

Piotr BIAŁEK\*, Ryszard FRĄCKOWIAK\*\*, Tomasz GAŁAN\*

## GRAFIKI OBCIĄŻENIA ELEKTRYCZNEGO PROFILI STANDARDOWYCH DLA ODBIORCÓW ZALICZANYCH DO GRUPY GOSPODARSTW DOMOWYCH

W artykule zostaną zaprezentowane wybrane wyniki badań profili standardowych dla odbiorców indywidualnych, rozliczających się za energię elektryczną według grup taryfowych G. W analizie uwzględniono profile dla trzech lat ich opracowania (2014, 2015, 2017). Bazą dla przedmiotowych badań jest ogólnodostępna informacja o profilach standardowych zamieszczona na stronach internetowych ENEA Operator Sp. z o.o. W świetle doniesień medialnych o planowanej zmianie dotyczącej przyjętych godzin wschodu i zachodu Słońca (zachowanie czasu letniego przez cały rok) odniesiono się także do wpływu takiej zmiany na grafik obciążenia badanych odbiorców.

Badania przeprowadzono na przygotowanych do tego celu autorskich narzędzi informatycznych zaprojektowanych w arkuszu kalkulacyjnym.

SŁOWA KLUCZOWE: profil standardowy, wschód i zachód słońca, wpływ czynników zewnętrznych.

### 1. WSTĘP

Analiza obciążeń elektroenergetycznych jest zagadnieniem ustawicznie rozwijanym i aktualizowanym w branży elektroenergetycznej. Istotnym zagadnieniem z punktu widzenia rozwoju rynku energii elektrycznej jest prognoza średniego zużycia energii elektrycznej przez poszczególne grupy odbiorców w systemie elektroenergetycznym na okresy przyszłe. Dobra znajomość czynników kształtujących grafiki obciążenia pozwala na opracowanie dokładniejszej prognozy [1]. Spółki pełniące w systemie elektroenergetycznym funkcję Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (dalej OSD), na podstawie posiadanych danych pomiarowych, opracowują tzw. średnie grafiki obciążenia elektrycznego - profile standardowe - dla poszczególnych grup odbiorców (grupy taryfowe). Poprzez „standardowe profile zużycia energii” rozumie się zestawienie (zbiór) wskaźników określających wagę pobranej energii elektrycznej w poszczególnych godzinach doby w roku kalendarzowym [2].

---

\* ENEA Operator Sp. z o.o.

\*\* Politechnika Poznańska

Przedmiotowe dane publikowane są ogólnie dostępne na stronach internetowych - zawarte są w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej OSD, która określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnej oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej, a także zasady bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

Standardowe profile są wyznaczone na podstawie pomierzonych dobowych zmienności obciążeń u odbiorców kontrolnych, objętych pomiarami spośród odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o mocy umownej nie większej niż 40 kW, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. Profile te przydzielane są Uczestnikom Rynku Detalicznego typu odbiorca (dalej URD<sub>O</sub>), których układy pomiarowo-rozliczeniowe nie pozwalają na rejestrację profilu zużycia w ustalonych przez OSD okresach uśredniania. Kryterium przydzielania odpowiedniego standardowego profilu zużycia jest grupa taryfowa do której dany URD<sub>O</sub> jest zakwalifikowany.

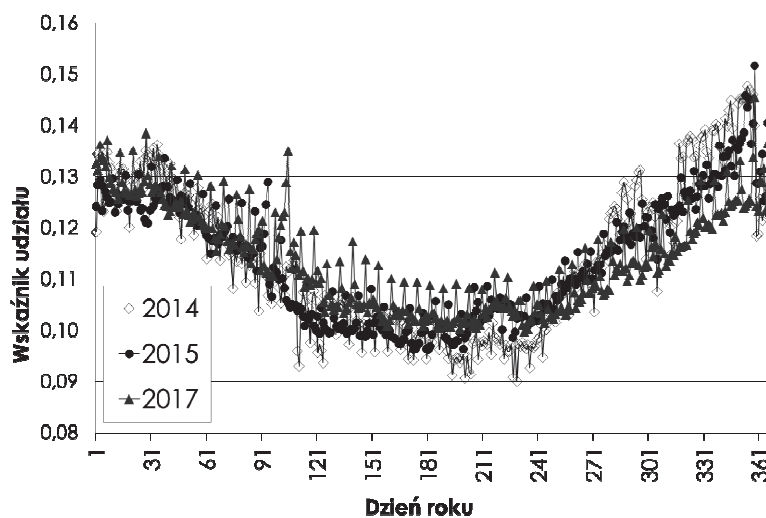
Przydzielony URD<sub>O</sub> standardowy profil zużycia, jest przyjmowany przez Uczestników Rynku Bilansującego do prowadzenia bilansowania handlowego, zgodnie z zapisami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej i Dystrybucyjnej a także przez Sprzedawców do określania niezbilansowania energii elektrycznej oraz jego rozliczania. Na podstawie przydzielonych URD<sub>O</sub> standardowych profili, OSD wyznacza w każdej godzinie sumaryczną ilość energii rzeczywistej pobranej przez wszystkich URD<sub>O</sub>, dla których dany Sprzedawca prowadzi sprzedaż energii elektrycznej [2].

