

## Minimalizacja opłat za moc umowną odbiorcy zasilanego z sieci wysokiego napięcia

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono problem decyzyjny wyboru optymalnej wartości mocy umownej minimalizującej wszystkie roczne opłaty związane z zakupem usługi dystrybucji energii elektrycznej obejmującej moc umowną dla odbiorcy rozliczanego wg taryf z grupy A2x. Po wstępnym sformułowaniu zagadnienia decyzyjnego przedstawiono metodologię analitycznego podejmowania decyzji, która posłużyła do zaproponowania nowej metody rozwiązania przedmiotowego problemu decyzyjnego. Metoda ta obejmuje: budowę modelu optymalizacyjnego problemu decyzyjnego, wykorzystanie optymalizacji jednokryterialnej jako sposobu analizy modelu decyzyjnego oraz zastosowanie analizy scenariuszowej wspierającej podejmowanie decyzji w warunkach ryzyka. Dla przykładowych danych obejmujących obiekt zasilany energią elektryczną i rozliczany wg taryfy A23 dokonano obliczenia optymalnej wartości mocy umownej.

**Abstract.** The paper deals with a new method of solving decision problem of selecting an optimal value of maximum demand limit which minimizes a yearly network demand charge for electricity distribution service of a customer supplied from a high voltage network. In the beginning both: formulation of the decision problem and analytical decision making methodology were discussed. Then a concept of the new method of solving the decision-making problem was presented. The new method includes: building a optimization model, using single criteria optimization as a method of the model analysis and using a scenario analysis for supporting decision-making process which involves risk. The proposed new method has been applied to a real life problem with selecting an optimal value of maximum demand limit which minimizes yearly charges of a customer accounted by the A23 - high voltage tariff. (**Minimization of a yearly network demand charge for a customer supplied from a high voltage network**).

**Słowa kluczowe:** gospodarka elektroenergetyczna, minimalizacja opłat za moc umowną, optymalizacja jednokryterialna, decyzja w warunkach ryzyka.

**Keywords** energy management, minimization of an electricity fee, single criteria optimization, decision under risk.

doi:10.12915/pe.2014.07.07

### Sformułowanie problemu decyzyjnego

W pracy [1] przedstawiono problem decyzyjny wyboru optymalnej wartości mocy umownej minimalizującej wszystkie roczne opłaty związane z zakupem usługi dystrybucji energii elektrycznej obejmującej moc umowną dla odbiorcy rozliczanego wg taryf z grupy B2x. Niniejsza praca stanowi kontynuację badań nad modelowaniem i rozwiązywaniem problemów decyzyjnych współczesnej gospodarki elektroenergetycznej i podejmuje problem decyzyjny wyboru optymalnej wartości mocy umownej minimalizującej wszystkie roczne opłaty związane z zakupem usługi dystrybucji energii elektrycznej obejmującej moc umowną dla odbiorcy zasilanego z sieci wysokiego napięcia (WN) i rozliczanego wg taryf z grupy A2x.

Faktura za usługę dystrybucji energii elektrycznej dużego odbiorcy zasilanego z sieci wysokiego napięcia (czyli rozliczanego wg taryf z grupy A2x: A21, A22, A23) [2] obejmuje również składnik za moc umowną, zdefiniowaną następująco: „Moc umowna – moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w umowie dystrybucji energii elektrycznej albo umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna, wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15-minutowych.”

Zatem każdy odbiorca energii elektrycznej rozliczany z usługi dystrybucyjnej wg taryf z grupy A2x musi określić wartość mocy umownej. Taką możliwość ma dokładnie raz w roku rozliczeniowym. Określenie optymalnej wartości mocy umownej jest dość ważne gdyż niesie za sobą poważne konsekwencje finansowe. Jeśli poziom mocy umownej zostanie określony na zbyt niskiej wartości to mogą w ciągu roku zdarzać się przekroczenia mocy umownej (i towarzyszące im wysokie kary finansowe), jeśli zaś ten poziom zostanie określony za wysoko to nigdy może nie dojść do przekroczenia mocy umownej (a zatem też nie będą płacone kary), ale za to przez cały rok płacimy wysoką opłatę stałą.

