

Lipiec upłynął w Polsce, i nie tylko, pod znakiem niespotykanej fali upałów. Póki co jednak nasza energetyka poradziła sobie z pogodą całkiem nieźle. Rodzi się natomiast w związku z tym pytanie: czy nie grozi nam blackout? Przyjrzymy się również jaki jest stan sektora i jakie należy poczynić inwestycje.

Por domo sua. Staramy się w tych przeglądach nie poświęcać zbyt wiele miejsca Towarowej Giełdzie Energii. Tym razem robimy jednak odstępstwo, a to w związku z zapowiedzią Polskiej Grupy Energetycznej o sprzedaży całości wytwarzanej energii na giełdzie. Pytanie tylko: na jakiej giełdzie? Na ile realny jest projekt powołania przez Giełdę Papierów Wartościowych platformy do handlu energią? Byłaby to z pewnością prawdziwa rewolucja na rynku. Szczególnie, że początek ustawowej realizacji tzw. obliża tuż, tuż.

Dobre wieści napłynęły wreszcie jeśli chodzi o dwutlenek węgla. Wielomiesięczny spór między Warszawą a Brukselą został chyba wreszcie zakończony. Polska ma obiecane emisje na nowe inwestycje. Chodzi bagatela o 15 000 MW.

Nie znaczy to oczywiście, że polityka Brukseli w sprawie redukcji emisji CO₂ została odłożona do lamusa. W dalszym ciągu grozi nam nie 20%, ale 30% w 2020 r. O ile jednak ta kwestia to jeszcze w pewnym sensie przyszłość, o tyle znaczna redukcja dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów już puka do drzwi, a to za sprawą przyjęcia przez Parlament Europejski dyrektywy o emisjach przemysłowych.

Pozostaniemy jeszcze przy Unii Europejskiej. Tym razem chodzi o węgiel, który dla polskiej energetyki jest paliwem absolutnie podstawowym. Otóż Bruksela nie zgadza się na dalsze dotowanie kopalń. Przyjęty horyzont czasowy to 2014 r., my chcielibyśmy go wydłużyć, ale chyba nie mamy na to zbyt wielkich szans.

To główne tematy lipcowego przeglądu, choć nie tylko.

ROSNIĘ PRODUKCJA I ZUŻYCIE PRĄDU

W I półroczu 2010 r. produkcja energii elektrycznej w Polsce wzrosła o 3,5%, a jej zużycie było większe o 4,6%.

Jak wynika ze wstępnych danych PSE Operator, produkcja energii elektrycznej w Polsce wyniosła ok. 77,40 TWh. Nadal jednak poziom produkcji był niższy niż w 2008 r., kiedy w I półroczu firmy wyprodukowały ok. 78,35 TWh.

W I półroczu stosunkowo dużo pracowały elektrownie na węgiel kamienny, który produkcja wyniosła 105,6% produkcji z analogicznego okresu 2009 r. Natomiast mniej produkowały elektrownie na węgiel brunatny. Ich produkcja to 98,2% produkcji z I półrocza 2009 r. Także zużycie energii elektrycznej w pierwszych 6 miesiącach 2010 r. było większe niż w analogicznym okresie 2009 r. Wyniosło ok. 76,85 TWh. Jednak, podobnie jak w przypadku produkcji, także zużycie energii elektrycznej nie wróciło jeszcze do poziomu z 2008 r., w którego I półroczu wyniosło ok. 78,04 TWh.

www.wnp.pl 5.07.2010

Później te dane nieznacznie skorygowano i okazało się, że produkcja energii elektrycznej wzrosła w I półroczu 2010 r. o 4,4% w stosunku do analogicznego okresu 2009 r., zaś w samym czerwcu wzrosła o 6,6% r/r, podał GUS.

W I półroczu 2010 r. produkcja energii elektrycznej wyniosła 77,927 TWh, a w samym czerwcu - 11,801 TWh.

www.wnp.pl 23.07.2010

I ostatnia garść danych.

W 2009 r. zwiększyła się liczba odbiorców w gospodarstwach domowych: energii elektrycznej - o 75 000 (łącznie do 14,023 mln, w tym w miastach - do 9,317 mln. Gospodarstwa domowe zużyły 28,579 TWh energii (wzrost o 0,5%). W okresie 2000-09 zwiększyła się liczba odbiorców w gospodarstwach domowych: energii elektrycznej o 26%.

wnp.pl 19.07.2010

PRĄD I UPAŁY

Zacniemy jednak od stanu technicznego polskiej energetyki, który jest zatrważający.

Elektrownie są już tak stare, że ze względów technicznych do 2030 r. powinno zostać wyłączone ok. 60% siłowni o łącznej mocy ok. 20 000 MW. Poziom dekapitalizacji technicznej elektrowni wynosi już ok. 73%, sieci przesyłowych 71%, a dystrybucyjnych 75%. - Jeżeli założymy, że elektrownia żyje 40 lat, to poziom dekapitalizacji technicznej wynosi już 79%, a jak założymy optymistycznie, że żyje 50 lat to poziom dekapitalizacji technicznej jest 68%. To znaczy, że my tych elektrowni już nie mamy, że one stoją na słowo honoru. Gdyby taka była flota autobusów w Polsce to byście się państwo bali wsiąść do autobusu, a w energetyce to jeździ - powiedział prof. Krzysztof Żmijewski, Sekretarz Generalny Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji.

www.wnp.pl 14.07.2010

Operator Systemu Przesyłowego PSE-Operator ocenia, że pomimo panujących w kraju upałów nie ma zagrożenia blackoutu - nagłą awarią prądu na dużym obszarze kraju. Podobnego zdania jest prof. Krzysztof Żmijewski, który w latach 1998-2001 był prezesem Polskich Sieci Elektroenergetycznych.

Wg Żmijewskiego "totalnego krajowego blackoutu" z powodu upałów nie będzie. Obciążenie sieci przez klimatyzację to 1-2% dobowego zużycia - ok. 300 MW w skali kraju, a to nie problem. Wg eksperta nie można natomiast wykluczyć lokalnych awarii. PSE-Operator podał, że przy obecnym zapotrzebowaniu na moc w ciągu dnia - w granicach 20 000 MW - rezerwa w elektrowniach to 1000-2 000 MW. W porównaniu z 2009 r., gdy lato było chłodniejsze, wzrost zapotrzebowania na moc wynosi ok. 1000 MW. PSE-Operator przelicza, że przy wzroście temperatury o 10 stopni o ok. 5% wzrasta zapotrzebowanie na moc.

Z kolei w ocenie prof. Żmijewskiego susza może wpłynąć na pracę elektrowni, bo nie będą one miały wystarczającej ilości wody do chłodzenia i będą musiały ograniczyć wytwarzaną moc. "Nie będzie to taki problem jak w 2007 r., bo gospodarka jeszcze nie pracuje na takich obrotach jak wtedy" - powiedział.

Żmijewski powiedział, że Polska ma rezerwy mocy. "Nie potrafię jednak powiedzieć, czy w 2010 r. będzie taki dzień - jak w 2007 - gdy zbliżyliśmy się bardzo do granicy bezpieczeństwa. Wtedy mieliśmy zaledwie 100 MW rezerw, można powiedzieć, że to tak niewiele, jak grubość żyłki" - mówił.

www.cire.pl 14.07.2010

Przedłużające się upały mogą być przyczyną problemów z dostawami energii. Elektrownie pracują pełną parą, ale zużywamy rekordowo dużo prądu. Rezerwy są niższe od wymaganych.

Szczytowe zapotrzebowanie na moce w Polsce w lipcu:

2006 – 18 500 MW

2007 – 19 200 MW

2008 – 19 200 MW

2009 – 19 400 MW

2010 – 20 400 MW

Źródło: PSE Operator

Bilans mocy w Polsce (lipiec 2010 r.):

19 900 MW – dostępne elektrownie

1 400 MW – rezerwa

7 400 MW – moce niedostępne

4 500 MW – remonty kapitalne i awarie

2 100 MW – ubytki w sieci

Źródło: PSE Operator

- Kolejne dni z temperaturą powyżej 30 st. C mogą spowodować problemy z zaopatrzeniem w energię. Już pracuje wszystko, co może - mówi jeden z ekspertów branży energetycznej. Żaden z ekspertów nie przewiduje, że kryzys na pewno nastąpi i dojdzie do wyłączenia lub ograniczenia dostaw. To ostateczność i nawet gdyby do tego doszło, to nie odczują tego odbiorcy indywidualni.

- Panujemy nad sytuacją i na bieżąco reagujemy na ewentualne zagrożenia, które wynikają z faktu, że kurczą się rezerwy wytwórcze i pojawiają się ograniczenia w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej - twierdzi prezes PSE Operator Stefania Kasprzyk. - Każdy następny dzień upałów będzie jednak jeszcze bardziej utrudniał zbilansowanie systemu.

