
- [4] Cheng J., McGillis D., Galiana F.: *Bilateral Transactions Considered as Interconnections in a Deregulated Environment*. IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Vol. 2, Waterloo, Ontario, May 1998.
- [5] Cheng J., McGillis D., Galiana F.: *Power System Reliability in a Deregulated Environment*. IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Vol. 2, Halifax, Nova Scotia, May 2000.
- [6] De Tuglie E., Dicorato M., La Scala M., Scarpellini P.: *A Probabilistic Approach for Dynamic Available Transfer Capability Evaluation*. Session 2000 CIGRE, Paris, France, August 2000.
- [7] De Tuglie E., Dicorato M., La Scala M., Scarpellini P.: *A Static Optimization Approach to Assess Dynamic Available Transfer Capability*. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 15, No. 3, August 2000.

- [8] Fu W., McCalley J.D., Vittal V.: Risk Assessment for Transformer Loading. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 16, No. 3, August 2001.
- [9] Grande O.S., Wangensteen I.: Alternative Models for Congestion Management and Pricing. Impact on Network Planning and Physical Operation. Session 2000 CIGRE, Paris, France, August 2000.
- [10] IMiGW: Algorytmy tworzenia mapy ryzyka zakłóceń w sieci elektroenergetycznej z uwagi na zagrożenia meteorologiczne" (MRZSE).
- [11] Kirschen D.S., Bell K.R.W., Nedic D.P., Jayaweera D., Allan R.N.: Computing the Value of Security. IEE Generation, Transmission and Distribution, Vol. 150, No. 6, November 2003.
- [12] Kirschen D.S., Jayaweera D., Nedic D.P., Allan R.N.: A Probabilistic Indicator of System Stres. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 19, No. 3, August 2004.
- [13] Kuczyński R.: Operation Handbook Policy 5 - Emergency Operations, edycja trzecia, APE15, ActaEnergetica, Zeszyt 1.
- [14] Lebrevelec Z.: The Value of the Cost/Security Trade Off. Session 2000 CIGRE, Paris, France, August 2000.
- [15] McCalley J., Fouad A., Agrawal L., Farmer R.: A Risk-Based Security Index for Determining Operating Limits in Stability-Limited Electric Power Systems. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 12, No. 3, August 1997.
- [16] Nedic D.P., Dobson I., Kirschen D.S., Carreras B.A., Lynch V.E: Criticality in a Cascading Failure Blackout Model. 15th Power Systems Computation Conference, Liège, Belgium, August 2005.
- [17] Ni M., McCalley J.D., Vittal V., Greene S., Ten Z.W., Ganugula V.S., Tayyib T.: Software Implementation of Online Risk-Based Security Assessment. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 3, August 2003.
- [18] Ni M., McCalley J.D., Vittal V., Tayyib T.: Online Risk-Based Security Assessment. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 1, February 2003.
- [19] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., [www.pse.pl](http://www.pse.pl) (Dane systemowe)
- [20] Rios, M.A., Kirschen, D.S., Jayaweera, D., Nedic, D.P., Allan, R.N.: Value of security: modeling time-dependent phenomena and weather conditions. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 3, August 2002.
- [21] Uhlen K., Kjolle G., Lovas G., Breidablik O.: A Probabilistic Security Criterion for Determination of Power Transfer Limits in a Deregulated Environment. Session 2000 CIGRE, Paris, France, August 2000.
- [22] Wan H., McCalley J.D., Vittal V.: Risk-Based Voltage Security Assessment. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 15, No. 4, November 2000.
- [23] Wikipedia: Value at risk, [https://pl.wikipedia.org/wiki/Value\\_at\\_risk](https://pl.wikipedia.org/wiki/Value_at_risk)

**Piotr MARCHEL, Józef PASKA**  
Politechnika Warszawska

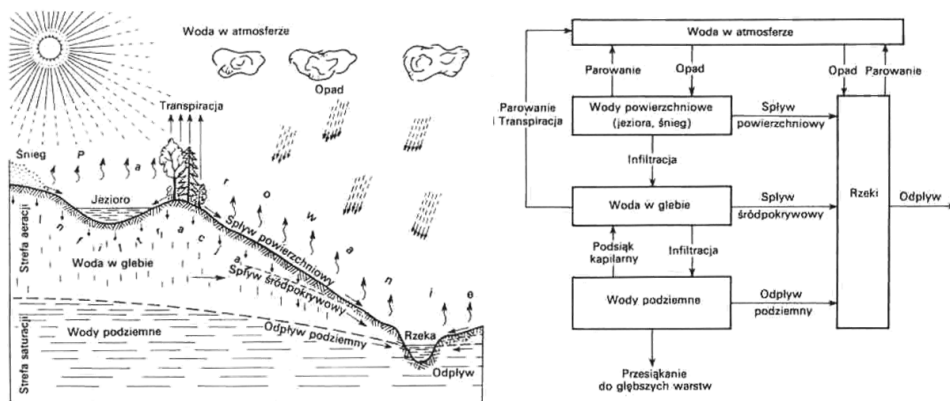
## MODELOWANIE NIEZAWODNOŚCI ELEKTROWNI WODNYCH

Z punktu widzenia niezawodności systemów elektroenergetycznych, w szczególności ich podsystemów wytwórczych, istotne jest, że produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wykorzystujących energię wiatru, spadku wód czy Słońca jest ograniczona dostępnością energii pierwotnej. Niezawodność elektrowni wiatrowych, wodnych lub słonecznych zależy zatem nie tylko od ich struktury technologicznej i połączenia z siecią, do której dostarczają energię, ale również od warunków geoklimatycznych czy hydrologicznych. Moc generowana przez elektrownie wodne zależy od dostępności energii pierwotnej, która w tym przypadku uzależniona jest od dostępnej wielkości natężenia przepływu oraz wysokości spadku użytecznego.

W pracy została podjęta próba opisu charakteru i zmienności dostępnej energii wody. Opracowany został również prosty model dostępności energii pierwotnej dla wybranej lokalizacji w Polsce.

### 1. Charakterystyka rzek w Polsce

Pochodzenie energii wód śródlądowych jest powiązane z cyklem krążenia wody w przyrodzie (rys. 1). Cykl ten jest zasilany energią promieniowania słonecznego.

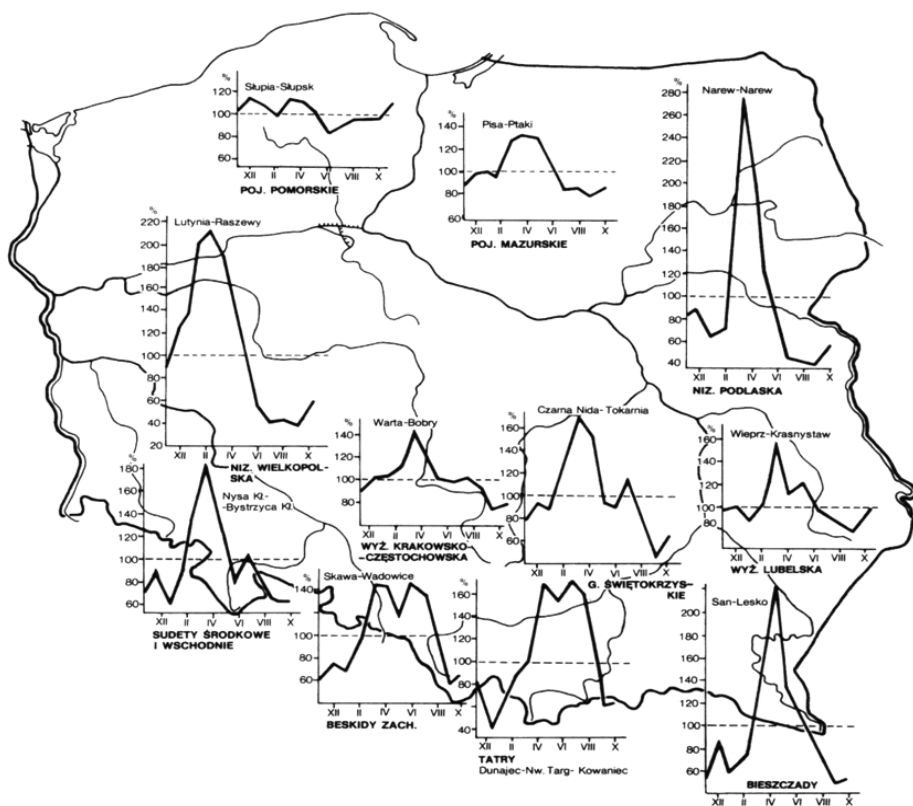


Rys. 1. Schemat obiegu wody w obrębie zlewni [2, 9]

Rzeki w Polsce są zasilane wodą: bezpośrednio z opadów atmosferycznych, z topniejącego śniegu lub też z dopływu podziemnego. W zależności od dominującego typu zasilania można wyróżnić następujące reżimy odpływów rzecznych (rys. 2) [2, 9]: niwalny (śnieżny) słabo, średnio lub silnie wykształcony, niwalno-pluwialny (śnieżno-deszczowy) i pluwialno-niwalny (deszczowo-śnieżny). W dominującej części kraju, poza terenami górskimi i podgóorskimi, przeważa reżim niwalny, co oznacza że największe przepływy są związane z topnieniem śniegu i występują w marcu i kwietniu. W przypadku reżimu niwalno-pluwialnego lub też pluwialno-niwalnego pojawia się drugi szczyt przepływu przypadający na miesiące letnie, o najwyższych opadach - od maja do sierpnia (rys. 3). Rzeki w kraju różnią się między sobą również dobową zmiennością przepływu. Największą zmiennością charakteryzują się rzeki górskie. Są one zasilane głównie powierzchniowo. W przypadku nizin dobowa zmienność jest mniejsza, a większą rolę w zasilaniu odgrywiają zgromadzone wody podziemne. Cechy te przekładają się na charakter przepływów. Rzeki górskie mogą gwałtownie wezbrać, ale wzrost przepływu jest krótkotrwały. Taka sytuacja ma miejsce najczęściej latem, po intensywnych opadach. Woda szybko spływa (powierzchniowo) po stromych zboczach zbudowanych na słabo przepuszczającym gruncie. Na nizinach przepływ jest bardziej wyrównany. Wiąże się to z mniejszym spadkiem oraz gromadzeniem wody (retencją) przez podłoże. Gwałtowniejsze wezbrania mogą mieć miejsce na wiosnę, gdy po dużych opadach śniegu i jego zaleganiu na rozległym obszarze przychodzi odwilż.



Rys. 2. Reżim odpływu rzecznego (opr. I. Dynowska) [2, 9]: I. Typy reżimów rzecznych: 1 – niwalny słabo wykształcony; 2 – niwalny silnie wykształcony; 3 – niwalny średnio wykształcony; 4 – niwalno-pluwialny; 5 – pluwialno-niwalny; II. Zmienność przepływów dobowych: 6 –  $C_v < 0,5$ ; 7 –  $0,5 < C_v < 1,0$ ; 8 –  $1,0 < C_v < 1,5$ ; 9 –  $1,5 < C_v < 2,0$ ; 10 –  $C_v > 2,0$  ( $C_v$  – stosunek odchylenia decylogowego do mediany); III. Udział zasilania podziemnego i powierzchniowego w odpływie całkowitym: 1 – znaczna przewaga zasilania podziemnego, 2 – słaba przewaga zasilania podziemnego, 3 – równowaga obu typów zasilania, 4 – słaba przewaga zasilania powierzchniowego, 5 – znaczna przewaga zasilania powierzchniowego



Rys. 3. Sezonowy rytm odpływu w wybranych regionach (opr. I. Dynowska) [2, 7]

## 2. Moc wyjściowa małej elektrowni wodnej przepływowej

Przybliżoną moc elektrowni wodnej  $P$ , w kW, można wyrazić następującą zależnością [5-7]:

$$P = 9,81 \cdot H Q \eta_T \eta_G, \quad (1)$$

gdzie:  $H$  – spad niwelacyjny (różnica poziomów lustra wody pomiędzy poziomami niwelacyjnymi luster górnej wody GW, a dolnej wody DW) [m];  $Q$  – przepływ turbiny [ $\text{m}^3/\text{s}$ ];  $\eta_T$  – sprawność turbiny;  $\eta_G$  – sprawność generatora.

Dlatego najważniejsze z punktu widzenia modelowania elektrowni wodnych jest poznanie charakteru dwóch zmiennych wpływających na moc: przepływu turbiny  $Q(t)$  oraz wysokości spadu  $H(t)$ . Można założyć, że poziom wody górnej  $H_{GW}$  jest utrzymywany na stałym poziomie. Jeśli elektrownia ma duży spad, wówczas zmiany poziomu dolnej wody  $H_{DW}$  są znikome w stosunku do różnicy poziomów. W takim przypadku można przyjąć stałą wielkość spadu. Jeśli mamy do czynienia z elektrownią o niskim spadzie, do których zalicza się



większość małych elektrowni wodnych, wówczas należy uwzględnić zmianę poziomu lustra wody dolnej w funkcji natężenia przepływu  $H_{DW} = f(Q)$ . Zależność ta nosi nazwę krzywej przepływu (konsumcyjnej) i jest związana z kształtem przekroju poprzecznego rzeki [1]. Gdy odpływ z elektrowni jest swobodny, to zależność ta jest stała. Należy jednak pamiętać, że pojawienie się pokrywy lodowej lub też zarośnięcie rzeki wpływają na zmianę tej zależności [10].

### 3. Charakterystyka natężenia przepływu

Znaczna różnorodność charakteru przepływu dla różnych rzek w Polsce sprawia, że w celu stworzenia modelu przepływu w wybranej lokalizacji należy wykorzystać analizę danych historycznych. Ponieważ reżim odpływu rzeczny ma charakter sezonowy, a pogoda w poszczególnych latach może różnić się od siebie znacznie, minimalnym wymaganym okresem obserwacji jest kilkanaście lat. W przypadku braku odpowiednich danych dla określonej lokalizacji, można wyliczyć je posługując się wynikami pomiarów z sąsiednich punktów wodowskazowych [1].

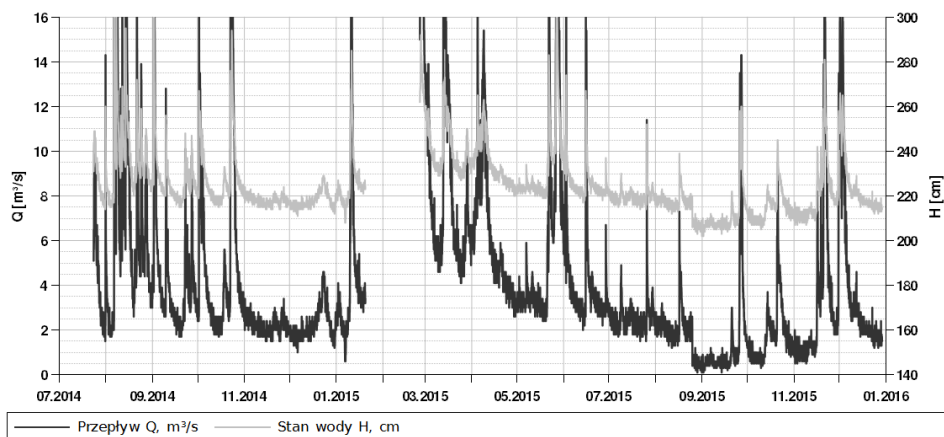
Procedura tworzenia modelu natężenia przepływu zostanie przedstawiona na przykładzie rzeki Biała Tarnowska, w miejscowości Bobowa, w województwie Małopolskim (rys. 4). Zgodnie z klasyfikacją zawartą w [2, 7] (rys. 1) rzeka w tej lokalizacji ma reżim niwalno-pluwialny, o średniej zmienności przepływów dobowych i o znacznej przewadze zasilania powierzchniowego. Historyczne stany wód zostały zaczerpnięte ze strony Monitoringu Powodziowego rzeki Biała [3] (rys. 5).



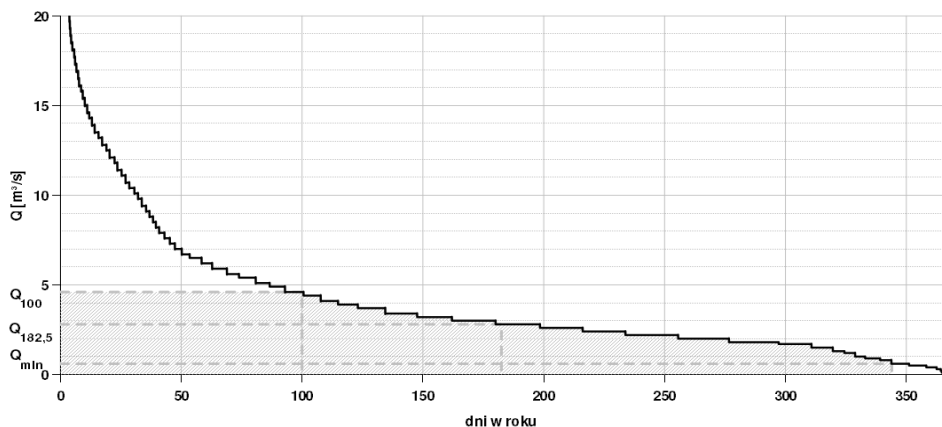
Rys. 4. Widok (opracowanie własne) oraz lokalizacja punktu pomiarowego (opracowanie własne, podkład mapowy OpenStreetMap [www.openstreetmap.org](http://www.openstreetmap.org))

Zmianę natężenia przepływu w ciągu roku można przedstawić w postaci wykresu uporządkowanego (rys. 6). Na tym wykresie można odczytać charakterystyczne wielkości przepływu  $Q_i$ , które występują wraz z stanami wyższymi

przez  $i$  dni w ciągu roku. Pozwala to szacować ekonomiczną wielkość przełyku instalowanego  $Q_{inst}$ . Jeśli będzie on zbyt niski, nie zostanie wykorzystana znaczna część energii ciekłu, gdyż woda przewyższająca ten przepływ będzie przepuszczana jałowo przez jaz. Zwiększanie przełyku instalowanego powoduje, zwiększanie kosztów budowy i eksploatacji elektrowni. Jednocześnie przy dużym przełyku instalowanym będzie on wykorzystywany jedynie przez krótki czas w roku. Dlatego przyjmuje się, że ekonomicznie uzasadnione jest budowanie elektrowni uwzględniając przepływ 100 dniowy ( $Q_{inst} \approx Q_{100}$ ). W przypadku braku wiarygodnych danych, można założyć, że przepływ instalowany powinien stanowić 1,2÷2,0 krotność średniego natężenia przepływu  $Q_{sr}$  [10].



Rys. 5. Zmienność stanu wody oraz przepływu w Bobowej, na rzece Biała Tarnowska (dane [3], opracowanie własne)

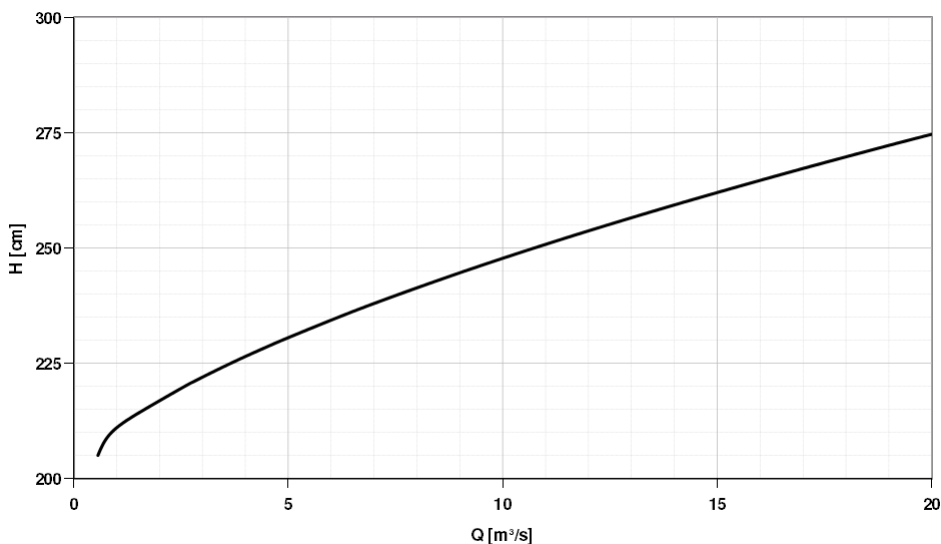


Rys. 6. Krzywa czasu trwania przepływu w ciągu roku dla Białej Tarnowskiej w Bobowej:  $Q_{100}$  – przepływ, który jest przekraczany przez 100 dni w roku;  $Q_{182,5}$  – odpowiadający medianie przepływu (stan zwyczajny);  $Q_{min}$  – przepływ przy którym osiągnęte jest minimum techniczne elektrowni wodnej; obszar zakreślony oznacza możliwy do wykorzystania przez elektrownię wodną przepływ, przy założeniu, że jej przepływ instalowany jest równy  $Q_{100}$ , zaś minimalny  $Q_{min}$

#### 4. Charakterystyka mocy małej elektrowni wodnej w funkcji przepływu

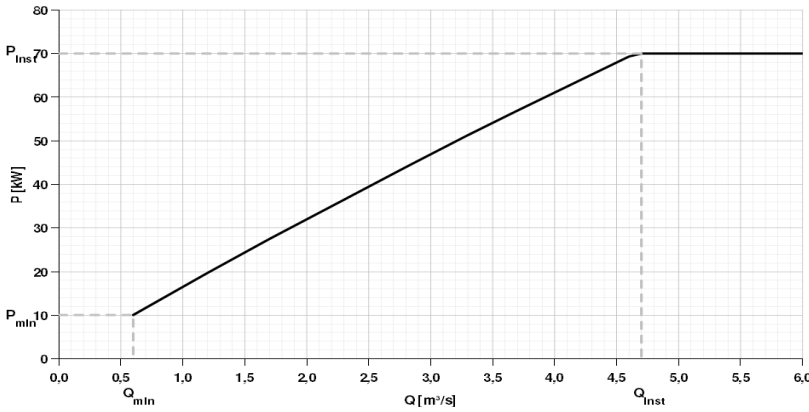
W celu wyznaczenia charakterystyki mocy wyjściowej małej elektrowni wodnej w funkcji przepływu zostały przyjęte następujące założenia:

- elektrownia zostanie zbudowana na rzece Biała Tarnowska w Bobowej;
- moc zainstalowana elektrowni  $P_{inst} = 70$  kW;
- przełyk zainstalowany elektrowni  $Q_{inst} = 4,7$  m<sup>3</sup>/s;
- utrzymywany jest stały poziom górnej wody  $H_{GW} = 421$  cm; nadmiar przepływu może być przepuszczany przez jaz;
- przy przepływie średnim  $Q_{sr} = 2,8$  m<sup>3</sup>/s poziom dolnej wody  $H_{DW} = 221$  cm, a spad  $H = H_{GW} - H_{DW} = 2,0$  m;
- poziom dolnej wody  $H_{DW}$  jest zależny od przepływu zgodnie z krzywą przepływu przedstawioną na rys. 7;
- iloczyn sprawności turbiny  $\eta_T$  oraz generatora  $\eta_G$  jest stały i wynosi 0,8; w dokładniejszych analizach należałoby uwzględnić zmienność sprawności w funkcji przepływu.



Rys. 7. Krzywa przepływu (konsumcyjna) dla Białej Tarnowskiej w Bobowej

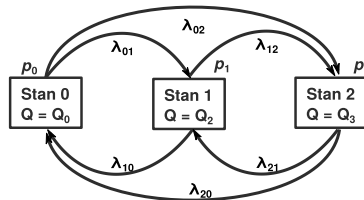
Wyznaczona na podstawie równania (1) charakterystyka została przedstawiona na rys. 8. Można zauważyć, że pomimo stosunkowo niewielkiego spadku w zakresie przepływów od minimalnego  $Q_{min}$  do zainstalowanego  $Q_{inst}$  moc wyjściowa jest praktycznie liniowo zależna od przepływu. Poniżej wielkości przepływu minimalnego  $Q_{min}$  energia nie jest generowana, ze względu na minimum techniczne turbiny i generatora.