W artykule zostaną zaprezentowane wybrane wyniki badań profili standardowych dla odbiorców typu gospodarstwa domowe (rozliczających się według taryfy G) opracowanych dla roku 2017 oraz w celach porównawczych dla 2014 i 2015 roku [3]. Badania przeprowadzono za pomocą opracowanego do tego celu skoroszytu w arkuszu kalkulacyjnym wspomagającym analizę obciążeń wraz z wyznaczaniem wskaźników charakteryzujących przebieg (w tym: wartości średnie, ekstremalne dla różnych przedziałów czasowych, współczynnik korelacji, itp ...) [4].

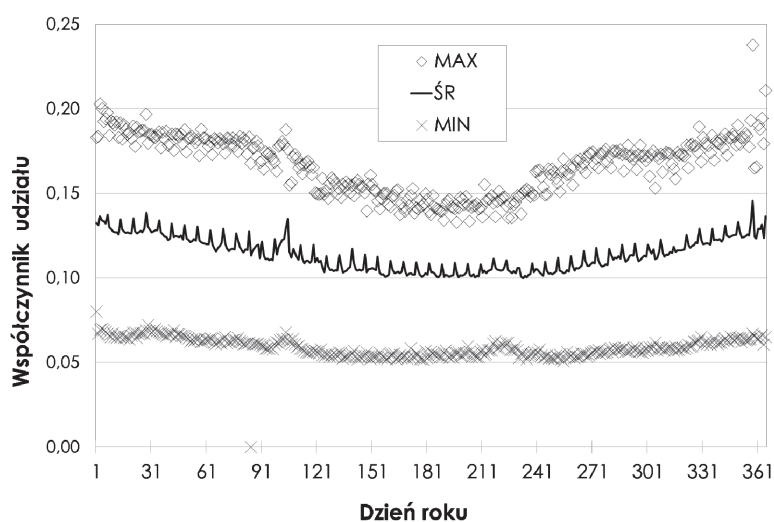
## 2. WYBRANE WYNIKI ANALIZY

Analizie poddano profile standardowe opracowane dla odbiorców z grupy taryfowej G11 – rozliczających się za energię elektryczną jednostrefowo. Taryfa ta jest przeznaczona głównie dla odbiorców, którzy wykorzystują z energię elektryczną w gospodarstwie w celach oświetleniowych oraz zasilania urządzeń AGD i RTV. Nie można jednak całkowicie wykluczyć korzystania przez tych odbiorców z przenośnych urządzeń elektrycznych wykorzystywanych do celów dogrzewania pomieszczeń oraz wody bieżącej [5].

Na rysunku 1 zaprezentowano zmienność roczną średniego wskaźnika udziału (obciążenia) w dobie dla badanych profili standardowych. Krzywe na rys. 1 różnią się nieco od siebie. Grafiki dla roku 2017 charakteryzuje się najmniejszymi wahaniami od wartości trendu. Obciążenie w okresie letnim przyjmuje najmniejsze wartości w roku, i ma wartość zbliżoną. W okresie zimowym obciążenie wzrasta do poziomu ok 30 % większego niż latem.



Rys. 1. Roczna zmienność średniego wskaźnika udziału dla badanych opracowań profilu standardowego