Eksperci przypominają o możliwych problemach z chłodzeniem elektrowni i o trudnościach z wyprowadzeniem z nich pełnych mocy, bo linie energetyczne przy wysokich temperaturach działają słabiej niż zwykle.

Kasprzyk przyznaje, że upały spowodowały, iż rezerwy mocy w elektrowniach spadły do poziomów niższych od wymaganych. Obecnie wynoszą one 1400 MW, podczas gdy zimą

- 4 300 MW. W efekcie PSE Operator musi w szczycie zapotrzebowania korzystać z rezerwy, jaką są elektrownie szczytowo-pompowe i ciepłne. I tak jest teraz - by poprawić bezpieczeństwo energetyczne w największych miastach, pracują ciepłownie w Warszawie, Poznaniu i Lublinie. Koszty tej produkcji są jednak wyższe niż w elektrowniach.

Rzeczpospolita 23.07.2010

INWESTYCJE

W czasie walki o prezydenturę 18 lat temu, kandydat demokratów Bill Clinton zastąpił hasłem: „Gospodarka głupcze!”. Dzięki temu podbił serca wyborców i zdobył fotel prezydenta w 1992 r.

Polskiej energetyce potrzebny jest również inwestycyjne wstrząs, swoiste trzęsienie ziemi, bo inaczej za 5-6 lat po prostu pochłoną nas ciemności.

Pomimo wielu barier i ryzyka - związanych m.in. z unijną polityką klimatyczną, polska energetyka ma szanse wykonać niezbędne inwestycje na czas.

Wiceminister gospodarki Joanna Strzelec-Łobodzińska oświadczyła, że resort zebrał od firm sektora informacje o ich planach. - Chodziło o inwestycje nie tylko takie, które już są realizowane, fizycznie rozpoczęte przed końcem 2008 r., ale też przygotowywane do 2030 r. I dostaliśmy informację o 60 projektach o łącznej mocy ponad 32 000 MW - powiedziała Strzelec-Łobodzińska.

Eksperti z branży uważają, że w ciągu 10 lat może powstać 1/2 ze zgłoszonych w Ministerstwie Gospodarki (MG) projektów. Do 2015 r. szanse na dodatkowe nowe elektrownie - oprócz oddanego niedawno bloku Łagisza (należącego do Tauronu) oraz w Bełchatowie (Polskiej Grupy Energetycznej) - są ograniczone.

MG uważa, że rolą resortu jest stworzenie takich legislacyjnych rozwiązań, które pozwolą ominąć albo zlikwidować bariery inwestycji w sektorze.

Resort zapowiada przygotowanie kilku ważnych aktów prawnych. Chodzi o ustawę o efektywności energetycznej, rozporządzenie o zmianie sposobu określania cen ciepła w kogeneracji. Szczególne znaczenie dla inwestycji będzie mieć program rozwoju sieci energetycznych.

Rzeczpospolita 5.07.2010

Zanim zajmiemy się tym ostatnim problemem, czyli inwestycjami w sieci, kilka słów o kosztach. Oto bardzo ciekawa opinia na ten temat Filipa Thona, prezesa RWE Polska.

- Z uwagi na konieczność wycofania wyeksploatowanych jednostek wytwórczych przy prognozowanym wzroście zapotrzebowania na energię elektryczną Polska stoi przed koniecznością budowy ok. 20 000-30 000 MW mocy wytwórczych w przeciagu najbliższych 10-20 lat, co wiązać się będzie z ogromnymi nakładami finansowymi. Budowa 1 MW mocy wytwórczych, w zależności od paliwa na jakim się opiera, kosztuje od 0,75 mln € do ok. 3 mln €. I tak, najtańsze w budowie są elektrownie gazowo-parowe (1 MW kosztuje 0,75 mln €) a najdroższe moce wytwórcze oparte na energii jądrowej (1 MW kosztuje ok. 3 mln €). Budowa elektrowni wytwarzającej energię z węgla to koszt 1,7 mln € za 1 MW. Inwestycja w blok 800 MW wyniesie więc 1,5 mld €, czyli mniej więcej tyle samo, ile koncern Geely zapłacił niedawno za przejęcie Volvo. A nam potrzeba nie 800 MW, a 30 000 MW nowych mocy! Sektor energetyczny stanie więc przed problemem pozyskania dziesiątek miliardów euro na tak znaczące inwestycje.

www.wnp.pl 2.07.2010

Pora na sieci, a tu mamy istotny przełom.

Sejm postanowił, że sieci energetyczne będą inwestycjami celu publicznego.

Posłowie przyjęli projekt zmian w ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Za przyjęciem nowelizacji głosowało 423 posłów, a 1 był przeciw.

Do tej pory inwestycjami celu publicznego - co pozwala m.in. na ułatwienia w procedurze uzyskiwania decyzji lokalizacyjnych - były jedynie sieci przesyłowe. Zmiany przyjęte przez Sejm pozwalają na objęcie tym statusem również sieci dystrybucyjnych.

W toku prac w komisji infrastruktury zmieniono pierwotne propozycje komisji Przyjazne Państwo, która proponowała, by taki status miały nie tylko sieci energetyczne, ale wszystkie budowle i obiekty służące do wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej. W ocenie komisji infrastruktury, takie rozwiązanie byłoby za daleko idące.

www.cire.pl 9.07.2010

A teraz o pieniądzach, dużych pieniądzach.

Spółki dystrybucyjne planują wydać w ciągu 5 lat 4,3 mld zł na budowę 4 000 km linii energetycznych i 163 stacji energetycznych.

Zainwestują też sporo w modernizację istniejących już sieci. Dokładna skala inwestycji znana będzie w ciągu 2 tygodni po przeanalizowaniu przez URE złożonych przez OSD projektów planów rozwoju i modernizacji sieci elektroenergetycznych na lata 2011-15.

Enea Operator planuje wydanie na modernizację i rozwój sieci do 2015 r. 1,2 mld zł rocznie. PSE Operator chce do tego roku wydać 8,5 mld zł na budowę ok. 2 200 km nowych linii przesyłowych, modernizację ok. 1500 km linii już istniejących oraz budować 11 nowych stacji elektroenergetycznych.

Dziennik Gazeta Prawna 14.07.2010

Operatorzy systemów dystrybucyjnych energii elektrycznej prognozują na lata 2011-15 inwestycje o wartości ok. 28,112 mld zł. Teraz te plany rozwoju uzgadniają z regulatorem, co ma się skończyć do końca września tego roku.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych energii elektrycznej złożyli w Urzędzie Regulacji Energetyki (URE) plany rozwoju na lata 2011-15. Wartość planów finansowych największych 14 dystrybutorów, czyli z grup PGE, Enea, Tauron, Energa, Vattenfall i RWE, opiewa w sumie na ok. 28 mld zł.

Najwięcej z tej kwoty, bo ok. 14,313 mld zł planują wydać na modernizację i odtworzenie istniejącego majątku, związane z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc.

Kolejne ok. 10,057 mld zł zamierzają zainwestować w przyłączenia nowych odbiorców i nowych źródeł mocy oraz związaną z tym budowę nowych sieci, a poza tym na inne, bardziej zdywersyfikowane cele, prognozują wydatki rzędu 3,741 mld zł. W sumie, jak wynika z prognoz, najwięksi dystrybutorzy przymierzają się do inwestycji przekraczających 5 mld zł rocznie w latach 2011-15, od 5,011 mld zł w 2011 r. do 5,867 mld zł w 2015 r. Ze sprawozdań prezesa URE wynika, że w 2007 r. inwestycje w sektorze dystrybucji energii elektrycznej wyniosły ok. 3,315 mld zł. W 2008 r. wzrosły one do ok. 4,275 mld zł. Plan na 2009 r. wynosił ok. 4,220 mld zł, czyli był na poziomie wykonania 2008 r., a plan na 2010 r. opiewa na 4,536 mld zł.

www.wnp.pl 26.07.2010

CZY BĘDZIE DRUGA GIEŁDA ?

Zanim spróbujemy odpowiedzieć na to pytanie, kilka ciekawych informacji dotyczących handlu energią na rynkach publicznych.

Towarowa Giełda Energii obchodzi 10-lecie handlu na Rynku Dnia Następnego (RDN).

10 lat temu - 30 czerwca 2000 r. odbyła się pierwsza sesja na RDN. Łączny wolumen zawartych transakcji wyniósł 483 MWh, przy średniej cenie dla całej doby na poziomie 88 zł/MWh. W pierwszej sesji RDN uczestniczyło 8 z 20 zarejestrowanych członków giełdy - 5 wytwórców i 3 dystrybutorów energii elektrycznej.

Sesja 30 czerwca 2010 r. na RDN była już 3 832 z kolei. Łączny wolumen wyniósł 12 007 MWh przy średniej cenie dla całej doby na poziomie 210,95 zł/MWh. W sesji uczestniczyło 20 z 36 podmiotów dopuszczonych do działania na RDN.