Rys. 8. Obliczona zależność mocy wyjściowej małej elektrowni wodnej od natężenia przepływu

### 5. Modelowanie pracy małej elektrowni wodnej

Do modelowania natężenia przepływu użyto metody procesów Markowa [4, 8]. Założono użycie modelu trójstanowego (rys. 9), gdzie wielkość natężenia przepływu może przyjmować trzy różne stany. Dla każdego z nich można wyznaczyć, korzystając z charakterystyki przedstawionej na rys. 8, odpowiadającą mu moc wyjściową małej elektrowni wodnej.



Rys. 9. Schemat łańcuchów Markowa użytych do modelowania dostępności natężenia przepływu

Algorytm wyznaczania parametrów modelu był następujący. Poszczególne wartościom przepływów z danych historycznych zostały przydzielone klasy odpowiadające trzem stanom pracy elektrowni. Ze względu na wahania przepływu przy przydzielaniu do klas została użyta histereza 0,2 m³/s. Do stanu 0 zostały przydzielone te dane, dla których wartość przepływu spadła poniżej 0,7 m³/s; do stanu 1 dane, w przypadku których przepływ spadł poniżej 3,5 m³/s ze stanu 2 lub wzrósł ponad 1,1 m³/s ze stanu 0; do stanu 2, gdy natężenie przepływu wzrosło powyżej 3,9 m³/s. Następnie wyznaczono częstości oraz intensywności przejść pomiędzy poszczególnymi stanami  $\lambda_{ij}$ .

$$\lambda_{ij} = \frac{f_{ij}}{\sum_{k=1}^N f_{ik}}, \tag{2}$$

gdzie:  $N$  – liczba stanów,  $\lambda_{ij}$  – intensywność przejść ze stanu  $i$  do  $j$ ,  $f_{ij}$  – częstość przejść ze stanu  $i$  do stanu  $j$  w ciągu danych historycznych.

Prawdopodobieństwa graniczne (stacjonarne)  $p_i$  przebywania w stanie  $i$  wyznaczano korzystając z zależności [4, 8]:

$$\mathbf{0} = \mathbf{\Pi}\mathbf{\Lambda}, \quad (3)$$

gdzie:  $\mathbf{\Pi}$  – wektor kolumnowy granicznych (stacjonarnych) prawdopodobieństw stanów procesu,  $\mathbf{\Lambda}$  – macierz intensywności przejść:

$$\mathbf{\Lambda} = \begin{bmatrix} -\sum_{j=2}^N \lambda_{j1} & \lambda_{12} & \dots & \lambda_{1N} \\ \lambda_{21} & -\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}}^m \lambda_{j2} & \dots & \lambda_{2N} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \lambda_{N1} & \lambda_{N2} & \dots & -\sum_{j=1}^{N-1} \lambda_{jN} \end{bmatrix}. \quad (4)$$

Dla uniknięcia nieoznaczoności układu (4) należy usunąć jedno równanie i zastąpić je warunkiem:

$$\sum_{i=1}^N p_i = 1. \quad (5)$$

Średnie czasy przebywania w stanie  $i$  wyznaczono z zależności:

$$T_i = \frac{1}{\sum_{j \neq i} \lambda_{ij}}. \quad (6)$$

Wyznaczone parametry modelu dostępności natężenia przepływu, przedstawione w tabeli 1, odpowiadają parametrom modelu trójstanowego jednostki wytwórczej. Uzyskane wyniki można wykorzystać do dalszych analiz niezawodności systemów elektroenergetycznych.

Tabela 1

Wyznaczone parametry modelu trójstanowego małej elektrowni wodnej

Nr stanu $i$	$Q_i$ , m <sup>3</sup> /s	$H_i$ , m	$P_i$ , kW	$\lambda_{ij}$ , 1/h			$T_i$ , h	$p_i$
				$j = 0$	$j = 1$	$j = 2$		
0	0,0	n.d.	0	0,9746	0,0254	0,0000	39,39	0,077
1	2,2	2,02	35	0,0033	0,9881	0,0086	83,98	0,585
2	4,7	1,91	$P_{inst} = 70$	0,0000	0,0148	0,9852	67,38	0,338

## 6. Wnioski

1. Moc, którą generuje w danej chwili mała elektrownia wodna zależy od dostępności energii pierwotnej, jaką jest energia wody. Moc ta jest zależna w głównej mierze od chwilowego natężenia przepływu wody. Mniejszy

- wpływ ma wielkość spadu. Zatem, aby móc modelować zachowanie tego typu elektrowni jest potrzebne poznanie charakteru zmienności przepływu.
2. W artykule przedstawiono metodykę tworzenia modeli niezawodnościowych małych elektrowni wodnych. Ze względu na znaczną różnorodność charakterów rzek w Polsce dla każdej z elektrowni należy przeprowadzić podobną analizę, z wykorzystaniem wieloletnich danych historycznych. Należy pamiętać o zmienności sezonowej wielkości przepływu, jak również o zmienności pomiędzy poszczególnymi latami. W klimacie Polski zdarzają się zarówno bardzo suche, jak i bardzo mokre lata, przez co analizę należy wykonać na obserwacjach z co najmniej kilkunastu lat.
  3. Ponieważ rzeki w Polsce są zasilane z opadów lub też topniejącego śniegu, to na danym obszarze charakter zmian przepływu będzie podobny dla wielu cieków. Na przykład nagle wezbranie spowodowane przejściem frontu atmosferycznego z silnymi opadami będzie wpływać na generację energii elektrycznej nie tylko w jednej elektrowni, ale również w innych okolicznych małych elektrowniach wodnych. Dlatego, przy modelowaniu małych elektrowni wodnych w analizach niezawodności systemów elektroenergetycznych, celowe wydaje się łączenie wielu małych jednostek wytwórczych (agregacja) w jedną jednostkę o większej mocy.

## Literatura

- [1] Byczkowski A.: Hydrologia. Wydawnictwo SGGW. Warszawa 1999.
- [2] Dynowska I.: Reżim odpływu rzeczny. Atlas Rzeczypospolitej Polskiej. Polska Akademia Nauk, Instytut Geografii i Przestrzennego Zagospodarowania im. Stanisława Leszczyckiego. Warszawa, 1994.
- [3] Historyczne stany wody na rzece Biała Tarnowska w miejscowości Bobowa ze strony Monitoringu Powodziowego rzeki Biała:  
[http://www.biala.prospect.pl/wizualizacja/punkt\\_pomiarowy.php?prze=BOBI](http://www.biala.prospect.pl/wizualizacja/punkt_pomiarowy.php?prze=BOBI)
- [4] Paska J.: Niezawodność systemów elektroenergetycznych. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2005.
- [5] Paska J.: Wytwarzanie energii elektrycznej. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2005.
- [6] Paska J.: Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2010.
- [7] Pawlik M., Strzelczyk F.: Elektrownie. Wydawnictwo WNT. Warszawa 2012.
- [8] Sheldon M. Ross.: Stochastic Processes. John Wiley & Sons. New York 1996.
- [9] Starkel L.: Geografia Polski Środowisko przyrodnicze. Wydawnictwo Naukowe PWN. Warszawa 1999.
- [10] Zawadzki P.: Małe elektrownie wodne – wykłady. Ze strony: [www.up.poznan.pl/kiwis/dydaktyka/mew/mew.pdf](http://www.up.poznan.pl/kiwis/dydaktyka/mew/mew.pdf)

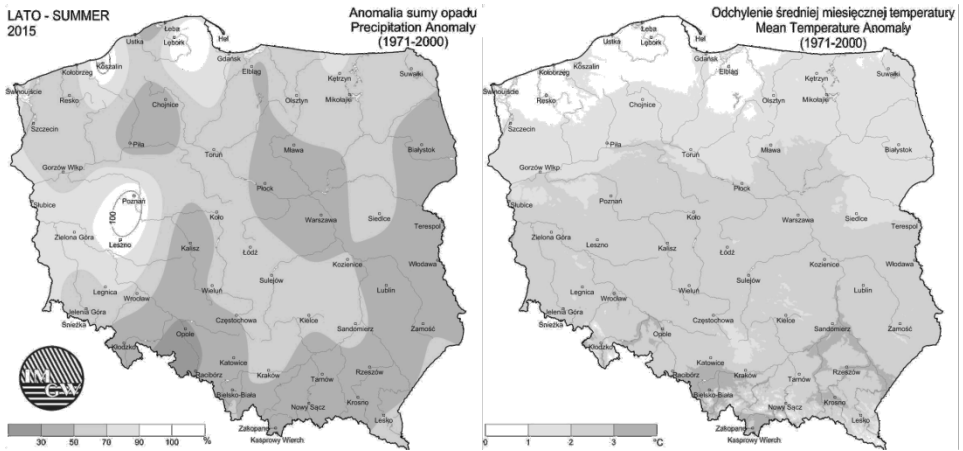
**Piotr MARCHEL, Józef PASKA**  
Politechnika Warszawska

## **WZROST ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ W LECIE A NIEZAWODNOŚĆ ZASILANIA ODBIORCÓW**

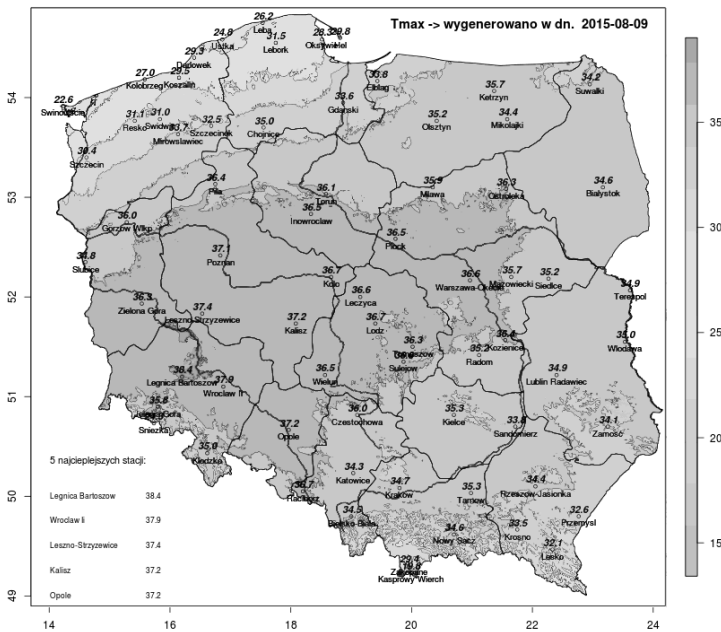
Od wielu lat w krajowej elektroenergetyce jest znany problem wzrostu zapotrzebowania na energię w miesiącach letnich. Jeszcze do 2012 r. w rocznym przebiegu zapotrzebowania na moc można było wyróżnić jasno szczyt zimowy, który przypadał zależnie od pogody pomiędzy grudniem a lutym, oraz dolinę letnią, z minimalnym dobowym zapotrzebowaniem szczytowym w lipcu. Od kilkunastu lat, ta sytuacja zaczyna się zmieniać. Można zauważyć, że wzrost zapotrzebowania na energię latem jest wyższy niż średni trend roczny. Problem ten, w sposób szczególny, stał się widoczny w 2015 r. Latem tego roku, po raz pierwszy od lat 80. XX wieku, wystąpiła w krajowym systemie elektroenergetycznym sytuacja konieczności wprowadzenia ograniczeń w dostawie mocy i energii elektrycznej do odbiorców. Zostały wprowadzone przez Operatora Systemu Przesyłowego stopnie zasilania. Operator uznał iż wystarczalność Krajowego Systemu Elektroenergetycznego jest zbyt niska w relacji do zapotrzebowania na moc i energię elektryczną. Oznacza to, że niezawodność KSE, rozumiana jako zdolność systemu do dostarczania do wszystkich punktów zapotrzebowania energii elektrycznej o parametrach w granicach przyjętych standardów oraz w żądanych ilościach, jest niezadowalająca. O niezawodności systemu elektroenergetycznego, w tym KSE, decyduje relacja pomiędzy jego zdolnością wytwórczą a zapotrzebowaniem na moc i energię elektryczną. W artykule została podjęta próba opisanie zmian jakim podlegało zapotrzebowanie na moc w ostatnich latach oraz określenia tendencji przyszłościowych.

### **1. Lato 2015 w Polsce**

Lato 2015, a w szczególności sierpień w Polsce były ekstremalnie ciepłe oraz suche (rys. 1). Jedną z przyczyn było utrzymywanie się w miarę stabilnych układów ciśnienia sprowadzających przez długi czas do Polski suche i gorące powietrze zwrotnikowe. Średnia temperatura dla lata wyniosła  $18,9^{\circ}\text{C}$ , co oznacza, że było ono cieplejsze o  $2,28\text{ K}$  [1, 4] w stosunku do średniej z wielolecia 1961-1990. Było to piąte najcieplejsze lato w historii obserwacji od 1781 r. [4]. Najcieplejszym miesiącem był sierpień. Średnia temperatura wyniosła  $21,3^{\circ}\text{C}$  i była o  $4,71\text{ K}$  wyższa od średniej z lat 1961-1990. Był to drugi najcieplejszy sierpień w historii pomiarów (cieplejszy był jedynie sierpień 1781 roku [4]).



Rys. 1. Anomalia sumy opadu oraz odchylenie średniej miesięcznej temperatury w lecie 2015 (czerwiec – sierpień) [1]



Rys. 2. Maksymalna dobowa temperatura powietrza w dniu 8 sierpnia 2015 [3]

W 2015 roku przez Polskę przeszło 5 fal upałów (dni, gdy temperatura powietrza była wyższa lub równa 30°C): od 3 do 7 czerwca, od 3 do 8 lipca, od 17 do 26 lipca, od 3 do 17 sierpnia oraz od 27 do 2 września. Oprócz tego lokalnie upalne były 13 czerwca i 17 września [5]. Najgorętszym dniem 2015 roku był 8 sierpnia (rys. 2), kiedy padło wiele lokalnych rekordów temperatury. Zestawienie liczby dni upalnych w okresie 1986-2009 w stosunku do roku 2015 przedstawiono w tabeli 1.



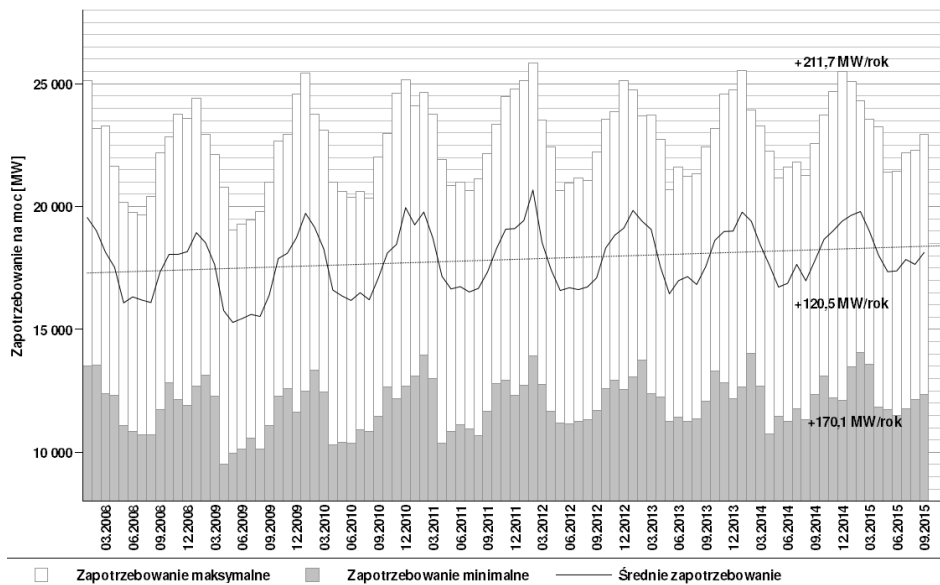
Tabela 1

Liczba dni upalnych w latach 1986-2009 [7] oraz w roku 2015 [5]

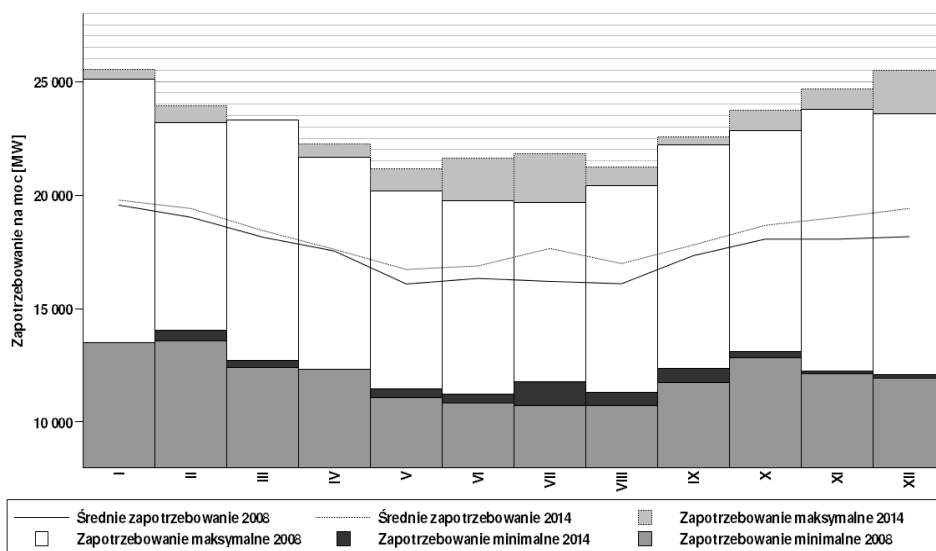
Stacja		Liczba dni upalnych ( $t_{max} \geq 30 \text{ }^\circ\text{C}$ ) w miesiącu:					Suma
		V	VI	VII	VIII	IX	
Warszawa	śred. 1986-2009	0,3	1,2	3,4	1,8	0,0	-
	max 1986-2009	3	5	18	11	1	-
	rok 2015	0	1	7	<b>14</b>	<b>2</b>	24
Kraków	śred. 1986-2009	0,3	1,0	3,2	2,3	0,0	-
	max 1986-2009	4	3	17	13	0	-
	rok 2015	0	2	11	<b>15</b>	<b>2</b>	30
Wrocław	śred. 1986-2009	0,1	1,3	3,5	2,8	0,1	-
	max 1986-2009	2	5	17	11	1	-
	rok 2015	0	2	12	<b>15</b>	<b>3</b>	32

## 2. Sezonowy charakter wzrostu zapotrzebowania na moc

Wzrost zapotrzebowania na moc i energię elektryczną jest dość ściśle powiązany z rozwojem gospodarki. W rozwijającej się gospodarce polskiej można zaobserwować stopniowe zwiększanie się, zarówno szczytowego zapotrzebowania na moc (rys. 3), jak i ilości zużywanej rocznie energii elektrycznej. Oprócz ogólnego trendu można również zauważyć, że w lecie wzrost jest wyższy niż w pozostałych miesiącach. W ten sposób następuje stopniowe zanikanie tzw. doliny letniej (rys. 4).



Rys. 3. Wzrost zapotrzebowania na moc w latach 2008-2015 – na podstawie [6]



Rys. 4. Porównanie zapotrzebowania na moc w latach 2008 i 2014 – na podstawie [6]

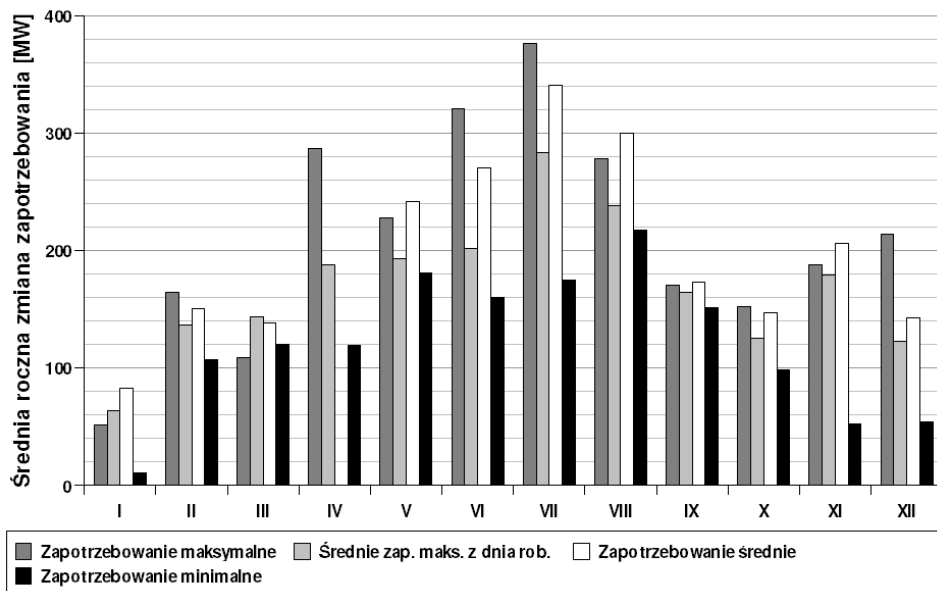
Na podstawie danych historycznych zapotrzebowania na moc oraz danych meteorologicznych (dla stacji Warszawa-Okęcie) z lat 2008-2015 zostały wyznaczone wartości trendu liniowego zmian dla poszczególnych miesięcy. Wyniki przedstawiono w tabeli 2 oraz na rys. 5.

Tabela 2

Średnia roczna zmiana mocy zapotrzebowanej oraz temperatury – na podstawie [5-6]

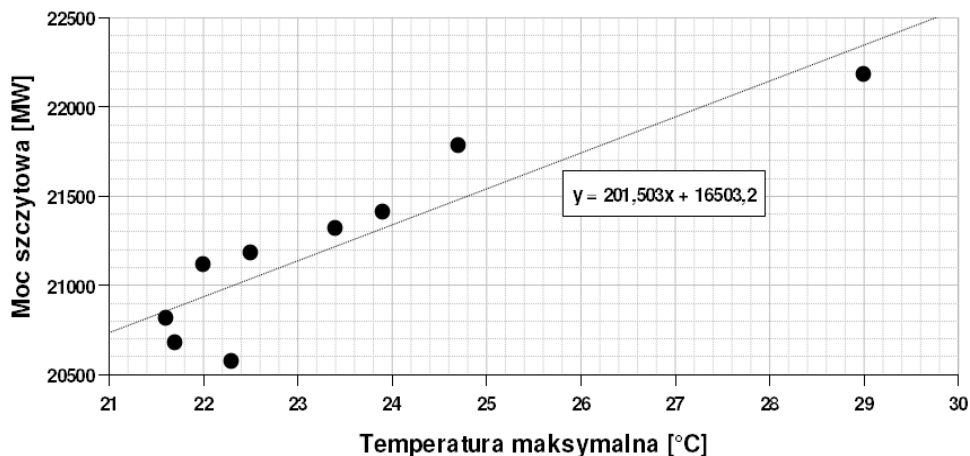
Miesiąc	$\Delta P_{\max}$ , MW/a	$\Delta P_{\min}$ , MW/a	$\Delta P_{\text{śr.}}$ , MW/a	$\Delta P_{\text{śr. max}}$ , MW/a	$\Delta t_{\max}$ , K/a	$\Delta t_{\min}$ , K/a	$\Delta t_{\text{śr.}}$ , K/a
Styczeń	+51,7	+10,7	+63,9	+82,5	+0,72	+0,53	+0,20
Luty	+164,3	+107,1	+136,8	+150,6	-0,94	+0,51	-0,01
Marzec	+109,0	+120,2	+143,6	+138,8	+0,82	+0,17	+0,21
Kwiecień	+287,2	+119,4	+187,7	+218,0	+0,31	+0,02	-0,21
Maj	+227,8	+181,0	+193,4	+241,5	-0,08	-0,19	-0,06
Czerwiec	+321,0	+159,8	+202,1	+270,5	+0,03	+0,21	-0,08
Lipiec	+376,6	+174,9	+283,4	+341,1	+0,61	+0,16	+0,11
Sierpień	+278,2	+217,3	+238,7	+300,1	+0,98	+0,08	+0,30
Wrzesień	+170,9	+151,3	+164,5	+173,1	+0,53	+0,03	+0,22
Październik*	+152,0	+98,6	+125,7	+146,8	+0,51	-0,59	+0,31
Listopad*	+188,0	+52,3	+179,0	+206,1	+0,30	+0,17	-0,03
Grudzień*	+214,4	+54,1	+122,6	+142,5	-0,02	+0,77	+0,26
Rok	+211,7	+120,5	+170,1	+201,0	+0,31	+0,16	+0,10

$\Delta P_{\max}$  – roczna zmiana mocy szczytowej,  $\Delta P_{\min}$  – roczna zmiana mocy minimalnej,  $\Delta P_{\text{śr.}}$  – roczna zmiana mocy średniej,  $\Delta P_{\text{śr. max}}$  – roczna zmiana mocy średniej mocy szczytowej (dla dni roboczych),  $\Delta t_{\max}$  – roczna zmiana temperatury maksymalnej,  $\Delta t_{\min}$  – roczna zmiana temperatury minimalnej; \*) – dla X, XI i XII obliczenia wykonane na podstawie danych z lat 2008-2014



Rys. 5. Średnia roczna zmiana zapotrzebowania na moc w poszczególnych miesiącach

Można zauważyć, że wzrost zapotrzebowania na moc jest największy w lipcu. Stosunkowo mniejsze zmiany występują na jesieni, zimą i na wiosnę.



