

OPTIMALIZACJA PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ I KOSZTÓW OGRZEWANIA MIASTA W OPARCIU O PROGNOZY KRÓTKOTERMINOWE

Artur WÓLKOWICZ*

* Wydział Zarządzania Informatyki i Finansów, Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu
e-mail: Artur.wolkowicz@ue.wroc.pl

Artykuł wpłynął do redakcji 31.08.2012 r. Zweryfikowaną i poprawioną wersję po recenzjach i korekcie otrzymano w październiku 2012 r.

W poniższym artykule proponuję rozpatrzenie problemu optymalizacji produkcji energii elektrycznej w elektrociepłowni w sezonie grzewczym, połączonej z optymalizacją kosztów jej uzyskania. Przedstawiono propozycję postępowania w zarządzaniu krótkoterminowym produkcją energii cieplnej i elektrycznej w oparciu o prognozy warunków atmosferycznych uzyskiwanych drogą elektroniczną z portalu internetowego IMIGW. W rozwiązaniu koncepcyjnym proponuję zastosowanie metod ekonometrycznych możliwych do wykorzystania, a mianowicie połączenie funkcji regresji, trendu z opóźnieniem czasowym, regresji wielorakiej, programowania liniowego. Praca ma na celu uzyskanie zmniejszenia błędów decyzyjnych w zarządzaniu pracą ciągu technologicznego.

Słowa kluczowe: funkcja regresji, regresja wieloraka, trend z wyprzedzeniem czasowym, metoda najmniejszych kwadratów, programowanie liniowe, optymalizacja, produkcja energii elektrycznej

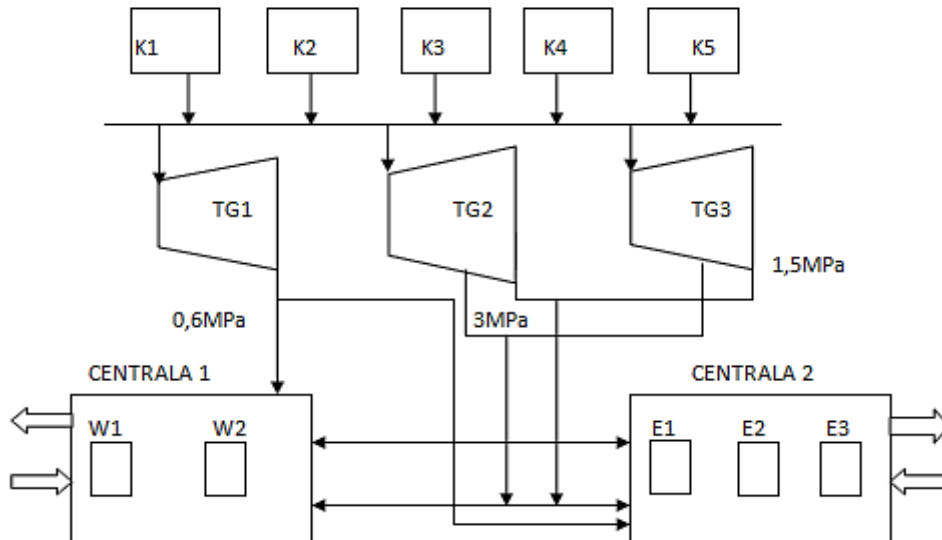
WSTĘP

Artykuł przedstawia koncepcję rozwiązania problemu w sposób realny do zastosowania. Przedmiotem badania jest duża wariancja ilości ciepła koniecznych do zaspokojenia zapotrzebowania miasta X w sezonie zimowym. Trudności z określeniem godzinowych wielkości sprzedawanego ciepła oraz usprawnienie podejmowania decyzji zarządczych wymuszają stosowanie algorytmów samouczących się. Metoda opisana w poniższym artykule może być kontrolnym narzędziem dla stosowania innych metod. Pierwsza część zawiera określenie problemu regresji zmiennych, Metodą Najmniejszych Kwadratów (MNK). Kolejnym etapem jest usystematyzowanie wag warunków atmosferycznych regresją wieloraką i analizą czynnikową. Optymalizacja procesu została opisana w czwartym rozdziale. Wymogi obszerności artykułu zmuszają do przedstawienia ideowego problemu bez zagłębiania się w jego szczegóły.

1. FUNKCJA REGRESJI ODBIORU CIEPŁA

Wartości liczbowe w opisie zostały zmodyfikowane w celu uniknięcia porównań z istniejącymi podmiotami gospodarczymi.