Po 10 latach TGE wdraża strategię na kolejne 10 lat. Jednym z jej głównych celów jest umacnianie płynności Rynku Dnia Następnego. Rozwój tego najstarszego na giełdzie rynku nastawiony jest na integrację z sąsiadującymi z naszym rynkiem rynkami Skandynawii, Czech, Słowacji i w przyszłości także Niemiec. Uczestnicy RDN uzyskają dostęp do transgranicznych mocy przesyłowych i źródeł energii. Już od listopada 2010 r. członkowie TGE i skandynawskiej giełdy Nord Pool Spot będą mogli handlować energią elektryczną na transgranicznym połączeniu stałoprądowym 600 MW - SwePol ("kabel szwedzki") w oparciu o tzw. mechanizm "Market Coupling", poprzez Rynki Dnia Następnego na obu giełdach.

W 2011 r. podobny mechanizm będzie zaimplementowany na transgranicznym połączeniu z Czechami.

www.wnp.pl 1.07.2010

Handel energią elektryczną na rynkach publicznych Polsce rozwija się. W I połowie 2010 r. obroty energią elektryczną na rynkach spotowych Internetowej Platformy Obrotu Energią Elektryczną - poee i Towarowej Giełdy Energii wyniosły łącznie ok. 6,21 TWh, wobec 3,84 TWh w I półroczu 2009 r., co oznacza wzrost obrotów o blisko 62%. Internetową Platformę Obrotu Energią Elektryczną - poee prowadzi firma Elbis, która należy w 100% do PGE Elektrowni Bełchatów z grupy PGE.

Akcjonariat TGE jest rozproszony. Firma ma 17 akcjonariuszy, a największym z nich jest Skarb Państwa - ok. 22,3%. Niewiele mniej akcji mają jednak w sumie 3 podmioty z grupy PGE, bo ok. 22%.

www.wnp.pl 7.07.2010

Obroty energią elektryczną na TGE w I półroczu 2010 r. na Rynku Dnia Następnego (RDN) wyniosły 2,488 TWh, a na Rynku Terminowym Towarowym (RTT) - 1,503 TWh. Oznacza to, że całkowity obrót energią elektryczną w I półroczu 2010 r. wyniósł 3,990 TWh i był o 75,08% większy niż rok wcześniej.

Obrót energią elektryczną na RDN był wyższy o 866 687 MWh (wzrost o 53,47% r./r.) w porównaniu do analogicznego okresu w 2009 r. Średni miesięczny wolumen w I półroczu 2010 r. wyniósł 414 614,12 MWh. Cena średnia ważona wolumenem dla I półrocza 2010 r. wyniosła 190,26 zł/MWh i była wyższa od ceny w analogicznym okresie roku ubiegłego o 14,64 zł.

Natomiast obroty energią elektryczną na RTT w I półroczu 2010 r. wykazały ogromną dynamikę wzrostu - aż 128,30%.

W porównaniu do innych polskich platform, na których zawierane są transakcje terminowe to właśnie rynek organizowany przez TGE ma największą płynność. Rekordowy obrót na jednej sesji RTT odnotowano 4 maja 2010 r. - 306 970 MWh, Na sesji 7 lipca TGE zanotowała inny

rekord na tym rynku. Chodzi o liczbę zawartych kontraktów, których było 100 przy obrocie 104 070 MWh.

www.wnp.pl 9.07.2010

Spróbujmy teraz odpowiedzieć na pytanie zawarte w tytule rozdziału: czy będzie druga giełda?

Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych (KDPW) sprzedał Towarowej Giełdzie Energii swoje udziały w Izbie Rozliczeniowej Giełd Towarowych. Może oznaczać to zapowiedź powstania w Polsce nowej giełdy energii.

KDPW oceniło, że powołanie IRGiT było zbędne i początkowo chciało likwidacji tej instytucji, ale ostatecznie sprawa zakończyła się odkupieniem jego 51-procentowego pakietu przez drugiego udziałowca - TGE.

Ten krok KDPW może mieć związek z planami Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie, której szef jakiś czas temu mówił o utworzeniu nowej giełdy energii, a partnerem w tym przedsięwzięciu miała być Polska Grupa Energetyczna oraz właśnie KDPW. KDPW rozliczałaby transakcje na nowym, "energetycznym" parkiecie GPW poprzez własną Izbę Rozliczeniową, którą chce wydzielić ze swoich struktur.

Puls Biznesu 2.07.2010

Polska Grupa Energetyczna niemal całą energię chce sprzedawać na giełdzie. Decyzja największej firmy w branży może diametralnie zmienić polski rynek. Przybliży też chwilę pełnego uwolnienia cen.

Energetyczny gigant ma 42% udziału w produkcji oraz 25% rynku sprzedaży energii. Elektrownie PGE produkują rocznie 56 TWh energii.

- Decyzja o sprzedaży prądu na giełdzie nie powinna wpłynąć na pozycję rynkową grupy.

Podjęliśmy decyzję, że od 2011 r. nasze elektrownie będą sprzedawać prawie 100% wytwarzanej energii elektrycznej przez giełdę - ujawnia Tomasz Zadroga, prezes Polskiej Grupy Energetycznej. Na platformy obrotu nie trafi tylko energia pochodząca z elektrociepłowni i źródeł odnawialnych.

Decyzja zarządu PGE to duże zaskoczenie. Obecnie większość handlu między elektrowniami a sprzedawcami energii odbywa się poprzez umowy dwustronne. Ze względu na to, że na poziomie hurtowym handlują między sobą wytwórcy i firmy handlowe z tej samej grupy, szczegóły kontraktów między nimi nie są znane.

Jeżeli deklaracja zarządu PGE się spełni, będzie to oznaczało znaczące zmiany dla energetyki oraz jej klientów. - Polski rynek w końcu dostanie to, czego mu od dawna brakuje, czyli większą płynność i obiektywną wycenę produktu, jaką jest energia elektryczna - komentuje Marek Woszczyk, wiceprezes Urzędu Regulacji Energetyki. Nie chce odpowiedzieć na pytanie, czy zapowiadane przez PGE kroki skłonią Urząd do uwolnienia cen dla klientów indywidualnych. - Na pewno jednak przybliżają nas do takiej decyzji - mówi Woszczyk.

Zadowolona z decyzji PGE może być np. gdańska Energa, która musi kupować prąd od innych grup. Dlatego zależy jej, by ten segment rynku był jak najbardziej przejrzysty. - Im większa transparentność rynku, tym lepiej i dla nas, i dla innych odbiorców, zarówno hurtowych, jak i detalicznych - mówi Mirosław Bieliński, prezes Energi (o której przejęcie stara się PGE).

Również poznańska Enea przygotowuje się do szerszego handlu giełdowego energią.

Jak zmiany wpłyną na ceny dla odbiorców końcowych? Wiceprezes URE, ale też inne osoby związane z rynkiem odpowiadają, że o konkretne prognozy trudno. - Pozytywne jest jednak to, że o cenach będzie decydował rynek i działające na nim siły popytu i podaży - podsumowuje Marek Woszczyk.

Na której giełdzie skupi się handel? - Obecnie mamy w Polsce tylko jedną taką platformę, Towarową Giełdę Energii. Mówi się o utworzeniu analogicznego podmiotu, który prowadziłby działalność konkurencyjną wobec TGE. Jednak mimo pojawiających się w mediach informacji PGE nie będzie inwestorem w nowej platformie, jeżeli taka powstanie. Zamierzamy też sprzedać obecne udziały w TGE (pośrednio i bezpośrednio grupa ma ich ok. 20%). Będzie nas interesowało tylko to, która giełda będzie działać szybciej, bezpieczniej i taniej - podsumowuje Zadroga.

- Od strony technicznej jesteśmy gotowi na to, by na TGE skupił się obrót całą energią sprzedawaną przez Polską Grupę Energetyczną. Kończymy wdrażanie nowej wersji systemu informatycznego opracowanego przez NASDAQ OMX i stosowanego przez duże zagraniczne giełdy towarowe. Notujemy coraz większe obroty, zarówno na rynku bieżącym, jak i terminowym. Informacje płynące ze strony PGE to dla nas bardzo dobra wiadomość. PGE ze względu na silną pozycję w naturalny sposób powinna być animatorem giełdowego rynku energii. Myślę, że konieczna będzie dyskusja o tym, co TGE może zaoferować tak dużemu graczowi - uważa Grzegorz Onichimowski, prezes Towarowej Giełdy Energii.

Rzeczpospolita 21.07.2010

Giełda Papierów Wartościowych (GPW) rozważa zakup POEE od PGE. Rada giełdy uchwaliła także regulamin obrotu towarami giełdowymi na GPW.