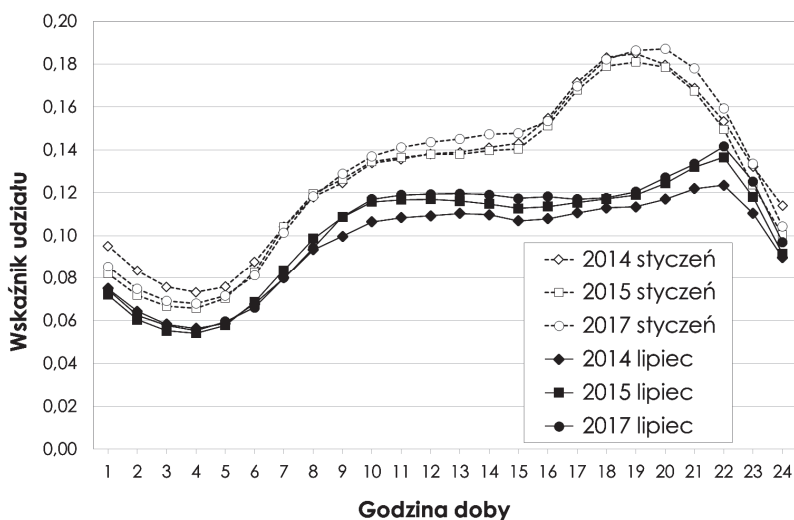


Rys. 2. Roczna zmienność wartości ekstremalnych oraz średnich wskaźnika udziału dla profilu standardowego 2017

Na rysunku 2 zaprezentowano roczną zmienność dobowego obciążenia ekstremalnego oraz średniego dla profilu 2017.

Minimalna wartość obciążenia zmienia się nieznacznie w ciągu roku. Natomiast obciążenie maksymalne wzrasta w okresie zimowym.

Na rysunku 3 zestawiono zmienność dobową wyznaczoną dla średniego obciążenia występującego w miesiącu lipcu oraz styczniu, dla badanych profili.



Rys. 3. Średniobodobowa zmienność wskaźnika udziału dla stycznia oraz lipca dla badanych opracowań profilu standardowego

Zaprezentowane przebiegi obciążenia elektrycznego charakteryzują się jednym szczytem występującym w godzinach wieczornych – w okresie zimowym (styczeń) pomiędzy godz. 18-21; oraz w okresie letnim o godz. 22 godzinie. Minimum obciążenia, dla analizowanych przebiegów, wypada (zarówno w styczniu jak i lipcu) o godz. 4. W okresie letnim (lipiec) szczyt wieczorny przyjmuje znacznie mniejsze wartości w grafiku i jest przesunięty o ok. 4 godzin w stosunku do zimowego szczytu wieczornego. Po dolinie porannej obciążenie wyraźnie wzrasta aż do godziny 10 w dobie i utrzymuje się na zbliżonym poziomie – przez następne 5 godzin (w okresie zimowym) i 9 godzin w okresie letnim (lipiec). Przebiegi dla ww. miesięcy dla badanych profili nie różnią się znacząco – pewne cechy wykazują swoją powtarzalność dla poszczególnych opracowań. Obciążenie w lipcu charakteryzuje się mniejszymi wartościami w całej dobie niż w okresie zimowym.

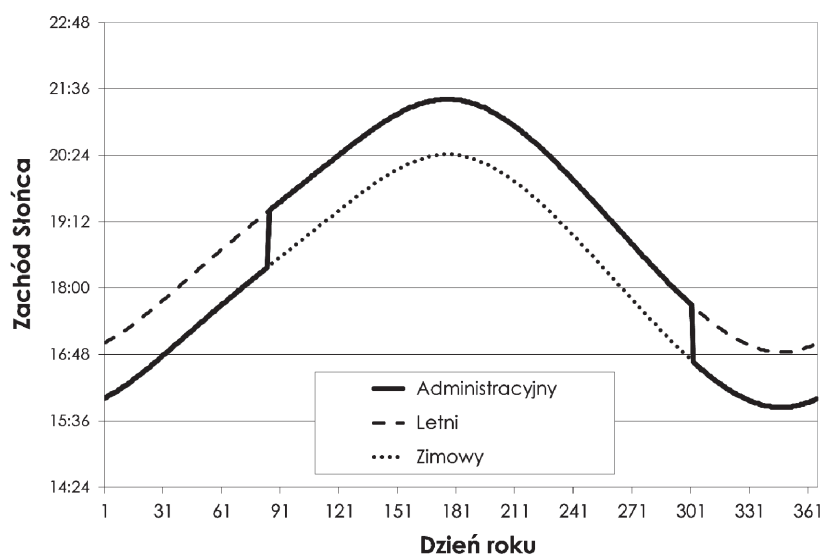
Dotychczasowe wykonane badania wykazały, że u odbiorców rozliczających się według grupy taryfowej G11 istotnym parametrem oddziaływującym na pobory energii w miesiącu jest czas zachodu Słońca (dalej  $T_z$ ), jedynie w przypad-

ku grupy G11 gdzie odbiorcy w znacznej części są zasilani z sieci trójfazowej (duża moc odbiorowa) można dopatrzeć się niewielkiego wpływu zmian temperatury powietrza na wartości oraz kształt grafiku obciążenia elektrycznego [6]. Skojarzenie zjawiska atmosferycznego (temperatury powietrza) oraz astronomicznego (czasu zachodu Słońca) może znacznie komplikować analizę wpływu każdego z tych czynników oddzielnie na wartości pobieranej energii. W celu rozróżnienia wpływu czasu zachodu Słońca i temperatury powietrza na obciążenie odbiorców wzięto pod uwagę [8]:

- porównanie rocznego przebiegu obciążenia elektrycznego oraz rocznej zmienności czasu zachodu Słońca lub temperatury powietrza,
- porównanie przebiegów dobowych obciążenia dla zimy oraz lata,
- przebieg i wartości współczynnika korelacji Persony pomiędzy dobowym obciążeniem elektrycznym a czasem zachodu Słońca oraz temperaturą.

### 3. CZAS WSCHODU I ZACHODU SŁOŃCA

Na rysunku 4 zaprezentowano zmienność roczną godzin zachodu Słońca w roku, utworzoną na podstawie informacji zawartych w opracowanej bazie danych.

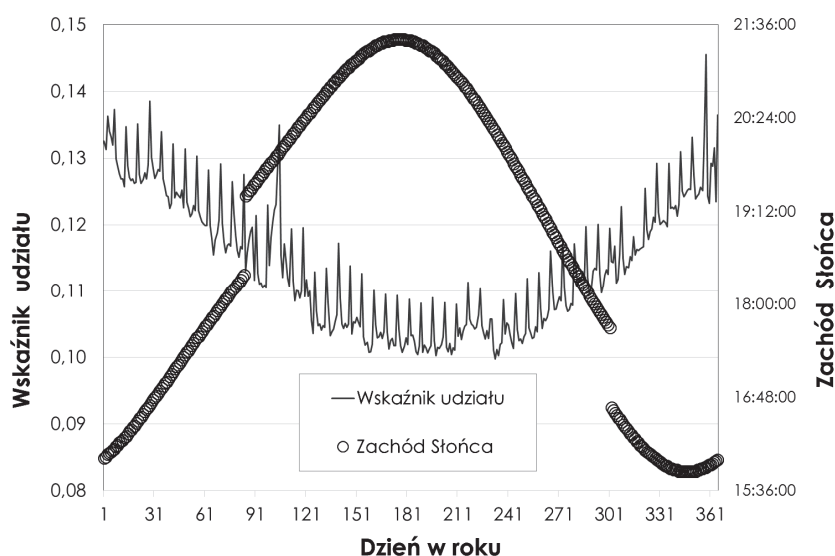


Rys. 4. Roczny przebieg czasu zachodu Słońca

Jak wykazały badania współzależność czasu wschodu oraz czasu Tz powoduje, że wyniki badań wpływu każdego z tych zjawisk osobno, na parametry obciążenia elektrycznego są bardzo podobne (różnice w wynikach są pomijalne).

małe). Dlatego też, w dalszej części artykułu podano tylko wyniki badań korelacji pomiędzy wartościami mocy a czasem zachodu Słońca [7].

Na rysunku 5 przedstawiono przykładową roczną zmienność wskaźnika udziału dla profilu standardowego 2017, a także roczną zmienność czasu zachodu Słońca (z uwzględnieniem przejścia czasu zimowego na letni oraz letniego na zimowy). Wykres ten wskazuje na wyraźną zależność pomiędzy wartością pobieranej mocy a czasem zachodu Słońca. Spośród badanych opracowań profili standardowych profil 2017 wykazuje najsilniej przedmiotową zależność.



Rys. 5. Roczna zmienność średniego wskaźnika udziału oraz czasu zachodu Słońca – profil 2017

Na rysunku 6 przedstawiono zmienność dobową wartości współczynnika korelacji pomiędzy wartościami wskaźnika udziału w kolejnych godzinach doby, a czasem zachodu Słońca dla badanych opracowań profilu standardowego.

