

MONITOR GAZOWY

SPIS TREŚCI:

Ceny gazu

Polska	2
Niemcy	4
Belgia i Holandia	5
Czechy, Słowacja	6
Austria	7
Litwa, Ukraina, Białoruś, Rosja	8

Logistyka i pogoda

Zdolności przesyłowe	9
Zdolności magazynowe	10
Warunki pogodowe	11
Załącznik	22

News

Regulacje	12
Infrastruktura	14
Rynek	15
Upstream i LNG	18
Wywiad	20

Rynek nerwowo reaguje na kryzys ukraiński

Na początku marca br. został zachwiany trend obniżania cen gazu, ponieważ część krajów i uczestników rynku zareagowała impulsywnie i zapobiegawczo uzupełniała magazyny gazu na wypadek przerw w dostawach. Wpłynęło to na skokowy wzrost ceny gazu na rynkach spot o prawie 2 EUR/MWh (patrz tabela obok), które ustabilizowały się po 6 marca br., utrzymując lekką tendencję spadkową.

Napięcie wywołane sytuacją na Ukrainie w relacjach z Rosją, doprowadziło w pierwszym tygodniu marca do wzrostu cen paliwa gazowego (patrz tabela obok), głównie w związku z obawami uczestników rynku, że mogą wystąpić ograniczenia dostaw ze strony rosyjskiej. Na koniec pierwszego tygodnia sytuacja uspokoiła się, ponieważ dostawy zostały utrzymane na niezmiennym poziomie a dodatkowym zabezpieczeniem jest wysoki stan napełnienia magazynów gazu, który jest powyżej 5 letniej średniej o około 86 TWh. Jednocześnie

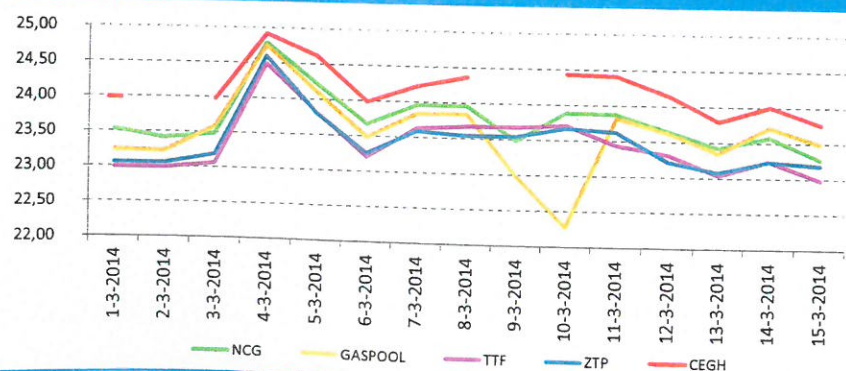
zapotrzebowania rynku na gaz było o około 10% niższe niż zwykle o tej porze roku. Po 6 marca br. ceny ponownie zaczęły spadać z uwagi na relatywnie wysokie temperatury i wysoki poziom magazynów, o którym pisaliśmy w poprzednim numerze. Istnieje duże prawdopodobieństwo, że niskie zapotrzebowanie będzie wpływać na dalsze obniżenie ceny paliwa gazowego w nadchodzącym okresie, pod warunkiem, że nie ulegną zaostrzeniu relacje na linii Moskwa – Kijów oraz zostaną utrzymane dostawy gazu z kierunku rosyjskiego. Niestety nie ma spójności stanowiska poszczególnych krajów UE wobec ostatnich działań Rosji.

Ceny gazu spot Day-Ahead [EUR/MWh]*

	NGC	GASPOOL	TTF	VWAP/CEGHIX	TGE RDN
15-03	23,35	23,75	23,68	23,76	23,78
14-03	23,48	23,48	23,20	24,01	23,72
13-03	23,27	23,20	23,25	23,80	23,80
12-03	23,46	23,44	23,15	24,15	24,07
11-03	23,63	23,54	23,20	24,41	24,19
10-03	23,91	23,77	23,63	24,43	24,25
09-03	23,84	23,91	23,70		
08-03	23,84	23,91	23,70	24,37	
07-03	24,16	23,93	23,87	24,23	
06-03	23,81	23,73	23,37	23,99	
05-03	23,98	23,91	23,72	24,62	23,09
04-03	25,03	24,60	24,55	24,92	25,12
03-03	22,95	22,95	22,62	23,98	
02-03	22,90	22,70	22,52		
01-03	22,90	22,70	22,52	23,99	23,99