W ostatnim czasie dzienne obroty na rynku dobowo-godzinowego POEE sięgają kilkunastu tysięcy MWh.

Oplącalność giełdowego obrotu energią może zwiększyć się po ogłoszonej deklaracji PGE o sprzedaży od początku 2011 r. całości produkowanej przez jej elektrownie energii za pośrednictwem giełdy towarowej. W roli tej naturalnie widziała się Towarowa Giełda Energii, od czego jednak stanowczo zdystansowało się PGE. Zarząd grupy zapowiedział sprzedaż swoich udziałów w TGE, oświadczając jednocześnie, że wybierze giełdę, która „będzie działać szybciej, bezpieczniej i taniej”.

Przedstawiciele branży zwracają uwagę, że w odróżnieniu od TGE, POEE nie ma własnej izby rozliczeniowej i korzysta z usług banku, co paradoksalnie dzięki obniżeniu wartości biznesu może uczynić go bardziej atrakcyjnym dla GPW.

Parkiet 23.07.2010

PGE sprzeda swoje akcje na TGE. Współwłaścicielem giełdy w Polsce może zostać jedna z platform działających już w Unii. Zanim jednak o tym, garść statystyki.

Udziałowcy TGE:

22,3% - Skarb Państwa

22,0% - PGE

10,1% - ZE PAK

10,0% - E.ON Energy Trading

6,8% - Vattenfall

29,8% - pozostali

Źródło: TGE

Obroty dzienne na wybranych giełdach energii w Europie:

663 000 MWh – NordPool (Skandynawia)

607 000 MWh – OMEL (Hiszpania)

558 000 MWh – EPEX (Niemcy, Austria)

103 000 MWh – APHX (Holandia)

47 000 MWh – BELPEX (Belgia)

11 000 MWh – TGE (Polska)

Źródło: TGE

Udziały w działającej od 10 lat Towarowej Giełdzie Energii wystawił na sprzedaż jeden z jej kluczowych właścicieli - Polska Grupa Energetyczna. W sumie kontroluje 22% jej akcji, bezpośrednio posiada ok. 10%, a poprzez elektrownie Opole i Bełchatów - kolejne 12%.

Chęć ich nabycia wstępnie zgłosiły fundusze inwestycyjne i europejskie giełdy. Potencjalni zainteresowani to giełdy skandynawska, niemiecka i czeska. Szacuje się, że za pakiet udziałów PGE trzeba będzie zapłacić 8-10 mln zł.

Szef TGE Grzegorz Onichimowski przyznaje, że gdyby wśród udziałowców jego spółki pojawiła się jedna z unijnych giełd, byłoby to dobre rozwiązanie. - Moglibyśmy wtedy zwiększyć zarówno skalę, jak i zakres działalności - mówi. - Nawiązujemy już np. współpracę ze skandynawską NordPool, gdy chodzi o wykorzystanie kabla przez Bałtyk między Polską i Szwecją. Mamy też kontakty z innymi giełdami - dodaje.

Zarząd PGE podjął decyzję o sprzedaży udziałów w giełdzie energii w nietypowej sytuacji. Tuż przed prawdopodobnym zwiększeniem przez TGE obrotów, a co za tym idzie - jej wartości. Wszystko wskazuje bowiem na to, że już jesienią wzrośnie sprzedaż energii przez giełdę, a powodem są zmiany w prawie energetycznym dotyczące handlu hurtowego. Gdyby PGE wyzbywała się udziałów w giełdzie w przyszłym roku, mogłaby więcej zarobić na tej transakcji. Ale w tle obecnej decyzji zarządu grupy jest prywatyzacja Energi. PGE bierze udział w przetargu na zakup 85% akcji tej gdańskiej firmy.

Choć nie ma pewności, że go wygra, to już pojawiły się zarzuty ze strony części ekspertów i UOKiK, że taka konsolidacja byłaby groźna dla rynku. A PGE, będąca już teraz największym producentem elektryczności w Polsce, jeszcze wzmocniona Energa, będzie dyktować warunki i ceny.

Zarząd PGE zapowiedział nawet, że jest gotów sprzedać także platformę internetową, na której odbywa się handel energią, a którą kilka lat temu powołała największa w kraju Elektrownia Bełchatów. Z nieoficjalnych informacji wynika, że zainteresowana nabyciem platformy jest TGE. Prezes Onichimowski ich nie komentuje. - Posiadanie takiej platformy obrotu mieści się w naszej strategii rozwoju - mówi. - Wolumen obrotów jest tam mniejszy niż na naszej giełdzie, ale jest bardzo popularna wśród odbiorców przemysłowych ze względu na uproszczone procedury.

Nawet po sprzedaży udziałów w TGE i platformie internetowej PGE będzie bardzo trudno o zgodę urzędu antymonopolowego na przejęcie gdańskiej Energi.

Rzeczpospolita 27.07.2010

TPA – CORAZ CHĘTNIEJ ZMIENIAMY SPRZEDAWCÓW

Liczba odbiorców TPA (Third Party Access - jej wprowadzenie umożliwiło zmianę sprzedawcy) wg stanu na koniec maja 2010 r. wyniosła 5 063, a więc zwiększyła się od końca

2009 r. o 2 464 odbiorców, co stanowi wzrost o ponad 94,8% - wynika z danych Urzędu Regulacji Energetyki.

W tym liczba odbiorców TPA w gospodarstwach domowych, w tym samym okresie, nie uległa znaczącej zmianie - zwiększyła się jedynie o 8,2%, natomiast aż o 154,7% zmieniła się liczba zmian sprzedawcy w grupach taryfowych A, B, C. Najaktywniejsi odbiorcy pod względem liczby zmian sprzedawcy znajdują się na terenie działania operatora EnergiaPro - (województwa śląskie i opolskie), natomiast najmniej aktywni (73) mieszkają i działają na terenie sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja Lubzel.

www.wnp.pl 2.07.2010

Przedsiębiorstwa coraz chętniej zmieniają dostawców energii.

Od stycznia do czerwca 2010 r. liczba odbiorców energii z grup A, B i C, którzy zmienili sprzedawcę energii zwiększyła się o 210% - to jest o 3 232 odbiorców - informuje Urząd Regulacji Energetyki.

W grupie gospodarstw domowych (tzw. grupa G), w tym samym okresie liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę nie uległa znaczącej zmianie - zwiększyła się jedynie o 9,5%.

W końcu 2009 r. liczba odbiorców w tzw. grupie taryfowej G, którzy skorzystali z prawa do zmiany sprzedawcy wyniosła 1 062, natomiast na koniec czerwca 2010 r. - 1163. Ogółem na koniec 2009 r. było 2 599 odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę energii, a dzień przed rozpoczęciem kampanii informującej URE - 5 932. W 2009 r. najwięcej odbiorców korzystających z zasady TPA znajdowało się na terenie działania PGE Dystrybucji Białystok - 604, na 2 miejscu była Energia Pro - 527, na 3. Enion SA - 424.

Po 6 miesiącach czołówka zmieniła się nieznacznie. Najwięcej odbiorców TPA znajdowało się na terenie działania Energii Pro - 1253 odbiorców TPA, na terenie Enion SA - 928 odbiorców TPA, na 3 miejscu pod względem liczby odbiorców TPA znalazła się PGE Dystrybucja Zamość - tu zmiana z 13 miejsca w 2009 r. Liczba odbiorców TPA na terenie południowo wschodniego OSD zwiększyła się z 32 do 719, tj. ponad 445%. Najwięcej energii dostarczył odbiorcom TPA - Vattenfall Distribution Poland - 2,188 TWh, Enion - 2,082 TWh, na 3 miejscu „mocy” była Energa - Operator - z 1,189 TWh, tuż za nią EnergiaPro - 1,172 TWh oraz Enea Operator - 1,152 TWh.

www.wnp.pl 30.07.2010

POLSKA PRYWATYZACJA NAJWIĘKSZA W EUROPIE

Polska jest jedynym krajem w Europie, który przeprowadza obecnie duży proces prywatyzacji sektora energetycznego - poinformowała agencja Fitch Ratings.

Zdaniem agencji, prywatyzacja polskiej energetyki nabrała tempa w związku ze sprzedażą przez Skarb Państwa pakietu 52% akcji Tauronu, 2. co do wielkości grupy energetycznej w Polsce, za 4,2 mld zł. Wg agencji, zmniejszenie udziału Skarbu Państwa w Tauronie do ok. 34% po ofercie publicznej nie ma wpływu na ratingi spółki. Dodała, że PGE i Tauron mają silną pozycję finansową z niskim zadłużeniem.

3 największe grupy energetyczne - PGE, Tauron oraz Enea, mające ok. 60% udziału w krajowym wytwarzaniu energii elektrycznej i ok. 70% w dystrybucji i sprzedaży - są notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie - zaznaczył Fitch. Plany prywatyzacyjne resortu skarbu na II połowę 2010 r. - jak podkreśliła agencja -

zakładają sprzedaż większościowych pakietów akcji w kilku dużych spółkach energetycznych: 51% akcji Enei, 83% akcji Energi oraz 50% akcji Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin.

