

WYKORZYSTANIE MODELI REGRESYJNYCH DO PROGNOZOWANIA GODZINOWEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ W ZAKŁADZIE PRZEMYSŁU ROLNO-SPOŻYWCZEGO

Streszczenie

W pracy przedstawiono opracowane modele regresyjne wiążące zapotrzebowanie na energię elektryczną z uśrednionymi profilami zużycia energii w poszczególnych dniach tygodnia oraz zużyciem energii elektrycznej i parametrami charakteryzującymi jakość napięcia opóźnionymi o jeden lub kilka okresów sezonowych.

Wstęp

Dyrektywa Unii Europejskiej i Rady z 2003 r. [2], dzięki tzw. zasadzie dostępu stron trzecich do sieci (zasada TPA), umożliwia wszystkim odbiorcom swobodny wybór dostawcy energii elektrycznej. Urynkowanie sektora elektroenergetycznego sprawiło, że obecnie energia elektryczna jest traktowana jako towar rynkowy. Jednak ze względu na konieczność równoważenia w czasie rzeczywistym popytu z podażą jest to bardzo specyficzny towar.

Odbiorca będący uczestnikiem rynku energii jest zobowiązany do opracowywania dobowych grafików godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną, które w dobie poprzedzającej dostawę przesyła do Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Jeżeli okaże się, że odbiorca w danej godzinie zużył inną ilość energii niż zaplanował i zamówił, to powstała różnica musi kupić lub sprzedać na rynku bilansującym. Rozbieżności pomiędzy ceną energii w kontrakcie i na rynku bilansującym mogą sięgać nawet stu procent [1]. Dlatego jakość opracowania grafiku godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną ma bardzo duże znaczenie praktyczne dla jej odbiorców.

Cel i zakres pracy

Celem pracy było zbudowanie modeli regresyjnych umożliwiających krótkoterminowe prognozowanie godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną dla wybranego zakładu przemysłu rolno-spożywczego.

Cel pracy zrealizowano w oparciu o wyniki badań własnych, polegających na ciągłym pomiarze i rejestracji średnich

15-minutowych obciążeń mocą czynną oraz parametrów charakteryzujących jakość energii elektrycznej w zakładzie przetwórstwa rolno-spożywczego. Badania własne wykonano w 2010 r. w stacji transformatorowej znajdującej się na terenie Okręgowej Spółdzielni Mleczarskiej przy użyciu analizatora parametrów sieci AS-3.

Wyniki badań

Przed przystąpieniem do estymacji parametrów modeli regresji dane wejściowe zostały podzielone na dwie grupy. Pierwszą grupę stanowiły dane uczące, do których zaliczono 18 816 obserwacji zarejestrowanych w pierwszym okresie badań. Natomiast druga grupa, będąca zbiorem testowym, została utworzona z 2 976 obserwacji zarejestrowanych w ostatnim okresie prowadzonych badań. Mając na uwadze odmienny przebieg zmienności obciążeń dla charakterystycznych dni tygodnia [3], modele regresyjne budowano oddzielnie dla doby roboczej i świątecznej. Ze względu na wymagania stawiane uczestnikom rynku energii elektrycznej w Polsce, horyzont czasowy dla budowanych prognoz wynosił 48 godzin.

W pierwszym kroku utworzono obszerną listę zawierającą ponad 50 potencjalnych zmiennych objaśniających z uwzględnieniem wykrytej sezonowości dobowej i tygodniowej [3] w badanym szeregu czasowym. Następnie w celu wyboru najlepszych estymatorów zmiennej objaśnianej wykonano analizę korelacji.

Wyniki przeprowadzonych badań (tab. 1) wskazują, że wielkościami najsilniej skorelowanymi z zapotrzebowaniem na energię elektryczną są: uśrednione profile zużycia energii

Tab. 1. Macierz korelacji pomiędzy 15-minutowym zapotrzebowaniem na energię elektryczną a zmiennymi objaśniającymi
Table 1. Matrix of correlation between 15 minutes electric power requirement and explanatory variables