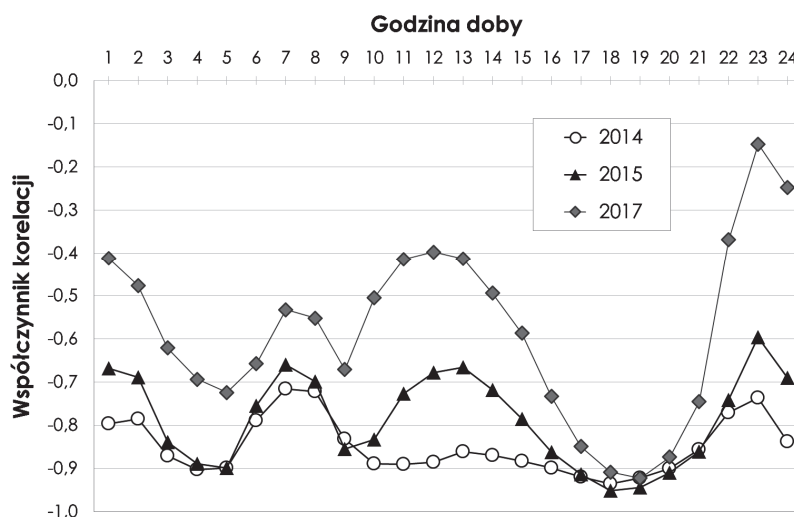
Dla profilu 2017 zauważa się wyraźne szczyty, które przypadają w godzinach porannych (o godzinie 4) oraz w godzinach wieczornych (pomiędzy godzinami 18 a 19). W pozostałej części doby wyznaczony współczynnik korelacji przyjmuje mniejsze wartości. Przebiegi wyznaczone dla pozostałych lat przedmiotowe szczyty mają mniej wyraźne, a dodatkowo w przypadku opracowania profilu dla 2014 współczynnik przyjmuje w przybliżeniu wyrównane wartości w całej dobie.

Duże wartości współczynnika korelacji w godzinach popołudniowych oraz wieczornych, a także ich wzrost w godzinach rannych, wskazują na silną (według skali Guillaforde) zależność poborów mocy od czasu  $T_z$ . Zależność ta spowodowana jest głównie wykorzystywaniem energii elektrycznej na cele oświetleniowe [8]. Ujemne wartości wyznaczonego współczynnika korelacji wskazują

na to, że wartość obciążenia elektrycznego wraz ze wzrostem wartości czasu  $T_Z$  maleje [7].

Przeprowadzona według przyjętych kryteriów [8] analiza obciążenia wskazuje, że profil dla roku 2017 posiada cechy charakterystyczne dla odbiorców energii elektrycznej, u których wartość pobieranej mocy zależy głównie od czasu  $T_Z$ , tj:

- roczna zmienność obciążenia jest związana z roczną zmiennością czasu zachodu Słońca (wykresy o podobnych kształtach, ale odwrócone),
- grafiki dobowego obciążenia latem i zimą różnią się w przedziale czasu, w którym zawiera się czas zachodu Słońca w pozostałych godzinach doby obciążenie jest zbliżone latem i zimą (maksymalne obciążenie występuje w okresie najwcześniejszych zachodów Słońca, a minimalne w czasie najpóźniejszych zachodów Słońca),
- współczynnik korelacji przyjmuje duże wartości bezwzględne w przedziale czasu wschodu i zachodu Słońca w pozostałych godzinach doby przyjmuje małe wartości.

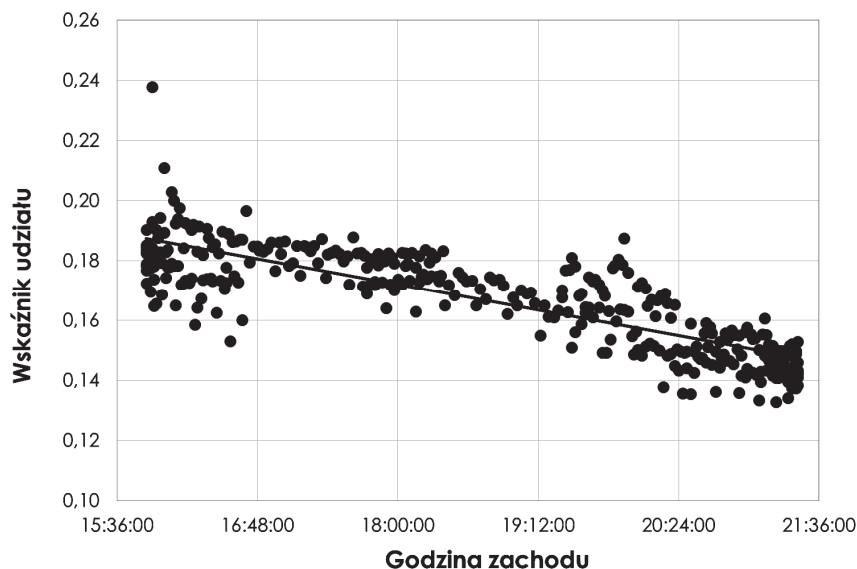


Rys. 6. Współczynnik korelacji między wskaźnikiem udziału, w poszczególnych godzinach doby, a czasem zachodu Słońca dla badanych opracowań profilu standardowego

W opracowaniach profilu dla lat 2014 i 2015 można dopatrzeć się niewielkiego wpływu zmian temperatury na grafik obciążenia, tj:

- różnica w przebiegach dobowych dla zimy i lata występuje w całej dobie, ale w przedziale czasu zachodu Słońca jest wyraźnie większa,
- współczynnik korelacji przyjmuje znaczące wartości w całej dobie, a w godzinach zachodu Słońca wartości wyraźnie większe.