Przyjmijmy w dalszej części badania zależności funkcyjnej dwóch zmiennych: temperatury otoczenia T oraz ciepła oddanego Q do układu grzewczego miasta (Rys. 1).



Rys. 1. Schemat instalacji energetycznej

Źródło: opracowanie własne

Niech t_i ($i = -20 \dots 15$) oznacza temperaturę otoczenia odczytaną w mieście X oraz q_i ilość ciepła oddanego do całego układu w danej temperaturze. Poszukujemy rozwiązania funkcji¹.

$$Q_i = at_i + b + \varepsilon \quad (1)$$

Funkcyjna postać regresji będzie miała zapis:

$$q_i = at_i + b \quad (2)$$

Przyjmijmy zmienną q_i jako sumę ciepła oddanego do układu dwóch sieci grzewczych lub dzielnic miasta.

$$Q_c = Q_1 + Q_2 \quad (3)$$

Niech zmienne x_{i1} , y_{i2} , z_{i1} ($i = 0..65$) będą zmiennymi opisującymi zmienną q_1 , oraz zmienne x_{i2} , y_{i2} , z_{i2} będą zmiennymi opisującymi q_2 . Wprowadzone zmienne oznaczają dopływ par grzewczych do ogrzania układu 1, a także układu numer 2. Wyrażają one kolejno:

X_i, X_{i2} - dopływ pary grzewczej 0,6MPa w T/h do central i nr 1,2

Y_i, X_{i2} - dopływ pary grzewczej 1,5MPa w T/h do central i nr 1,2

¹ W. Ostasiewicz, *Metody statystyczne analizy danych*, AE, Wrocław 1999, s. 19.

Z_i, Z_{i2} - dopływ pary grzewczej 3,5MPa w T/h do central i nr 1,2

Q_{1T}, Q_{2T} - ilość ciepła oddana do centrali grzewczej nr 1 i 2 w kolejnych temperaturach otoczenia w stanie ustalonym. Wielkość dostarczonego ciepła do układu obliczamy:

$$q_t = x_i + y_i + z_i \quad (4)$$

gdzie:

$$i = (0 \dots 65)$$

$$q_{i2} = x_{i2} + y_{i2} + z_{i2} \quad (5)$$

gdzie:

$$i = (0 \dots 65)$$

Zgromadzone dane historyczne z poprzednich okresów grzewczych charakteryzowała duża rozpiętość oddawanej energii cieplnej w tej samej temperaturze otoczenia co obrazuje Tabela 1 tylko dla określonego stopnia Celsjusza.

Tabela 1. Rozpiętość obciążeń cieplnych

Lp.	0,6MPa T/h	1,5MPa T/h	obciążenie GJ
1	24,01	23,31	140,73
2	22,12	12,72	103,22
3	14,81	10,07	73,80
4	14,75	14,81	87,95
5	14,61	14,52	86,66
6	32,38	0,00	94,86
7	25,54	13,40	115,30
8	28,97	12,09	121,38
9	27,78	15,04	126,81
10	21,30	17,41	114,98
11	35,99	5,78	122,92
12	37,85	0,00	110,90
13	38,10	0,00	111,63
14	30,48	1,20	92,93
15	44,90	0,00	131,56
16	30,96	0,00	90,71
18	46,50	0,00	136,25
19	37,86	0,00	110,93
20	39,00	0,00	114,27

Źródło: Opracowanie własne

Ustalone zostały przedziały typowe² dla jednostkowych temperatur oraz wyznaczona została średnia dla tych obciążeń Centrali nr 1 oraz Centrali nr 2. Wartości średnie obciążeń cieplnych dla obu central przedstawia Tabela 2³.

² S. Ostasiewicz, *Statystyka*, AE, Wrocław 1998, s. 62.

³ Obliczenia własne.