Rys. 6. Zależność pomiędzy dobową temperaturą maksymalną a szczytowym zapotrzebowaniem na moc dla 3 kolejnych: wtorków, śród i czwartków w lipcu 2015

Rosnące zapotrzebowanie na moc podczas miesięcy letnich prawdopodobnie wynika z coraz powszechniejszego stosowania układów klimatyzacyjnych w biurach, mieszkaniach i obiektach handlowych. Potwierdzeniem tej tezy może być dostrzegalna zależność pomiędzy temperaturą maksymalną w danym dniu

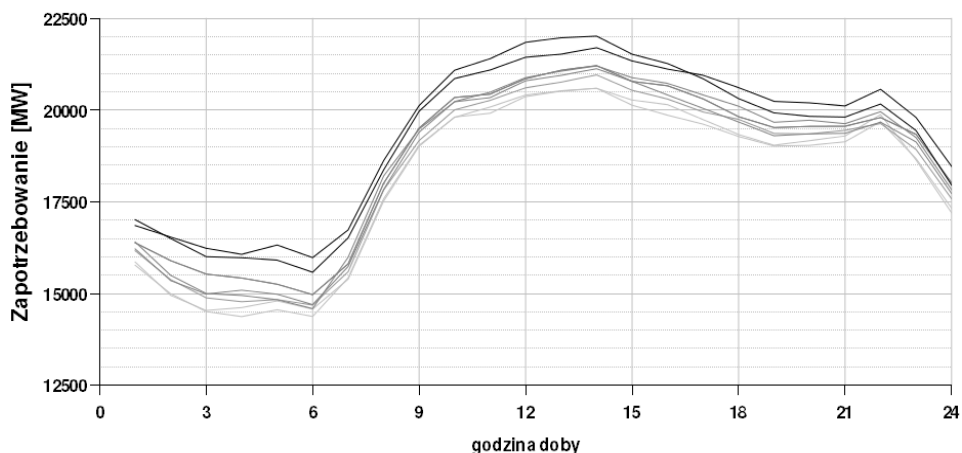
(dla Warszawy) a szczytowym zapotrzebowaniem na moc (rys. 6). Aby ograniczyć wpływ innych czynników, analiza została przeprowadzona dla trzech kolejnych: wtorków, śród i czwartków w lipcu 2015 roku. Jest to zbyt mała próba do stwierdzenia statystycznej zależności, pozwala ją jednak zaobserwować. Wzrost temperatury powyżej  $22,5^{\circ}\text{C}$  wiąże się ze wzrostem szczytowego zapotrzebowania na moc. Poniżej tej temperatury nie widać wyraźnego związku. Uzyskano następujące równanie prostej regresji:

$$P_{\max} = 201,503 \cdot t_{\max} + 16503, \quad (1)$$

gdzie:  $P_{\max}$  – zapotrzebowanie szczytowe, w MW;  $t_{\max}$  – temperatura maksymalna dobową, w  $^{\circ}\text{C}$ .

Zależność ta pozwala na szacowanie, że spodziewane zwiększenie się temperatury maksymalnej o 1 K (lub  $1^{\circ}\text{C}$ ) spowoduje zwiększenie zapotrzebowania na moc szczytową o około 200 MW.

Również kształt krzywej dobowego przebiegu zapotrzebowania na moc (rys. 7) może świadczyć o znaczącej roli urządzeń klimatyzacyjnych. Szczyt przypada pomiędzy godziną 13.00 a 14.00, kiedy natężenie promieniowania słonecznego ma najwyższą wartość.



Rys. 7. Dobowy przebieg zapotrzebowania na moc w KSE dla 3 kolejnych: wtorków, śród i czwartków w lipcu 2015. Kolejnymi stopniami szarości – od najjaśniejszego do najciemniejszego oznaczono dni z kolejno coraz wyższymi temperaturami maksymalnymi – na podstawie [6]

### 3. Prognoza wzrostu zapotrzebowania na moc szczytową

Zawarte w tabelicy 2 wyniki mogą stanowić podstawę do wykonania prognozy wzrostu zapotrzebowania na moc. Zakłada się, że moc będzie rosła w każdym miesiącu zgodnie z trendem liniowym. Przyjęto, że roczna zmiana zapotrzebowania w danym miesiącu będzie stanowić średnią ważoną ze zmianami zapotrzebowania w miesiącach sąsiednich zgodnie z zależnością:

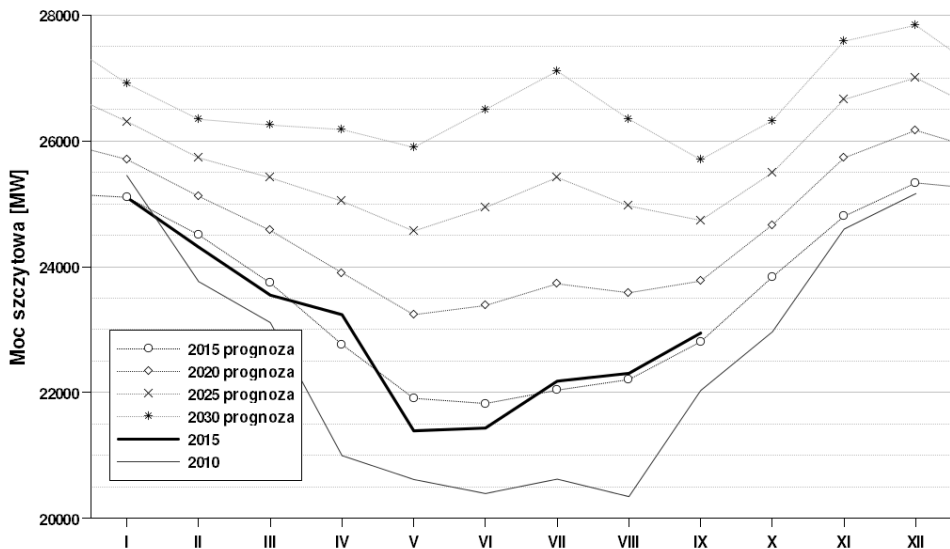
$$\Delta P_{\text{prog},i} = 0,25\Delta P_{i-1} + 0,5\Delta P_i + 0,25\Delta P_{i+1}, \quad (2)$$

gdzie:  $\Delta P_{\text{prog},i}$  – prognozowana zmiana mocy zapotrzebowanej w miesiącu  $i$ , w MW;  $\Delta P_i$  – wyznaczona na podstawie danych historycznych zmiana zapotrzebowania na moc w miesiącu  $i$ -tym, w MW.

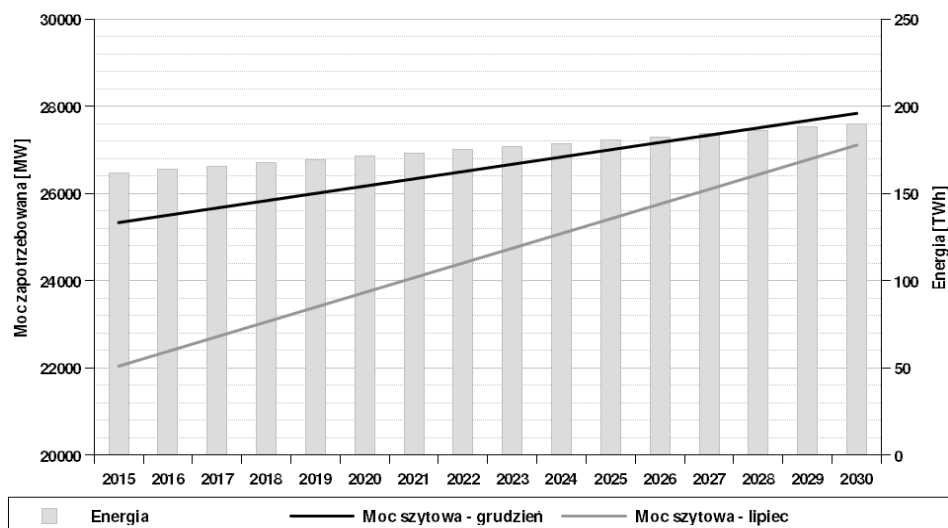
Prognozowane wartości szczytowego zapotrzebowania na moc zostały przedstawione w tabeli 3 oraz na rys. 8 i 9.

Tabela 3  
Prognozowane wartości szczytowego zapotrzebowania na moc  
w latach 2015-2030, w MW

Miesiąc	2015	2020	2025	2030
Styczeń	25 166	26 001	26 836	27 672
Luty	25 104	25 706	26 309	26 911
Marzec	24 508	25 120	25 732	26 343
Kwiecień	23 740	24 577	25 414	26 251
Maj	22 763	23 902	25 042	26 181
Czerwiec	21 907	23 237	24 567	25 897
Lipiec	21 825	23 383	24 941	26 499
Sierpień	22 038	23 728	25 419	27 109
Wrzesień	22 206	23 586	24 966	26 346
Październik	22 807	23 772	24 737	25 702
Listopad	23 837	24 666	25 494	26 323
Grudzień	24 803	25 730	26 658	27 586



Rys. 8. Prognozowane wartości szczytowego zapotrzebowania na moc  
w poszczególnych miesiącach w latach 2015-2030



Rys. 9. Prognozowane wartości szczytowego zapotrzebowania na moc w lipcu i grudniu oraz zapotrzebowanie na energię elektryczną w latach 2015-2030

#### 4. Analiza wpływu wzrostu zapotrzebowania na moc na niezawodność Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

Zaproponowana prognoza może być wykorzystana do analizy wpływu rosnącego zapotrzebowania na moc w miesiącach letnich na niezawodność zasilania odbiorców, dla przypadku systemu elektroenergetycznego ograniczonego do podsystemu wytwórczego. Do uproszczonej oceny niezawodności został użyty margines mocy dyspozycyjnej  $MMD$ , definiowany jako:

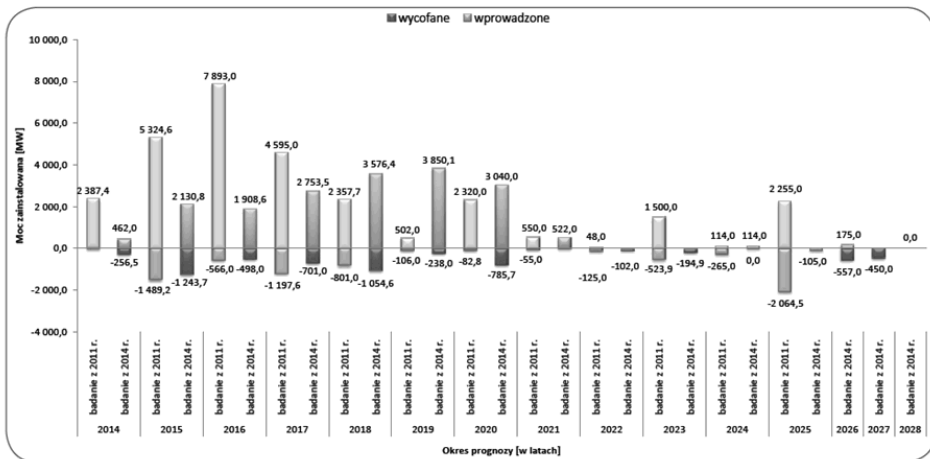
$$MMD_{\%} = \frac{P_{dysp} - P_{max}}{P_{max}} \cdot 100\%, \quad (3)$$

gdzie:  $P_{dysp}$  – prognozowana moc dyspozycyjna, w MW;  $P_{max}$  – prognozowane szczytowe zapotrzebowanie na moc w MW.

Im wyższa wartość  $MMD$ , tym wyższa niezawodność (bezpieczeństwo) dostaw energii elektrycznej. Trudno jest powiedzieć jaką wartość marginesu mocy dyspozycyjnej można uznać za wystarczającą. W KSE, zgodnie z IRiESP, wymagane poziomy rezerwy mocy OSP w stosunku do zapotrzebowania do pokrycia przez elektrownie krajowe wynoszą 18%, 17%, 14% odpowiednio dla planów PKR, PKM i BTHD. W ENTSO-E (d. UCTE) jako podstawowe kryterium wystarczalności wytwarzania przyjęto wymaganie by tzw. moc pozostała (*remaining capacity*) nie była niższa niż 5%. Moc pozostała jest wynikiem szczegółowego bilansu mocy, z uwzględnieniem wszystkich aspektów prowadzenia ruchu systemu, możliwych do przewidzenia w horyzoncie średnioterminowym (3-5 lat).

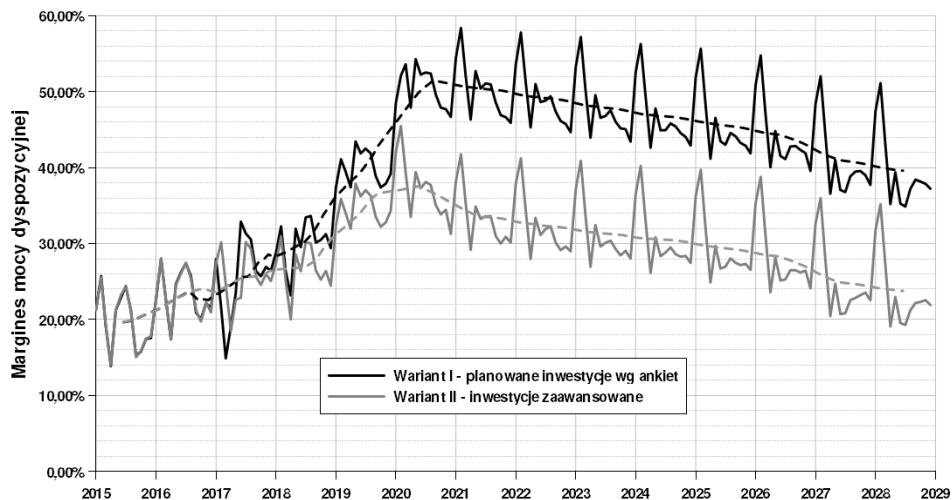
Prognozowana moc dyspozycyjna została przyjęta na podstawie opracowania Urzędu Regulacji Energetyki [2]. Zostały w nim zawarte dwa warianty prognozy: I wariant, w którym uwzględniono wszystkie planowane inwestycje w źródła wytwórcze na podstawie ankiet wysyłanych do inwestorów oraz II wariant, w którym zostały uwzględnione tylko inwestycje o wysokim stopniu zaawansowania (rys. 10). Trzeba tu jednak wyrazić wątpliwość co do zastosowanej, na potrzeby opracowania URE, metodyki określania mocy dyspozycyjnej (nie została ona podana). O ile moc zainstalowana czy osiągalna jest dość oczywista to już przejście od tych mocy do mocy dyspozycyjnej nie jest trywialne [9].

Plany inwestycyjne wytwórców w latach 2014 – 2028 (wprowadzone i wycofane z eksploatacji moce wytwórcze)



Rys. 10. Planowane inwestycje w źródła wytwórcze wg [2]

Wyznaczone wartości marginesu mocy dyspozycyjnej, dla obu wariantów, zostały przedstawione na rys. 11. Przyjmując, że założenia analizy zostaną spełnione, można stwierdzić, że w najbliższym czasie nie powinna powtórzyć się sytuacja z lata 2015. W praktyce może się okazać, że wykazywane plany inwestycyjne są zbyt optymistyczne. Należy też pamiętać, że margines mocy dyspozycyjnej jest zbyt prostym i nie wystarczającym wskaźnikiem do oceny niezawodności i bezpieczeństwa systemów elektroenergetycznych [8-9]. Na przykład nie uwzględnia on, w sposób prawidłowy, mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych czy fotowoltaicznych, których udział w generacji będzie coraz większy. Generalnie, w odniesieniu do niestabilnych, zmiennych odnawialnych źródeł energii (*Variable Renewable Energy Sources* – VRES) powinna zostać opracowana wyspecjalizowana metodyka określania ich mocy dyspozycyjnej.



Rys. 11. Wyznaczony prognozowany margines mocy dyspozycyjnej KSE w latach 2015-2029

## 5. Wnioski

1. Lato 2015 z punktu widzenia klimatologii było latem o ekstremalnych warunkach pogodowych. Długotrwała susza oraz długie fale upałów, z rekordowymi temperaturami nie są zjawiskiem często występującym. Nawet w obliczu globalnego wzrostu temperatury, w najbliższym czasie prawdopodobieństwo tak gorącego sierpnia oraz lata nie jest duże. W dłuższej perspektywie zmian klimatycznych energetyka krajowa musi się dostosować do podobnych warunków, gdyż ich wystąpienia nie można wykluczyć.
2. Wzrost zapotrzebowania na moc w miesiącach letnich jest faktem i jednocześnie dużym wyzwaniem dla energetyki krajowej. Wyższe zapotrzebowanie będzie występować w warunkach zmniejszonej zdolności przesyłowej linii elektroenergetycznych oraz w okresie o niższych zdolnościach wytwórczych wynikających z ograniczenia mocy przez elektrociepłownie oraz ubytków mocy wynikających z niewystarczającego chłodzenia skraplaczy bloków energetycznych. W najbliższych latach minimum zapotrzebowania będzie przypadać na wiosnę (kwiecień-maj) lub na wczesną jesień (wrzesień-październik). Adaptacja do pojawiającego się w lipcu-sierpniu letniego szczytu zapotrzebowania wymaga między innymi przesuwania remontów i odstawień planowych poza ten okres.
3. Krajowy System Elektroenergetyczny wymaga inwestycji w nowe źródła wytwórcze. Ważna jest ich dywersyfikacja. Pozytywną rolę, w przypadku letniego szczytu zapotrzebowania może pełnić fotowoltaika, której szczyt produkcji pokrywa się ze szczytem zapotrzebowania na moc.



4. Metodyka określania mocy dyspozycyjnej KSE wymaga ponownego zdefiniowania, w szczególności w odniesieniu do niestabilnych, zmiennych odnawialnych źródeł energii (elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne).

## Literatura

- [1] Biuletyn Monitoringu Klimatu – lato 2015. IMGW, 2015.
- [2] Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki 04/2014. URE 2014.
- [3] Czernecki B.: Mapa temperatur maksymalnych w dniu 09.08.2015. Ze strony Katedry Meteorologii i Klimatologii Instytutu Geografii UG: [http://www.klimat.ug.edu.pl/?page\\_id=4556](http://www.klimat.ug.edu.pl/?page_id=4556).
- [4] Dżaków P.: Sierpień i lato 2015 w Polsce. Ze strony Pogoda i Klimat: <http://meteomodel.pl/BLOG/?p=10757>.
- [5] Historyczne dane meteorologiczne ze strony: <http://www.ogimet.com/>
- [6] Historyczne zapotrzebowanie na moc ze strony Polskich Sieci Elektroenergetycznych. <http://www.pse.pl/>.
- [7] Koźmiński C., Michalska B.: Zmienność liczby dni zimnych, chłodnych, ciepłych, gorących i upalnych w Polsce w okresie kwiecień-wrzesień. *Przegląd Geograficzny*. T. 83 z. 1 (2011).
- [8] Paska J.: *Niezawodność systemów elektroenergetycznych*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2005.
- [9] Paska J., Marchel P., Kłós M.: Określenie wartości wybranych wskaźników niezawodności dla potrzeb wykonywania planów rozwoju sieci przesyłowej w PSE Operator SA. Praca dla CATA Sp. z o.o., zamówienie szczegółowe nr 003/IEEn-PW/CATA/2012 z dnia 21.08.2012. Etap I: Opracowanie metodyki wyznaczania wybranych wskaźników niezawodności wytwarzania. Etap II: Wyznaczenie wartości wybranych wskaźników niezawodności wytwarzania. Instytut Elektroenergetyki PW. Warszawa 2012.

**Józef PASKA, Karol PAWLAK, Paweł TERLIKOWSKI**  
Politechnika Warszawska

## **MOŻLIWOŚCI FINANSOWANIA BUDOWY ELEKTROWNI JĄDROWYCH**

Inwestycja w elektrownie jądrowe pod wieloma względami przypomina inne duże inwestycje infrastrukturalne. Wśród podobieństw należy wymienić bardzo wysokie nakłady inwestycyjne, długi czas trwania budowy, długi okres zwrotu z kapitału. Problemy specyficzne dla tego rodzaju inwestycji są przede wszystkim związane z cyklem paliwowym. Zaliczyć do nich należy: zapewnienie bezpieczeństwa dostaw, wymianę i składowanie paliwa, nieproliferaację. Operator elektrowni ponosi pełną odpowiedzialność za ewentualne wypadki jądrowe. Z uwagi na silną regulację branży energetycznej istnieje ryzyko wystąpienia niezgodności regulacyjnych.

Obliczenia ekonomiczne w skali ponad sześćdziesięciu lat, typowe dla inwestycji jądrowych, są wyjątkowo wrażliwe na zmiany parametrów, również tych, których ścieżka zmienności w czasie jest w znacznym stopniu nieprzewidywalna. Wśród nich należy wymienić cenę energii elektrycznej na rynku hurtowym czy cenę uprawnień do emisji dwutlenku węgla, tudzież podatek od emisji, jeśli występuje. Również zachowanie samego rynku energii cechuje nieprzewidywalność w czasie. W czasach recesji gospodarczej malejące zapotrzebowanie na energię elektryczną nie generuje sygnału do budowy nowych mocy wytwórczych.

Model finansowania przedsięwzięcia jest tym ważniejszy, im większe są nakłady inwestycyjne. Pozyskanie nawet kilkudziesięciu miliardów euro na budowę dużej elektrowni jądrowej jest trudnym zadaniem. Taka inwestycja jest bardzo kosztowna pod względem nakładów początkowych, wiąże się także ze znacznym ryzykiem, co dodatkowo podnosi koszt zainwestowanego kapitału. Nakłady inwestycyjne różnią się pomiędzy poszczególnymi rejonami na świecie i zawierają się w następujących granicach (ceny podano w wartościach stałych USD z 2013 r. [1]):

- w Europie 1900-7200 USD/kW,
- w Ameryce Północnej 2400-7000 USD/kW,
- na Bliskim Wschodzie 3240-5300 USD/kW,
- w pozostałej części Azji 1600-4365 USD/kW.

Koszty te zależą również od specyficznej lokalizacji obiektu, jego rozmiarów, technologii. Wybór technologii pierwszej w swoim rodzaju może spowodować wzrost nakładów nawet o 30% [1].

Dużym problemem są występujące opóźnienia (tzw. ryzyko konstrukcyjne). W celu pozyskania zaufania inwestorów potrzeba, aby więcej budowanych bloków mieściło się w założonym czasie i budżecie, tak jak chińskie Ningde 2 i Honhgyanhe 1 oraz 2. Niestety negatywnych przykładów wzrostu czasu budowy i nakładów ponad pierwotnie planowane jest obecnie znacznie więcej, należą do nich Olkiluoto 3, Flamanville 3, Levy County, Angra 3, Watts Bar 2, Taishan 1 i 2 oraz Hongyanhe. Dr Nadira Barkatullah, dyrektor do spraw regulacji ekonomicznych Biura Regulacji i Nadzoru w Zjednoczonych Emiratach Arabskich, podaje, że na przykład w Ameryce Północnej przy dwuletnim opóźnieniu i stopie dyskonta na poziomie 10% koszty budowy „overnight” mogą wzrosnąć nawet o 75% [1].