Fitch Ratings jest globalną agencją ratingową, która publikuje na potrzeby międzynarodowych rynków kredytowych opinie o wiarygodności kredytowej różnych podmiotów. Agencja posiada dwie siedziby: w Nowym Jorku i Londynie, 49 biur na świecie. Fitch Ratings ocenia ponad 5 900 instytucji finansowych, ponad 1400 przedsiębiorstw oraz 100 krajów.

www.cire.pl 5.07.2010

Trwa wyścig ministra skarbu Aleksandra Grada z czasem. Na prywatyzacyjnym liczniku na półmetku miał niespełna 1/2 planowanych na cały rok wpływów z prywatyzacji.

Optymiści mówią więc - jest dobrze, ambitny plan osiągnięcia w całym 2010 r. 25 mld zł zostanie wykonany, realiści jednak wskazują na minimalną wycenę Tauronu i z powątpiewaniem kiwają głowami.

Minister ma jeszcze w zanadru kilka łakomych kąsków z branży energetycznej, ale o ile przed kryzysem ich wycena rzeczywiście mogła zachwycić, o tyle teraz na spektakularne debiuty raczej nie ma szans. Nerwowość na rynkach finansowych powoduje, że inwestorzy reagują jak chorągiewka. Nigdy nie wiadomo do końca, w którym kierunku skierują sympatię. Aż nazbyt jaskrawo uwidoczniło się to podczas debiutu Tauronu - a przecież trudno liczyć, że sytuacja szybko się unormuje.

Jeśli po sprzedaży Energi Polskiej Grupie Energetycznej na rynku zostaną 3 gracze, z których tak naprawdę będzie się liczył jeden, może on zacząć dyktować ceny, z których odbiorcy nie będą zadowoleni. Warto, aby ten fakt zarówno minister skarbu, jak i premier także wzięli pod uwagę przy podliczaniu słupków z wpływów z prywatyzacji. Pośpieszna prywatyzacja uratuje budżet, ale czy zapewni także bezpieczeństwo naszym kieszeniom?

Rzeczpospolita 5.07.2010

Od sukcesu sprzedaży akcji gdańskiej grupy zależą wpływy z prywatyzacji. Wykonanie planu - 25 mld zł - jest zagrożone ze względu na niską wycenę Tauronu, słabe oferty na PAK i niepewność przetargu na Eneę.

Sprzedaż akcji 3 polskich grup energetycznych miała być głównym źródłem przychodów z prywatyzacji w 2010 r. Ale szef resortu skarbu Aleksander Grad nie może liczyć na wiele po ostatniej słabej wycenie grupy Tauron.

Z trwających 3 przetargów tylko jeden zakończy się pewnym sukcesem. Najbardziej prawdopodobna transakcja to sprzedaż 82,9% akcji gdańskiej grupy Energa. Nie wiadomo, czy ministrowi uda się sprzedać Zespół Elektrowni PAK wraz z kopalniami ani czy i za ile znajdzie inwestora dla poznańskiej Enei.

Prywatyzacja Energi nabiera szczególnego znaczenia. Już wstępne oferty od inwestorów zawierały bardzo korzystne wyceny akcji gdańskiej grupy. Jej wartość szacuje się na 8-9 mld zł, co by znaczyło, że Skarb Państwa ze sprzedaży jej akcji może pozyskać nawet 7,5 mld zł. Na dodatek będzie mógł wybrać z 5 ofert poważnych firm - Polskiej Grupy Energetycznej (PGE), GDF Suez, Kulczyk Investments (ten inwestor ma najmniejsze związki z branżą) oraz czeskich grup CEZ i EPH.

Pojawiają się spekulacje, że największe szanse ma PGE, której determinacja jest bardzo duża, a zatem może zaoferować najkorzystniejszą cenę. Ale sfinalizowanie transakcji z PGE może natrafić na przeszkody w Urzędzie Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Jego prezes

Małgorzata Kransodębska-Tomkiel wypowiedziała się negatywnie na ten temat jeszcze przed złożeniem ofert przez inwestorów. - Wszystkie nasze argumenty przeciw pozostają aktualne - mówi. - Takie połączenie wprowadziłoby nieodwracalne zmiany w strukturze rynku. Zamiast 4 grup energetycznych będą 3 grupy, dojdzie do wzmocnienia pozycji PGE w zakresie wytwarzania i znacznego wzmocnienia w przypadku dystrybucji. Powstanie silny, w zasadzie samowystarczalny, podmiot, który nieodwołalnie zaburzy konkurencję. Gorzej jest z PAK i Eneą.

Ostateczne 2 oferty od inwestorów zainteresowanych kupnem 50% akcji elektrowni Pątnów-Adamów-Konin oraz pakietów (ponad 80%) akcji kopalń węgla brunatnego są słabsze od oczekiwań. Nieoficjalnie mówi się, że wyceniają elektrownie na mniej niż 1 mld zł.

Szansę na dopełnienie przychodów z prywatyzacji dałaby ministrowi skarbu sprzedaż Enei. Jego pakiet 60,4% akcji jest wart na giełdzie 4,7 mld zł. Ale i tu jest wiele niewiadomych.

Rzeczpospolita 5.07.2010

UNIA PODNOSI POPRZECZKĘ EKOLOGICZNĄ DLA FIRM

Czyste powietrze i przejrzyste zasady to cele, które przyświecały europosłom, którzy przyjęli 7 lipca nową dyrektywę w sprawie emisji przemysłowych. Ograniczenia emisji obowiązywać będą instalacje przemysłowe emitujące zanieczyszczenia do atmosfery, ale państwa członkowskie zachowują możliwość wydłużenia okresów przejściowych w stosunku do elektrociepłowni lub ustanowienia łagodniejszych limitów emisji przemysłowych dla dużych obiektów energetycznych.

Nowa dyrektywa ma na celu ochronę zdrowia i środowiska naturalnego poprzez ustanowienie bardziej zrozumiałych i łatwiejszych do wdrożenia przepisów. Nowelizuje i scala 7 obowiązujących aktów prawnych, w tym dyrektywę w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania oraz dyrektywę dotyczącą zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (IPPC). Ta ostatnia obejmowała ok. 52 000 instalacji przemysłowych w UE (ok. 2 000 w Polsce). Uwzględnione zostały postulaty niektórych państw członkowskich, w tym Polski, wydłużające okresy przejściowe do czerwca 2020 r. dla dużych instalacji spalania, jak np. elektrowni węglowych. Starsze elektrownie uzyskają zwolnienie z przestrzegania dopuszczalnych limitów emisji pod warunkiem, że zostaną wyłączone z eksploatacji do końca 2023 r. lub po przepracowaniu 17 500 godzin funkcjonowania po 2016 r.

www.wnp.pl 7.07.2010

- Z zadowoleniem przyjmuję kompromis uzyskany w ramach Dyrektywy o emisjach przemysłowych. Należy przypomnieć, że Polska ma unikalną w świecie strukturę paliwową; ponad 90% elektryczności i ciepła wytwarzane jest w oparciu o rodzimy węgiel, stanowiący o bezpieczeństwie i wysokiej niezależności energetycznej naszego kraju - mówi europoseł Bogdan Marcinkiewicz (PO).

- Szczególnie istotne są dla nas okresy przejściowe dla dużych instalacji spalania (LCP) w zakresie emisji SO₂ i NO_x. Bez tych derogacji trzeba by było skokowo, w sposób nieuzasadniony technicznie i ekonomicznie, odstawić przedwcześnie, z końcem 2015 r., ponad 30% zainstalowanych mocy elektrycznych oraz ponad 1/2 elektrociepłowni i ciepłowni zaopatrujących ludność i przemysł - wylicza Marcinkiewicz.

- Okresy przejściowe są niezwykle istotne w tym przypadku, ponieważ pozwolą rozłożyć w czasie na lata 2016-23 proces stopniowego odstawiania urządzeń wytwórczych i zastępowania ich nowoczesnymi blokami energetycznymi o najwyższej możliwej do uzyskania sprawności wytwarzania - podkreśla europoseł.

www.wnp.pl 7.07.2010

Resort środowiska oblicza, że polski przemysł musi do 2016 r. wykonać inwestycje za 7,7 mld €, by się dostosować do przepisów ochrony powietrza, które już nałożyła na nas Komisja Europejska. Po uwzględnieniu przyjętej dyrektywy suma ta wzrasta do 20,2 mld €.

- Będziemy mieli więcej czasu na dostosowanie się do nowych przepisów. To pozwoli nam uniknąć niedoboru energii i w stosunkowo krótkim czasie zmobilizuje do modernizacji najbardziej energochłonnego przemysłu, bez szkody dla samego sektora - uważa europoseł Bogusław Sonik.