Tabela 2. Wartości średnich obciążeń centrali grzewczych

centrala 1		centrala 2	centrala 1		centrala 2
temp.	ciepło	ciepło	temp.	ciepło	ciepło
15	12,13	0,99	-3	119,60	63,12
14	18,10	4,44	-4	125,57	66,57
13	24,07	7,89	-5	131,54	70,02
12	30,04	11,35	-6	137,51	73,47
11	36,01	14,80	-7	143,48	76,92
10	41,98	18,25	-8	149,45	80,37
9	47,95	21,70	-9	155,42	83,82
8	53,92	25,15	-10	161,39	87,27
7	59,89	28,60	-11	167,36	90,73
6	65,86	32,05	-12	173,33	94,18
5	71,83	35,50	-13	179,30	97,63
4	77,80	38,96	-14	185,27	101,08
3	83,77	42,41	-15	191,25	104,53
2	89,74	45,86	-16	197,22	107,98
1	95,72	49,31	-17	203,19	111,43
0	101,69	52,76	-18	209,16	114,88
-1	107,66	56,21	-19	215,13	118,34
-2	113,63	59,66	-20	221,10	121,79

Źródło: Opracowanie własne

Uzyskane wyniki średnich obciążeń pozwoliły uzyskać wektory zmiennej endogenicznej i egzogenicznej z zastosowaniem klasycznej metody najmniejszych kwadratów dla obu central liczonych osobno z powodu różnej reakcji układów.

$$Q_1 = \begin{bmatrix} Q_{1T1} \\ Q_{1T2} \\ \dots \\ Q_{1Tn} \end{bmatrix} \quad Q_2 = \begin{bmatrix} Q_{2T1} \\ Q_{2T2} \\ \dots \\ Q_{2Tn} \end{bmatrix} \quad T_o = \begin{bmatrix} 15 \\ 9 \\ \dots \\ -20 \end{bmatrix} \quad (6)$$

Wyznaczona funkcja regresji dla centrali numer 1 wyznaczona zależność wektorów⁴:

$$a = (T^T T)^{-1} T^T Q_1 \quad (7)$$

Przy założeniu, że⁵:

$$\det(T^T T) \neq 0, \quad (8)$$

która ma postać⁶:

$$Y_1 = -5,9134 T + 102,8494 + \varepsilon_0 \quad (9)$$

⁴ J. Dziechciarz, *Ekonometria*, AE, Wrocław 2003, s. 66.

⁵ Ibidem.

⁶ Obliczenia wykonano pakietem STATISTICA.

Weryfikacja modelu za pomocą współczynnika determinacji dała następujące wyniki:

$$R^2 = 0,861 \quad (10)$$

Obliczenia dotyczące centrali grzewczej numer 2 dały następujący wynik:

$$Y_2 = -3,4513 T + 52,7613 + \varepsilon_0 \quad (11)$$

2. REGRESJA WIELORAKA WARUNKÓW ATMOSFERYCZNYCH

Duża zmienność warunków atmosferycznych powoduje poważne zmiany w obciążeniach cieplnych instalacji cieplnych. Analiza korelacji danych meteorologicznych z obciążeniami cieplnymi w okresie kilkuletnim pozwoliła zawęzić czynniki istotnie wpływające na pracę sieci ciepłej. Istotny wpływ miały też osoby doświadczone w bieżącej regulacji instalacją. Analiza heurystyczna przeprowadzona⁷ w gronie specjalistów zawęziła ilość zmiennych. Czynniki obserwowane: temperatura otoczenia, godzina doby, siła wiatru, wielkość opadów, dzień tygodnia, wilgotność powietrza, dni świąteczne. Przeprowadziłem analizę czynnikową⁸ proponowanych zmiennych. Liczba zmiennych została ograniczona i możliwa do osiągnięcia z danych historycznych Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej. Przyjęta liczba zmiennych pozwoliła zastosować regresję wieloraką, zakładając postać modelu⁹:

$$Y = \alpha + \beta_1 x_{1i} + \beta_2 x_{2i} + \dots + \beta_{ni} x_{ni} + u \quad (12)$$

dla $i = 1, 2, 3, \dots, n$

Przyjęte zmienne to: x_1 – temperatura otoczenia, x_2 – siła wiatru, x_3 – opady atmosferyczne, x_4 – kolejna godzina doby, x_5 – wilgotność powietrza atmosferycznego, x_6 – dzień tygodnia.

Wynikiem jest funkcja obciążenia cieplnego centrali grzewczej, która traktowana będzie jako wyjściowa do dalszego uściślenia wag poszczególnych zmiennych.

$$Y = 96 + 6,2x_1 + 0,004x_2 + 0,06x_3 + 0,007x_4 + 0,006x_5 + 0,003x_6 + u \quad (13)$$

Dane jakościowe zostały poddane dyskryminacji do wartości (0 i 1), według oceny subiektywnej. Na przykład, kolejny dzień tygodnia, dni robocze określiłem wartością 0. Święta w moim modelu uzyskały wartość 1. Ułatwia to możliwość do opracowania tabeli przez pracownika, który wstawi w odpowiednie pola wartości 1 lub 0 i odczyta w polu wynikowym kombinację obciążeń instalacji.