W niniejszym artykule podjęto próbę identyfikacji współczesnych modeli finansowania elektrowni jądrowych, które wychodzą naprzeciwko wymienionym powyżej trudnościom.

## 1. Elementy metodyki oceny efektywności ekonomicznej

W literaturze spotyka się różne metody wyznaczania efektywności ekonomicznej elektrowni. Jedną z nich jest metoda wartości zaktualizowanej netto. Jest ona obliczana jako suma zdyskontowanych, oddzielnie dla każdego roku, różnic pomiędzy wpływami a wydatkami pieniężnymi, zrealizowanych przez cały okres istnienia obiektu, przy określonym, stałym poziomie stopy dyskontowej. Wartość tej sumy wyraża więc zaktualizowaną, na moment dokonywania oceny, wielkość korzyści, jakie rozpatrywane przedsięwzięcie rozwojowe może przynieść inwestorowi.

Dyskontowanie można przeprowadzić do dowolnej chwili, lecz zwykle wybiera się moment, w którym przewidziane jest rozpoczęcie budowy obiektu. Stopa dyskonta powinna być przyjmowana zgodnie z określonymi zasadami. Można ją interpretować jako stopę zysku, poniżej której nie opłaca się inwestować (tzw. minimalna stopa efektywności).

Wartość zaktualizowaną netto oblicza się ze wzoru:

$$NPV = \sum_{t=0}^n (CI_t - CO_t) = \sum_{t=0}^n NCF_t a_t, \quad (1)$$

gdzie:  $NPV$  - wartość zaktualizowana netto;  $NCF_t$  - przepływ gotówki netto (*net cash flow*) w roku  $t$ ;  $n$  - okres dyskontowania (obliczeniowy - powinien obejmować okres budowy i eksploatacji obiektu);  $CI_t$  - wpływy pieniężne w roku  $t$  - *cash inflow* (przychody ze sprzedaży);  $CO_t$  - wydatki pieniężne w roku  $t$  - *cash outflow* (koszty bez amortyzacji); „0” - rok zerowy (np. rok pierwszego wydatku);  $a_t = \frac{1}{(1+p)^t}$  - współczynnik dyskonta, przy założeniu dyskontowania na rok zerowy;  $p$  - stopa dyskonta.

Warunkiem rentowności projektu jest dodatnia wartość  $NPV$ . Granicą opłacalności jest  $NPV = 0$ . Do realizacji wybiera się projekt, który daje największą wartość zaktualizowaną netto.

Inna metoda polega na wyznaczeniu jednostkowego długookresowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej. W swojej konstrukcji nawiązuje ona do  $NPV$ , gdyż także uwzględnia zmianę wartości pieniądza w czasie. Współczynnik dyskonta  $a_t$  występuje nie tylko przy przepływach pieniężnych, lecz także przy wolumenie energii. Jest ona traktowana jako efekt produkcyjny i dyskontuje się ją tak samo, jak koszty ponoszone w poszczególnych latach.

Rozwinięty wzór na długookresowy jednostkowy koszt produkcji w obiektach projektowanych ma postać [2]:

$$k_j = \frac{\sum_{t=0}^n I_t a_t + \sum_{t=0}^n K_t a_t - WM_N a_n}{\sum_{t=0}^n A_t a_t}, \quad (2)$$

gdzie:  $n$  - okres analizy, obejmujący okres budowy i eksploatacji obiektu;  $I_t$  - nakłady inwestycyjne w roku  $t$  analizy;  $K_t$  - bieżące koszty eksploatacji obiektu w roku  $t$ ;  $WM_N$  - wartość niezamortyzowanego majątku trwałego w  $N$ -tym roku eksploatacji (końcowa wartość majątku trwałego);  $A_t$  - energia wytworzona w roku  $t$ .

## 2. Modele finansowe

Tradycyjnie jedynymi podmiotami, które wobec powyżej wymienionych trudności i ryzyka były w stanie i chciały podjąć się finansowania inwestycji, były duże, pionowo zintegrowane, kontrolowane przez rząd spółki energetyczne. Jak zauważa Nadira Barkatullah, w tej sytuacji koszty związane z takim modelem finansowania i całe ryzyko z nim związane skupia się na konsumentach energii elektrycznej [2]. To z ich podatków, a także z ponoszonych przez nich opłat za energię są opłacane te spółki.

Jednakże podobnie jak w przypadku dużych kapitałochłonnych inwestycji infrastrukturalnych z innych sektorów, również finansowanie elektrowni jądrowych przeszło w ostatniej dekadzie znaczącą zmianę. Inwestorzy z zainteresowaniem spoglądają w stronę globalnych rynków kapitałowych w celu dywersyfikacji źródeł finansowania oraz podzielenia, zarówno kosztów, jak i ryzyka pomiędzy liczniejszą grupę. W ten sposób środek ciężkości finansowania przesunął się od kapitału publicznego w stronę kapitału prywatnego.

Jak zauważa Daniel Joyner [3, p. 76], mimo wielu rodzajów struktur finansowych, istnieją zasadniczo dwa źródła pozyskania kapitału: kapitał własny lub kapitał obcy. Typowo projekty infrastrukturalne łączą oba te źródła w różnych proporcjach. Zdaniem Nadiry Barkatullah są zasadniczo trzy możliwości rozwiązywania kwestii finansowania nowych elektrowni jądrowych [1]:

- finansowanie korporacyjne lub oparte na bilansie spółki (*corporate finance, balance sheet finance*),
- finansowanie hybrydowe lub inwestorskie (*hybrid financing, investor finance*),
- nowe formy finansowania, na przykład angażujące dostawców.

Ocenia ona też, że finansowanie typu *project finance* pozostaje niedostępne dla przemysłu jądrowego.

Daniel Joyner wskazuje na sposób dokonania rozróżnienia pomiędzy tymi modelami [3, p. 76]. W modelu korporacyjnym zabezpieczeniem finansowym pozostają aktywa spółki. W rozwiązaniach dążących do *project finance* inwestycja ma być samofinansująca, projekt ma sam na siebie zarabiać, bez oparcia w żadnych aktywach.

Istotnym czynnikiem jest zaangażowanie agencji kredytów eksportowych, które zdaniem Barkatullah są „niezwykle ważne dla akceptowalności projektu jądrowego” [1]. W porównaniu do ofert komercyjnych, dają one dostęp do kredytów długoterminowych, z atrakcyjnymi stopami procentowymi, wysoką kwotą kredytu i o niskim całkowitym koszcie.

Bardziej szczegółowo modele scharakteryzowało IFNEC [4, pp. 13-20], przy czym typy proste nie są raczej spotykane, zasadniczo występują kombinacje kilku z niżej opisanych możliwości finansowania, czego przykład podano w rozdziale 3.

## 2.1. Finansowanie międzyrządowe

Pierwszym z modeli jest finansowanie międzyrządowe [5]. Przy tym rodzaju finansowania zamówienia jądrowe odbywają się za pośrednictwem ustaleń międzyrządowych. Powodzenie zależy od siły relacji bilateralnej między dwoma lub większą liczbą stron rządowych. Model ten przyjmuje często formę pożyczki międzyrządowej.

Aby odnieść sukces, konieczna jest motywacja obu stron. Dla kraju przyjmującego, model ten oferuje cenne źródło finansowania zagranicznego i zarazem doświadczenia w sektorze jądrowym, podczas gdy stosownych środków i doświadczenia być może brakuje w kraju. Dla kraju eksportera jest to możliwość wejścia na nowy rynek, szansa nawiązania relacji dwustronnych w innych dziedzinach przemysłu poprzez długoterminowe powiązanie. Może to prowadzić do wzmocnienia stosunków między dwoma krajami.

Poza zaletami zasady finansowania międzyrządowego, należy zwrócić uwagę na jego wady. Takie porozumienia mogą ograniczyć wybór technologii kraju przyjmującego i spowodować brak presji konkurencyjnej wśród dostawców. Ponadto na rząd przyjmujący jest nałożona znaczna odpowiedzialność, która może stanowić duże wyzwanie, zwłaszcza dla krajów nieposiadających dotąd elektrowni jądrowych. Rząd ten jest nadal odpowiedzialny za stworzenie własnego organu regulacyjnego, pozyskanie licencji, wybór lokalizacji, rozwój

lub zmianę przepisów prawa krajowego, przy zachowaniu zobowiązań międzynarodowych, promowanie bezpieczeństwa, obsługę paliwa wypalonego, utylizację odpadów oraz likwidację obiektu.

Ostatecznie model ten nie jest ani dobry, ani zły. Istotne jest to, że państwo przyjmujące jest dzięki temu w stanie przyjąć na siebie obowiązki wynikające z posiadania elektrowni jądrowej na swoim terytorium. W zapewnieniu bezpiecznego funkcjonowania elektrowni jądrowej mają pomóc również rekomendacje i wytyczne MAEA. Takie rozwiązanie jest wdrażane między innymi przez Rosję w takich krajach, jak: Indie, Wietnam, Białoruś, Nigeria.

## 2.2. Gwarancje kredytowe

W gwarancji kredytowej, rząd przyjmujący lub agencja kredytów eksportowych gwarantuje zwrot części zadłużenia w strukturze finansowania [5]. Pożyczka bazowa, która jest zagwarantowana, jako taka pochodzi z rynku komercyjnego. Należy określić granice, jak duża część długu ma zostać objęta gwarancją. Oczywiście gwarant pobiera opłatę za gwarancję. Opłata ta może być opartą na ocenie kredytowej kredytobiorcy lub jakości projektu.

Istnieje wiele korzyści z gwarancji kredytowych. Dla gwaranta stanowią one tylko hipotetyczne zobowiązanie i nie wymagają alokacji rzeczywistych funduszy. Dla kredytobiorcy gwarancje mogą zapewnić niższe stopy procentowe, ponieważ gwarantowana pożyczka ma mniejsze ryzyko, a więc i niższe koszty. Poprawia także jego płynność. Oczywiście, z punktu widzenia finansowania, gwarancja jest tak mocna, jak stojący za nią gwarant.

Kluczowym aspektem udzielenia gwarancji kredytowych jest wykonalność projektu. Finansowanie z agencji kredytów eksportowych jest często pozytywnie postrzegane przez inne instytucje finansowe, ponieważ tworzy nową relację w strukturze finansowania oraz podnosi jej stabilność. Program gwarancji kredytowych jest obecnie prowadzony między innymi w Stanach Zjednoczonych i Wielkiej Brytanii.

## 2.3. Rządowe umowy na zakup energii

Rządowa umowa zakupu energii (PPA - ang. *power purchase agreement*) polega na tym, że nabywca energii - na przykład państwowe przedsiębiorstwo energetyczne - umawia się z inwestorem projektu na zakup części lub całości energii elektrycznej wytworzonej w elektrowni [6]. Rząd odpowiada za to, że nabywca energii zgadza się na zagwarantowanie zakupu energii elektrycznej od właściciela elektrowni. Zazwyczaj gwarantuje się cenę jednostkową za megawatogodzinę lub ilość skupowanej energii elektrycznej.

W tym scenariuszu finansowania ryzyko rynkowe jest skutecznie przeniesione z inwestora na odbiorców energii elektrycznej (za pośrednictwem spółek energetycznych), z tym zastrzeżeniem, że jeśli - z jakiegoś powodu - spółki nie będą mogły pokryć swoich zobowiązań w ramach kontraktów PPA wyłącznie

z pomocą własnych klientów, to rząd będzie uzupełniał wszelkie braki w przychodach. Przy projektowaniu kontraktu PPA celem polityki rządu jest zapewnienie, że inwestorowi zostanie zaoferowane tylko tyle wsparcia cenowego, aby inwestycja mogła się zwrócić.

Kluczowe elementy związane z ustaleniem stałej lub minimalnej ceny to analiza porównawcza ryzyka i zwrotu z inwestycji, uzyskanie dokładnych kosztorysów i modeli finansowych. Wyniki powinny być wbudowane w modele finansowe, jako odpowiednie współczynniki dostępności, koszty eksploatacji i konserwacji. Dobrze zaprojektowany kontrakt PPA stanowi gwarancję dla inwestorów i kredytodawców. To zmniejsza koszty i ryzyko inwestycji a także zapewnia stabilność polityczną. Przykładem tego rozwiązania jest kontrakt różnicowy, jaki otrzymało francuskie EdF od rządu brytyjskiego na sprzedaż energii z elektrowni Hinkley Point C.

#### 2.4. Zaangażowanie finansowe dostawcy

Forma ta może odnosić się do różnych opcji finansowania [6]:

1. Kredyt zorganizowany przed dostawcą.
2. Kredyt dostarczony przed dostawcą.
3. Własny kapitał dostawcy.

W pierwszym przypadku (ang. *vendor arranged credit*) dostawca ułatwia finansowanie ze źródeł takich, jak zaprzyjaźnione banki relacji lub agencje kredytów eksportowych. Ten rodzaj kredytu nie pojawia się w bilansie dostawcy.

Kredyt dostarczony przez dostawcę (ang. *vendor provided credit*) jest z reguły krótkoterminowy, jak w przypadku kredytów budowlanych.

Natomiast finansowanie kapitałem własnym dostawcy (ang. *vendor equity*) daje mu udział w przyszłych dochodach netto generowanych przez projekt elektrowni jądrowej. Z punktu widzenia ryzyka, jest to najbardziej ryzykowna opcja.

Przed podjęciem decyzji o wyborze tego modelu finansowania trzeba dobrze ocenić koszt dostawcy kapitału, koszt kapitału i koszty kredytu, ponieważ finansowanie dostawców może być stosunkowo drogie w porównaniu do kosztu pozyskania kapitału z innych źródeł.

To rozwiązanie jest wdrażane między innymi na Litwie (elektrownia jądrowa Ignalina i GE Hitachi), w Zjednoczonych Emiratach Arabskich (elektrownia w Barakah wraz z Emirates Nuclear Energy Corporation i Korea Electric Power Corporation). Również przy budowie Hinkley Point C w Wielkiej Brytanii powstało konsorcjum, w którym EdF posiada ok. 50% udziałów, zaś część z nich posiadają dostawcy (AREVA - 10%, China General Nuclear Cooperation i China National Nuclear Corporation w sumie ok. 30-40%).

#### 2.5. Zaangażowanie finansowe inwestora

Ten model finansowania [7] zakłada, że grupa inwestorów przychodzi razem, aby wspólnie zainwestować w projekt. Kapitał może pochodzić ze źródeł

obcych, jak kredyty banków komercyjnych lub agencji kredytów eksportowych, emisja obligacji, albo własnych, na przykład od akcjonariuszy. Istnieje wiele szczegółowych modeli tego typu finansowania, z zaangażowaniem finansowym rządu, przedsiębiorstw, powstaniem spółdzielni oraz kombinacje tych możliwości. W każdej z nich inaczej alokuje się ryzyko inwestycyjne oraz udziały pomiędzy sektorem publicznym i prywatnym.

Jednym z przykładów finansowania elektrowni przez inwestora jest model Mankala, popularny w sektorze elektroenergetycznym Finlandii. W modelu Mankala jest zaangażowanych wielu inwestorów w celu dywersyfikacji ryzyka. Część kapitału własnego i obcego jest dostarczana przez dużych klientów. Długoterminowe umowy na zakup energii z elektrowni przez tych dużych klientów zapewniają stabilne źródło przychodów z projektu jądrowego. Spółka Mankala nie ma na celu osiągnięcia zysku, a akcjonariusze nie otrzymają dywidendy. Poszczególne firmy, wchodzące w skład spółki Mankala, nie są raczej nastawione na wysokie zyski ze sprzedaży energii, ale na dostawy taniej energii potrzebnej im do produkcji. Typowo w tego typu spółdzielnie mogą się zaangażować przedsiębiorstwa charakteryzujące się bieżącą nadpłynnością finansową.

Konkretnym przykładem zastosowania modelu Mankala jest projekt fińskiej elektrowni jądrowej w Hanhiki. Fińska Fennovoima będzie pierwszą w Europie spółką, która zacznie budowę elektrowni jądrowej po awarii w Fukushima w 2011 r. W kwietniu 2014 udziałowcy zaakceptowali warunki umowy z rosyjskim Rosatomem, który wybuduje elektrownię „pod klucz” i obejmie 34% udziałów w przedsięwzięciu. Inwestorem elektrowni będzie konsorcjum pięćdziesięciu firm. Są wśród nich zarówno spółki obrotu energią elektryczną, jak i wielcy potentaci przemysłowi, w tym huta Outokumpu oraz producent materiałów budowlanych Rautaruukki. Najliczniej reprezentowany jest sektor metalurgiczny. Łączy je wspólny cel – dostęp do taniej energii.

## 2.6. Podsumowanie modeli finansowania

Poniżej zestawiono podstawowe cechy omawianych modeli.

1. Finansowanie międzyrządowe:
  - cenne źródło funduszy i doświadczenia w sektorze jądrowym,
  - nowy rynek eksportowy dla państwa dostawcy,
  - szansa zacieśnienia relacji dwustronnych w różnych dziedzinach gospodarki,
  - **wada:** ograniczenie w wyborze technologii.
2. Gwarancje kredytowe:
  - brak konieczności alokacji rzeczywistych funduszy przez gwaranta,
  - tańsze oprocentowanie kredytu,
  - zwiększenie płynności na rynku długu,
  - **wada:** konieczność bardzo dobrego udowodnienia wykonalności projektu dla pozyskania gwarancji.



3. Rządowe umowy na zakup energii:
  - zabezpieczenie zwrotu z inwestycji dla inwestorów i ich kredytodawców,
  - minimalizacja ryzyka niewypłacalności,
  - poprawa wiarygodności politycznej,
  - **wada:** ryzyko wystąpienia niedozwolonej pomocy publicznej oraz nadmiernych obciążeń dla konsumentów.
4. Zaangażowanie finansowe dostawców:
  - stosunkowo niewielkie, lecz zdywersyfikowane źródło finansowania;
  - łatwiejszy dostęp do kapitału obcego,
  - **wada:** źródło o stosunkowo drogiej koszcie pozyskania kapitału.
5. Zaangażowanie finansowe inwestorów:
  - dywersyfikacja ryzyka poprzez zaangażowanie wielu inwestorów,
  - stabilne źródło przyszłych dochodów z projektu poprzez długoterminowe umowy na zakup energii od dużych inwestorów,
  - **wada:** trudność zarządzania projektem w warunkach rozproszonego akcjonariatu, zależność od największego udziałowca.

Kwestia finansowania elektrowni jądrowych stanowi trudne wyzwanie, jednak pojawiające się nowe trendy dają coraz większe możliwości poprawy efektywności ekonomicznej tych projektów. Nowe modele finansowania pozwalają lepiej dywersyfikować ryzyko projektowe, dotyczące zwłaszcza dużych, i niekiedy trudnych do oszacowania, kosztów inwestycji, co w przeszłości stanowiło duże wyzwanie. Modele tutaj opisane oferują nowe podejście do tradycyjnych technik finansowania elektrowni jądrowych, co może poprawić perspektywy finansowania zarówno dla krajów „nowych”, jak i doświadczonych w energetyce jądrowej. Nadal kluczową rolę do odegrania będą miały rządy, odpowiadając za zapewnienie długoterminowych zobowiązań, jednakże inne podmioty w sektorach publicznym i prywatnym również mogą odgrywać znaczącą rolę.

### 3. Studium przypadku Hinkley Point C

Bezprecedensową decyzję, z punktu widzenia możliwości współfinansowania energetyki jądrowej w ramach tak zwanej pomocy publicznej, podjęła Komisja Europejska. Dnia 8 października 2014 Joaquín Almunia, komisarz do spraw konkurencji w II Komisji José Manuela Barroso ogłosił, że brytyjskie plany wsparcia elektrowni jądrowej Hinkley Point C w hrabstwie Somerset są zgodne z unijnymi zasadami dotyczącymi dozwolonej pomocy publicznej [8].

Systemy wsparcia nie są w europejskiej energetyce niczym nowym. Od lat stanowią fundament finansowania odnawialnych źródeł energii. O nadzwyczajności przypadku Hinkley Point C stanowi po pierwsze stopień, w jakim pomoc ta ma zostać udzielona. Drugim precedensem jest fakt, że po raz pierwszy rządowy system wsparcia ma objąć nową elektrownię jądrową [9].

Pomoc publiczna ma polegać na zastosowaniu dwóch mechanizmów [8]:

- kapitał obcy, jaki inwestor będzie pozyskiwał na rynkach finansowych, zostanie objęty rządowymi gwarancjami kredytowymi;
- operator elektrowni otrzyma na okres 35 lat kontrakt różnicowy, stanowiący gwarancję zysku ze sprzedaży energii elektrycznej na poziomie 92,5 GBP/MWh, niezależnie od ceny na rynku konkurencyjnym, co ma zapewnić rozsądną stopę zwrotu i zachęcić inwestora do podjęcia tej inwestycji.

Jeszcze w marcu Komisja wyrażała poważne wątpliwości co do tego, czy wniosek Wielkiej Brytanii można uznać za środek służący realizacji celu Wspólnoty, jakim jest bezpieczeństwo dostaw oraz czy może to prowadzić do dekarbonizacji [9]. Odpowiadając na zastrzeżenia Komisji Europejskiej rząd brytyjski zgodził się na uwzględnienie dostaw z zagranicy w aukcjach na moc ogłaszanych w roku 2015 i kolejnych latach. Ponadto zobowiązał się do przeprowadzenia oszacowania wystarczalności zasobów w oparciu o bardziej realistyczne założenia. Dzięki temu wolumen mocy zamawiany na kolejnych aukcjach będzie lepiej dopasowany do rzeczywistych potrzeb. Ceny gwarantowane w kontraktach różnicowych nie mają być wyznaczane odgórnie przez rząd, ale ustalane w procesie konkurencyjnym.

Jednak kluczowe znaczenie dla wydania pozytywnej decyzji Komisji miały zmiany wprowadzone przez Wielką Brytanię do zamierzonych pierwotnie środków pomocowych. Chodzi zwłaszcza o znaczące zwiększenie opłaty prowizyjnej za gwarancję udzieloną przez tamtejszy skarb państwa oraz o zmiany wprowadzone do mechanizmu kontraktów różnicowych. Dzięki tym zmianom wszelkie dodatkowe korzyści, jakie operator Hinkley Point C mógłby uzyskać (tj. korzyści będące rezultatem niższych niż planowane kosztów budowy elektrowni oraz wyższe niż zakładane zyski z działalności) będą dzielone pomiędzy operatora a stronę publiczną.

Duże znaczenie ma także aktywna działalność dyplomatyczna strony brytyjskiej. Jak przyznał sam komisarz Almunia, „w trakcie dochodzenia, władze brytyjskie przekonująco wykazały, że budowy tej elektrowni jądrowej nie można osiągnąć wyłącznie siłami rynku. Rynek jest zbyt słaby, by projekt mógł uzyskać na nim niezbędne źródła finansowania, ze względu na swój bezprecedensowy charakter i skalę” [8].

Argumenty przedstawione przez Komisję rzucają nowe światło na postrzeganie energetyki jądrowej w UE. Po pierwsze, aby pomoc publiczna była dopuszczalna, musi służyć realizacji jednego ze wspólnych celów Unii Europejskiej. Kwestia ta budzi dużo politycznych kontrowersji. Dla przeciwników energii jądrowej, w tym kilku państw członkowskich i ekologicznych organizacji pozarządowych, energetyka jądrowa nie może być postrzegana jako realizacja celów UE. W swojej decyzji Komisja Europejska stwierdziła jednak, że ze względu na rolę przypisaną energii jądrowej na mocy traktatu Euratom inwesty-

cje w moce jądrowe stanowią wspólną wartość dla państw członkowskich [10]. Stwierdzono, że energetyka jądrowa bardziej niż inne źródła energii wymaga wsparcia ze względu na dłuższy horyzont czasowy realizacji projektów i wielkość inwestycji.