Rzeczpospolita 7.07.2010

DWUTLENKOWY KOMPROMIS

Było o SO₂, NO_x - będzie o CO₂. To pokazuje jak wielką rolę Unia przykładą do polityki klimatycznej. To co się wydarzyło w lipcu jeśli chodzi o dwutlenek węgla pokazuje, że kompromisy z Brukselą są możliwe, ale w pewnych ramach. A w tym wypadku Unia po prostu „nie odpuści”.

Zmiany w zasadach handlu uprawnieniami do emisji CO₂ mogą oznaczać dla polskich branż przemysłu objętych europejskim systemem handlu uprawnieniami do emisji CO₂ wzrost kosztów działania w latach 2013-27 nawet o ponad 100 mld zł - wynika z analiz Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG).

Już za mniej niż 2,5 roku, bo od 2013 r. branże przemysłowe objęte Europejskim Systemem Handlu Emisjami, czyli m.in. hutnictwo stali, przemysł cementowy, papierniczy, chemiczny, ale też szklarski, czy rafineryjny, będą musiały zacząć kupować duże ilości uprawnień do emisji CO₂, które na razie dostają za darmo.

Z symulacji FOEEiG wynika, że w efekcie tych zmian w latach 2013-27 polskie firmy spoza elektroenergetyki objęte Europejskim Systemem Handlu Emisjami mogą być zmuszone wydać na uprawnienia do emisji CO₂ aż ok. 77 mld zł, poczynając od 1,84 mld zł w 2013 r., a kończąc na 8,5 mld zł w 2027 r. Na tym jednak nie koniec wzrostu kosztów funkcjonowania firm z powodu CO₂, bo pośrednio, w cenach prądu, będą one też ponosić koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ przez elektroenergetykę. Elektrownie już od 2013 r. będą musiały kupować coraz więcej uprawnień do emisji CO₂ poczynając od 30% w 2013 r., a kończąc na 100% w 2020 r. Te koszty pośrednie emisji CO₂ dla przemysłu FOEEiG oszacowało na 44-55 mld zł w latach 2013-27. Analizy zostały wykonane przy założeniu ceny uprawnienia do emisji 1 tony CO₂ na poziomie 39 €.

Łączne wyniki symulacji FOEEiG oznaczają, że w latach 2013-27 polski przemysł objęty Europejskim Systemem Handlu Emisjami wskutek zmian zasad handlu uprawnieniami do emisji CO₂ może zostać obciążony bezpośrednimi i pośrednimi kosztami uprawnień do emisji CO₂ przekraczającymi znacznie 100 mld zł.

www.wnp.pl 27.07.2010

Urzednicy z Komisji Europejskiej osiagnęli kompromis odnośnie sposobu sprzedaży EUA, to jest uprawnień do emisji CO₂, w III etapie systemu EU ETS, czyli latach 2013-20.

27 państw członkowskich zgodziło się na ustanowienie centralnej platformy sprzedaży, równocześnie pozwalając niektórym państwom na przeprowadzanie własnych aukcji. Porozumienie zakończyło długi okres dyskusji na temat sposobu sprzedaży jednostek na okres 2013- 20 systemu handlu emisjami (ETS).

Większość aukcji na sprzedaż EUA podczas 8-letniego okresu będzie przeprowadzane na centralnej platformie aukcyjnej, ale po protestach największych emitentów, Niemiec i W. Brytanii, obok centralnej platformy aukcyjnej, plany pozwalają na przeprowadzanie równoległe własnych aukcji. Izby rozliczeniowe i giełdy elektroniczne będą walczyły między sobą o kontrakty i pozwolenia na działania w ramach wspólnej platformy aukcyjnej lub jako platformy wewnątrz kraju. Wszystkie główne giełdy i banki rozliczeniowe, w tym BlueNext, ECX, EEX, LCH Clearnet, Green Exchange i NordPool, będą ubiegać się o prawo do sprzedaży aż do 1 bln uprawnień rocznie na aukcjach, począwszy od 2013 r.

www.wnp.pl 16.07.2010

- Jedna centralna platforma aukcyjna dla całej UE z pewnością przyczyni się do zwiększenia płynności na rynku uprawnień. Wymusi ona bowiem o wiele większą liczbę uczestników niż gdyby aukcje zostały rozbite na poszczególne kraje. Jedna centralna platforma daje też równe prawo dostępu do rynku i rynkowych informacji zarówno wszystkim jej uczestnikom, jak i zainteresowanym - podkreśla Marianna Janczak, specjalista ds. klientów zagranicznych z firmy Consus, zajmującej się m.in. handlem uprawnieniami do emisji CO₂. Jak podkreśla, wszyscy zainteresowani nabyciem uprawnień będą się spotykać w jednym czasie na jednym rynku, co powinno sprawić, że uzyskiwane na aukcji ceny stanowiąc będą odbicie rzeczywistej równowagi popytu i podaży, a nie chwilowych fluktuacji rynkowych nastrojów.

Jednoczesnym udogodnieniem jest fakt, że duża centralna aukcja stanowić będzie poważne utrudnienie dla potencjalnych prób manipulowania cenami na rynku uprawnień - ze względu na skalę aukcji do wpływania na ceny potrzebne będą znaczne środki. Duża także powinna być transparentność rynku i wszystkich jego uczestników.

Jak na razie nie została wybrana ani stworzona platforma centralna. O rolę tę walczą największe giełdy zajmujące się handlem uprawnieniami do emisji CO₂, powołując się na swoje doświadczenie oraz istniejące wypróbowane systemy i mechanizmy handlu. Warto oczywiście pamiętać, iż nie zostało jeszcze przesądzone, czy nie zostanie jednak utworzona osobna platforma.

- Miałoby to zapewne tę zaletę, iż dzięki temu uniknięto by zarzutu faworyzowania czy dyskryminacji części uczestników rynku, a także pozwoliłoby to na swobodniejsze kształtowanie regulacji aukcyjnych. Z drugiej strony wykorzystanie istniejącej giełdy zmniejszyłoby istotnie koszty centralnej platformy aukcyjnej oraz ułatwiłoby uniknięcie technicznych i organizacyjnych trudności - ocenia Marianna Janczak.

www.wnp.pl 29.07.2010

www.cire.pl 29.07.2010

No i jeszcze jeden kompromis, dla Polski szczególnie istotny.

Nowo budowane bloki o łącznej mocy do 15 000 MW w polskich elektrowniach dostaną darmowe uprawnienia do emisji - to wynik porozumienia ministra Andrzeja Kraszewskiego z Komisją Europejską.

Unijna Komisarz ds. Klimatu, Connie Hedegaard potwierdza wstępne ustalenia z czerwcowego spotkania z ministrem środowiska, prof. Andrzejem Kraszewskim dotyczące możliwości przyznania darmowych uprawnień do emisji CO₂ po 2013 r. dla elektrowni, które zaczęto budować przed końcem grudnia 2008 r.

Stanowisko Unii zyskało potwierdzenie w liście komisarz Hedegaard skierowanym do polskiego ministra środowiska. Znajduje się w nim akceptacja zaproponowanych przez Polskę kryteriów precyzujących pojęcie fizycznego rozpoczęcia robót, które są warunkiem darmowej alokacji uprawnień do emisji CO₂.

Komisarz Hedegaard potwierdziła, że polskie prawo budowlane jest właściwe do określenia kryterium "fizycznego" rozpoczęcia budowy. Oznacza to, że proces inwestycyjny uznaje się za rozpoczęty, jeśli spełniony jest przynajmniej jeden z warunków: sporządzona jest dokumentacja geologiczna dla przedsięwzięcia, wyrównano teren, zagospodarowano teren budowy (np. urządzeniami budowlanymi lub tymczasowymi konstrukcjami) czy przyłączono niezbędną infrastrukturę techniczną. Nie jest konieczne pozwolenie na budowę, które inwestor może uzyskać już po wykonaniu wymienionych robót.

- 15 000 MW to bardzo dużo, to przeszło 1/2 obecnego zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie - podkreśla minister Kraszewski. - Oznacza to, że wszyscy ci, którzy rozpoczęli prace na placu budowy w sensie wyjaśnionym powyżej mogą liczyć na przydział darmowych uprawnień do emisji CO₂.

Nowy unijny system handlu emisjami CO₂ zakłada, że większość pozwoleń będzie sprzedawana na aukcjach, a nie rozdawana za darmo jak dotychczas. Wg rządowych szacunków, na początku w 2013 r. polska gospodarka zaoszczędzi na bezpłatnych emisjach dla elektrowni 14 mld zł. A spełnienie polskich postulatów na szczycie w 2008 r. zapobiegnie drastycznym podwyżkom cen prądu.