Dla odbiorców rozliczanych wg taryf z grupy A2x regułą jest, że okresem obrotowym jest okres dziesięciu dni (tzw. dekada) [2]. Część faktury za usługę dystrybucji zawierająca tylko opłaty za moc umowną oraz za

ewentualne kary za jej przekroczenie w okresie obrotowym dekady, dla  $j$ -tej dekady w roku obejmuje [2]:

$$(1) \quad O_{mj} = c \cdot (S_{SVn} \cdot P + S_{Op} \cdot P) + O_{\Delta Pj}$$

gdzie:  $O_{mj}$  – całość opłat za moc umowną w  $j$ -tej dekadzie roku,  $c$  – współczynnik proporcjonalności czasu trwania okresu obrotowego (w tym przypadku dekady) do okresu miesiąca (czyli dla dekady  $c = 1/3$ ),  $P$  – wartość mocy umownej zamówionej na bieżący rok obrotowy z uwzględnieniem współczynników korygujących określonych w umowie danego odbiorcy, w kW,  $S_{SVn}$  – składnik stały stawki sieciowej, w zł/kW/miesiąc,  $S_{Op}$  – stawka opłaty przejściowej, w zł/kW/miesiąc,  $O_{\Delta Pj}$  – opłata za przekroczenie mocy umownej w  $j$ -tej dekadzie roku zdefiniowana następująco [2]:

„4.2.8 Za przekroczenie, w okresie rozliczeniowym, mocy umownej, o której mowa w pkt 2.3 Taryfy, określonej w umowie pobierana jest opłata w wysokości stanowiącej iloczyn składnika stałego stawki sieciowej i:

a) sumy 10 największych wielkości nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną lub

b) dziesięciokrotności maksymalnej wielkości nadwyżki mocy pobranej ponad moc umowną, wyznaczoną w okresie rozliczeniowym, jeżeli urządzenia pomiarowe nie pozwalają na zastosowanie sposobu wskazanego w pkt. a).

4.2.9 W przypadku gdy okres rozliczeniowy jest krótszy niż 1 miesiąc, do obliczania opłaty, o której mowa w pkt 4.2.8, składnik stały stawki sieciowej (ustalony w taryfie w zł/kW/m-c) należy przyjmować w wysokości proporcjonalnej do długości trwania okresu rozliczeniowego.”

Dla odbiorców przyłączonych do sieci wysokiego napięcia standardem jest urządzenie pomiarowe rejestrujące wszystkie 15-minutowki w okresie obrotowym zatem podstawą rozliczenia jest punkt 4.2.8 a). Istotnym problemem jest dobór optymalnej wartości mocy umownej  $x$ , jaką należy zamówić na najbliższy rok aby zminimalizować wszystkie opłaty związane z jej zakupem bazując jedynie na danych historycznych obejmujących znajomość krzywej obciążenia

z lat wcześniejszych oraz prognozach obciążenia na najbliższy rok obrachunkowy. Dla wielu odbiorców występuje duża zmienność obciążenia mocą w okresie całego roku skutkująca dużymi różnicami pomiędzy wartościami maksymalnymi w okresach dużego oraz mniejszego obciążenia i to właśnie jest powodem, że dobór zamawianej wartości mocy umownej nie jest łatwy. Dodatkowo należy brać pod uwagę techniczne parametry układu pomiarowego – moc umowna nie może być mniejsza od mocy wymaganej ze względu na własności metrologiczne zainstalowanych w układzie pomiarowo-rozliczeniowym przekładników prądowych i liczników energii elektrycznej [2].

W Polsce istnieje kilkadziesiąt firm świadczących usługi dystrybucji energii elektrycznej (np.: Enea Operator Sp. z o.o. [3], ENION S.A. [4], PGE Dystrybucja Rzeszów sp. z o.o. [2]). We wszystkich tych firmach opłaty za moc umowną są rozliczane według tego samego sposobu (występują jedynie różnice w stosowanych stawkach taryfowych). W przypadku PGE Dystrybucja Rzeszów sp. z o.o. zamówienia mocy umownej na kolejny rok kalendarzowy należy dokonać do 31 października. Każde zmniejszenie wartości mocy umownej dokonane w innym terminie niż powyższy jest możliwe, jednak skutkuje dodatkowymi opłatami w ciągu okresu roku kalendarzowego objętego korektą.