Trzeba pamiętać, że stawka za energię, na którą zdecydował się brytyjski rząd, wynosi (wg kursu NBP z 7.12.2015) ok. 555 zł/MWh. To ponad trzykrotnie więcej, niż średnia cena na Towarowej Giełdzie Energii w Polsce, która w drugim kwartale 2015 wyniosła 170,19 PLN/MWh [11]. Nic dziwnego, że porozumienie rządu z atomowym konsorcjum wywołało w Wielkiej Brytanii burzliwą dyskusję. Jednak władze decydując się na ten kontrakt, zakładają równocześnie, że globalne ceny surowców w ciągu najbliższych dekad znacząco wzrosną. Powinny wzrosnąć również ceny unijnych uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Brytyjski rząd opiera się zatem na przeświadczeniu, że cena energii elektrycznej tylko przez pewien okres będzie niższa niż 92,5 GBP/MWh, zaś po kilku lub kilkunastu latach wzrośnie jeszcze bardziej i to rząd będzie wówczas zarabiał na zawartym kontrakcie różnicowym.

Komisja Europejska podkreśla, że decyzja w sprawie Hinkley Point C nie tworzy ram postępowania dla innych przypadków państwowego wspierania inwestycji w elektrownie jądrowe. Stanowi jednak swoisty znak drogowy chociażby dla planujących inwestycje w „atom” państw Grupy Wyszehradzkiej. Daniel Beneš, prezes czeskiej grupy energetycznej ČEZ, mającej w planach rozbudowę elektrowni jądrowych Dukovany i Temelín, odnosząc się do tej sytuacji stwierdził, że „dobrze jest, gdy silniejszy kolega przetrze jako pierwszy daną ścieżkę” [12]. W tym wypadku owym kolegą jest Wielka Brytania, której siły w relacjach z Komisją Europejską dodaje groźba opuszczenia przez nią struktur unijnych. Jednak odrzucenie przez Komisję zaakceptowanego dla Wielkiej Brytanii modelu wsparcia w przypadku takich krajów, jak Polska czy Czechy byłoby odebrane jako niesprawiedliwe [13]. Uznano by, że w tej sytuacji kraje Wspólnoty nie są równo traktowane.

#### 4. Podsumowanie

Energetyka jądrowa jest dziedziną, która ma istotny wpływ zarówno na gospodarkę, jak i na funkcjonowanie rynku energii w danym państwie. Globalna gospodarka oraz rosnąca rola rachunku ekonomicznego powodują coraz większe zainteresowanie rozwojem narzędzi finansowych oraz sposobami finansowania tego rodzaju źródeł energii elektrycznej.

W artykule poruszono problematykę finansowania inwestycji związanych z budową elektrowni jądrowych. Przedstawiony został aktualny stan wybranych inwestycji w energetyce jądrowej oraz europejskie i ogólnoswiatowe trendy w zakresie metod finansowania tych kapitałochłonnych inwestycji.

W artykule wskazano możliwości finansowania budowy elektrowni jądrowych nie tylko w celu osiągnięcia krótkoterminowych zysków ekonomicznych, ale także efektów długoterminowych, przyczyniających się do rozwoju gospodarki i społeczeństwa. Dokonano również przeglądu stosowanych metod finansowania oraz wskazano te, które mogłyby być zastosowane w warunkach polskich.

Z punktu widzenia Programu Polskiej Energetyki Jądrowej bardzo ważnym jest przypadek finansowania elektrowni Hinkley Point C, budowanej w Wielkiej Brytanii jako element planu Reformy Rynku Energii. Bezprecedensowa decyzja Komisji Europejskiej o zaakceptowaniu zastosowanej tam formy pomocy publicznej może bowiem zostać wykorzystana przez inne kraje, w szczególności Europy Środkowo-Wschodniej, przy kreowaniu modelu finansowego elektrowni jądrowych we własnych krajach.

## Literatura

- [1] New trends in financing. <http://www.world-nuclear-news.org/NN-New-trends-in-financing-1509201401.html> (14.12.2015), online, 2014.
- [2] Paska J., Sałek M. i Surma T.: Koszty wytwarzania energii elektrycznej i ciepła według Unii Europejskiej. *Rynek Energii*, nr 4/2010.
- [3] Barkatullah N.: Possible Financing Schemes for Current and Near Term Nuclear Power Projects.  
[https://www.iaea.org/NuclearPower/Downloadable/Meetings/2011/2011-12-05-12-09-WS-NPTD/Day-4/23\\_IAEA\\_Barkatullah-Economics\\_SMRDec2011.pdf](https://www.iaea.org/NuclearPower/Downloadable/Meetings/2011/2011-12-05-12-09-WS-NPTD/Day-4/23_IAEA_Barkatullah-Economics_SMRDec2011.pdf) (14.12.2015), online, 2011.
- [4] Joyner D.H.: Nuclear Power Plant Financing Post-Fukushima, and International Investment Law. *Journal of World Energy Law & Business*, tom 7, nr 2, pp. 69-92, 2014.
- [5] Financing Nuclear Power Projects. New and Emerging Models. [http://www.ifnec.org/Portals/0/Docs/Seoul Korea-Oct-2014/IFNEC Finance Report 2014.pdf](http://www.ifnec.org/Portals/0/Docs/Seoul%20Korea-Oct-2014/IFNEC%20Finance%20Report%202014.pdf) (1.12.2015), online, 2014.
- [6] Murphy P.: Types of Financing Structures.  
[http://www.ifnec.org/Portals/0/Docs/Steering Group - Romania/Finance and Project Structuring Panel-Review of Financing Models \(Paul Murphy\).pdf](http://www.ifnec.org/Portals/0/Docs/Steering%20Group%20-%20Romania/Finance%20and%20Project%20Structuring%20Panel-Review%20of%20Financing%20Models%20(Paul%20Murphy).pdf) (17.12.2015), online, 2014.
- [7] Warren P.: Two Financing Models.  
[http://www.ifnec.org/Portals/0/Docs/Steering Group - Romania/Finance and Project Structuring Panel-Review of Financing Models \(Paul Warren\).pdf](http://www.ifnec.org/Portals/0/Docs/Steering%20Group%20-%20Romania/Finance%20and%20Project%20Structuring%20Panel-Review%20of%20Financing%20Models%20(Paul%20Warren).pdf) (17.12.2015), online, 2014.
- [8] Barkatullah N.: Identification and Discussion of Various Nuclear Power

- Project Finance Models. [http://www.ifnec.org/Portals/0/Docs/Steering Group - Romania/Finance and Project Structuring Panel-Review of Financing Models \(Nadira Barkatullah\).pdf](http://www.ifnec.org/Portals/0/Docs/Steering Group - Romania/Finance and Project Structuring Panel-Review of Financing Models (Nadira Barkatullah).pdf) (17.12.2015), online, 2014.
- [9] Commission concludes modified UK State aid measures for Hinkley Point nuclear power plant are compatible with EU rules. [http://europa.eu/rapid/press-release\\_SPEECH-14-668\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_SPEECH-14-668_en.htm) (07.12.2015), online, 2014.
- [10] Renssen S.V.: Hinkley Point C: the EU energy market will not be the same after this. <http://www.energypost.eu/hinkley-point-c-eu-energy-market-will/> (07.12.2015), online, 2014.
- [11] Gawlikowska-Fyk A. i Wiatrowski M.: Hinkley Point jako wzór dla państw pragnących rozwijać atom. <http://biznesalert.pl/pism-hinkley-point-jako-wzor-dla-panstw-pragnacych-rozwijac-atom/> (07.12.2015), Polski Instytut Spraw Międzynarodowych, online, 2015.
- [12] Informacja w sprawie średniej ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w II kwartale 2015 roku. <http://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/6271,Informacja-w-sprawie-sredniej-ceny-energii-elektrycznej-na-rynku-konkurencyjnym-.html> (07.12.2015), online, 2015.
- [13] Lukáč P. i Poljakov N.: Měníme strategii. Budeme propouštět a škrtat, říká ředitel ČEZ Beneš: <http://byznys.ihned.cz/c1-62879260-menime-strategii-rika-generalni-reditel-cez-benes> (07.12.2015), Hospodářské noviny, online, 2014.
- [14] Černoch F. i Zapletalová V.: Hinkley point C: A new chance for nuclear power plant construction in central Europe? *Energy Policy*, tom 83, pp. 165-168, 2015.

**Maksymilian PRZYGRÓDZKI<sup>1)2)</sup>, Rafał GWÓŹDŹ<sup>1)</sup>,  
Paweł CHMURSKI<sup>1)</sup>**

<sup>1)</sup>PSE Innowacje Sp. z o.o., <sup>2)</sup>Politechnika Śląska

## **MODELOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA DLA POTRZEB DŁUGOTERMINOWEGO PLANOWANIA ROZWOJU**

Planowanie rozwoju systemu elektroenergetycznego w horyzoncie długoterminowym wymaga określenia potencjalnych warunków otoczenia, w których będą realizowane przyszłe zadania modernizacyjne i inwestycyjne. Warunki otoczenia, w jakim będzie funkcjonował system elektroenergetyczny są zbiorem informacji o charakterze społeczno-ekonomiczno-technicznym. Ten zbiór informacji określa się mianem Scenariusza Warunków Rozwoju (SWR). Określony SWR jest zbiorem danych wejściowych, złożonych z racjonalnego połączenia podstawowych trzech elementów: zapotrzebowania na energię i moc elektryczną, wytwarzania energii elektrycznej oraz wymiany transgranicznej. Zwykle w tworzeniu takiego zbioru danych punktem wyjścia są makroekonomiczne prognozy rozwoju gospodarczego oraz opracowane prognozy popytowe, prognozy podażowe i harmonogram wymiany transgranicznej. Scenariusze SWR budowane są dla różnych horyzontów czasu często z podziałem na charakterystyczne stany obciążeń systemu elektroenergetycznego, tj. obciążenia maksymalne (szczytowe) – zimowe i letnie oraz obciążenia minimalne – letnie, co oddawać ma zmienność stanów pracy systemu. Wymaga się przy tym aby SWR spełniały kryteria zapewnienia bezpieczeństwa pokrycia zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym.

Im więcej uwzględnia się stanów obciążeń (zapotrzebowanie i praca jednostek wytwórczych) systemu elektroenergetycznego, tym bliżej w modelowaniu do odwzorowania krzywej obciążenia. Krzywa ta przedstawia przebieg mocy zapotrzebowania w czasie. Jest to tym samym wymuszenie dla prowadzonej analizy rozwojowej a stąd istotny wyznacznik dla uzyskiwanych wyników. Dlatego bardzo ważnym problemem jest zbudowanie właściwego modelu prognozy zapotrzebowania. Jakość tej prognozy będzie stanowiła o przyszłych decyzjach rozwojowych (inwestycyjnych, modernizacyjnych itd.) dla analizowanego systemu. Prognozy takie zwykle odnoszą się do długoterminowego rozwoju zapotrzebowania – jako ilości energii elektrycznej pobieranej przez odbiorców zwykle w odcinkach rocznych – oraz mocy szczytowych – jako maksymalnego obciążenia systemu elektroenergetycznego w ciągu roku. Typowym zatem produktem prognozy wieloletniej jest energia roczna i moc obciążenia szczytowego. W analizach rozwojowych, wraz ze zwiększeniem

stopnia odwzorowania funkcjonowania modelowanego systemu wzrasta potrzeba wykorzystania zmienności zapotrzebowania w okresie roku, a nie tylko w horyzoncie wieloletnim [1]. Wymaganiem jest wówczas wprowadzenie krótszych odcinków czasu, dla których zostanie określone zapotrzebowanie w systemie. W tej kwestii stosuje się kilka rozwiązań powiązanych ze sposobem realizacji analiz rozwojowych. W modelach poszukuje się takich rozwiązań, które z jednej strony będą charakteryzowały się dużą szczegółowością odwzorowania zmienności obciążeń, a z drugiej strony nie będą wydłużały procesu obliczeniowego i generowały dodatkowe obciążenia modelowych.

### 1. Prognoza zapotrzebowania w horyzoncie wieloletnim

Prognoza zapotrzebowania jest osnową budowanego planu rozwoju systemu elektroenergetycznego. Na podstawie przygotowanej prognozy można wnioskować o wystarczalności poszczególnych podsystemów: wytwórczego, przesyłowego i dystrybucyjnego. Z powyższego wynika waga prognozy zapotrzebowania oraz podstawowe cechy, które powinna ona spełniać.

Z uwagi na poziom obciążeń, który stanowi podstawę wymiarowania układów przesyłowych, istotnym elementem prognozy jest przekaz informacji o obciążeniach szczytowych, tj. najwyższych występujących w systemie. Uwzględniając ekonomikę pracy systemu i wykorzystanie jego elementów, w tym sieci elektroenergetycznej, bardzo ważną informacją jest prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną. Z tej danej wynika powiązanie pomiędzy poziomem obciążenia a czasem jego wykorzystania. Związek ten jest niejednoznaczny, co oznacza, że dla danej wielkości zapotrzebowania na energię i określonej mocy szczytowej można przyjąć wiele grafików obciążenia. Jedną z możliwości rozwiązania tego problemu jest przyjęcie godzinowej krzywej obciążenia zbudowanej z wykorzystaniem grafiku modelowego (profilu bazowego). Stąd dla całego procesu niezbędnym jest prognoza zapotrzebowania na moc szczytową i energię roczną oraz profil bazowy.

Budując prognozę wieloletnią zapotrzebowania na moc i energię elektryczną na poziomie kraju stosuje pewien algorytm charakterystyczny dla tego typu horyzontu. W tym algorytmie uwzględnia się związki w obrębie szeregu danych o charakterze zarówno technicznym, jak i ekonomicznym oraz społeczno-politycznym. Powiązania te można zauważyć w realizowanych typowych krokach wykonywanych w ramach przygotowania prognozy, a tym samym odwzorowania przyszłych warunków otoczenia (środowiska) funkcjonowania systemu elektroenergetycznego [2, 3].

- Wyselekcjonowanie określonego zestawu zmiennych (tzw. zmiennych objaśniających), które posłużą do opracowania prognozy zadanych wielkości. Dobór danych historycznych zmiennych objaśniających spełnia kryterium siły korelacji ze zmienną prognozowaną (tzw. zmienną

objaśnianą). Dla tego samego zbioru zmiennych objaśniających oprócz danych historycznych, uwzględnia się również prognozy, których horyzont będzie pokrywał się z horyzontem wykonania prognozy zmiennych objaśnianych.

- W procesie wyboru zmiennych objaśniających istotne jest zachowanie spójności, zarówno dla danych historycznych, jak i prognozy zmiennych. Wyselekcjonowany wg powyższych kryteriów zestaw danych historycznych objaśniających oraz prognoz zmiennych objaśnianych stanowi tzw. scenariusz bazowy.
- Na podstawie analizy statystycznej danych historycznych zmiennych objaśniających oraz prognozy zmiennych dla scenariusza bazowego, opracowywane są scenariusze niski i wysoki. Scenariusze te stanowią zwykle granice budowanego pasma informacji o zakresie zmian wielkości wyjściowych. Mogą stanowić rozwinięcia analiz techniczno-ekonomicznych, w kolejnych etapach planowania rozwoju.
- Dla wyselekcjonowanych zmiennych objaśniających wg kryteriów określonych w kroku pierwszym, tworzony jest zbiór modeli prognozy zapotrzebowania systemu na energię elektryczną brutto, a następnie zbiór modeli prognozy zapotrzebowania na moc w szczycie rocznym.
- W dalszych krokach opracowywane są długoterminowe prognozy zapotrzebowania w scenariuszach bazowym, niskim i wysokim według następującej kolejności:
  - prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną brutto,
  - prognoza zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie rocznym,
  - prognoza zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie letnim.
- Na bazie prognozy zapotrzebowania opracowywane są prognozy zapotrzebowania na moc elektryczną na poziomie węzłów sieci NN/WN i WN/SN.
- Elementem wieńczącym jest wykonanie prognozy zapotrzebowania w systemie na moc i energię elektryczną netto, która stanowi różnicę pomiędzy wartością prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną brutto, a wartością prognozowanych strat i różnic bilansowych.

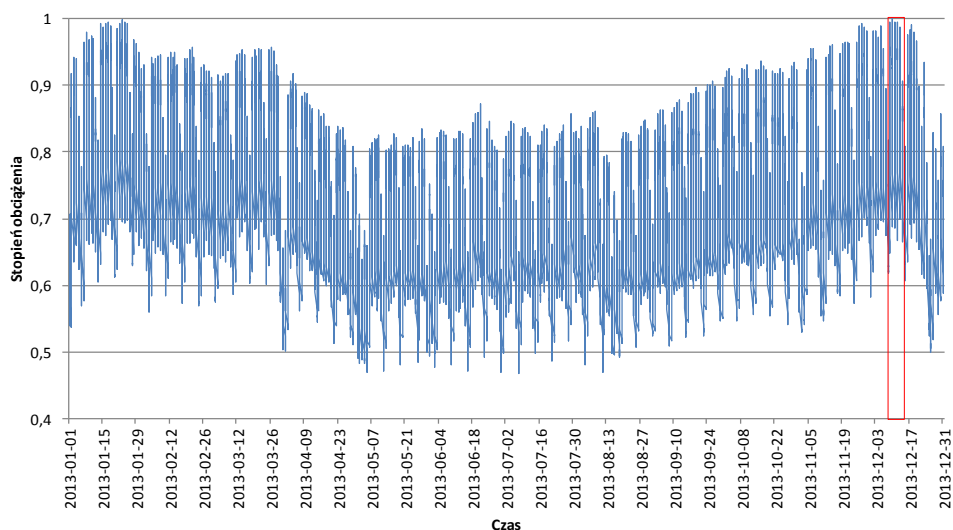
Produktem końcowym tak stosowanego algorytmu są zatem roczne wielkości obejmujące zapotrzebowanie na energię elektryczną w systemie oraz szczytowe obciążenia wyznaczone dla kolejnych lat analizowanego horyzontu.

## **2. Zmienność zapotrzebowania w horyzoncie rocznym**

Wielkościami wejściowymi dla oceny zmienności zapotrzebowania w horyzoncie rocznym są produkty prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną i moc w horyzoncie długookresowym. Obecne modele stosowane w ramach analiz rozwojowych [1] wymagają zwykle głębszej dekompozycji tych produktów, zarówno w dziedzinie czasu, jak i lokalizacji.



Powyższe wielkości mogą zostać wykorzystane przez algorytm, który pozwoli na zachowanie prognozowanych wartości energii oraz wartości szczytowych mocy zapotrzebowania przy zmienności wynikającej z profilu bazowego. Poniżej przedstawiono wyniki takiej dekompozycji na przykładzie zapotrzebowania w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) uwzględniając podział na dwa sezony: letni i zimowy. W algorytmie tym okres letni związany z wartością szczytową  $P_{SL}$  przypisano do przedziału miesięcy od maja do sierpnia, natomiast pozostałą część roku powiązano z okresem zimowym (i wartością szczytową  $P_S$ ). Jako profil bazowy przyjęto przebieg obciążeń w 2013 roku. Profil ten wykreślono w jednostkach względnych na rysunku 1. Przyjęto oznaczenie  $m_{KSE}$  dla stopnia obciążenia w danej godzinie względem obciążenia szczytowego KSE. Wskaźnik obciążenia  $m_{KSE}$  zawiera się w przedziale  $(0,1]$ . Z uwagi na odniesienie do wartości związanych z KSE jest to wskaźnik globalny.



Rys. 1. Bazowy profil obciążeń godzinowych w KSE

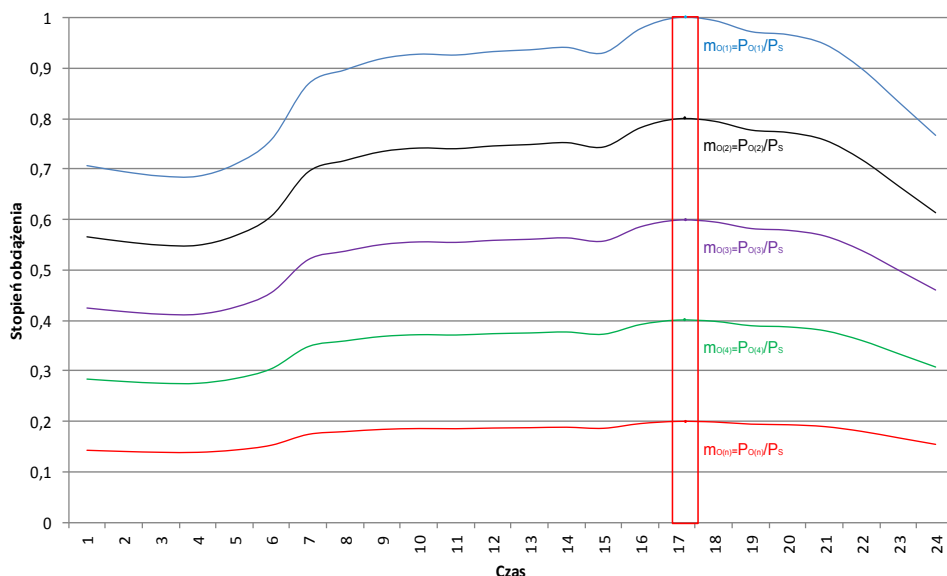
### 3. Zmienność obciążeń węzłowych

Kolejnym krokiem dekompozycji, istotnym przy budowie i ocenie planów rozwojowych dla sieci elektroenergetycznej jest wygenerowanie prognozy obciążeń węzłowych. Prognoza węzłowa może powstać poprzez rozbitcie prognozy globalnej dla systemu. Rozbitcie to może nastąpić stopniowo, tj. poprzez wyróżnienie pewnych obszarów (lokalnych ośrodków zapotrzebowania) a następnie węzłów sieciowych. Obszary zwykle reprezentują duże aglomeracje bądź tereny przemysłowe. Dla tych obszarów wyznaczyć można

stopień obciążenia obszaru  $m_o$ , będący udziałem mocy obszaru w sumarycznym obciążeniu systemu. Wówczas współczynniki  $m_o$  odniesione zostają do obciążenia szczytowego systemu wg zależności:

$$m_o = \frac{P_o}{P_s}, \quad (1)$$

gdzie  $P_o$  jest sumaryczną mocą obciążenia w obszarze. W ten sposób uzyskane współczynniki  $m_o$  mogą być wyznaczone dla każdego roku analizy (na podstawie znajomości zapotrzebowania szczytowego na moc w danym roku oraz obciążeń w obszarach). Obrazowo ideę takiego podziału przedstawiono na rysunku 2 na tle krzywej dobowej dla doby z wyróżnionym obciążeniem szczytowym systemu.



Rys. 2. Współczynniki udziału obciążenia szczytowego obszarów w obciążeniu szczytowym

Ostatnim etapem uzyskania obciążeń węzłowych jest wyznaczenie współczynników obciążeń węzłowych. Stosując prezentowane podejście współczynniki te powinny zostać określone na podstawie układu bazowego dla szczytu zimowego (obciążenia szczytowego systemu) w poszczególnych obszarach zgodnie z zależnością:

$$m_w = \frac{P_w}{P_o}, \quad (2)$$

gdzie  $P_w$  jest obciążeniem węzła w systemie (w przykładzie jest to węzeł odbiorczy sieci zamkniętej) w układzie bazowym szczytu zimowego. Efekt wynikowy zastosowanego podziału przedstawiono na rysunku 3 na tle krzywej dobowej dla doby z obciążeniem szczytowym obszaru.