Prawo do darmowych uprawnień dla nowych inwestycji będzie przysługiwać polskim elektrowniom na mocy Dyrektywy UE ETS (o europejskim systemie handlu emisjami - European Emission Trading Scheme).

www.wnp.pl 29.07.2010

www.cire.pl 29.07.2010

Rzeczpospolita 29.07.2010

Dziennik Gazeta Prawna 29.07.2010

UNIA MÓWI *NIE* DLA DOTACJI

Zanim jednak o stanowisku Brukseli, kilka dość krzepiących informacji na temat górnictwa. Zaczniemy od wyników kopalń za I półrocze.

2 z 3 należących do Skarbu Państwa spółek węglowych - Jastrzębska Spółka Węglowa i Katowicki Holding Węglowy - zamknęły I półrocze 2010 r. zyskiem. Największa górnicza firma - Kompania Węglowa - zanotowała wielomilionową stratę.

W I półroczu tylko JSW zwiększyła (o blisko 1/4) wydobycie węgla, odrabiając tym samym ubytki z kryzysowego dla węgla koksowego 2009 r. Pozostałe 2 spółki, wyspecjalizowane w węglu energetycznym, zmniejszyły wydobycie.

Kopalnie JSW wydobły łącznie 6,7 mln ton węgla - o 24,1% więcej niż rok wcześniej.

W Katowickiej Grupie Kapitałowej (KHW i kopalnia Kazimierz-Juliusz) wydobycie zmniejszyło się o ok. 0,9 mln ton (z ponad 7,2 mln ton do 6,3 mln ton), a w Kompanii Węglowej o 1,5 mln ton (z 20,9 mln ton do 19,4 mln ton).

Nadal część wydobytego węgla (głównie energetycznego) trafia na przykopalniane zwały, gdzie było już ponad 6 mln ton niesprzedanego surowca.

W jastrzębskiej spółce, w porównaniu do tego samego okresu 2009 r., przychody ze sprzedaży były wyższe aż o 78,6%, czyli o 1,2 mld zł. Firma wypracowała 416,3 mln zł zysku, co po odliczeniu obowiązkowej wpłaty od jednoosobowych spółek Skarbu Państwa dało 349,5 mln zł zysku netto w pierwszym półroczu. Przed rokiem JSW miała ponad 305 mln zł strat.

Katowicka Grupa Kapitałowa, mimo spadku wydobycia i sprzedaży węgla, obroniła dodatni wynik finansowy, zmniejszając jednak zysk netto z ponad 51,7 mln zł po I półroczu 2009 r. do ponad 14,8 mln zł po półroczu 2010.

Największa górnicza spółka, Kompania Węglowa - jak podał jej rzecznik, Zbigniew Madej - osiągnęła w I półroczu przychody w wysokości 4,7 mld zł, wobec ponad 5 mld zł w tym samym czasie 2009 r. Firma zanotowała wielomilionową stratę, której wysokości nie ujawnia. Wyniki Kompanii obciążają m.in. nierentowne kopalnie, przede wszystkim Halemba-Wirek, która tylko w 2009 r. przyniosła 323 mln zł strat. Co miesiąc ok. 10 mln zł strat generuje też kopalnia "Silesia", która jeszcze w 2010 r. ma być sprzedana czeskiemu inwestorowi.

W I półroczu 2010 wszystkie 3 spółki węglowe zmniejszyły zatrudnienie: JSW o blisko 100 osób (do niespełna 22 500 pracowników), KHW o prawie 500 osób (do ponad 21 600 pracowników), a KW o ponad 2 700 (do ok. 62 000 w końcu czerwca 2010 r.).

3 należące do Skarbu Państwa spółki węglowe mają największy wpływ na obraz całego polskiego górnictwa. Sprywatyzowana kopalnia Bogdanka na Lubelszczyźnie oraz należący do upublicznionej niedawno grupy Tauron Południowy Koncern Węglowy nie opublikowały jak dotąd swoich wyników za półrocze.

Ministerstwo Gospodarki nie dysponuje jeszcze pełnymi danymi charakteryzującymi górnictwo po półroczu. Po pierwszych 5 miesiącach 2010 r. zysk branży netto wyniósł blisko 151,7 mln zł. W tym samym czasie 2009 r. strata sektora wyniosła blisko 121,3 mln zł.

Rzeczpospolita 21.07.2010

Spółki górniczne chcą w latach 2010-15 zainwestować 15 mld zł.

- Działania te mają w sumie pozwolić podnieść zasoby przemysłowe węgla możliwe do prostego wydobycia o ok. 1,2 mld ton, przy czym węgla energetycznego o 0,6 mld ton i koksowego o 0,6 mld ton. To spowoduje w 2015 r. podniesienie możliwości przemysłowego wydobywania węgla o 54% i wydłużenie żywotności kopalń - powiedział Daniel Borsucki z Katowickiego Holdingu Węglowego prezentując prognozy inwestycji w górnictwie węgla kamiennego do 2015 r.

Borsucki poinformował, że do 2020 r. górnictwo planuje inwestycje na poziomie 25 mld zł, a w 2010 r. na ok. 2,5 mld zł, co znaczy że spółki górniczne chciałyby w 2010 r. zainwestować mniej więcej tyle samo, co w 2009 r. Inwestycje są niezbędne, żeby w dłuższym okresie utrzymać możliwości wydobycia węgla, bo inaczej kopalnie będą zamykane. Borsucki nie ukrywał też, że krajowe górnictwo jest pod dużą presją importu węgla. Z przedstawionych przez niego danych wynikało, że możliwości techniczne importu węgla do Polski są znaczne w porównaniu z jego wydobyciem. O ile bowiem w 2009 r. spółki wydobyły ok. 77,4 mln ton węgla kamiennego to okazuje się, że możliwości importu sięgają teoretycznie aż 21-24 mln ton.

- Jesteśmy już w tej chwili branżą, która działa na konkurencyjnym rynku. Import powoduje, że przychody są określone przez to co dzieje się na rynkach światowych. Tam cena jest mocno chwiejna. Musimy wszystko robić, żeby po stronie kosztowej było jak najmniej składników. W związku tym cała batalia o zrestrukturyzowanie branży, o ograniczenie wszelkich zbędnych kosztów eksploatacyjnych i związanych z utrzymaniem firm. Natomiast nie pozbędziemy się kosztów związanych z inwestycjami, które pozwolą udostępnić złoża na przyszłość - powiedział Daniel Borsucki.

www.wnp.pl 15.07.2010

Przejdźmy teraz do kwestii zawartej w tytule, a mianowicie do dotacji dla górnictwa.

To miał być ostatni rok, w którym unijne przepisy pozwalają państwom dotować kopalnie węgla kamiennego. Odpowiednie rozporządzenie wygasa z końcem 2010 r. Niespodziewanie komisarz ds. konkurencji Hiszpan Joaquin Almunia zaproponował 3 tygodnie temu, aby wydłużyć jego obowiązywanie do 2022 r.

Z nieoficjalnego przekazanego Brukseli stanowiska resortu gospodarki wynika, że popieramy stanowisko Almunii, bo ponad 90% prądu pochodzi z węgla (60% z węgla kamiennego), więc jest on bardzo ważny. Resort zdaje sobie sprawę, że trwała pomoc państwa oznacza uznanie, iż górnictwo będzie ciągle deficytowe. W górnictwie pracuje 100 000 ludzi, nie licząc rodzin i kooperantów. Jeśli nie będzie wsparcia państwa, śląskie kopalnie zarządzają zwolnienia grupowe, co wywoła bezrobocie i niezadowolenie społeczne - wynika ze stanowiska Ministerstwa Gospodarki.

Dlatego rząd zgodził się w 2010 r. dać im 400 mln zł na inwestycje w nowe złoża węgla. Węgiel z obecnie eksploatowanych pokładów skończy się za kilkanaście lat. Resort gospodarki chciałby dotować je dalej, ale wszystko zależy od decyzji UE. Tymczasem już na pierwszym etapie jej podejmowania - w Komisji Europejskiej - pojawiły się problemy. Komisja miała rozpatrzyć propozycję Almunii na początku lipca. Ale projekt nie został rozpatrzony na posiedzeniu, gdyż zablokowali go komisarz ds. klimatu Dunka Connie Hedegaard i komisarz ds. środowiska Słoweniec Janez Potocnik. Dunka w ogóle postuluje odejście od węgla jako paliwa.

Gazeta Wyborcza 14.07.2010

Dotacje powinny być nagrodą za poprawę wyników, a nie sposobem na utrzymanie spokoju społecznego przed wyborami. Przykład lubelskiej Bogdanki, a także prywatnych kopalń czeskich czy ukraińskich pokazuje, że górnictwo może być rentowne.