Na świecie istnieje dużo większe zróżnicowanie sposobów rozliczania usługi dystrybucji dla dużych odbiorców energii elektrycznej zasilanych z sieci wysokiego napięcia. Dokładna analiza sposobów opłat za moc umowną w różnych krajach wykracza poza tematykę tego artykułu, należałoby jednak wspomnieć, że są kraje gdzie takowa moc umowna jest zamawiana w kVA (np. w części Chin [5], w Indiach [6], [7], Australii [8], czy też w Republice Południowej Afryki [9]), zaś dodatkową opłatą za przekroczenie mocy umownej jest naliczana w różny sposób (np.: w zależności od strefy czasowej w której nastąpiło przekroczenie mocy umownej [5]). Również przyjęty do rozliczeń czas uśredniania mocy może być inny niż w Polsce, np.: 30 min [9]. Stawka opłaty za moc umowną może też zmieniać się w zależności od wartości mocy umownej. Jeden z operatorów systemu dystrybucji ze Stanów Zjednoczonych [10] zróżnicował stawki na trzy poziomy mocy (najwyższa stawka jest dla mocy do 100 kW, średnia dla zakresu mocy od 100 do 400 kW, najniższa powyżej 400 kW; zatem zamawiając moc powyżej 400 kW należy w całkowitej opłacie za moc umowną uwzględnić wszystkie trzy stawki).

Wracając do warunków polskich to najczęściej decydenci zajmujący się gospodarką elektroenergetyczną danego odbiorcy dobierali moc umowną na podstawie kryterium niedopuszczania do przekroczenia mocy umownej w żadnym miesiącu roku, aby nie płacić dodatkowych kar finansowych. Rządziej właściwą wartość mocy umownej dobierano na podstawie symulacji (dla kilku wybranych wartości mocy umownej) całkowitych kosztów związanych z zakupem mocy umownej. W pracy [11] omówiono ogólnie zależności wartości optymalnej mocy umownej od wybranych parametrów taryf rozliczeniowych. Należy dodać, że w żadnej pracy nie przedstawiono metodyki podejmowania decyzji wyboru optymalnej wartości mocy umownej odbiorców rozliczanych wg taryf z grupy A2x oraz nie podano modeli matematycznych opisujących tę sytuację decyzyjną.

W niniejszym artykule zaproponowano wykorzystanie analitycznego podejmowania decyzji oraz optymalizacji jednokryterialnej jako metody analizy modelu decyzyjnego do rozwiązania zagadnienia doboru optymalnej mocy umownej minimalizującej wszystkie koszty zakupu mocy

umownej odbiorcy rozliczającego zakup usługi dystrybucji energii elektrycznej wg taryf z grupy A2x.

### Metoda analitycznego podejmowania decyzji

Celem analitycznego podejmowania decyzji jest dostarczenie decydentowi metody oraz komputerowych narzędzi, umożliwiających mu rozwiązanie problemu decyzyjnego.

Etapy analitycznego podejmowania decyzji obejmują [12]:

1. modelowanie sytuacji decyzyjnej
2. różnorodne analizy modelu:
  - symulacja: prosta i odwrotna
  - optymalizacja: jednokryterialna i wielokryterialna
  - wielokryterialna analiza modelu
3. uwzględnienie braku pełnej informacji dotyczącej przyszłości
4. podjęcie decyzji

Do rozwiązania przedmiotowego zagadnienia zostanie zbudowany model optymalizacyjny bazujący na danych historycznych (obejmujących informacje o maksymalnych 15-minutowkach we wszystkich analizowanych dekadach roku). Jak łatwo zauważyć ostateczna decyzja wyboru optymalnej mocy umownej dotyczy przyszłości (następny rok kalendarzowy) zatem kluczowym staje się uwzględnienie braku pełnej informacji dotyczącej wybranych parametrów modelu. Jako narzędzie wspierające podejmowanie decyzji w warunkach braku pełnej informacji wybrano analizę ryzyka opartą na metodzie scenariuszowej.

### Model matematyczny problemu decyzyjnego

Problem decyzyjny dotyczy określenia optymalnej wartości mocy umownej dla danego odbiorcy energii elektrycznej aby zminimalizować opłatę za moc umowną w okresie następnego roku kalendarzowego. W związku z tym, że standardowym urządzeniem pomiarowym na poziomie wysokiego napięcia jest rejestrator wszystkich 15-minutówek w okresie obrachunkowym, poniżej zdefiniowano model matematyczny dla tej sytuacji decyzyjnej.