Efektom końcowym obliczeń jest funkcja łącząca wzory 2 i 3 zastępująca wagi przed poszczególnymi zmiennymi wielkościami iteracji wag uzyskanych wzorem 9 i współczynnikiem stymulacji danej zmiennej. Postać końcową możemy zapisać¹⁰:

$$Y_t = Y_{1t} \mp \sum \beta_i (Y_{1t}) \quad (14)$$

⁷ M. Cieślak, *Prognozowanie gospodarcze metody i zastosowanie*. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2005, s. 201-204.

⁸ G.S. Maddala, *Ekonometria*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2008, s. 184.

⁹ Ibidem, s. 165.

¹⁰ Opracowanie własne.

gdzie:

Y_{It} jest wielkością uzyskaną według wzoru 9. Natomiast waga β_i jest wartością iteracji dla danej zmiennej przyjętej do modelu wzór 10

3. OPTYMALIZACJA PROCESU TECHNOLOGICZNEGO

Poniższa metoda jest formą rozwiązania zagadnienia programowania liniowego o postaci standardowej¹¹:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^n c_j x_j &\rightarrow \min \\ \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j &\geq b_i && (i=1,2,\dots,m) \\ x_j &\geq 0 && (j=1,2,\dots,n) \end{aligned} \quad (15)$$

Dostępne dane pozwalają opracować model deterministyczny¹². Optymalizacja kosztów pracy układu grzewczego jest kombinacją:

- dopływu par grzewczych uwzględniającą jednocześnie koszty zmienne jednostkowe par;
- ilości ciepła oddanego w nośnikach;
- wielkości produkowanej energii elektrycznej.

Rozpatrywany układ składa się z trzech turbin parowych i dwóch centrali grzewczych. Celem optymalizacji jest maksymalizacja uzyskiwanych korzyści z możliwości zbywania energii cieplnej.

Turbiny parowe:

- TG1 – przeciwprężna produkująca parę 0,6MPa o cieple 2,89GJ;
- TG2,TG3 – Turbiny przeciwprężne upustowe pozwalające uzyskać parę 1,5MPa o cieple 3,01 GJ oraz parę 3,5 MPa o cieple 3,47 GJ. Turbiny te mają identyczne parametry

Centrala nr 1 składa się z trzech wymienników zasilanych odpowiednio parami:

- E1 – para 0.6 MPa;
- E2 – para 1,5 MPa;
- E3 – para 3,5 MPa.

Natomiast w centrali nr 2, pracującej równolegle, są dwa wymienniki W1 oraz W2.

W1 zasilany parą 0,6 MPa i wymiennik W2 z możliwością zasilania parą 1,5 MPa lub 3,5 MPa.

Ilość energii wytworzonej w zastosowanych turbogeneratorach przyjmijmy jako:

$$f(E) = f(P_{1i}) + f(P_{2k}) + f(P_{3k}) \quad (16)$$

¹¹ W. Sikora, *Badania operacyjne*, pod red. E. Ignasiak, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 1996, s. 25.

¹² Ibidem, s. 11.

gdzie:

$$i = 2 \dots 16,8, k = 3 \dots 12,5$$

Koszty zmienne jednostkowe dla par zasilających centrale przyjęto kolejno:

$$- K_{x_{ij}} = 13,98 \text{ zł};$$

$$- K_{y_{ij}} = 12,29 \text{ zł};$$

$$- K_{z_{ij}} = 13,49 \text{ zł}.$$

W uproszczeniu przyjmijmy koszty ciepła sprzedanego jako sumę kosztów jednostkowych K_o

$$K_o = K_{x_{ij}} * n_i + K_{y_{ij}} * n_i + K_{z_{ij}} * n_i \quad (17)$$

Funkcja celu poszukiwanych rozwiązań ma postać ilorazową:

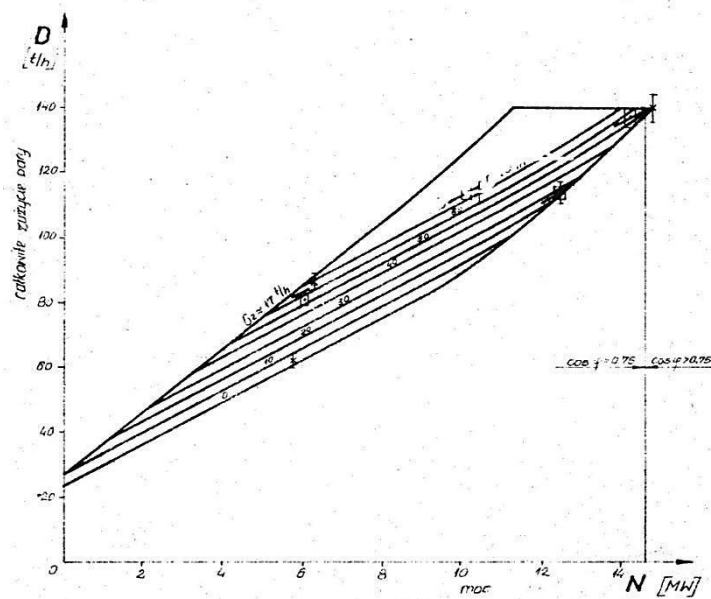
$$f(x) = \frac{K_o}{f(E)} \rightarrow \min \quad (18)$$

Ograniczenia występujące w prowadzeniu centrali oraz ograniczenia pracy turbin:

- wymiennik E1 może maksymalnie przetworzyć 65 t/h pary 0,6 MPa;
- wymiennik E2 maksymalnie przetworzy 65 t/h pary 1,5 MPa;
- wymiennik E3 maksymalnie przetworzy 65 t/h pary 3,5 MPa;
- maksymalny przepływ pary przez TG1 wynosi 140 t/h;
- minimalne obciążenie TG1 wynosi 25 t/h pary;
- maksymalne obciążenie obu centrali parą 0,6MPa wynosi 105 t/h;
- maksymalne obciążenie wymiennika W1 oraz W2 wynosi 40 t/h;
- maksymalna temperatura uzyskana przez wymiennik E1 wynosi 95°C;
- maksymalna temperatura uzyskana przez wymiennik W1 wynosi 85°C;
- maksymalny przepływ pary przez TG2 i TG3 wynosi 140 t/h;
- odczyty produkcji prądu obliczono na podstawie wykresów charakterystyki pracy turbin;
- produkcja pary 1,5 MPa poprzez TG2 powinna być większa od ilości pary 3,5MPa.

Uwzględniono spadek produkcji prądu elektrycznego przez turbinę TG2 i TG3 przy wzroście obciążenia parą upustową 3,5 MPa.

Przykładowy wykres charakterystyki turbiny z upustem przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Charakterystyka zużycia pary turbiny upustowej

Źródło: Archiwalna dokumentacja techniczno-ruchowa turbiny jedno-upustowej

Założono przychód z 1MW – 147zł.

Tabela 3. Moduł obliczania optymalnego obciążenia

	A	B	C	D	E	F G H			I	J	K
		ciśnienie	kJ	GJ/T	DOSTĘPNOŚĆ	ILOSC PARY			koszt ciepła	cieplo uzyskane	przychód
						WYMIENNIK 1	WYMIENNIK 2	WYMIENNIK 3			
4											
5											0
6	PARA	0,6	13,98	2,98		66	0	0	922,68	196,68	
7	PARA	1,5	12,29	3,05		0	46	0	565,34	140,3	
8	PARA	3,5	13,49	3,45		0		0	0,00	0	
9			zapotrzebowanie					suma x1+x2=x3	112	1488,02	336,98
10	TG1 X7,1	7	MW	16,02249999			suma x2+x3	46		przychód MW*	2355,307499
11	TG3 X7,3	7	MW	12,83749705			iloczyn 1,2*x2	55,2		przychód MW²	1887,112066
12			suma MW	28,85999704			suma x1+x5	96		PRZYCHÓD	4242,419565
13											
14	centrala zakładowa					wym 1 cent 2	wym 2 cent 2	Cel optymalizacji	52,59945099		
15	PARA	0,6	13,98	2,98	x5	30			419,4	88,8	419,4
16	PARA	1,5	12,29	3,05	x6		0		0	0	0
17					cena uzysk MWh	147					88,8
18					cena GJ za miasto	16,32					marża
19								SUMA OGRZEWAN	1907,42	425,78	2334,999565
20											
21											
22									107	11,2	

Źródło: Opracowanie własne

Powyższa tabela zliczająca daje możliwość zastosowania pakietu SOLVER. Przedstawia obraz bieżącej produkcji energii elektrycznej, jak i sprzedawanego ciepła oraz przybliżoną wartość marży brutto.