Na rysunku 7 przedstawiono zależność zużywanej energii (wskaźnika udziału) od czasu zachodu Słońca opracowania profilu z 2017 roku.

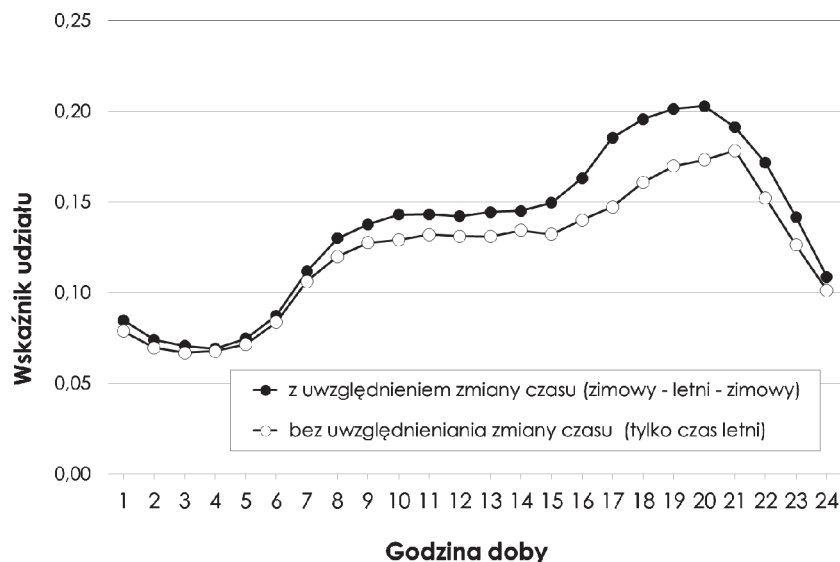


Rys. 7. Zmienność średniego wskaźnika w dobie od czasu zachodu Słońca dla profilu 2017

#### 4. CZAS LETNI

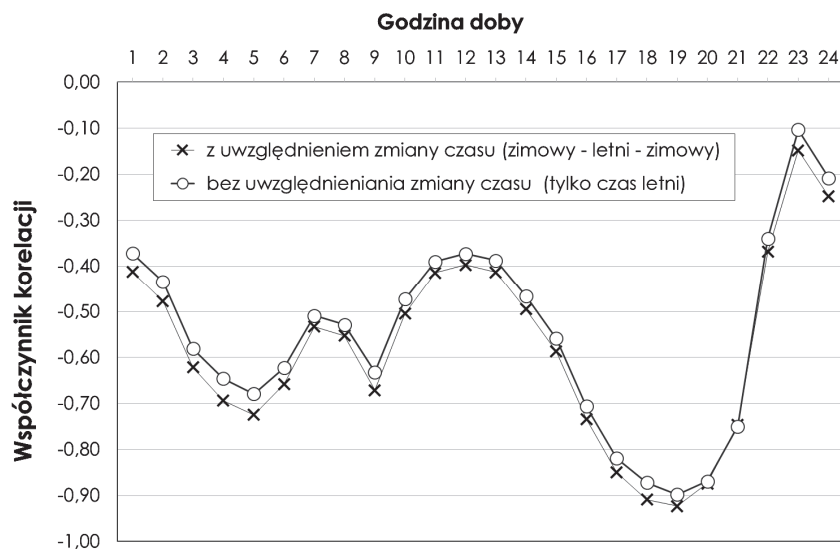
Według doniesień medialnych nawet już od 2018 roku czas administracyjny mógłby być rozliczany według czasu letniego – bez przejścia na czas zimowy. Założeniem przedmiotowego działania były przesłanki ekonomiczne – krótsze korzystanie ze sztucznego światła (oświetlenia elektrycznego) a także przesłanki socjologiczne – ustabilizowany tryb życia (brak efektu zmęczenia przy przesuwaniu czasu) – dostosowanie zegara biologicznego do nowych warunków. Dla potrzeb analizy wpływu uwzględniania zmian czasu zachodu słońca (tylko czas letni oraz przejścia pomiędzy czasem letnim a zimowym) dokonano symulacji przesunięcia obciążenia, które odpowiada przesunięciu o jedną godzinę czasu zachodu słońca. W konsekwencji roczna zmienność średniodobowa dla mocy ekstremalnych oraz wartości średniej dla obu przebiegów obciążenia nie wykazała znaczących różnic można liczyć się z zmianą wskaźnika udziału o ok. 5%. Dla ilustracji na rysunku 8 przedstawiono wypadkowy grafik obciążenia dobowego, utworzony dla kilku dni roboczych w miesiącu lutym dla czasu zimowego oraz grafik dla kilku dni, gdy słońce zachodzi później o 1 godzinę (jak w przypadku obowiązywania czasu letniego zimą). Szczyt obciążenia dla czasu letniego występuje później ok. 1 godzinę i przyjmuje mniejsze wartości.