I tak dla tego sposobu rozliczania opłata za przekroczenie mocy umownej w okresie rozliczeniowym jest zdefiniowana zgodnie z wcześniej cytowanym punktem 4.2.8. i 4.2.9. taryfy [2]. Mamy więc:

- Zmienna decyzyjna to wartość mocy umownej  $x$  zamawianej na najbliższe 12 miesięcy. Z [2] wynika, że owa wartość musi być liczbą całkowitą, większą bądź równą 41, zatem:  $x \geq 41$  oraz  $x \in \mathbb{Z}$ . Zakładamy ponadto, że wszystkie warunki związane z układem pomiarowo-rozliczeniowym (możliwość pomiaru tej wartości mocy) są spełnione.
- Minimalizowana funkcja celu obejmująca wszystkie roczne opłaty zakupu usługi dystrybucji związane z mocą umowną:

$$(2) \quad O_{mr} = 12 \cdot b \cdot x \cdot (S_{SVn} + S_{Op}) + \sum_{i=1}^{360} O_{\Delta Pi}$$

gdzie:  $b$  - współczynnik korygujący określony w umowie danego odbiorcy, oraz

$$(3) \quad O_{\Delta Pi} = \begin{cases} (a_i - x) \cdot c \cdot S_{SVn} & \text{gd}y \ a_i > x \\ 0 & \text{gd}y \ a_i \leq x \end{cases}$$

gdzie:  $c$  – współczynnik określony w punkcie 4.2.9 taryfy [2] (dla okresu rozliczeniowego równego 10 dni  $c = 1/3$ ),  $a_i$  – to trzysta sześćdziesiąt 15-minutówek, po dziesięć największych 15-minutówek w okresie każdej dekady

obrachunkowej w danym roku kalendarzowym,  $i = 1..360$ ; ( $a_i$  – największa 15-minutowka w pierwszej dekadzie obrachunkowej, ...,  $a_{10}$  – dziesiąta największa 15-minutowka w pierwszej dekadzie obrachunkowej,  $a_{11}$  – największa 15-minutowka w drugiej dekadzie obrachunkowej, ...,  $a_{360}$  – dziesiąta największa 15-minutowka w trzydziestej szóstej dekadzie obrachunkowej roku). Każda z tych 15-minutówek jest obliczana w sposób ściśle określony w taryfie [2] jako: „wartość maksymalna, wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15-minutowych”. Zatem mamy problemem optymalizacji jednokryterialnej zdefiniowanym następująco:

$$(4) \quad 12 \cdot b \cdot x \cdot (S_{SVn} + S_{Op}) + \sum_{i=1}^{360} O_{\Delta P_i} \rightarrow \min$$

$p.o. \quad x \geq 41, x \in Z$

którego rozwiązanie wskaże optymalną wartość mocy umownej za analizowany okres roku. Powyższy model matematyczny (4) został zaimplementowany w języku modelowania optymalizacyjnego AMPL [13].

### Uwzględnienie braku pełnej informacji dotyczącej przyszłości

Jednak decyzja wyboru wartości mocy umownej dotyczy najbliższego roku umownego (czyli nieznannej przyszłości) w którym obciążenie jest nieznane (może być bardzo odmienne od obciążenia dotychczasowego - znanego). Zatem część parametrów modelu (4) jest nieznana (nieznane są wszystkie wartości  $a_i, i=1..360$ ).

Jako narzędzie wspierające podejmowanie decyzji w warunkach braku pełnej informacji dotyczącej przyszłości wybrano analizę ryzyka opartą na metodzie scenariuszowej.

Przyjmijmy, że obciążenie odbiorcy w najbliższym roku obrachunkowym może zostać opisane  $k \in K$  scenariuszami, które określono z prawdopodobieństwem wystąpienia  $p_k$ . Zatem wartość oczekiwaną każdej 15-minutowki obciążenia w najbliższym roku można obliczyć następująco:

$$(5) \quad E(P_{15n}) = \sum_{k=1}^K (P_{15n,k} \cdot p_k) \quad \forall n \in 1..N$$

gdzie:  $E(P_{15n})$  – to wartość oczekiwana  $n$ -tej w przyszłym roku kalendarzowym 15-minutowki,  $N$  – to liczba 15-minutówek w roku (czyli 35 040),  $P_{15n,k}$  – to wartość  $n$ -tej w przyszłym roku kalendarzowym 15-minutowki w  $k$ -tym scenariuszu obciążenia.