*przeliczenie PLN/EUR według średniego dobowego kursu EBC i wartości ciepła spalania 11,13 kWh/m³

Referencyjne ceny gazu [EUR/MWh]



Źródło: NCG

Wiceprezes PCU: Potrzebujemy odważnych decyzji i stabilnego prawa

Modernizację instalacji wytwórczych sprawiły, że produkujemy najtańsze ciepło z gazu w Polsce. Szefowie innych miejskich ciepłowni nie idą naszym tropem, bo boją się niestabilnego prawa i nie mają dostatecznego wsparcia naukowo-technicznego – mówi Piotr Gołąb, wiceprezes Przedsiębiorstwa Ciepłowniczo-Usługowego w Piasecznie.

Monitor Gazowy: Zmiany prawne sprzyjają produkcji ciepła z gazu.

Piotr Gołąb, wiceprezes Przedsiębiorstwa Ciepłowniczo-Usługowego w Piasecznie: Kierunek zmian jest pozytywny, ale nie ułatwia nam zadania. Dla nas najgorszy jest właśnie brak stabilności prawa. Bardziej niż na tym, czy prawo sprzyja rozwiązaniom opartym na gazie ziemnym zależy mi na pewności, że nie zmieni się ono w przeciągu roku, dwóch lat.

Tak bywa?

Oczywiście. Panuje zamieszanie. Nikt nie potrafi z rocznym wyprzedzeniem powiedzieć, jaka będzie taryfa URE na gaz, ani co będzie z certyfikatami i szeroko rozumianym wsparciem dla kogeneracji, w tym opartej na gazie ziemnym.

Wolny obrót gazem powinien ułatwić sprawę.

Moim zdaniem taryfy URE blokują liberalizację rynku, bo pozostawiają mały margines do negocjacji z niezależnymi dostawcami – w moim przypadku to około 0,5%. Przy naszym zużyciu 3,5-4 mln m³ rocznie to może przynieść oszczędność rzędu 20 tys. PLN rocznie bez pewności, że taki poziom oszczędności będzie możliwy do uzyskania przez kilka lat. Na rynku brak jest ofert na dostawy gazu po cenach wyraźnie konkurencyjnych do cen PGNiG z opcją zwarcia na czas dłuższy niż rok lub 2 lata. Szkoda czasu, żeby się po to schylać. Dodatkowym, ale bardzo istotnym aspektem, który należy uwzględnić jest fakt, że cena ciepła jest ceną regulowaną poprzez taryfy zatwierdzone przez URE, a w sytuacji całkowitego uwolnienia cen gazu i pozostawienia cen taryfowanych na ciepło firmy ciepłownicze zostaną postawione w bardzo trudnej sytuacji prawnej i ekonomicznej. Rynek ciepła w obecnym kształcie po prostu nie jest przygotowany na uwolnienie cen gazu, tym bardziej w sytuacji, kiedy w Polsce mamy praktyczny monopol PGNiG w dystrybucji, oraz praktycznie tylko jed-

no źródło zaopatrzenia – Rosję z jej nieprzewidywalnością cen i warunków dostaw. Dla firmy ciepłowniczej, optymalny byłby mix, polegający na zawarciu kontraktu długoterminowego w cenach stałych lub z określoną indeksacją, na ok. 50-60% wolumenu zakupu, plus opcja zakupu na giełdzie w różnych wariantach cenowych i terminowych. Na dzień dzisiejszy, to co oferuje rynek to niecałe 0,5% liczone tylko od ceny paliwa bez przesyłu.

To nie jest mało, a może udałoby się wynegocjować więcej.

Wątpię. Gaz na zasadach TPA kupowaliśmy tylko przez dwa lata (w porównaniu z piętnastoma, kiedy mamy w zakładzie instalacje na paliwo gazowe). Zresztą podobno byliśmy pierwszym tego typu przedsiębiorstwem, które kupowało gaz na zasadach TPA, nie boimy się więc kontraktów z innymi dostawcami niż PGNiG.

Wcześniej mieliście instalację na węgiel?