Wykorzystując powyższe współczynniki oraz wprowadzoną prognozę godzinową obciążeń w systemie elektroenergetycznym w danym roku można wyznaczyć wartości węzłowe na podstawie poniższej zależności:

$$P_w^n(t) = P_s^n(t) \cdot m_o^n \cdot m_w, \quad (3)$$

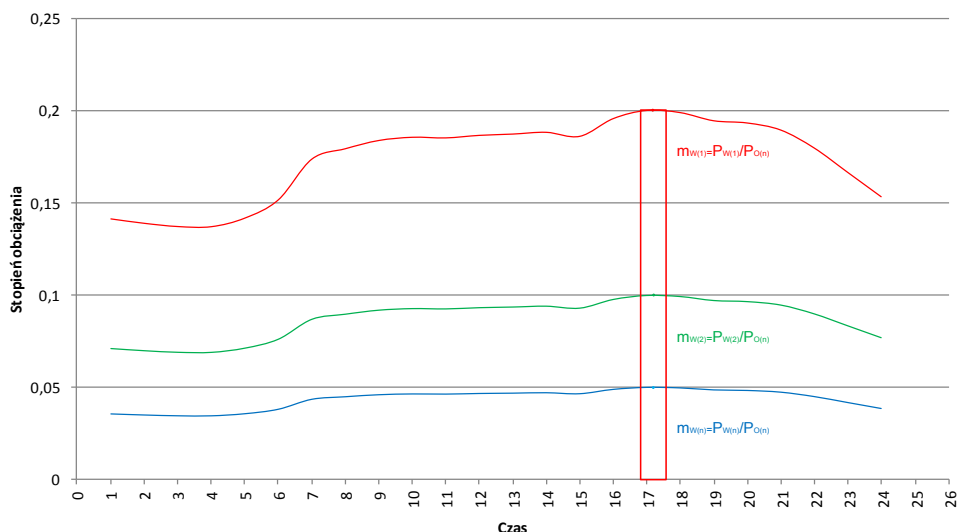
gdzie:

$P_w^n(t)$  - obciążenie w węźle  $w$ , w roku  $n$ , w godzinie  $t$ ,

$P_s^n(t)$  - obciążenie szczytowe systemu, w roku  $n$ , w godzinie  $t$ ,

$m_o^n$  - stopień obciążenie obszaru  $o$ , w roku  $n$ ,

$m_w$  - stopień obciążenia węzła  $w$ .



Rys. 3. Współczynniki udziału obciążenia szczytowego węzła w obciążeniu szczytowym obszaru

Wykorzystując przedstawione powyżej współczynniki oraz zależności dla potrzeb procesu planowania uzyskiwane są kolejno prognozy zapotrzebowania: globalna, obszarowa, węzłowa. Przy czym prognozy globalna oraz obszarowa są wielkościami wejściowymi, natomiast prognoza węzłowa jest produktem tego procesu. W efekcie wyznaczona zostaje prognoza węzłowa godzinowa dla całego okresu analizy.

#### 4. Możliwości uproszczenia modelu zapotrzebowania

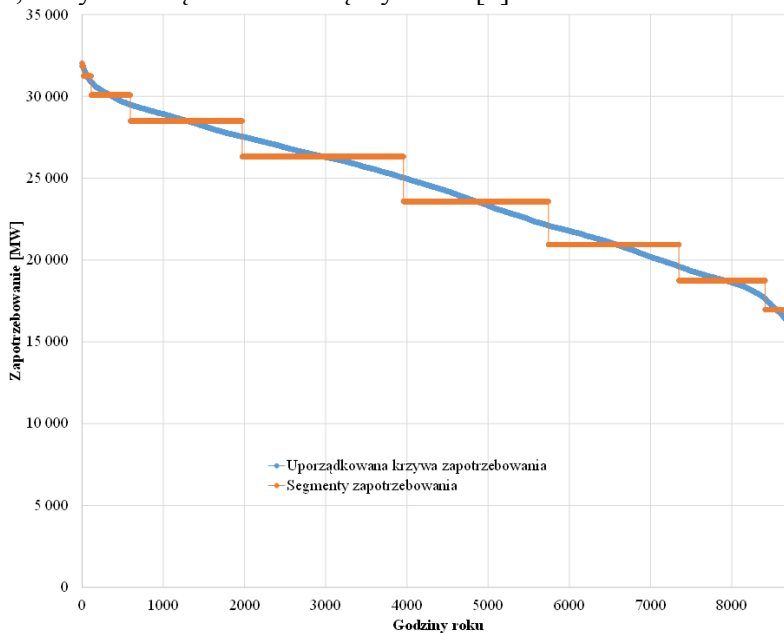
Wygenerowanie prognozy wieloletniej o względnie krótkim kroku czasowym (np. jedna godzina) ma swoje konsekwencje w dalszych rachunkach prowadzonych w ramach procesu budowania planu rozwoju. Duża liczba operacji, którą należy uwzględnić w ramach wykonywanych obliczeń

wieloletnich, często przy różnych scenariuszach, przy modelowaniu sieci elektroenergetycznej zostaje dodatkowo spotęgowana przez rozbięcie okresu rocznego na okresy składowe. W związku z powyższym celowym staje się rozważenie uproszeń dostępnych w tym zakresie.

Idea stosowanych uproszczeń zawiera się w uwzględnieniu takiej liczby analizowanych stanów, która pozwoli na właściwe oddanie zmienności istotnych parametrów prowadzonych obliczeń. Wśród tych parametrów wymienić należy na pierwszym miejscu przedmiotową zmienność obciążenia systemu, która przekładać się będzie na pracę jednostek wytwórczych, a dodatkowo:

- zmianę topologii sieci,
- zmianę dopuszczalnej obciążalności gałęzi sieci,
- zmianę obciążeń jednostek wytwórczych nie podlegających centralnej dyspozycji (elektrociepłownie, elektrownie przemysłowe),
- zmianę obciążeń jednostek wytwórczych odnawialnych, których praca determinowana jest warunkami pogodowymi, w tym zmiennością sezonową, czy nawet dobową.

Uwzględnienie powyższych elementów nie sprzyja ograniczaniu rozmiaru (rozdzielczości) modelu, a raczej zachęca do próby bardzo szczegółowych odwzorowań. Należy jednak zwrócić uwagę, że dokładność ta odniesiona do wieloletnich prognoz ma swoje granice, warunkowane nie tylko możliwościami obliczeniowymi. Podsumowując, można zatem powiedzieć, że wskazanym jest poszukanie optimum pomiędzy liczbą odwzorowywanych stanów pracy systemu, a uzyskiwaną dokładnością wyników [4].



Rys. 4. Roczna krzywa uporządkowana zapotrzebowania

Operacją, która pozwala na redukcję liczby rozpatrywanych stanów pracy systemu jest powiązanie ze sobą stanów podobnych (np. o danym poziomie zapotrzebowania) tworząc wówczas pewne segmenty w liczbie mniejszej niż początkowa liczba rozpatrywanych stanów. Stąd analizując krzywą zmienności rocznej poziomu zapotrzebowania w systemie poszukuje się godzin, w których występuje ten sam poziom zapotrzebowania. Na rysunku 4 przedstawiono wykres uporządkowany zapotrzebowania w 8760 stanach (jest to przekształcenie wykresu przedstawionego na rysunku 1). Przebieg określa czasy trwania poszczególnych obciążeń. Jak widać z przebiegu zmienność zapotrzebowania w systemie w przypadku niniejszego uporządkowania ma charakter monotonicznie malejący, co oznacza, że różnice pomiędzy poszczególnymi stanami z uwagi na poziom zapotrzebowania nie pozwalają na tożsame zestawienie stanów (nie ma stanów jednoznacznie identycznych).

W związku z powyższym zbadano zależność liczby rozpatrywanych stanów od poziomu zapotrzebowania. Uzyskane wyniki zestawiono w tabeli 1.

Tabela 1  
Możliwości redukcji liczby stanów od poziomu zapotrzebowania

Zaokrąglenie stopnia obciążenia	Dokładność, MW	Liczba stanów
1	<1250	6
2	<125	54
3	<12,5	524
4	<1,25	3869
5	<0,125	7870
6	<0,0125	8412

Interpretując powyższe wyniki należy zauważyć, że przyjmując przykładowo poziom podobieństwa stanów rzędu pojedynczych MW można rozpatrzeć 524 stany w zastępstwie 8760. Wówczas przy uwzględnieniu przybliżenia poziomów zapotrzebowania w ramach porównywanych stanów rzędu kilkuset megawatów (moc standardowego pojedynczego bloku w KSE) można uwzględnić kilkanaście stanów. Na tle wykresu uporządkowanego uzyskuje się przybliżenie jak przedstawiono na rysunku 4 dla 12 stanów (segmentów).

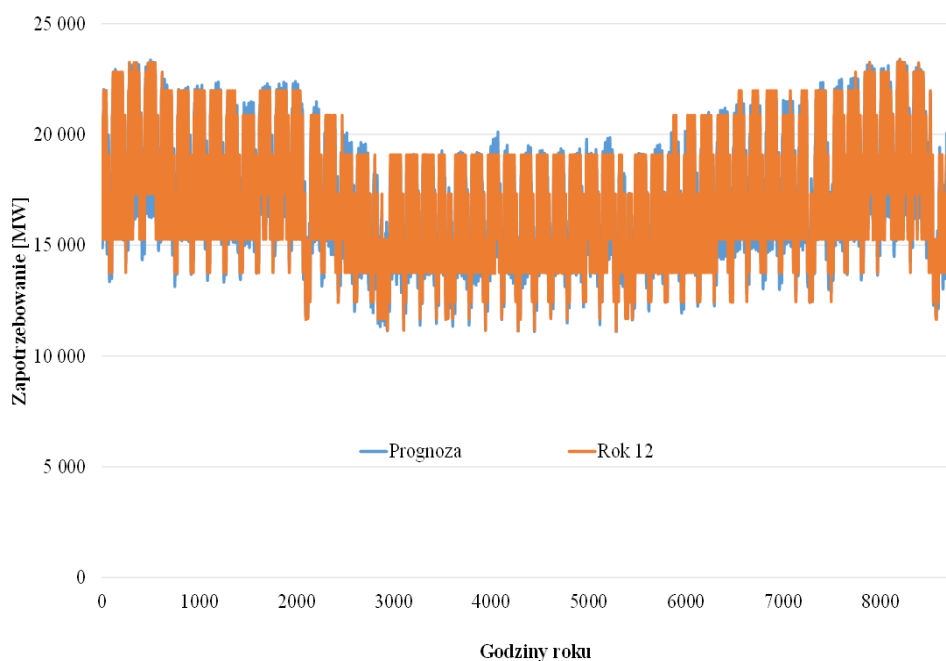
Taka formuła jest dopuszczalna jako przybliżenie odwzorowania zapotrzebowania, należy jednak przy tym sprawdzić dokładność, jak i czas trwania obliczeń przy danym uproszczeniu.

W tabeli 2 przedstawiono wyniki obliczeń przeprowadzonych programem PLEXOS przy stosowaniu uproszczeń polegających na zredukowaniu liczby analizowanych stanów w odniesieniu do danego odcinka czasu, przy czym porównanie zestawiono dla krzywej rocznej. W ramach odcinka czasu posłużono się krzywą roczną (Rok), bądź podziałem na miesiące (Miesiąc) lub dni (Dzień). W tabeli 2 podano oszacowanie błędów prognozy dla różnych odwzorowań krzywej zapotrzebowania.

Tabela 2  
Wyniki obliczeń długoterminowych dla różnych stopni uproszczenia

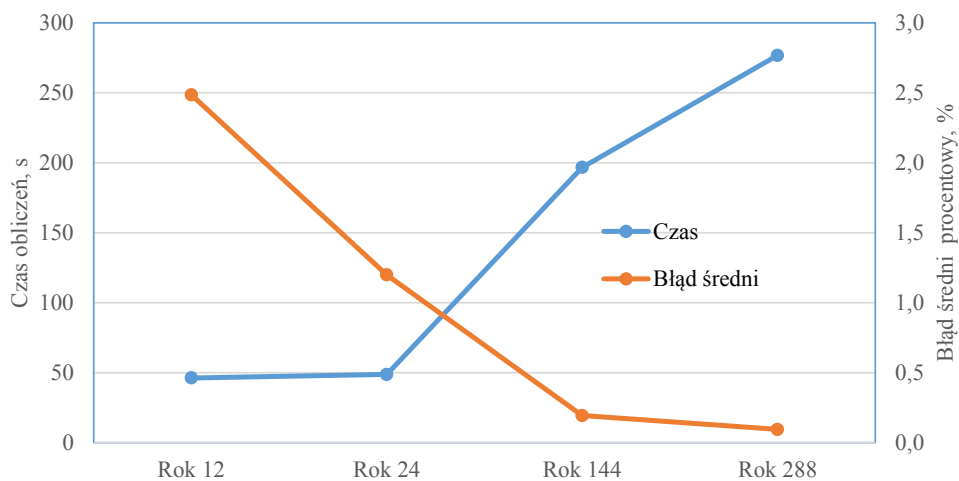
Typ	Czas, s	Błąd średni, %	Błąd maks., %
Rok 12	46,3	2,5	7,1
Rok 24	48,7	1,2	3,4
Rok 144	196,6	0,2	0,5
Rok 288	276,6	0,1	0,3
Miesiąc 12	142,0	1,8	6,3
Miesiąc 24	277,4	0,8	2,9
Dzień 12	7 604,3	0,4	4,4

Na rysunku 5 przedstawiono wykres zmienności rocznej w układzie chronologicznym przedstawiający przykład „rozwinięcia” efektów redukcji przeprowadzonej na krzywej uporządkowanej. Zmienność jest wówczas determinowana przejściem pomiędzy okresami o zapotrzebowaniu określonym w poszczególnych segmentach (na rysunku odwzorowano 12 segmentów).



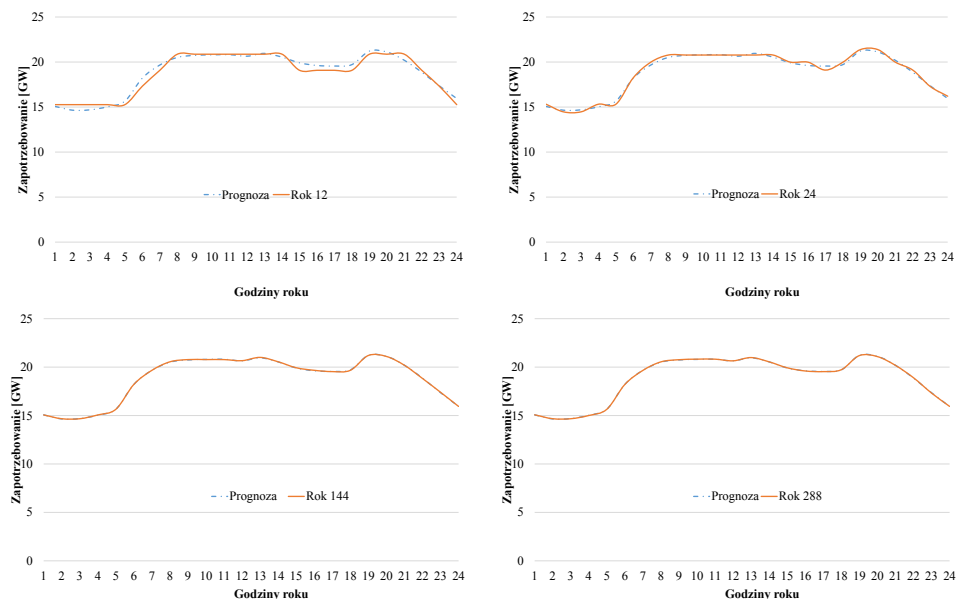
Rys. 5. Chronologiczna krzywa zapotrzebowania z uwzględnieniem redukcji stanów podobnych (12 segmentów)

Na kolejnym rysunku porównano ze sobą efekty ograniczenia czasu obliczeń z tytułu redukcji liczby odwzorowywanych stanów zapotrzebowania w systemie z oszacowanym błędem redukcji. Działanie to ma znamiona optymalizacji czasu obliczeń przy zastosowaniu redukcji stanów podobnych z uwagi na poziom zapotrzebowania.



Rys. 6. Chronologiczna krzywa zapotrzebowania z uwzględnieniem redukcji stanów podobnych (12 segmentów)

Rozdzielczość rysunku 5 nie pozwala na przedstawienie zmienności w krótszych niż rok odcinkach czasu. W związku z tym na rysunku 7 przedstawiono wybrane przebiegi dla jednej doby uwzględniające prognozę godzinową, jak i jej aproksymację wynikającą z redukcji rozpatrywanych stanów.



Rys. 7. Dobbowe krzywe zapotrzebowania z uwzględnieniem redukcji stanów podobnych

## 5. Podsumowanie i wnioski

Na podstawie przeprowadzonych rozważań można wyszczególnić kilka kwestii, które są ważne w zakresie prowadzenia procesu planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego.

- Wygenerowanie prognozy wieloletniej o względnie krótkim kroku czasowym (np. jedna godzina) ma swoje konsekwencje w dalszych rachunkach. Przy obliczeniach długoterminowych w celu ograniczenia problemu optymalizacyjnego stosuje się redukcję stanów.
- Zwiększenie liczby modelowanych „segmentów zapotrzebowania” prowadzi do zmniejszenia procentowego błędu względnego odwzorowania zapotrzebowania na energię elektryczną w każdej godzinie roku.
- Należy znaleźć kompromis pomiędzy oczekiwaną dokładnością obliczeń w planowaniu długoterminowym a czasem wymaganym do obliczeń przy tej dokładności.
- Poszerzając zbiór parametrów odzwierciedlanych w ramach stanów o kolejne wielkości poza zapotrzebowaniem (powyższy przykład to obciążalność gałęziowa, inne to produkcja w farmach wiatrowych, produkcja w farmach fotowoltaicznych, produkcja w elektrowniach wodnych przepływowych, elektrociepłowniach itd.) praktycznie nie ma możliwości ograniczenia liczby rozpatrywanych stanów. Oznacza to, że przy dużej szczegółowości zadania należy się liczyć z ogromnym nakładem obliczeniowym. W przypadku problemów z rozwiązaniem zadania optymalizacji należy zatem zmniejszyć szczegółowość odwzorowania przyszłych stanów pracy systemu akceptując rozwiązanie przybliżone.

## Literatura

- [1] Przygodzki M.: Modelowanie rozwoju sieci elektroenergetycznej współpracującej ze źródłami rozproszonymi. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2011.
- [2] Opracowanie prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną na poziomie kraju. PSE Innowacje Sp. z o.o. Konstancin-Jeziorna, wrzesień 2014.
- [3] Popławski T.: Wybrane zagadnienia prognozowania długoterminowego w systemach elektroenergetycznych. Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, 2012.
- [4] Kamiński J. Kaszyński P.: Wybrane problemy implementacji zapotrzebowania na moc w matematycznych modelach systemów energetycznych. *Polityka Energetyczna*, 2011. Tom 14. Zeszyt 2.



**Maksymilian PRZYGRÓDZKI<sup>1)3)</sup>, Wojciech LUBICKI<sup>2)3)</sup>**

<sup>1)</sup>PSE Innowacje Sp. z o.o., <sup>2)</sup>PSE Inwestycje S.A., <sup>3)</sup>Politechnika Śląska

## **MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA PROBABILISTYCZNEGO ROZPŁYWU MOCY W REALIZACJI ZADANIA PLANOWANIA ROZWOJU**

Planowanie rozwoju systemu elektroenergetycznego jest procesem, którego realizację można ułożyć w formule analiz deterministycznych bądź probabilistycznych. Zwykle stosowane rozwiązania deterministyczne są proste w zastosowaniu, a tym samym łatwiej dostępne. Niemniej jednak wydaje się, że realia przygotowywania danych oraz prowadzenia analiz planistycznych zachęcają do stosowania modeli o charakterze probabilistycznym. Zagadnienia te pozwalają na wykorzystanie tzw. probabilistycznego rozptywu mocy (PRM).

Rozwiązując zadanie rozptywowe znajduje się obciążenia gałęziowe w badanym systemie elektroenergetycznym. Wyznaczenie tych obciążeń jest zasadniczym elementem oceny technicznej stanu układu i stopnia jego dopasowania do spełnienia zadań transportowych. Zadanie rozptywowe może być rozwiązane dla warunków określonych (zdeteminowanych) bądź prawdopodobnych (probabilistycznych). O ile warunki deterministyczne są zwykle ograniczone do danych scenariuszy, tak warunki probabilistyczne mogą obejmować szereg różnych zdarzeń o wskazanym stopniu prawdopodobieństwa wystąpienia. Dla tak przybliżonych warunków stosuje się PRM. W tym zadaniu rozptywu mocy dane wejściowe oraz wyniki obliczeń mają postać rozkładów prawdopodobieństwa. Analogicznie do deterministycznego rozptywu mocy danymi wejściowymi są określone w węzłach sieciowych: zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną, dostępność i generacja mocy, ale zadane w postaci rozkładów prawdopodobieństwa. Ponadto daną wejściową jest również struktura układu sieciowego. Wynikiem obliczeń PRM są rozkłady prawdopodobieństwa napięć węzłowych, przepływów gałęziowych, cen krańcowych itd. Również parametry techniczne układu sieciowego (admitancje, susceptacje, obciążalność, etc.) mogą być traktowane jako zmienne zadane w postaci rozkładów prawdopodobieństwa, jednakże w obliczeniach rozwojowych zwykle przyjmuje się je jako stałe, niezmiennie w czasie. Jest to założenie upraszczające. Struktura układu sieciowego, rozumiana jako dostępność poszczególnych jej składników ma charakter zmiennej losowej o rozkładzie dwustanowym, tj. dany element pracuje lub jest wyłączony. Parametrem charakterystycznym tego rozkładu jest współczynnik awaryjności danego elementu powiększony o wskaźnik wyłączeń planowych.

## 1. Teoretyczne podstawy sformułowania i rozwiązania PRM

Stosuje się trzy główne metody podejścia do rozwiązania PRM: aproksymacyjne, analityczne i numeryczne. Metody aproksymacyjne oraz analityczne są czasem łączone w jedną. Wśród metod analitycznych można wyróżnić metody oparte na koncepcji: funkcji splotu, współrzędnych prostokątnych napięcia, transformacie Fouriera, schemacie estymacji punktowej, momentu i kumulant różnych rzędów [2, 7, 9, 10]. Podstawowymi metodami w grupie analitycznych metod PRM są: schemat estymacji punktowej i metoda kumulant, tę drugą poniżej pokrótce przedstawiono. Z drugiej strony, aby potraktować PRM jako numeryczną alternatywę dla metod analitycznych konieczne jest rozwiązanie  $n$  deterministycznych rozplywów mocy. Liczba  $n$  zależy od sposobu pobierania próbek. Istnieje szeroki zakres możliwych metod pobierania próbek: losowania o charakterze LHS lub LSS (*Latin Hypercube* lub *Supercube Sampling*), losowanie jednostajne, metody adaptacyjne, warstwowe itp.

Główną zaletą metod analitycznych jest mniejsza czasochłonność względem metod numerycznych. Szacuje się, że w pewnych przypadkach metody analityczne są nawet 50 razy szybsze. Należy jednak dodać, że również metody numeryczne nie zajmują już tak wiele czasu, jak miało to miejsce w przeszłości. Nie są to tygodnie, a raczej minuty bądź godziny, co związane jest z rozwojem techniki sprzętowej i oprogramowania, np. w zakresie podziału zadania obliczeniowego.

Główną zaletą metod numerycznych jest dokładność wyników. Dokładność ta jest bezpośrednio związana z liczbą badanych próbek losowych i zależy od sposobu losowania. Liczba losowań wynosi zazwyczaj od 1 000 do 10 000. Jednocześnie dokładność wyników może być uznana za główną wadę metody analitycznej. Literatura przekazuje, że często wartość błędu dla średniej wartości szacowanych zmiennych jest na dopuszczalnie niskim poziomie, jednak wartości błędu odchylenia standardowego mogą wystąpić na niedopuszczalnie wysokim poziomie. Istnieją również inne niedogodności podejścia analitycznego, takie jak trudności z uwzględnieniem planowanych bądź awaryjnych wyłączeń generatorów lub elementów infrastruktury.