Poniżej wyszczególnione zostały ograniczenia dla konkretnych komórek tabeli pomocniczej.

Komórki zmienne:

- G6;
- H7;

- I8;
- G15;
- H16.

Ograniczenia ruchowe: $G15 \leq 45$, $G6 \leq 65$, $G6 \geq 1$, $H10 \leq 148$, $H12 \leq 77$, $H16 \geq 0$, $H7 \leq 65$, $H7 \geq 0$, $I8 \leq H11$, $I8 \leq 65$, $I8 \geq 0$, $I9 \leq 125$, $I9 \geq 7$, $K15 \leq 61$, $K17 = np. 53$, $K17 \geq 0$, $K6 \leq 114$, $K9 = np. 99$

Komórki K17 oraz K9 wypełniane są wartościami ilości ciepła szukanymi dla określonej temperatury otoczenia zgodnie z wyznaczonymi funkcjami regresji central grzewczych.

Uzyskane wyniki w zestawieniu statystycznym pozwalają określić możliwość korekty w następnym okresie grzewczym ustawień procesu technologicznego. Przekłada się to na proces postępowania w ustalaniu kombinacji dopływu par grzewczych do wymienników ciepła.

Mogę założyć, iż przy braku występowania wydarzeń losowych niezależnych od przedsiębiorstwa można podwyższyć marżę brutto w sezonie grzewczym.

4. ZASTOSOWANIE PROGNOZ POGODY

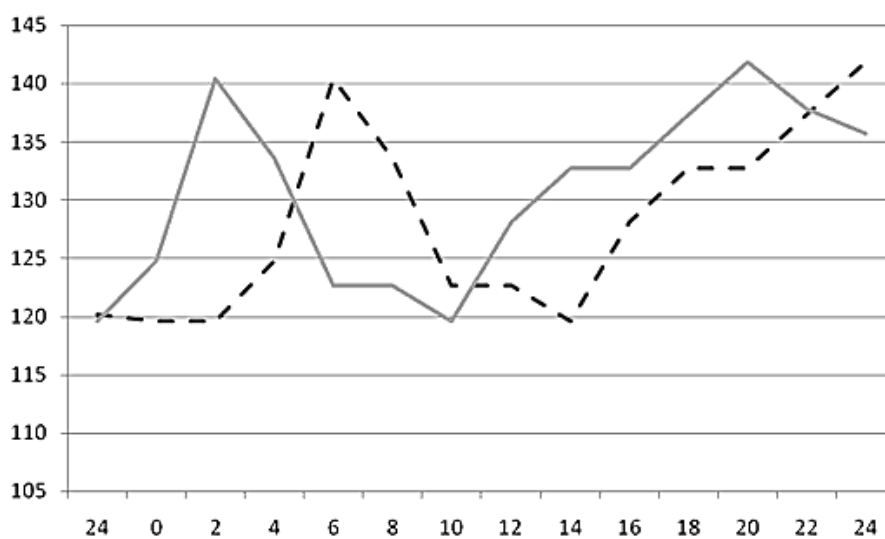
Dostępność w Internecie prognoz pogody na najbliższe dni pozwala opracować zapotrzebowanie ciepłe miasta z wyprzedzeniem kilkudniowym. Portale internetowe udostępniają prognozę pogody z wyszczególnieniem godzinowym. Dane tego rodzaju są bardzo pomocne w opracowaniu planu produkcji energii elektrycznej. Wysoka sprawdzalność prognoz krótkoterminowych, warunków atmosferycznych dodaje pewności, co do ustalenia w dość dokładnym zarysie wielkości produkcji. Gromadząc dane prognostyczne dotyczące danego terenu, odczytujemy je w przedziałach czasowych dwu- lub trzy-godzinnych. Uzyskujemy wartości istotne do wyznaczenia wykresu obciążeń godzinowych centrali grzewczych. Rozdział 3 i 4 przedstawił model obliczania wpływu temperatury na potrzeby ciepłe miasta. Wpisując dane pogodowe do tabeli godzinowej możemy już w prosty sposób podstawić wartości do wzoru 13 i uzyskać wykres dobowy obciążeń ciepłych miasta. Podstawiając dane z Tabela 4 do zestawienia godzinowego, wykonując wykres godzinowy zapotrzebowania ciepłego rzeczywistego, przesuujemy uzyskany trend o liczbę godzin inercji układu grzewczego. Stosując metodę ekstrapolacji lub też uzyskując trend w pakiecie Excel i podstawiając numer godziny, uzyskamy ilość ciepła oddawanego przez ciepłownię. Poniższy rysunek przedstawia możliwy wykres obciążenia ciepłego w trakcie doby. Ciągła linia jest trendem wyprzedzającym potrzeby miasta o czas inercji układu grzewczego koniecznym do nagrzania obiektów i stanowi podstawę do wyznaczania rzeczywistego obciążenia układu grzewczego i produkcji energii elektrycznej¹³.