		Korelacja E_i z:								
		$E_{t, \text{sr}, d}$	$E_{t, \text{sr}, d, \text{Rob}}$	E_{t-48}	E_{t-168}	E_{t-336}	$THDU_{\text{sr}, t-48}$	$THDI_{\text{sr}, t-48}$	$U_{n, \text{sr}, t-48}$	$I_{n, \text{sr}, t-96}$
R		0,96	0,96	0,95	0,95	0,94	-0,36	-0,12	0,59	0,43

Źródło: Obliczenia własne

Symbole zmiennych: E_i - średnie 15-minutowe zużycie energii elektrycznej [kWh], R - współczynnik korelacji liniowej, $E_{t, \text{sr}, d}$ - uśrednione profile 15-minutowego zużycia energii elektrycznej w poszczególnych okresach dnia tygodnia, $E_{t, \text{sr}, d, \text{Rob}}$ - uśrednione profile 15-minutowego zużycia energii elektrycznej w poszczególnych okresach dnia roboczego, $E_{t-48; 168; 336}$ - średnie 15-minutowe zużycie energii elektrycznej opóźnione o 48, 168 i 336 godzin [kWh], $THDU_{\text{sr}, t-48}$ - średnia wartość wyższych harmonicznych napięcia opóźniona o 48 godzin [%], $THDI_{\text{sr}, t-48}$ - średnia wartość wyższych harmonicznych prądu opóźniona o 48 godzin [%], $U_{n, \text{sr}, t-48}$ - średnia wartość asymetrii napięć opóźniona o 48 godzin [V], $I_{n, \text{sr}, t-48}$ - średnia wartość asymetrii prądów opóźniona o 48 godzin [A]

w poszczególnych dniach tygodnia oraz zużycie energii elektrycznej i parametry charakteryzujące jakość napięcia opóźnione o jeden lub kilka okresów sezonowych.

W ramach oceny jakości opracowanych prognoz sprawdzano ich dopuszczalność oraz trafność poprzez wyznaczenie następujących wskaźników:

- bezwzględny błąd średni (*ME Mean Error*):

$$ME = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (E_t - E_t^*), \quad (1)$$

- średni względny błąd procentowy (*MAPE Mean Absolute Percentage Error*):

$$MAPE = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{|E_t - E_t^*|}{E_t} \cdot 100\%, \quad (2)$$

- odchylenie standardowe błędów (*SDE Standard Deviation of Errors*):

$$SDE = \sqrt{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (E_t - E_t^*)^2}, \quad (3)$$

gdzie:

E_t - rzeczywista wartość zużycia energii elektrycznej w okresie t,

E_t^* - prognozowana wartość zużycia energii elektrycznej w okresie t,

n - numer ostatniej znanej obserwacji zmiennej prognozowanej.

Estymacji parametrów poszczególnych modeli dokonano w programie *Statistica 9.1*, wykorzystując do tego celu moduł *Regresja wieloraka*. Opracowane modele prognostyczne 15-

$$E_{t_Ndz}^* = -0,07 + 0,41 \cdot E_{t_sr_d} + 0,01 \cdot E_{t-48h} + 0,28 \cdot E_{t-168h} + 0,29 \cdot E_{t-336h} \quad (3a)$$

$$E_{t_Rob}^* = -0,09 + 0,71 \cdot E_{t_sr_d} - 0,26 \cdot E_{t_sr_d_Rob} + 0,29 \cdot E_{t-48h} + 0,19 \cdot E_{t-168h} + 0,08 \cdot E_{t-336h} \quad (3b)$$

$$E_{t_Ndz}^* = 1,78 + 0,39 \cdot E_{t_sr_d} + 0,02 \cdot E_{t-48h} + 0,27 \cdot E_{t-168h} + 0,29 \cdot E_{t-336h} - 7,21 \cdot U_{n_sr_t-48h} + 2,65 \cdot THDU_{sr_t-48h} - 0,20 \cdot THDI_{sr_t-48h} \quad (4a)$$

$$E_{t_Rob}^* = 1,13 + 0,70 \cdot E_{t_sr_d} - 0,23 \cdot E_{t_sr_d_Rob} + 0,29 \cdot E_{t-48h} + 0,19 \cdot E_{t-168h} + 0,08 \cdot E_{t-336h} - 5,75 \cdot U_{n_sr_t-48h} + 1,62 \cdot THDU_{sr_t-48h} - 0,11 \cdot THDI_{sr_t-48h} \quad (4b)$$

gdzie:

$E_{t_Rob}^*$ - prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną w okresie t dla dnia roboczego,

$E_{t_Ndz}^*$ - prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną w okresie t dla dnia świątecznego,

- pozostałe oznaczenia j.w.