Do zastosowań praktycznych można wykorzystać przytoczoną metodę kumulant, która polega [10, 11] na utworzeniu dodatkowej zmiennej losowej będącej liniową kombinacją  $n$  niezależnych zmiennych losowych  $x_i$ , zgodnie z zależnością (1). Następnie konstruuje się funkcję  $\Phi_z(s)$  generującą momenty zwykle zgodnie z zależnością (2) oraz funkcję  $\Psi_z(s)$  generującą kumulanty zgodnie z zależnością (3). Funkcja generująca kumulanty powstaje poprzez zlogarytmowanie funkcji generującej momenty zwykle. W celu wyznaczenia kumulanty  $k$ -tego rzędu należy obliczyć pochodną  $k$ -tego stopnia funkcji generującej odpowiednio kumulanty względem  $s$ , a następnie podstawić wartość  $s = 0$ . Kumulantę  $k$ -tego rzędu  $A_{z,k}$  zmiennej  $z$  można opisać zależnością (4).

$$z = a_1 x_1 + a_2 x_2 + \dots + a_n x_n, \quad (1)$$

$$\Phi_z(s) = E(e^{jsz}) = E(e^{ja_1 x_1}) E(e^{ja_2 x_2}) \dots E(e^{ja_n x_n}) \quad (2)$$

$$\Psi_z(s) = \ln \Phi_z(s) = \Psi_{x_1}(a_1 s) + \Psi_{x_2}(a_2 s) + \dots + \Psi_{x_n}(a_n s) \quad (3)$$

$$\Lambda_{z,k} = \frac{d^k \Psi_z(0)}{ds^k} = a_1^k \Psi_{x_1}^{(k)}(0) + a_2^k \Psi_{x_2}^{(k)}(0) + \dots + a_n^k \Psi_{x_n}^{(k)}(0) \quad (4)$$

W tej metodzie obliczania PRM kolejnym krokiem jest wprowadzenie kumulant do zadania rozptylowego. Nieznane kumulanty wynikowych zmiennych losowych są wyznaczone na podstawie kumulant zmiennych wejściowych. Do tego celu wykorzystuje się Hessian funkcji Lagrange'a definiującej współczynniki przekształcenia liniowego kumulant, zgodnie z zależnościami (5) oraz (6). Innymi słowy wektor niezbilansowania (błędu) np. w metodzie Newtona wyznaczania rozptywu mocy zastępowany jest wektorem kumulant zapotrzebowania na moc czynną i bierną w węzłach sieci.

$$-H^{-1} = \begin{bmatrix} a_{1,1} & \dots & a_{1,n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n,1} & \dots & a_{n,n} \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$\Lambda_{z,k} = a_{i,1}^k \Lambda_{x_1,k} + a_{i,2}^k \Lambda_{x_2,k} + \dots + a_{i,n}^k \Lambda_{x_n,k} \quad (6)$$

Ostatnim elementem metody kumulant jest odtworzenie rozkładu prawdopodobieństwa zmiennej losowej wynikowej na podstawie obliczonych kumulant założonego rzędu. W literaturze [10] korzysta się z kumulant do 5. lub do 9. rzędu. Im wyższy rząd kumulant tym większa dokładność odtworzenia rozkładu. Do odtworzenia rozkładu prawdopodobieństwa na podstawie kumulant wykorzystuje się szeregi Gram-Chaliera lub Edgewortha. Korzysta się przy tym z twierdzenia, iż dowolny rozkład prawdopodobieństwa można opisać szeregiem zgodnie z zależnością (7). Szereg ten konstruuje się ze współczynników  $c_j$  odpowiadających momentom (Gram-Chalier) lub kumulantom (Edgeworth), wielomianu Czebyszewa-Hermita  $He_j(x)$  oraz funkcji charakterystycznej rozkładu normalnego  $\varphi(x)$ . Czynniki  $k$ -tego stopnia wielomianu Czebyszewa-Hermita tworzy się korzystając z ogólnej zależności przedstawionej we wzorze (8). Wobec powyższego dowolny rozkład prawdopodobieństwa opisuje zależność przedstawiona wzorem (9).

$$f(x) = \sum_{j=0}^{\infty} c_j He_j(x) \varphi(x) \quad (7)$$

$$He_k(x) = (-1)^k \frac{d^k \alpha(x)}{d\alpha^k}; \quad \alpha(x) = e^{-(1/2)x^2} \quad (8)$$

$$f(x) = \left[ 1 + \frac{\Lambda_{x,2}}{2!} He_2(x) + \frac{\Lambda_{x,3}}{3!} He_3(x) + \frac{\Lambda_{x,4}}{4!} He_4(x) + \dots \right] \varphi(x) \quad (9)$$

Podstawową wadą metody opisanej powyżej jest nieuwzględnianie wpływu dostępności (wyłączeń) infrastruktury sieciowej na uzyskane wyniki.

Rozwiązaniem tego problemu [5] jest metoda kompensacji do symulowania wyłączeń linii, co pozwala uniknąć konieczności ponownego obliczania rozptywu mocy. Metoda ta polega na tym, iż po obliczeniu rozptywu mocy, wyłączenie linii jest symulowane za pomocą fikcyjnych wstrzyknięć mocy w węzłach po obu stronach wyłączonej linii, a następnie przepływy gałęziowe są korygowane zgodnie z liniową zależnością przepływu mocy od fikcyjnych mocy węzłowych. Lista elementów wyłączanych jest predefiniowana i może obejmować zarówno wyłączenia pojedyncze, jak i wielokrotne. Końcowy wynik w danej symulacji uzyskiwany jest przy zastosowaniu ogólnych zależności na obliczenie prawdopodobieństwa warunkowego. Należy przy tym pamiętać, że analizowane stany nie wypełniają całej przestrzeni możliwych stanów systemu.

Założeniem metody kumulant jest niezależność zmiennych losowych będących danymi wejściowymi do obliczenia rozptywu mocy. W rzeczywistości jednak zmiennymi skorelowanymi są np. wielkość generacji mocy przez farmy wiatrowe i prędkość wiatru. Przykładowo prędkość wiatru jest co prawda wielkością lokalną ale mogącą obejmować kilka węzłów sieciowych. Z tego względu [11] proponuje się metodę ortogonalizacji danych wejściowych, tzn. zapisywania ich w postaci sumy niezależnych, cząstkowych zmiennych losowych. Te same cząstkowe zmienne losowe mogą występować w różnych węzłach sieciowych.

Klasyczna metoda kumulant wymaga również skorygowania (*de facto* korygowania wynikowych rozkładów prawdopodobieństwa) w przypadkach identyfikowania określonej liczby aktywnych ograniczeń w systemie elektroenergetycznym, dających w efekcie wyniki znacznie odbiegające od wartości przeciętnych. Dotyczy to zidentyfikowanych, krytycznych stanów systemu elektroenergetycznego.

## 2. Potencjalne narzędzia analityczne

Przegląd dostępnego na rynku oprogramowania, dokonany pod kątem możliwości realizacji PRM [1, 3, 4, 8, 12, 13, 14], pozwala na jego uszeregowanie w następujące trzy ogólne kategorie:

- a) oprogramowanie dedykowane probabilistycznemu rozptywowi mocy,
- b) oprogramowanie zawierające określone elementy probabilistyczne lub umożliwiające ich uwzględnienie dzięki wbudowanym językom programowania,
- c) oprogramowanie, w którym jedyną możliwością wykonania rozptywu probabilistycznego jest wielokrotne uruchamianie programu autonomicznego (poniżej w opisie pominięto tę kategorię programów).

W kategorii oprogramowania dedykowanego probabilistycznemu rozptywowi mocy zidentyfikowano cztery programy: UC-OPF-GRS, PLF, PRA oraz ASSESS. Wszystkie te programy umożliwiają wyznaczenie rozptywu probabilistycznego metodą numeryczną.

Program UC-OPF-GRS to element składowy wycofanej z eksploatacji platformy PRiMSP opracowanej na potrzeby PSE S.A. na początku lat 2000. Nazwa wywodzi się od głównych funkcji programu obejmujących: dobór jednostek wytwórczych (*Unit Commitment*), optymalny rozptył mocy (*Optimal Power Flow*) oraz generator stanów losowych (*Generator of Random States*). Program został napisany z wykorzystaniem funkcji MATLAB. Generator stanów losowych tego programu wykorzystywał metody Monte Carlo oraz LHS.

Programy PLF i PRA zostały opracowane przez Electric Power Research Institute również na początku lat 2000. Skrót PLF pochodzi od nazwy *Probabilistic Load Flow*, zaś PRA od *Probabilistic Reliability Assessment*. Program PLF stosował symulacje metodą Monte Carlo w zakresie zapotrzebowania na moc, generacji mocy oraz dostępności infrastruktury sieciowej. Program PRA umożliwiał obliczenia określonych wskaźników probabilistycznych związanych z przeciążeniem linii lub transformatora, napięciem, stabilnością napięciową oraz ograniczeniami w dostawie mocy odbiorcom. Poza USA powyższe programy były wykorzystane m.in. do analizy koreańskiego systemu elektroenergetycznego.

ASSESS to program stworzony przez RTE oraz National Grid Transco. Umożliwia on modelowanie stanów systemu elektroenergetycznego w sposób losowy lub usystematyzowany. Losowość może dotyczyć dowolnej zmiennej występującej w procesie planistycznym, np. generacji z turbiny wiatrowej, poziomu zapotrzebowania na moc, wyłączeń awaryjnych i eksploatacyjnych urządzeń. W typowej analizie generowane jest metodą Monte Carlo od 1 000 do 30 000 stanów losowych, zaś każdy z tych stanów może być przedmiotem analizy w pełnym zakresie udostępnianym przez platformę ASSESS. Na platformie tej zaimplementowanych jest kilka programów opracowanych wcześniej przez RTE, są to m.in.: ASTRE, METRIX, TROPIC oraz EURO-STAG. Platforma umożliwia podział zadania na komputery w sieci LAN.

Programy, w których można wyróżnić określone elementy probabilistyczne lub które zawierają języki programowania umożliwiające uwzględnienie elementów probabilistycznych stanowią najliczniejszą kategorię narzędzi obliczeniowych. Poniżej scharakteryzowano tylko wybrane programy, przy tym tylko w zakresie elementów dotyczących zagadnień probabilistycznych:

- PowerFactory – zawiera stochastyczny model generacji wiatrowej oraz stochastyczny model do symulacji awarii generatorów, a także funkcję automatycznej analizy niezawodności pracy sieci. Program posiada dwa wbudowane języki programistyczne: Python i DSL, dzięki którym może być w pełni kontrolowany przez użytkownika. Korzystając z tej możliwości opracowany został zewnętrzny moduł umożliwiający wykorzystanie PowerFactory do wyznaczenia probabilistycznego rozptyłu mocy z zastosowaniem metody Monte Carlo oraz estymacji dwupunktowej. Jest to jedyny program, dla którego zidentyfikowano zastosowanie zarówno metody numerycznej, jak i analitycznej do wyznaczenia PRM.

- MatPower – program zbudowany z wykorzystaniem funkcji MATLAB. Udostępniany jest przez Cornell University z USA w wersji źródłowej, dzięki czemu możliwe jest jego stosowanie z wykorzystaniem pełnych możliwości pakietu Matlab. Program sam w sobie zawiera różne tzw. solvery, wykorzystywane np. do wyznaczenia optymalnego rozptywu mocy. Ewentualne wykonanie probabilistycznego rozptywu mocy (symulacyjne bądź analityczne) może być uzyskane poprzez ogólne funkcje MATLAB.
- PSSE – pakiet oprogramowania zawierający optymalny rozptyw mocy oraz umożliwiający wyznaczenie probabilistycznych wskaźników niezawodności. Wskaźniki te wyznaczone są przez pakiet programowy znany wcześniej pod nazwą PSE TPLAN włączony do platformy programowej PSSE. W PSSE zaimplementowano język programowy wyższego rzędu Python, umożliwiający zewnętrzne sterowanie programem.
- Neplan – posiada moduł umożliwiający wyznaczenie probabilistycznych wskaźników niezawodności. Podstawą ich wyznaczenia są określone przez użytkownika: częstość oraz średni czas trwania wyłączenia, a także koszty z tym związane. Jako wynik uzyskuje się: częstość przerw w zasilaniu odbiorców oraz ich prawdopodobieństwo, średni czas trwania przerwy w dostawach, energię niedostarczoną oraz koszty z tym związane. Ciekawą funkcją programu jest możliwość tworzenia wariantów rozwojowych, które są następnie poddawane analizie. Program posiada wbudowane języki programowania C++ oraz Visual Studio.
- PowerWord – to standardowy pakiet programów bez funkcji probabilistycznych. Posiada dwie ciekawe funkcje, pierwsza to SimAuto (serwer), która pozwala sterować wszystkimi funkcjami programu z zewnątrz, w tym przesyłem danych do arkusza programu Excel. Druga to podział zadania obliczeniowego na komputery dostępne w sieci, co znacząco skraca czas obliczeń. Funkcje te można wykorzystać do sformułowania zadania o charakterze probabilistycznym.
- Plexos – należy do grupy programów, które w sposób zintegrowany traktują rynek energii elektrycznej oraz sieć przesyłową. Zwykle programy tego typu umożliwiają realizację analiz dla okresów wieloletnich, z uwzględnieniem obliczeń dla wielu stanów w ramach danego roku. PLEXOS nie jest dedykowany obliczaniu probabilistycznego rozptywu mocy, tym niemniej umożliwia w ograniczonym zakresie symulację stanów losowych dla sieci i rynku energii. Program nie posiada niestety wbudowanego języka programowania umożliwiającego sterowanie programem z zewnątrz.
- SIMPOW, SCOPE, PLANS – standardowe pakiety programów rozptywowych z wewnętrznym językiem oprogramowania lub makr umożliwiających sterowanie programem w ograniczonym zakresie. Wszelkie symulacje probabilistyczne w takim przypadku muszą być wykonywane poza danym oprogramowaniem.

### 3. Dyskusja kryteriów decyzyjnych

Przy zastosowaniu podejścia probabilistycznego do oceny wystarczalności sieci przesyłowej konieczne jest stworzenie nowych kryteriów decyzyjnych co do rozpatrywanych opcji rozwojowych (bezinwestycyjnych lub inwestycyjnych). W miejsce przekroczeń wartości dopuszczalnych wyznaczonych w określonych, zdeterminowanych stanach sieci otrzymuje się bowiem rozkład prawdopodobieństwa danej wartości (napięcia, prądu, ceny itd.) lub rozkład prawdopodobieństwa przekroczenia wartości dopuszczalnej. Konieczne jest więc postawienie przynajmniej następujących pytań:

- Czy w podejściu probabilistycznym uwzględniane są wszystkie uwarunkowania rozwojowe jednocześnie, czy też konstruowane są scenariusze warunków rozwoju (np. makroekonomiczne), w ramach których wykonywane są analizy probabilistyczne?
- Jakie jest akceptowalne przez decydentów prawdopodobieństwo wystąpienia przekroczenia wartości dopuszczalnej? Czy jest ono stałe w całym horyzoncie analizy oraz w ewentualnych scenariuszach rozwojowych?
- Jaka jest istotność danego elementu w systemie lub inaczej jakie skutki dla systemu może pociągnąć za sobą przekroczenie wartości dopuszczalnej dla danego elementu? Czy istotność danego elementu zmienia się w kolejnych latach horyzontu planistycznego lub w ewentualnych scenariuszach rozwojowych?
- Jak reagować na przekroczenia mało prawdopodobne ale o dużym skutku dla systemu i jaki skutek należy uznać za istotny (wzrost kosztów, utrata stabilności itd.), a jakie prawdopodobieństwo za małe?
- Jaki jest wpływ na uzyskane wyniki eksperckiego szacowania prawdopodobieństwa wystąpienia ewentualnych scenariuszy rozwojowych lub poszczególnych zmiennych losowych, np. wybudowania w danej lokalizacji nowej elektrowni w określonej technologii?
- Jaki jest wpływ na uzyskane wyniki przyjętych założeń upraszczających w zakresie rozkładów prawdopodobieństwa poszczególnych danych wejściowych?
- Jakie są wymagane środki finansowe na rozbudowę i modernizację sieci, aby możliwe było uzyskanie zakładanego poziomu wystarczalności sieci przesyłowej lub też jaki jest możliwy do uzyskania poziom wystarczalności sieci przesyłowej przy zakładanym (ograniczonym) poziomie posiadanych środków finansowych?

Obecnie trwa faza badań, w wyniku których będzie można sformułować odpowiedzi na powyższe pytania. Jest to element rozwijanych technik, których potencjalne wykorzystanie może być częścią metodyki planowania rozwoju sieci zamkniętej. Natenczas bezsprzecznie wydaje się zasadne podejście scenariuszowe oraz stosowanie podejścia probabilistycznego w ramach poszczególnych scenariuszy makroekonomicznych. Celowa również wydaje się identyfikacja

elementów szczególnie istotnych z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego. Co do akceptowalnego poziomu ryzyka związanego z przekroczeniem wartości dopuszczalnych, to do jego określenia (przynajmniej przy pierwszych analizach) istotna wydaje się być wiedza na temat skutków finansowych przyjęcia różnych wartości tego ryzyka. Jeśli uznać za uzasadnione podejście scenariuszowe to przy określaniu planów rozwojowych konieczne są dodatkowe kryteria decyzyjne w przypadku różnych wyników uzyskanych w ramach scenariuszy. W tym zakresie dostępny jest szeroki wachlarz kryteriów, m.in.: wartości oczekiwanej, minimaksowe (z wykorzystaniem macierzy żalu), AHP (*Analytical Hierarchy Proces*), drzew decyzyjnych itd.

#### 4. Propozycje wykorzystania zadania PRM

Proces planowania rozwoju sieci oznacza realizację określonych działań według przyjętego schematu. W ramach tego procesu można wyróżnić trzy podstawowe części:

- przygotowanie danych, uwzględniające strukturę i parametry układu wejściowego do analizy, czas analizy, zmiany zdeterminowane (niepodlegające procesom decyzyjnym), zmiany poddawane analizie wariantowej (opcje rozwoju) oraz szeroko rozumiane uwarunkowania zewnętrzne, zarówno natury technicznej, jak i ekonomicznej (scenariusze warunków rozwoju);
- analiza techniczna rozpatrywanych wariantów (opcji) rozwoju w całym horyzoncie analizy, która powinna obejmować szeroki zakres obliczeń (od rozptyłów po badanie stabilności);
- analiza ekonomiczna, polegająca na wyborze strategii optymalnej w danym scenariuszu rozwoju, oraz analizy czułościowe.

Obszar analiz, których podstawowym celem jest zbadanie potrzeb rozwoju sieci i systemu elektroenergetycznego wymaga weryfikacji kryteriów technicznych. Do kryteriów tych w długoterminowym horyzoncie czasu oraz odpowiadających im typów analiz należą:

- obciążalność termiczna długotrwała gałęzi (linii i transformatorów) – analizy rozptyłowe, badające poziom obciążenia względem parametrów znamionowych (projektowych);
- obciążalność zwarciova gałęzi – analizy rozptyłowe, badające poziom prądów i mocy zwarcioowych oraz określające potrzeby rozwojowe w zakresie urządzeń i wymagań stacyjnych;
- poziom niezawodności zasilania – analizy niezawodnościowe, badające strukturalne wskaźniki niezawodności kształtowane przez topologię sieci, wzajemną lokalizację źródeł i odbiorców oraz jednostkowe wskaźniki niezawodności elementów sieciowych;
- wystarczalność mocy i energii – analizy bilansowe, badające możliwości pokrycia występującego zapotrzebowania; ten typ analiz wraz z prognozą



zapotrzebowania nie jest bezpośrednio związany z kryteriami technicznymi pracy sieci, ale stanowi wytyczną jej rozwoju i jest niezbędny do prawidłowego jego kształtowania.

Kryteria te weryfikowane mogą być poprzez rozbudowane analizy scenariuszowe, bądź poprzez analizy probabilistyczne, w ramach których uwzględnione zostanie ryzyko przekroczenia wartości krytycznych. Dodatkowo w procesie planowania występuje potrzeba optymalizacji o charakterze łączonych analiz techniczno-ekonomicznych. W obszarze tych analiz następuje wykorzystanie zadania rozptyłowego do oceny wykorzystania sieci, a zarazem wartościowania podejmowanych decyzji modernizacyjnych i inwestycyjnych. Wówczas cały proces planowania nie musi być rozwiązywany w sposób hierarchiczny, tzn. nie szuka się stanów pracy dopuszczalnych technicznie i tylko spośród nich wybiera się optymalne ścieżki rozwoju, a zadanie to traktuje się łącznie. Są one wówczas wybierane ze wszystkich stanów, przy czym dopuszczalność stanów (czy raczej niedopuszczalność w sensie odciążania węzłów) jest wyceniana w sposób ekonomiczny. W tym zakresie procesu planowania należy dużą rolę przypisać do symulacji realizowanych z wykorzystaniem generatora stanów losowych. W ten sposób pojawia się możliwość badań probabilistycznych związanych z symulacjami potencjalnych skutków awarii sieciowych i ich oceną w postaci rozkładów prawdopodobieństwa, ocena częstości występowania obciążeń gałęziowych, czy też ryzyka przekroczenia danych wielkości krytycznych co jest szeroko stosowane w planowaniu rozwoju na świecie [6].

W wyniku analiz prowadzonych z wykorzystaniem kryteriów probabilistycznych opracowane zostają modele sieciowe uwzględniające m.in. zdeterminowane zadania inwestycyjne będące w fazie przygotowania i/lub realizacji. Modele te są podstawą koncepcji rozbudowy i modernizacji sieci przesyłowej.

## **5. Wnioski**

1. Do rozwiązania zadania probabilistycznego rozptyłu mocy możliwe jest zastosowanie zarówno metod aproksymacyjnych, analitycznych, jak i numerycznych. Metody aproksymacyjne mają raczej charakter dydaktyczny, zaś wśród metod analitycznych wskazać należy metodę estymacji punktowej oraz kumulant jako metody o największej liczbie implementacji. Wśród metod numerycznych dominuje metoda Monte Carlo, przy czym zakres zmiennych poddawanych symulacji jest zróżnicowany w poszczególnych krajach.
2. Dla analiz rozwojowych systemu elektroenergetycznego w Polsce można rozważyć zastosowanie podejścia probabilistycznego, przy czym ze względu na ograniczenia metod analitycznych oraz rozwój technik

- komputerowych proponuje się zastosować metody numeryczne. Otwartą sprawą pozostają metody symulacyjne, do wykorzystania możliwa jest oczywiście metoda Monte Carlo lub metody warstwowe.
3. Założyć należy konieczność ortogonalizacji zależnych wejściowych. Jednocześnie pewnym ograniczeniem dla wdrożenia podejścia probabilistycznego mogą być ograniczenia w dostępie do danych wejściowych w postaci rozkładów prawdopodobieństwa zmiennych losowych.
  4. Podejście probabilistyczne proponuje się zastosować do oceny wystarczalności (adekwatności) systemu elektroenergetycznego. Wyniki symulacji mogą służyć budowie opcji rozwojowych, kolejno bezinwestycyjnych, niskoinwestycyjnych itd.
  5. W zakresie analiz sieciowych należy wskazać zastosowanie w obszarze łączonym techniczno-ekonomicznym. Szeroki zakres wyników uzyskiwanych z wykorzystaniem symulacji losowych pozwala na ocenę ryzyka i uwzględnienie wartości krytycznych, zarówno po stronie wymagań technicznych, jak i w zakresie wyborów i uzasadnienia działań ekonomicznych.

## Literatura

- [1] Assess – a better understanding of uncertainties. RTE 2015.
- [2] Borkowska B.: Probabilistic Load Flow. Power Apparatus and Systems IEEE Transaction on Volume PAS-93 Issue 3, 1974.
- [3] Jeongje Park i inni: A study on probabilistic reliability evaluation of Korea power system using PRA. Power Engineering Society General Meeting, IEEE, 2007.
- [4] Kwiatkowski M., Przygodzki M.: Analiza narzędzi wspomagających planowanie rozwoju sieci przesyłowej w warunkach rynkowych. ActaEnergetica. Materiały konferencji APE 2013.
- [5] Lei D. i inni: Improvement of probabilistic load flow to consider network configuration uncertainties. Power and Energy Engineering Conference, APPEEC 2009.
- [6] Lubicki W., Przygodzki M.: Ekonomiczne aspekty w metodyce planowania rozwoju sieci przesyłowej. Rynek Energii. Zeszyt tematyczny nr I (IX), maj 2014.
- [7] Morales J., Perez-Ruiz J.: Point Estimate Schemes to Solve the Probabilistic Power Flow. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 22, Issue: 4, 2007.
- [8] PSS®E High-Performance Transmission Planning Application for the Power Industry. Siemens, 2015.
- [9] Sobierajski M.: Probabilistic non-linear nodal equations for power flows calculation. Construction of equations. Solution analysis. Wrocław University of Technology Press, 1987.