Tak. Na gaz przeszliśmy w 1998 roku, jeszcze przed tym, kiedy podjąłem prace w Spółce.

Jak sfinansowaliście proces zmiany paliwa?

Wywiad

Głównie przez kredyty z banków komercyjnych. Już je zresztą spłaciлиśmy.

Opłaciło się?

Samo przejście na gaz nie wystarczy, żeby zmiana paliwa była efektywna ekonomicznie. Bardzo ważny jest efekt ekologiczny, ale ten jest trudnomierzalny i nie bardzo można go przedstawić w złotych. Mamy najtańsze ciepło z gazu w Polsce dzięki szeregowi modernizacji. Proces modernizacyjny podzieliliśmy na trzy etapy. W pierwszym zmodernizowaliśmy stację przygotowania wody, dobudowaliśmy moduł odwróconej osmozy, uruchomiliśmy odgazowywacz próżniowy. W drugim wymieniliśmy palniki na modułowane z kontrolą poziomu tlenu w spalinach. W trzecim zamontowaliśmy w kotłach ekonomizery, które odbierają ciepło ze spalin. Za ekonomizerem mamy 48-70°C, przed – 100-160°C.

Dodatkowo przeprowadziliśmy szereg mniejszych modernizacji, np. poprawiliśmy układy sterowania i pompowy, przystosowaliśmy kotły do pracy jako akumulatory ciepła. Efekt nie jest jednak jednoznaczny, bo nadal ciepło wytwarzane z gazu jest znacząco droższe od cie-

pła wytwarzanego z węgla. Wynika to przede wszystkim z ceny paliwa. Gaz kosztuje 45-50 zł/GJ, a węgiel 12-16 zł/GJ – to duża różnica, której nie da się zniwelować efektywnością wytwarzania.

A zmiany organizacyjne?

Wprowadziliśmy zupełnie nowy reżim technologiczny pracy kotłami, zmodyfikowaliśmy tabele temperatur, wprowadzamy system zdalnego monitoringu pracy sieci i węzłów. Zmiana paliwa dokonała się w roku 1998, wtedy jeszcze nie pracowałem PCU. Z tego co wiem, efektem przejścia na zasilanie gazem była redukcja zatrudnienia o ok. 60% w działach bezpośrednio produkcyjnych.

Czy inni czerpią z Waszych doświadczeń?

Niektórzy. Większość boi się ryzyka związanego z niestabilnością prawa. W energetyce trudno prowadzić inwestycje, bo zwracają się one dopiero po 5-8 latach, a w takiej perspektywie trudno przewidzieć wysokość taryf URE, ceny gazu, ceny energii elektrycznej i inne uwarunkowania prawne i rynkowe, takie jak system wsparcia kogeneracji, cena jednostek emisji CO₂, ilość darmowej emisji CO₂, wysokość podatków lokal-

nych, itp. Mówiąc krócej: jak zarząd nie chce ryzykować, to nic nie robi. Chyba że ma wsparcie naukowo-techniczne i pomoc przy realizacji inwestycji. Wtedy jest znacznie łatwiej, ale decyzje zawsze podejmuje zarząd i to zarząd ponosi wszelkie ryzyko tego procesu. Pamiętać należy o tym, że jeśli wprowadzone zmiany technologiczne przyczynią się do obniżenia kosztów wytwarzania, to przy najbliższym zatwierdzeniu taryfy URE może taryfę obniżyć, nawet nie „pozwalając” na zdyskontowanie inwestycji. Istnieje co prawda tzw. „zwrot z kapitału” w taryfach, ale w znacznej mierze jest to pozycja uznaniowa, której wielkość zależy od decyzji urzędniczej i „negocjacji” pomiędzy firmą ciepłowniczą a URE.

Rozmawiał Paweł Kwiecień

Piotr Gołąb, ur. 1951 r. Od 2007 roku Wiceprezes Zarządu Przedsiębiorstwa Ciepłowniczo-Usługowego w Piasecznie, wcześniej operator centralnej dyspozycji ciepła w Elektrociepłowni Siekierki, główny specjalista ds. eksploatacji w Polish Energy Partners, a także Członek Zarządu i Rady Głównej Polskiej Izby Biomasy. Absolwent Politechniki Częstochowskiej.