Rys. 8. Dobowa zmienność średniego współczynnika udziału z i bez uwzględnienia zmiany czasu

Z grafików wynika, że opóźnienie czasu zachodu słońca o godzinę (przyjęcie tylko czasu letniego jako czasu administracyjnego) wiąże się ze średnią oszczędnością energii na poziomie ok. 5% wartości wskaźnika w okresie obowiązywania czasu zimowego (styczeń–marzec). Bardzo podobnej zależności można dopatrzeć się w okresie październik–grudzień. Przykładowy wpływ zmiany czasu zachodu słońca (przesunięcie o 1 godzinę) na zużywaną średnią energię w dobie (wskaźnik udziału) określa krzywa na rys. 7. Dobowa zmienność współczynnika korelacji dla przebiegu obciążenia z uwzględnieniem przejścia pomiędzy czasem letnim i zimowym oraz symulacją odpowiadającą uwzględnieniu tylko czasu letniego nie wykazała istotnych różnic – rys.9.



Rys. 9. Dobowa zmienność współczynnika korelacji udziału z i bez uwzględnienia zmiany czasu

## 5. TEMPERATURA

Wartość pobieranej mocy w gospodarstwie domowym silnie zależy od wyposażenia w elektryczne urządzenia grzewcze. Większe wartości mocy pobieranej są zauważalne u odbiorców którzy wykorzystują energię do celów podgrzewania wody użytkowej a największe u odbiorców wykorzystujących energię elektryczną zarówno do celów podgrzewania wody bieżącej, jak i ogrzewania pomieszczeń.

Jak wykazały badania [8], gdy odbiorcy z grupy taryfowej G11 wykorzystują elektryczne urządzenia grzejne zauważa się wpływ temperatury powietrza na ich przebieg obciążenia elektrycznego. Szczególnie wpływ ten jest wyraźny wtedy, gdy temperatura powietrza przyjmuje wartości mniejsze od  $15^{\circ}\text{C}$ . W ich przypadku uwidaczniający się wpływ temperatury na kształtowanie się grafiku obciążenia, z racji większych wartości mocy urządzeń grzejnych w porównaniu do mocy urządzeń oświetleniowych, osłabia wpływ czasu zachodu Słońca.

Badania obciążenia odbiorców z grupy taryfowej G12 wykazały istotny wpływ temperatury na wartości zużywanej energii, gdy temperatura powietrza jest niższa niż  $15^{\circ}\text{C}$  [9]. Duże wartości mocy urządzeń grzejnych, w porównaniu z mocą odbiorników oświetleniowych sprawiają, że wpływ czasu Tz na obciążenie tych odbiorców jest znikomy. Pewien wpływ czasu Tz na grafik obciążenia odbiorców z taryfy G12 jest zauważalny tylko w okresie letnim, w popołudniowej podstrefie strefy z droższą ceną energii (w godzinach występowania zjawiska zachodu Słońca). Z racji jednoczesnego oddziaływania w tej podstrefie ba-

danych czynników zewnętrznych trudno jest określić oddziaływanie każdego z tych czynników osobno.

#### 4. PODSUMOWANIE

Przebiegi badanych standardowych profili obciążenia przeznaczonych dla odbiorców zaliczanych do gospodarstw domowych (taryfy G11), wykazują pewne różnice w latach (w wartościach oraz kształcie). W głównej mierze ma na to wpływ zróżnicowanie odbiorców indywidualnych (wybór odbiorców kontrolnych), których dane pomiarowe posłużyły do opracowania profilu standardowego w danym roku.