- [10] Schellenberg A., Rosehart W., Aguado J.: Cumulant-Based Probabilistic Optimal Power Flow (P-OPF) With Gaussian and Gamma Distributions. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 20, Issue: 2, 2005.
- [11] Tamtum A., Schellberg A., Rosehart W.: Enhancements to the Cumulant Method for Probabilistic Optimal Power Flow Studies. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 24, Issues: 4, 2009.
- [12] Temourzadeh S., Mohammadi B.: Probabilistic Power Flow Module for PowerFactory DIgSILENT. PowerFactory Applications for Power System Analysis, Springer, 2014.
- [13] Underbring A. i inni: Probabilistic Reliability Calculations for the Grid Connection of an Offshore Wind Farm (with NEPLAN). Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. Stockholm, 2006.
- [14] Zhang P. i inni: Prioritization of Transmission Projects using EPRI Probabilistic Risk Assessment Program. Power and Energy Engineering Conference, APPEEC 2009.

**Jerzy ANDRUSZKIEWICZ<sup>1)</sup>, Józef LORENC<sup>1)</sup>,  
Artur MICHALSKI<sup>2)</sup>, Waldemar BOROWIAK<sup>3)</sup>**

<sup>1)</sup>Politechnika Poznańska, <sup>2)</sup>Enea S.A., <sup>3)</sup>Enea Operator Sp. z o.o.

## **MOŻLIWOŚCI TWORZENIA ZASOBÓW STEROWANIA POPYTEM NA POZIOMIE NISKIEGO NAPIĘCIA PRZY WYKORZYSTANIU INTELIGENTNEGO OPOMIAROWANIA**

### **OPPORTUNITY TO CREATE DEMAND RESPONSE RESOURCE OF LOW VOLTAGE DOMESTIC CUSTOMER GROUP EQUIPPED WITH SMART METERING**

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono możliwość wykorzystania funkcjonalności systemów inteligentnego opomiarowania dla tworzenia i oferowania zmienności obciążenia. Na podstawie analizy trudności w bilansowaniu polskiego systemu elektroenergetycznego w roku 2015, przy wykorzystaniu dostępnych źródeł wytwórczych, przedstawiono ryzyka cenowe sprzedawców na skutek wysokich cen energii oraz wysokich cen rozliczeniowych mechanizmu bilansowania. Dla ograniczenia występującego ryzyka zaproponowano wykorzystanie zasobów sterowania popytem. Skupiono się na pokazaniu możliwości uzyskania części takich zasobów poprzez proponowanie odbiorcom, wyposażonym w inteligentne systemy pomiarowe, uczestnictwa w programie taryfowym z wykorzystaniem krytycznej stawki cenowej. Przedstawiono symulację działania takiego programu na przykładzie grupy odbiorców taryfy G12 wykorzystując dla tego celu między innymi standardowe profile obciążeń publikowane przez OSD.

**Summary.** The article presents the opportunity of using the functionality of smart metering systems for creating and offering the price controlled load reductions. Based on the analysis of the difficulties in balancing Polish power system in 2015, using the available generation sources, price risks the energy suppliers are exposed to were presented in form of high energy prices and high balancing mechanism settlement prices registered in this period. In order to reduce the risks involved the utilisation of demand response resource is proposed. The focus is on presenting the opportunity of creation the part of such resource needed by proposing to customers equipped with intelligent metering systems to participate in the demand response program basing on implementation of the tariff with critical rate. The simulation of critical tariff rate operation on the customer group using regular two zonal tariff is presented basing on standard load profiles published by DSO for this group.

**Paweł BUĆKO, Izabela SADOWSKA, Adrian MILLER**  
Politechnika Gdańska

**ANALIZA FUNKCJONOWANIA POLSKIEGO RYNKU ENERGII  
ELEKTRYCZNEJ W OKRESIE WPROWADZENIA STOPNI  
ZASILANIA W 2015 ROKU**

**THE ANALYSIS OF FUNCTIONING OF THE POLISH  
ELECTRICITY MARKET DURING THE INTRODUCTION  
OF POWER RATIONING LEVELS IN 2015**

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono opis sytuacji, która doprowadziła do wprowadzenia wysokich stopni zasilania w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) w sierpniu 2015 r. Omówiono przyczyny i konsekwencje wprowadzenia stopni zasilania, na podstawie analizy zapotrzebowania na moc w KSE. Przedstawiono analizę cen i obrotów na Rynku Bilansującym w tym okresie. Opisano wpływ nietypowej sytuacji na Giełdę Energii oraz na ceny na rynku „spotowym” i rynkach terminowych.

**Summary.** The article describes the situation which led to the introduction of high degrees of power rationing in the National Power System (NPS) of Poland in August 2015. The causes and consequences of the introduction of degrees of power rationing were discussed, based on the analysis of the demand for power in the NPS. An analysis of prices and turnover on the Balancing Market during this period was presented. The influence of an unusual situation on the Polish Power Exchange and the prices on the spot and futures markets was discussed.

**Waldemar DOŁĘGA**  
Politechnika Wroclawska

**ROZWÓJ INFRASTRUKTURY ELEKTROENERGETYCZNEJ  
W ASPEKTCIE BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW ENERGII  
W ŚWIETLE KRAJOWYCH I UNIJNYCH REGULACJI  
PRAWNYCH**

**DEVELOPMENT OF ELECTRIC POWER INFRASTRUCTURE  
IN ASPECT OF ENERGY SUPPLY SECURITY IN LIGHT  
OF NATIONAL AND UNION LAW REGULATIONS**

**Streszczenie.** W referacie przedstawiono analizę i ocenę obowiązujących regulacji prawnych dotyczących bezpieczeństwa dostaw energii w kontekście rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej. Regulacje prawne dotyczące bezpieczeństwa dostaw energii zawarte są na poziomie unijnym w różnorodnych: dyrektywach, politykach, strategiach, komunikatach i decyzjach oraz na poziomie krajowym w różnych ustawach, rozporządzeniach, strategiach i politykach. Mają charakter wielopłaszczyznowy i dotyczą m.in. przedsiębiorstw energetycznych prowadzących koncesjonowaną działalność w obszarze: wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej.

**Summary.** In this paper, analysis and assessment in force law regulations concerned energy supply security in context of electric power development infrastructure is shown. Law regulations concerned energy supply security are contained on The European Union level in different: directives, policies, strategies, announcements and decisions and on the national level in different: acts, ordinances, strategies and policies. They have multi-plane character and concern, among other things, energy enterprises performing licensed business activity consisting in generation, transmission and distribution electricity.

**Waldemar DOŁĘGA**  
Politechnika Wroclawska

**ROZWÓJ INFRASTRUKTURY ELEKTROENERGETYCZNEJ  
W ASPEKTCIE BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW ENERGII  
W ŚWIETLE KRAJOWYCH I UNIJNYCH REGULACJI  
PRAWNYCH**

**DEVELOPMENT OF ELECTRIC POWER INFRASTRUCTURE  
IN ASPECT OF ENERGY SUPPLY SECURITY IN LIGHT  
OF NATIONAL AND UNION LAW REGULATIONS**

**Streszczenie.** W referacie przedstawiono analizę i ocenę obowiązujących regulacji prawnych dotyczących bezpieczeństwa dostaw energii w kontekście rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej. Regulacje prawne dotyczące bezpieczeństwa dostaw energii zawarte są na poziomie unijnym w różnorodnych: dyrektywach, politykach, strategiach, komunikatach i decyzjach oraz na poziomie krajowym w różnych ustawach, rozporządzeniach, strategiach i politykach. Mają charakter wielopłaszczyznowy i dotyczą m.in. przedsiębiorstw energetycznych prowadzących koncesjonowaną działalność w obszarze: wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej.

**Summary.** In this paper, analysis and assessment in force law regulations concerned energy supply security in context of electric power development infrastructure is shown. Law regulations concerned energy supply security are contained on The European Union level in different: directives, policies, strategies, announcements and decisions and on the national level in different: acts, ordinances, strategies and policies. They have multi-plane character and concern, among other things, energy enterprises performing licensed business activity consisting in generation, transmission and distribution electricity.

**Henryk KOCOT**

Politechnika Śląska, Gliwice

**ZASTĘPOWANIE LINII O NAPIĘCIU 220 KV LINIAMI 400 KV  
JAKO SPOSÓB ZWIĘKSZENIA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH  
KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO**

**REPLACEMENT OF 220 KV LINES WITH A 400 KV LINES  
AS A WAY TO INCREASE THE CAPACITY OF THE POLISH  
POWER SYSTEM**

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono możliwości zwiększenia zdolności przesyłowych systemu elektroenergetycznego poprzez wymianę napowietrznych linii elektroenergetycznych o napięciu 220 kV na linie o napięciu 400 kV. Przedstawiono wyniki analiz zastępowania linii 220 kV liniami 400 kV na trzech obszarach kraju: zachodnim, obszarze Górnego Śląska oraz w obszarze środkowo-północnym. Za każdym razem poddawano analizie kilka wariantów przebudowy. W obszarze zachodnim skupiono się głównie na możliwości zwiększenia wymiany transgranicznej. W obszarze Śląska analizowano możliwości przyjęcia przez sieć nowych mocy wytwórczych, które mogą się na tym terenie pojawić. Analiza w obszarze środkowo-północnym skupiała się na bieżących problemach w pracy sieci przesyłowej i potencjalnym pogłębieniem tych problemów po włączeniu do pracy elektrowni jądrowej.

**Summary.** The paper presents the possibility of increasing the transmission capacity of the power system through the exchange of 220 kV overhead power lines for a 400 kV lines. Results of replacement of 220 kV lines with a 400 kV lines in three areas of Poland - the western and central-north regions of Poland as well as Upper Silesia region - are described. Every time several options of reconstruction of power network were analyzed. In the western region analysis focused mainly on the possibility of increasing cross-border trade, while in the area of Silesia the possibility of increasing a network connection capacity was analyzed. In turn, analysis in the central-north region of Poland focused on current problems in the transmission network and potential deepening of these problems after connecting the nuclear power plant.



**Roman KORAB<sup>1)2)</sup>, Wojciech JAWORSKI<sup>2)</sup>,  
Karol WAWRZY尼亚K<sup>2)</sup>, Marcin JAKUBEK<sup>2)</sup>,  
Krzysztof KRÓLIKOWSKI<sup>2)</sup>**

<sup>1)</sup>Politechnika Śląska, Gliwice

<sup>2)</sup>Narodowe Centrum Badań Jądrowych, Warszawa

**ZARZĄDZANIE SYSTEMEM ELEKTROENERGETYCZNYM  
W ZAGROŻENIOWYCH STANACH PRACY  
– WPROWADZENIE CIĄGLYCH MIAR RYZYKA DO OCENY  
UKŁADU NIESPEŁNIAJĄCEGO KRYTERIUM N-1**

**MANAGEMENT OF POWER SYSTEMS IN EMERGENCY  
STATES – INTRODUCTION OF CONTINUOUS RISK  
MEASURES TO ASSESS THE SECURITY OF SYSTEMS  
NOT COMPLIANT WITH THE N-1 CRITERION**

**Streszczenie.** Stan systemu elektroenergetycznego (SEE) jest uważany za bezpieczny, jeżeli spełnione jest tzw. kryterium *N-1*. Wymaga ono takiego prowadzenia pracy SEE, aby po wyłączeniu dowolnego z elementów, jego obciążenie zostało przejęte przez pozostałe w ruchu elementy, bez przekroczenia obowiązujących ograniczeń technicznych. W artykule definiujemy stochastyczną miarę ryzyka przebywania w stanie niespełniającym kryterium *N-1*, określoną na podstawie prawdopodobieństwa zaistnienia i kosztu ewentualnego *blackoutu*, będącego następstwem kolejnych awarii. Obliczenia prowadzone są na podstawie symulacji komputerowych bazujących na dynamicznym modelu testowego SEE. W pracy przedstawiono ich wyniki i omówiono przykładowe scenariusze awarii.

**Summary.** A power system is considered to be secure, when it is compliant with the so-called *N-1* criterion. It states that after shutting down any one of its elements it will continue to operate without breaching equipment limits. In this article a stochastic risk measure for a system not meeting the *N-1* criterion is introduced. This risk measure is based on the probabilities and costs of blackouts, which may occur as a consequence of additional failures, and is calculated by the means of computer simulations utilizing a dynamic model. Some results obtained for a model power system are shown and exemplary failures are explained.

**Piotr MARCHEL, Józef PASKA**  
Politechnika Warszawska

## **MODELOWANIE NIEZAWODNOŚCI ELEKTROWNI WODNYCH**

### **RELIABILITY MODELING OF HYDRO POWER PLANTS**

**Streszczenie.** Niezawodność elektrowni wiatrowych, wodnych lub słonecznych (heliotermicznych i fotowoltaicznych) zależy nie tylko od ich struktury technologicznej i połączenia z siecią, do której dostarczają energię, ale również od warunków geoklimatycznych i hydrologicznych. Dlatego dla modelowania pracy i niezawodności elektrowni wodnych szczególnie istotne jest modelowanie dostępności energii pierwotnej, czyli przepływu i wysokości spadu.

W przypadku elektrowni wodnych zmienność dostępności energii pierwotnej ma nieco odmienny charakter niż w przypadku elektrowni wiatrowych czy słonecznych. W artykule została podjęta próba opisanego charakteru i zmienności przepływu i wysokości spadu. Przedstawiono problematykę modelowania niezawodności elektrowni wodnych. Został opracowany prosty model dostępności energii pierwotnej dla elektrowni wodnych. Uzyskane modele mogą być wykorzystane do analizy wpływu elektrowni wodnych na niezawodność systemu elektroenergetycznego.

**Summary.** Reliability of wind, water or solar (photovoltaic and solar thermal) power plants depends not only on its technological structure and network connection, to which they provide electricity, but also on the hydrological and geo-climatic conditions. Therefore, for modeling of work and reliability of hydroelectric power plants it is particularly important modeling the availability of primary energy, which is the flow and height of fall.

In the case of hydroelectric power plants variability in the availability of primary energy has a slightly different character than in the case of wind turbines or solar power plants. The article attempt to describe the nature and variability of flow and height of fall. The problems of modeling the reliability of hydroelectric power plants were presented. A simple model of the availability of primary energy for hydro power plants was developed. The resulting models can be used to analyze the impact of hydroelectric power plants on the reliability of the power system.

**Piotr MARCHEL, Józef PASKA**  
Politechnika Warszawska

## **WZROST ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ W LECIE A NIEZAWODNOŚĆ ZASILANIA ODBIORCÓW**

### **INCREASING DEMAND FOR ELECTRICITY IN SUMMER AND SUPPLY RELIABILITY OF CONSUMERS**

**Streszczenie.** Latem 2015 roku, szczególnie w sierpniu, wystąpiła w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) sytuacja konieczności wprowadzenia ograniczeń w dostawie mocy i energii elektrycznej do odbiorców – stopni zasilania. Zatem Operator Systemu Przesyłowego uznał, iż wystarczalność KSE jest zbyt niska w relacji do zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.

O niezawodności systemu elektroenergetycznego, w tym KSE, decyduje relacja pomiędzy jego zdolnością wytwórczą a zapotrzebowaniem na moc i energię elektryczną. W artykule została podjęta próba opisanie zmian jakim podlegało zapotrzebowanie na moc w ostatnich latach oraz określenia tendencji przyszłościowych. Pokazano wpływ rosnącego zapotrzebowania na moc w miesiącach letnich na niezawodność zasilania odbiorców, dla przypadku systemu elektroenergetycznego ograniczonego do podsystemu wytwórczego.

**Summary.** The summer of 2015 especially in August, appeared in the National Power System (NPS) situation of having to impose limitations in the supply of power and electricity to consumers - degrees of supply. Thus, the Transmission System Operator decided that the adequacy of the NPS is too low in relation to the demand for power and electricity.

The reliability of the power system, including NPS, is determined by the relationship between the generation capability and demand for power and electricity. The article attempt to describe the changes to which the power demand in recent years were subjected and to determine future trends. The impact of the growing power demand in the summer months on the supply reliability of the power consumers, for the case of the power system limited to the generation subsystem, has been shown.

**Józef PASKA, Karol PAWLAK, Paweł TERLIKOWSKI**  
Politechnika Warszawska

## **MOŻLIWOŚCI FINANSOWANIA BUDOWY ELEKTROWNI JĄDROWYCH**

### **FINANCING OF THE INVESTMENT IN NUCLEAR POWER PLANTS**

**Streszczenie.** Energetyka jądrowa jest dziedziną, która ma istotny wpływ zarówno na gospodarkę, jak i na funkcjonowanie rynku energii w danym państwie. Globalna gospodarka oraz rosnąca rola rachunku ekonomicznego powodują coraz większe zainteresowanie rozwojem narzędzi finansowych oraz sposobami finansowania tego rodzaju źródeł energii elektrycznej.

W artykule poruszono kwestię finansowania inwestycji związanych z budową elektrowni jądrowych. Przedstawiony został aktualny stan wybranych inwestycji w energetyce jądrowej oraz europejskie i ogólnoświatowe trendy w zakresie metod finansowania tych kapitałochłonnych inwestycji. Wskazano możliwości finansowania budowy elektrowni jądrowych nie tylko w celu osiągnięcia krótkoterminowych zysków ekonomicznych, ale także efektów długoterminowych, przyczyniających się do rozwoju gospodarki i społeczeństwa. Dokonano przeglądu stosowanych metod finansowania oraz wskazano te, które mogłyby być zastosowane w warunkach polskich.

**Summary.** Nuclear power engineering has a significant impact both on the economy and on the functioning of the electricity market in the country. The global economy and the growing impact of economic calculation result in increasing interest in the development of financial tools and ways of financing nuclear power plants.

The article discusses the issue of the financing of investments related to the construction of nuclear power plants. The current status of selected investments in nuclear power and the European and global trends in the methods of financing these capital-intensive investments were presented.

The authors suggest the possibility of financing the construction of nuclear power plants not only in order to achieve short-term economic profits but also long-term effects, contributing to the development of economy and society. A review of the applied financing methods and identification those that could be used in Polish conditions were done.

**Maksymilian PRZYGRÓDZKI<sup>1)2)</sup>, Rafał GWÓŹDŹ<sup>1)</sup>,  
Paweł CHMURSKI<sup>1)</sup>**

<sup>1)</sup>PSE Innowacje Sp. z o.o., <sup>2)</sup>Politechnika Śląska

## **MODELOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA DLA POTRZEB DŁUGOTERMINOWEGO PLANOWANIA ROZWOJU**

### **DEMAND MODELLING FOR NEEDS OF LONG TERM PLANNING**

**Streszczenie.** W artykule podjęto rozważania dotyczące odwzorowania zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) dla potrzeb długoterminowego planowania rozwoju. Przedstawione zostały aspekty budowania modelu zapotrzebowania w różnych horyzontach czasu i jego aplikacją w świetle oczekiwanych wyników. Ponadto przedstawiono możliwości dekompozycji prognozowanych wielkości globalnych do wartości węzłowych wykorzystywanych w praktycznych analizach w długoterminowej perspektywie funkcjonowania KSE.

W podsumowaniu artykułu wyszczególniono kilka ważących kwestii, których rozpatrzenie ma istotny wpływ, zarówno z punktu widzenia celowości prowadzonych analiz, jak i jakości uzyskiwanych wyników.

**Summary.** The article presents some considerations on mapping the demand for power and electricity in the National Power System (NPS) for its long term development planning. The aspects of the model-building needs in different time horizons and its application in the light of the expected results were presented. Additionally, the possibility of decomposition of the projected global demand value to nodal values used in practical analyzes of NPS long term development planning was described.

In summary of the article, several important issues to examine were listed. It focuses on the issues, which are important both: from the point of view of the purposefulness of the analyzes and the quality of their results.

**Maksymilian PRZYGRÓDZKI<sup>1)3)</sup>, Wojciech LUBICKI<sup>2)3)</sup>**

<sup>1)</sup>PSE Innowacje Sp. z o.o., <sup>2)</sup>PSE Inwestycje S.A., <sup>3)</sup>Politechnika Śląska

## **MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA PROBABILISTYCZNEGO ROZPŁYWU MOCY W REALIZACJI ZADANIA PLANOWANIA ROZWOJU**

### **POSSIBILITY OF PROBABILISTIC POWER FLOW USE DURING TRANSMISSION PLANNING TASK REALISATION**

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono teoretyczne podstawy sformułowania i rozwiązania probabilistycznego rozptywu mocy (PRM). W szczególności skupiono się na metodzie kumulant, która należy do metod analitycznych stosowanych w modelowaniu PRM. Na tle przedstawionej metody zarysowano kilka programów, w których udostępniono możliwości stosowania PRM. Wykorzystując wiedzę i zasady formułowania PRM w artykule podjęto dyskusję nad możliwościami zastosowania PRM w procesie planowania rozwoju. W szczególności odniesiono się do kryteriów decyzyjnych stosowanych w tym procesie i zadań jakie można rozpatrzeć przy wykorzystaniu PRM.

Konkludując wskazano zastosowanie podejścia probabilistycznego do analiz wystarczalności mocy wytwórczych oraz w zakresie analiz sieciowych. Szeroki zakres wyników uzyskiwanych tym sposobem pozwala na ocenę ryzyka i uwzględnienie wartości krytycznych, zarówno po stronie wymagań technicznych, jak i w zakresie wyborów i uzasadnienia działań ekonomicznych.

**Summary.** The article presents the theoretical basis for formulating and solving probabilistic power flow (PPF). In particular, article is focused on the cumulant method which belongs to the analytical methods used in modeling PPF. Against the background of method presented there are outlined several programs in which was identified any possibility for the use of PPF. Using the knowledge and principles of formulating PPF article presents discussion on the possibilities of the PPF use in development planning process. In particular, reference is made to the decision criteria implemented in the process and tasks that may be considered with usage of PPF.

In conclusion there is indicated the use of probabilistic approach to the analysis of the adequacy of generation capacity and in terms of network analyzes. A wide range of results obtained allows for a risk assessment and taking into account the critical value of both the technical requirements as well as in the selection and justification of economic activity (solutions).

## INDEKS AUTORÓW

Jerzy Andruszkiewicz .....	7	Józef Lorenc .....	7
Waldemar Borowiak .....	7	Wojciech Lubicki .....	108
Paweł Bućko .....	19	Piotr Marchel .....	65, 74
Paweł Chmurski .....	97	Artur Michalski .....	7
Waldemar Dołęga .....	31	Adrian Miller .....	19
Rafał Gwóźdź .....	97	Józef Paska .....	65, 74, 85
Marcin Jakubek .....	51	Karol Pawlak .....	85
Wojciech Jaworski .....	51	Maksymilian Przygodzki .	97, 108
Henryk Kocot .....	43	Izabela Sadowska .....	19
Roman Korab .....	51	Paweł Terlikowski .....	85
Krzysztof Królikowski .....	51	Karol Wawrzyniak .....	51

## INDEKS RECENZENTÓW

Prof. dr hab. inż. Józef Paska .....	19
Prof. dr hab. inż. Artur Wilczyński .....	43
Dr hab. inż. Paweł Bućko .....	7
Dr hab. inż. Piotr Miller, prof. PL.....	108
Dr hab. inż. Tomasz Popławski prof. PCz.....	51, 97
Dr hab. inż. Maksymilian Przygodzki .....	31
Dr inż. Elżbieta Niewiedział .....	85
Dr inż. Szymon Ciura .....	65, 74



# Energia w dobrych rękach

Jesteśmy operatorem elektroenergetycznego systemu przesyłowego w Polsce. Naszym celem jest zapewnienie niezawodnej pracy sieci przesyłowej i dostaw energii elektrycznej do wszystkich regionów kraju. Świadczymy usługi w oparciu o zasady TPA - równego dostępu do infrastruktury sieciowej oraz z poszanowaniem środowiska naturalnego. Jesteśmy właścicielem ponad 14 000 km linii oraz 106 stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć. Odpowiadamy za utrzymanie, eksploatację i rozwój systemu przesyłowego, co ma bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Polski. Należymy do Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej ENTSO-E - stowarzyszenia zrzeszającego operatorów systemów przesyłowych z 34 krajów.