Tab. 2. Błędy prognoz wygasłych dla opracowanych modeli regresyjnych

Table 2. Errors of expired forecasts for processed regressive models

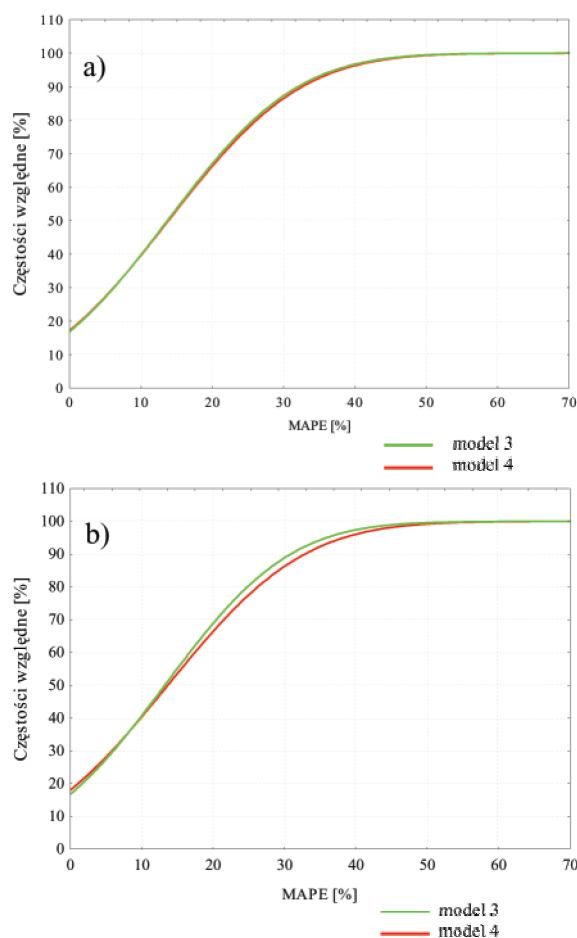
	Próba ucząca			Próba testowa		
	ME [kWh]	MAPE [%]	SDE [kWh]	ME [kWh]	MAPE [%]	SDE [kWh]
Model 3a	0,0	16,5	16,3	-3,3	26,8	22,2
Model 3b	0,0	15,3	16,9	-1,1	13,8	15,5
Model 4a	0,0	16,3	15,4	-2,2	24,9	19,8
Model 4b	0,0	14,6	15,8	-1,1	12,8	14,2

Źródło: Obliczenia własne

minutowego zapotrzebowania na energię elektryczną, charakteryzujące się najmniejszymi błędami przedstawiają zależności 3a i 3b oraz 4a i 4b. Natomiast szczegółowe wartości wyznaczonych wskaźników charakteryzujących ich jakość zestawiono w tab. 2.

Ze względu na konieczność stawiania prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną w poszczególnych godzinach doby, wyniki prognoz zostały uśrednione do takiego właśnie okresu czasu. Dzięki temu przekształceniu średnie względne błędy procentowe prognoz zapotrzebowania na energię zmniejszyły się o ok. 1%.

Dla potrzeb analizy błędów prognoz, umożliwiającej oceny zarówno indywidualne, jak i porównawcze, sporządzono dodatkowo dystrybuanty błędów. Dystrybuanty absolutnych błędów procentowych godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną, liczonych zarówno dla zbioru uczącego jak i testowego, przedstawiono na rys. 1.



Źródło: Obliczenia własne

Rys. 1. Dystrybuanty błędów prognoz wygasłych wybranych modeli predykcyjnych dla zbioru: a) uczącego, b) testowego
Fig. 1. Distributants of errors of expired selected prognostic models for array: a) learning, b) testing

Z analizy rys. 1 wynika, że udział błędów MAPE o bardzo niskiej wartości jest porównywalny dla zbudowanych modeli. Natomiast niższym udziałem błędów o wyższej wartości charakteryzuje się model 4, w którym dodatkowo uwzględniono wpływ parametrów charakteryzujących jakość energii elektrycznej.