Przeprowadzone szczegółowe badania wpływu czynników zewnętrznych na kształtowanie się krzywych obciążenia wykazały, że u odbiorców indywidualnych z grupy taryfowej G11, którzy nie wykorzystują energii na cele grzewcze, najistotniejszym czynnikiem oddziałującym na kształtowanie się grafików obciążenia elektrycznego w całym roku jest czas zachodu Słońca. Wpływ ten najwyraźniej zaznacza się w opracowaniu profilu standardowego dla 2017 roku. Silna zależność pomiędzy wartościami mocy a czasem  $T_Z$  pozwala odwzorować ją za pomocą funkcji liniowej. U odbiorców, wykorzystujących energię do celów grzewczych, należy liczyć się z dodatkowym wpływem temperatury [9]. Badania wpływu czasu zachodu Słońca na kształtowanie się grafiku obciążenia odbiorcy profilowego zaliczanego do taryfy G11 wykazały, że – szczyt obciążenia występuje o kilka godzin później w okresie letnim niż w okresie zimowym, a największe wartości współczynnika korelacji (ok. |0,9|) występują w godzinach popołudniowych (w godzinach występowania  $T_Z$ ).

Tworzenie profili standardowych na podstawie całorocznej rejestracji obciążenia elektrycznego indywidualnych odbiorców kontrolnych wymaga dużej dokładności i rzetelności w charakteryzowaniu tych odbiorców oraz stosowania właściwych kryteriów wydzielenia profili. Zwiększenie dokładności szacowania obciążenia elektrycznego na podstawie profili standardowych można osiągnąć np. poprzez wydzielenie z standardowego profilu podprofilu, które przypisane będą odbiorcom nie wykorzystującym energii do celów grzewczych oraz tych którzy energię elektryczną wykorzystują na cele grzewcze – co pozwoliłoby na określenie wpływu temperatury na wartość pobranej mocy.

Według przeprowadzonej symulacji, przyjęcie w całym roku czasu letniego jako administracyjnego, może skutkować oszczędnością energii przez odbiorców z grupy G11 na poziomie ok. 5% wartości wskaźnika dla okresu październik–marzec (aktualnie stanowiącego o czasie zimowym) w porównaniu do bieżącego rozliczania czasu zachodu słońca (z uwzględnieniem przesunięcia czasu zimowego na letni oraz z letniego na zimowy).

## LITERATURA

- [1] Gałań T., Charakterystyczne cechy grafików obciążeń elektrycznych dla odbiorców typu gospodarstwa domowe – analiza i modelowanie, Rozprawa doktorska, Politechnika Poznańska, Poznań 2013.
- [2] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – ENEA Operator Sp. z o.o.
- [3] Zgodnie z zapisami obowiązującej Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej zatwierdzonej przez Prezesa URE.
- [4] Smogur Z., Excel w zastosowaniach inżynierskich, Helion, Gliwice 2008.
- [5] Frąckowiak R., Gałań T., Charakterystyczne cechy krzywych obciążenia odbiorców zaliczanych do gospodarstw domowych, Electrical Engineering - Poznan University of Technology Academic Journals, Poznań 2012.
- [6] Frąckowiak R., Gałań T., Wpływ wybranych czynników charakteryzujących odbiorcę i warunki zewnętrzne na krzywe obciążenia odbiorców grupy G11, XIII Międzynarodowa Konferencja Naukowa - Aktualne Problemy w Elektroenergetyce (APE'07), Jurata 2007.
- [7] Koronacki J., Mielniczuk J., Statystyka dla studentów kierunków technicznych i przyrodniczych, WNT, Warszawa 2006.
- [8] Frąckowiak R., Gałań T., Profile standardowe PTPiREE odbiorców taryfy G w świetle badań obciążenia elektrycznego odbiorców indywidualnych, Rynek Energii nr 4 (101), 2012.
- [9] Frąckowiak R., Gałań T., Analiza profili obciążenia odbiorców rozliczanych według taryfy G12 przy wykorzystaniu arkusza Excel, XIV Konferencja Naukowa Zastosowania Komputerów w Elektrotechnice (ZKwE'2009), Poznań 2009.

### GRAPHS OF STANDARD PROFILES OF ELECTRIC LOAD FOR HOUSEHOLD-TYPE CONSUMERS

In the paper, chosen results of the research work on the standard profiles for individual consumers accounted for electric energy according to the G tariff groups shall be presented. In analysis, the profiles reported for three years (2014, 2015, 2017) has been considered. A readily available information on standard profiles published on the ENEA Operator Company Ltd websites was the source of data. Regarding the would-be extension of the Daylight saving time (DST) all around the year and the resulting change in the assumed sunset and sunrise times, the impact of such a change on the electric load graph in the considered consumer group has been assessed. In the work, the purpose-dedicated IT tools developed in the calculation sheet have been used.

*(Received: 04.02.2018, revised: 02.03.2018)*