¹³ Opracowanie własne.

Tabela 4. Dane meteorologiczne

godzina doby	temperatura otoczenia [°C]	siła wiatru [m/s]	opady [mm]	godzina doby	temperatura otoczenia [°C]	siła wiatru [m/s]	opady [mm]
2	-4	3	0	14	-4	4	0
4	-5	3	0	16	-4	5	0
6	-8	3	0	18	-5	5	0
8	-8	4	0	20	-5	5	0
10	-6	4	0	22	-6	5	0
12	-6	4	0	24	-7	5	0

Źródło: Opracowanie własne



Rys. 3. Wykres obciążeń cieplnych centrali w ujęciu godzinowym

Źródło: Opracowanie własne

Kolejnym krokiem w postępowaniu jest wstawienie w moduł obliczeniowy (Tabela 3) optymalizujący układ grzewczy, wartości cieplnych i odczytanie produkcji energii elektrycznej możliwej do wyprodukowania w określonych warunkach. Koncepcja pomija pozyskiwanie ciepłej wody użytkowej dla ludności. Moim zdaniem jest to proste odseparowanie danych z okresu letniego od okresu zimowego. Przy założeniu stałości preferencji mieszkańców odejmujemy wartości uzyskanego modelu okresu letniego od obciążeń zimowych.

PODSUMOWANIE

Opracowanie przedstawia koncepcję ustalania warunków produkcji energii elektrycznej w sezonie zimowym. Zarządzanie procesem produkcji z tak nakreślonymi parametrami pozwala kontrolować zachowanie właściwych kosztów produkcji jak i korekcję prognoz długoterminowych. Znajomość produkcji z wyprzedzeniem kilkudniowym daje dużą pomoc w realnym prowadzeniu ruchu instalacji. Wykorzystanie pakietów obliczeniowych Solver, Statistica proponowanych do zastosowania jest bardzo pomocne i zwiększające szybkość toku obliczeniowego. Sieci neuronowe stosowane do

sterowania sieciami cieplnymi mogą być uzupełniane tą metodą, gdyż daje ona podgląd w zmiany w instalacji. Uzyskujemy obraz pewnej stałości zachowania. Sądzę, iż można stosować ją w wielu wariantach z wymiernymi korzyściami.

LITERATURA

1. Cieślak M., *Prognozowanie gospodarcze metody i zastosowanie*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2005, s. 201.
2. Dziechciarz J., *Ekonometria*, AE, Wrocław 2003, s. 66.
3. Ignasiak E., *Badania operacyjne*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 1996, s. 25.
4. Maddala G.S., *Ekonometria*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2008, s. 165.
5. Ostasiewicz S., *Statystyka*, AE, Wrocław, 1998, s. 62.
6. Ostasiewicz W., *Metody statystyczne analizy danych*, AE, Wrocław 1999, s. 19.
7. Sikora W., *Badania operacyjne*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2008, s. 11.

OPTIMISATION OF ELECTRICITY PRODUCTION AND HEATING COSTS BASED ON SHORT-TERM FORECASTS

Summary

In this article the author proposes considering the problem of optimising electricity production in a heat and power plant in the heating season combined with the optimisation of its acquisition costs. The proposed procedure in the management of short-term heat and power production on the basis of weather conditions forecasts obtained online from the portal of the Institute of Meteorology and Water Management. The conceptual solution proposes using econometric methods that can be used, namely a combination of regression function, the trend of delayed time-dimensions, multiple regression and linear programming. The article aims at reducing decision-making errors in technological flow management.

Keywords: *function regression, multiple regression, trend ahead of time, method of least squares, linear programming, optimisation, electricity production*