Dla modelu 4 charakteryzującego się niższymi wartościami błędów prognozy dokonano jego oceny z punktu widzenia zgodności danych rzeczywistych i prognozowanych. Ocena tę przeprowadzono na podstawie analizy normalności i autokorelacji reszt dla zbioru uczącego i testowego.

Na podstawie zbudowanych histogramów reszt, których kształt był zbliżony do rozkładu normalnego, można przyjąć, że założenie dotyczące normalności reszt jest spełnione. Wyniki analizy wykresów autokorelacji i autokorelacji częściowej pozwalają stwierdzić, że reszty modelu nie są zależne. Zaobserwowano wprawdzie, że w kilku obszarach opóźnień funkcja autokorelacji przechodzi poza przedział dwóch odchyłek standardowych. Nie jest to jednak częste zjawisko i dodatkowo amplituda funkcji nie jest wysoka.

1. Wnioski

1. Wartości błędów MAPE dla danych uczących są dla wszystkich modeli na podobnym poziomie. Zmieniają się one w przedziale od 14,6% dla modelu 4b do 16,5% dla modelu 3a. Dla zbioru testowego zaobserwowano wzrost

średniego względnego błędów prognozy dla dni wolnych od pracy o ok. 10%, natomiast dla dni roboczych wartość błędów zmniejszyła się o ponad 1%.

2. Wprowadzenie do modelu regresyjnego parametrów charakteryzujących jakość energii elektrycznej spowodowało zmniejszenie błędów prognozy zarówno dla zbioru uczącego jak i testowego o ok. 1%.
3. W celu sprawdzenia opłacalności korzystania z zakupu energii na wolnym rynku w oparciu o opracowane modele, autor proponuje przeprowadzenie analizy ekonomicznej z uwzględnieniem kosztów funkcjonowania na rynku bilansującym, ponieważ opracowane zależności wydają się być obciążone zbyt dużym błędem.

Literatura

- [1] Ciepela D.: Koszty bilansowania - zmora klienta. Dostępny online w Internecie [27-01-2011]: http://energetyka.wnp.pl/tpa/poradnik_jak_zmienic_dostawce_energii/koszty-bilansowania-zmora-klienta,3359_2_0_1.html
- [2] Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady dotycząca wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej i uchylenia dyrektywy 96/92/WE oraz rozporządzenia 1228/2003 w sprawie warunków dostępu do sieci w transgranicznej wymianie energii elektrycznej.
- [3] Nęcka K.: Analiza sezonowości obciążeń w zakładzie przemysłu rolno-spożywczego. Technika Rolnicza Ogrodnicza Leśna, 2011, nr 3, s. 25-26.

UTILIZATION OF REGRESSIVE MODEL FOR HOUR FORECASTING OF ELECTRIC POWER REQUIREMENT IN AGRICULTURAL AND FOOD PROCESSING PLANT

Summary

Valid requirement for electric power demands processed regressive models working in individual days of week with profile of average expenditure of energy, expenditure of electric power and parameters characterizing quality of tension delayed of one or several seasonal periods.

10 LECIE
OŚRODKA
TECHNIKI LEŚNEJ
W JAROCINIE

Ośrodek Techniki Leśnej
z siedzibą: 63-200 Jarocin, ul. Przemysłowa 2D
zaprasza na organizowane w dniach 31.08 - 1.09.2011r.

DNI OTWARTE
z okazji Międzynarodowego Roku Lasów • 2011
połączone z
X-leciem Ośrodka Techniki Leśnej w Jarocinie

zaprezentujemy Państwu:

- Postęp w technologii i technice leśnej
- Bogatą ofertę sprzętu do wykonywania prac leśnych

umożliwimy:

- Zwiedzenie zakładu i ekspozycję urządzeń
- Spotkanie z załogą

Serdecznie zapraszamy Leśników, Przedsiębiorców Leśnych świadczących usługi na rzecz Lasów Państwowych oraz wszystkich zainteresowanych naszą działalnością

ZAPRASZAMY

MIĘDZYNARODOWY ROK LASÓW • 2011

Lasy Państwowe

www.otljarocin.lasy.gov.pl