Zatem z wykorzystaniem wzoru (5) można obliczyć wartość oczekiwaną obciążenia danego odbiorcy w całym przyszłym roku kalendarzowym oraz z wykorzystaniem modelu (4) obliczyć optymalną wartość oczekiwaną mocy umownej na przyszły rok dla tego odbiorcy.

### Dane do modelu

Obliczenia przeprowadzono dla odbiorcy rozliczanego wg taryfy A23 który jest podłączony do sieci PGE Dystrybucja Rzeszów sp. z o.o. Dane historyczne obejmujące wartości wszystkich 15-minutówek w przedziale czasowym roku: od października 2009 do września 2010 posłużyły do stworzenia scenariuszy obciążenia dla roku 2011.

I tak – zgodnie z [2] – obliczono wartość maksymalną, wyznaczaną w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15-minutowych. Dla każdej

dekady obrachunkowej wyznaczono dziesięć największych wartości, które przedstawiono na rysunku 1. Wartości tych 15-minutówek posłużyły do budowy trzech scenariuszy obciążenia dla roku 2011.

Jak łatwo zauważyć z rysunku 1 dla tego odbiorcy występuje dość zróżnicowany maksymalny pobór mocy w poszczególnych dekadach roku. Dodatkowo można zauważyć w 14 dekadzie roku (czyli w okresie od 11 do 20 maja 2010 r) miało miejsce duże zwiększenie pobieranej mocy. Było to związane z awarią zakładowego generatora i potrzebą zapewnienia zasilania wszystkich odbiorników tylko z wykorzystaniem sieci zewnętrznej. Zatem pytanie o optymalny poziom mocy umownej z uwzględnieniem różnych awaryjnych scenariuszy zasilania jest bardzo zasadne.

Jako, że przykładowy odbiorca energii elektrycznej jest podłączony do sieci PGE Dystrybucja Rzeszów sp. z o.o wykorzystano dane z jej taryfy [2] przyjmując dla modelu:  $S_{SVn} = 9,50$  zł/kW/miesiąc,  $S_{Op} = 6,25$  zł/kW/miesiąc (dane z października 2010, ceny netto, bez podatku VAT). Dodatkowo ze względu na pewność zasilania przyjęto współczynnik  $b = 1,05$ .

### Analiza scenariuszowa wspierająca podejmowanie decyzji w warunkach ryzyka

W wyniku przeprowadzonych rozmów z decydem – osobą zarządzającą energią dla tego odbiorcy – zidentyfikowano trzy ( $k=3$ ) możliwe scenariusze przyszłego obciążenia odbiorcy. Każdemu z tych scenariuszy przyporządkowano subiektywnie określone przez decydenta prawdopodobieństwo jego wystąpienia. I tak mamy:

- Scenariusz umiarkowanego rozwoju - najbardziej prawdopodobny - związany z dołączeniem nowych odbiorników od sierpnia 2011: wzrost obciążenia w stosunku do danych bazowych: o 1 MW od sierpnia do grudnia, dodatkowo założono brak awarii w okresie całego roku 2011,  $k=1, p_1=0,6$ ,
- Scenariusz kontynuacji: obciążenie dla całego roku identyczne jak w scenariuszu bazowym, czyli założono możliwość zaistnienia jednej awarii w okresie całego roku 2011,  $k=2, p_2=0,25$ ,
- Scenariusz pesymistyczny związany z możliwymi wyłączeniami części hal produkcyjnych od lipca 2011: spadek obciążenia w stosunku do danych bazowych o 2 MW od miesiąca lipca, dodatkowo założono brak awarii w okresie całego roku 2011,  $k=3, p_3=0,15$ .

Jako dane bazowe przyjęto obciążenia historyczne za ostatni rok – rysunek 1. Dalej dla przyjętych scenariuszy oraz odpowiadających im prawdopodobieństw obliczono wartość oczekiwaną obciążenia 15-minutowego dla dziesięciu największych wartości w każdej dekadzie obrachunkowej (rysunek 2). Wartości te posłużyły jako dane do obliczenia wartości oczekiwanej optymalnej mocy umownej dla roku kalendarzowego 2011 dla modelu (4).

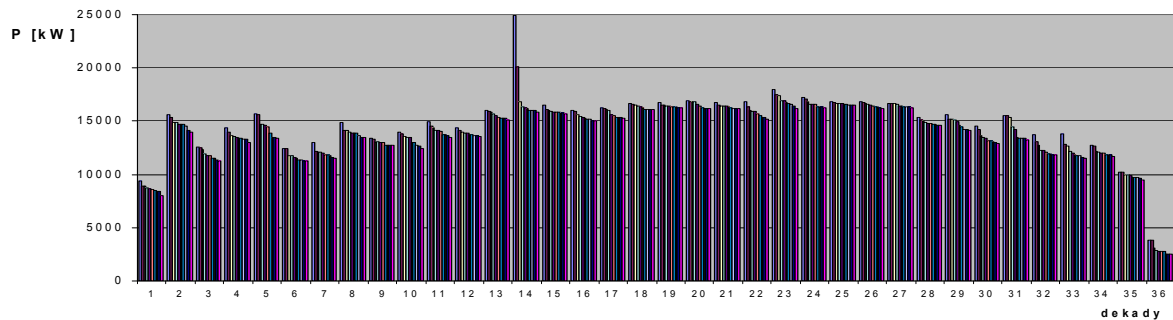
### Wyniki optymalizacji

Obliczenia przeprowadzono z wykorzystaniem środowiska optymalizacyjnego AMPL Studio [14], jako solver do zadań optymalizacji całkowitoliczbowej nieliniowej wykorzystano solver MINLP dostępny na stronie internetowej „NEOS Server for Optimization” [15].

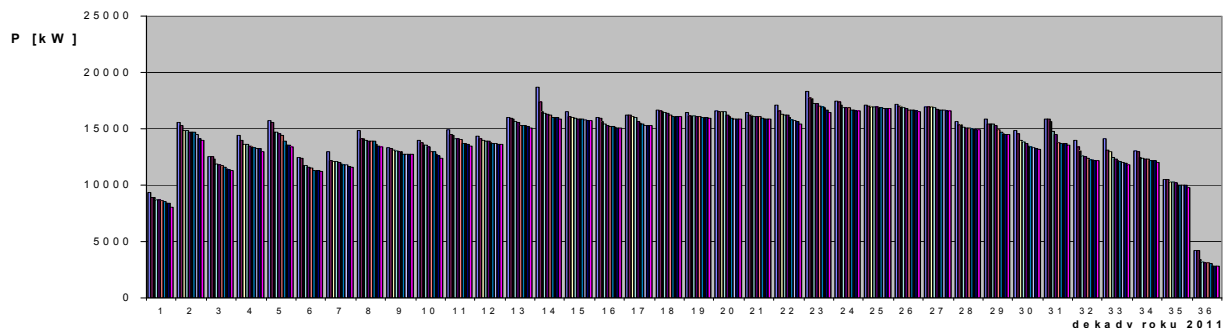
Otrzymało następujące rozwiązanie:  $x = 16\,460$  kW, oraz wartość oczekiwaną wszystkich kosztów związanych z zamówieniem mocy umownej dla całego 2011 roku:  $O_m 2011 = 3\,354\,989$  zł (bez VAT). Jednocześnie przy zamówieniu mocy umownej zgodnie z obliczoną wartością optymalną w roku 2011 nastąpi 62 razy przekroczenie mocy umownej i związane z tym przekroczeniem dodatkowe opłaty. Pomimo

tych kilkudziesięciu przekroczeń mocy i dodatkowych karnych opłat optymalna wartość mocy umownej gwarantuje najniższe koszty związane z zamówieniem mocy umownej w horyzoncie całego 2011 roku. W wyniku przeprowadzonych dodatkowych obliczeń optymalizacyjnych stwierdzono, że awaryjne znaczne

przekroczenia mocy umownej (1-2 razy w roku, podobne w wielkości przekroczenia mocy umownej do awarii z 2010 roku) nie wpływają znacząco na wartość optymalnej mocy umownej – jednak dość znacząco wpływają na całość opłat (bardzo wysokie karne opłaty za te kilkukrotne znaczne przekroczenia mocy umownej).



Rys. 1. Dane historyczne obejmujące 10 największych wartości mocy 15-minutowych dla każdej dekady obrachunkowej roku obliczone zgodnie z [2] dla przykładowego odbiorcy rozliczanego wg taryfy A23 – jednocześnie są to dane bazowe do budowy scenariuszy obciążenia dla roku 2011



Rys. 2. Wartości oczekiwane obciążenia obejmujące 10 największych wartości mocy 15-minutowych dla każdej dekady obrachunkowej 2011 roku przykładowego odbiorcy rozliczanego wg taryfy A23

## Podsumowanie

W artykule przedstawiono wykorzystanie metody analitycznego podejmowania decyzji oraz optymalizacji jednokryterialnej jako metody analizy modelu decyzyjnego do rozwiązania zagadnienia doboru optymalnej wartości mocy umownej minimalizującej wszystkie koszty zakupu mocy umownej odbiorcy rozliczającego zakup usługi dystrybucji energii elektrycznej wg taryf z grupy A2x. Po wstępnym sformułowaniu zagadnienia decyzyjnego przedstawiono metodologię analitycznego podejmowania decyzji, która posłużyła do zaproponowania nowej metody rozwiązania przedmiotowego problemu decyzyjnego. Metoda ta obejmuje: (1) budowę modelu optymalizacyjnego problemu decyzyjnego, (2) wykorzystanie optymalizacji jednokryterialnej jako sposobu analizy modelu decyzyjnego, oraz (3) zastosowanie analizy scenariuszowej wspierającej podejmowanie decyzji w warunkach ryzyka. Opracowaną nową metodę wykorzystano do realizacji konkretnych obliczeń praktycznych dla odbiorcy rozliczanego wg taryfy A23. Proponowana metoda rozwiązania przedmiotowego zagadnienia może być stosowana do wszystkich typów odbiorców rozliczanych wg taryf A2x niezależnie od kształtu ich krzywej obciążenia rocznego.

## LITERATURA

- [1] Bewszko T.: Minimalizacja opłat za moc umowną odbiorcy zasilanego z sieci średniego napięcia, PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY, 87 (2011), nr. 8, 12-15
- [2] Taryfa Operatora Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego PGE Dystrybucja Rzeszów sp. z o.o., Rzeszów 2010, [www.pge-dystrybucja-rzeszow.pl/](http://www.pge-dystrybucja-rzeszow.pl/)

- [3] Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej ENEA Operator Sp. z o.o. , 2010, [www.operator.enea.pl/](http://www.operator.enea.pl/)
- [4] Taryfa ENION S.A. , 2010, <http://www.enion.pl>
- [5] Large Power Tariff, CLP, 2011, <https://www.clponline.com.hk>
- [6] ELECTRIC POWER TARIFF-2010, Electricity Supply Company Ltd, <http://www.bescom.org>
- [7] TARIFF SCHEDULE, TARIFF FOR SUPPLY OF ELECTRICITY AT LOW TENSION, HIGH TENSION, AND EXTRA HIGH TENSION, 2009, <http://www.uqvcl.com>
- [8] ActewAGL Distribution Statement of Tariffs and Tariff Classes 2010/11, June 2010, <http://www.actewagl.com.au>
- [9] Eskom Tariffs and Charges, Eskom, 2011, <http://www.eskom.co.za>
- [10] Large Commercial and Industrial Service, NorthWest Energy, 2011, <http://www.northwesternenergy.com>
- [11] Paska, J.: *Ekonomia w elektroenergetyce*. Oficyna Wydawnicza PW, Warszawa 2007
- [12] Makowski, M., A structured modeling technology, *European Journal of Operational Research*, Volume 166, Issue 3, *Advances in Complex Systems Modeling*, 2005, 615-648
- [13] Fourer R., Gay D., Kernighan B.: *AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming*, 2nd Edition, The Scientific Press, 2003
- [14] *AMPL Studio User Manual*, OptiRisk Systems, 2008, <http://www.optirisk-systems.com>
- [15] *NEOS Server for Optimization*, 2012, <http://neos.mcs.anl.gov/>

Autor: dr inż. Tadeusz Bewszko, Politechnika Rzeszowska, Wydział Elektrotechniki i Informatyki, Katedra Energoelektroniki i Elektroenergetyki, ul. Pola 2, 35-959 Rzeszów. E-mail: [tbewszko@prz.edu.pl](mailto:tbewszko@prz.edu.pl).