Polskie Ministerstwo Gospodarki na propozycję Almunii zareagowało entuzjastycznie. Nie mogło być inaczej. Nie ma u nas kandydatów na Margaret Thatcher; w obliczu wyborów samorządowych i parlamentarnych nikt nie pójdzie na wojnę z górnikami. Skoro więc prawdopodobnie będziemy musieli dopłacać kilkaset milionów złotych rocznie - trzeba to przynajmniej zrobić z sensem. Przyznawanie dotacji trzeba uzależnić od programów restrukturyzacji, które muszą opracować szefowie spółek węglowych. I zadeklarować, jak zamierzają rozwiązać problem nierentownych kopalń i kiedy wreszcie ich spółki zaczną osiągać przyzwoite wyniki.

Górnicy muszą się pogodzić z tym, że w gospodarce rynkowej firma musi przynosić zysk; nie wystarczy - jak w socjalizmie - ilość wyfiedrowanego węgla. A politycy wszystkich opcji muszą przestać głaskać górników po kaskach, mówiąc im, jak ważny jest węgiel i górnicy

trud.

Dotacje kiedyś się skończą. Jeśli nic się zmieni, to za 10 lat kopalnie podzielą los stoczni.

Gazeta Wyborcza 15.07.2010

Spójrzmy, kto i ile dopłaca do górnictwa w UE:

Kraj	2003	2008
Niemcy	3 419 mln €	1 782 mln €
Hiszpania	1 119 mln €	807 mln €
Polska	903 mln €	169 mln €
Rumunia	b.d.	93 mln €
Węgry	b.d.	34 mnl €
Słowenia	2 mln €	18 mln €
Słowacja	3 mln €	6 mln €
W. Brytania	36 mln €	2 mln €
Francja	917 mln €	0 mln €

Źródło: KE

Rzeczpospolita 16.07.2010

Od 2011 r. nie będzie dotacji na inwestycje węglowe - zdecydowała Komisja Europejska. W latach 2011-14 dozwolone będą tylko subsydia na zamykanie kopalń.

- Kopalnie, które chcą dotacji, muszą zostać zamknięte - mówi Jonathan Todd, rzecznik KE. Nie będzie więc pomocy publicznej m.in. na nowe złoża, na co w tegorocznym budżecie Polska znalazła 400 mln zł.

Nowe rozporządzenie wejdzie w życie 1 stycznia 2011 r. i będzie obowiązywało do 15 października 2014 r. dla firm, które prowadziły działalność 31 grudnia 2009 r., a potem będą zamknięte. Dokument musi być jeszcze zaakceptowany przez ministrów 27 państw członkowskich. Wg Janusza Steinhoffa, b. ministra gospodarki, polski rząd powinien zablokować tę propozycję, bo nasz kraj musi mieć czas na przestawienie energetyki (w Polsce ponad 90% prądu produkuje się z węgla). - Ta decyzja nie spowoduje zmniejszenia zużycia węgla, ale zmniejszenie jego produkcji. To będzie korzystne dla zamorskich eksporterów, a my będziemy musieli paliwo importować - mówi Steinhoff.

Rzeczpospolita 20.07.2010

Kanclerz Niemiec skrytykowała propozycję Komisji Europejskiej, by kopalnie węgla kamiennego w krajach UE otrzymywały pomoc państwa tylko do 2014 r.

- Nie jestem tym zachwycona, delikatnie mówiąc - powiedziała Merkel. - Nie byłoby błędem, gdyby zapytano o zdanie państwa członkowskie - dodała.

Przyjęcie propozycji KE wymaga zgody państw Unii.

Niemcy przeznaczają rocznie ok. 2 mld € na wsparcie kopalń węgla kamiennego, które nie utrzymałyby się bez tych subwencji. Szacuje się, że do 2018 r. pomoc państwa dla tych zakładów wyniesie jeszcze 10 mld €. Obecnie w Niemczech funkcjonuje 6 kopalni węgla kamiennego, zatrudniających 27 000 ludzi. 3 z nich mają zostać zamknięte w nadchodzących latach.

Z węgla kamiennego wciąż wytwarza się 18% elektryczności w UE; w Polsce aż ok. 95%.

Rzeczpospolita 21.07.2010

Polska jest największym producentem węgla kamiennego w UE, ok. 60% prądu produkujemy z tego surowca. Ale nasze spółki węglowe osiągają beznadziejne wyniki finansowe - ich rentowność jest tak słaba, że żaden bank nie chce im dać kredytu na inwestycje. Wyniki ciągną w dół nierentowne kopalnie, ale ani zarządy spółek, ani rząd nie mogą się zdecydować na ich zamknięcie, bo protestują związki zawodowe. Jedna tylko kopalnia Halemba „wyfedrowała” od 2003 r. 1,3 mld zł strat.

Chlubnym wyjątkiem w polskim górnictwie jest lubelska Bogdanka, która nie tylko z sukcesem zadebiutowała na giełdzie, ale niedawno została sprywatyzowana - za 2 mld zł kupiły ją fundusze emerytalne. Jej rentowność w 2009 r. przekroczyła 10%, gdy rentowność Kompanii Węglowej wyniosła 0,25% a Katowickiego Holdingu Węglowego - 2%.

Gazeta Wyborcza 26.07.2010

Decyzja Komisji Europejskiej o dotowaniu od 2011 r. wyłącznie zamykania kopalń węgla kamiennego, a nie inwestycji w ich rozwój pokazała, że Polska, największy w UE producent czarnego złota tak, jak ryby - głosu nie ma.

Resort gospodarki zapewnia, że stara się zrobić wszystko, by o 5 lat przedłużyć możliwość pomocy publicznej na inwestycje początkowe. Jednak w Brukseli słyszymy, że za wiele w tej kwestii się nie działo. Teraz wszystko w rękach rządu, który ma przedstawić stanowisko wobec unijnego rozporządzenia. Można się spodziewać, że na pewno skrytykuje unijny plan, tylko czy zyska sojuszników?

Być może porą nas Niemcy. Po naszej stronie staną pewnie Czechy i Rumunia, ale to wciąż za mało, by uzyskać kwalifikowaną większość głosów na forum ministrów „27” i zablokować pomysły Wspólnoty.

Czy poprze nas Hiszpania? Na dwoje babka wróżyła. Bo to przecież komisarz Almunia jest po części autorem nowego projektu (on proponował jednak dotowanie zamykanych kopalń do 2018 r. - tak, jak chcieliby Niemcy). A nie się raczej spodziewać, by przeciwstawił się żelaznej komisarzy ds. klimatu, Duncie Connie Hedegaard, która o żadnym dotowaniu inwestycji w węgiel kamienny nie chce słyszeć. Na głos Francji nie mamy co liczyć - jej zależy przecież na elektrowniach atomowych, a najlepiej sprzedaniu nam swojej technologii jądrowej.

Większość krajów przypomni pewnie zapisy pakietu klimatycznego, wróci pomysł redukcji emisji do 2020 r. o 30% (a może pojawi się kolejny niewykonalny) i znów rozpocznie się debata o czarnym charakterze brudnego węgla. I jakoś nie wierzę, że tym razem wygramy. Co jednak nie znaczy, że powinniśmy dać sobie wejść na głowę. Teraz piłeczka po stronie rządu, który musi pokazać, że tak drastyczne osłabianie energetyki, w tym polskiej, nie zwiększy konkurencyjności naszej gospodarki. Pisząc „naszej” mam na myśli nie tylko polskiej, ale i unijnej. Bo jeśli do redukcji emisji CO₂ nie zobowiążą się takie potęgi przemysłowe, jak Chiny, USA czy Indie, to będziemy zaciskać sobie na szyi coraz większą pętlę. A ta w końcu udusi naszą gospodarkę.

Rzeczpospolita 30.07.2010

WIĘCEJ OZE

Od „brudnego” węgla przejdźmy więc do „zielonej” energii. A tu mała sensacja.

Otóż resort gospodarki chce, by udział energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł wyniósł w 2019 r. 18,7%.

Ministerstwo Gospodarki opublikowało projekt nowego rozporządzenia w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł. Główne zmiany dotyczą podwyższenia udziału zielonej energii oraz zniesienia części ograniczeń dla stosowania biomasy leśnej.

Dotychczasowy dolny limit udziału „zielonej” energii w jej całkowitej sprzedaży został określony na 12,9% do 2017 r. W nowym projekcie rozporządzenia cel na 2017 r. wynosi 15,4% i wzrasta do 18,7% w 2019 r.

By ułatwić realizację tych celów, resort złagodził przepisy o stosowaniu biomasy leśnej, czyli drewna i odpadów z produkcji leśnej. Wprowadzono możliwość spalania drewna razem z innymi paliwami (np. węglem) po 2014 r., co w świetle obowiązującego teraz rozporządzenia było niemożliwe.

Kolejna zmiana dotyczy preferencyjnego stosowania biomasy leśnej w nowo budowanych zakładach energetycznych. O 3 lata wydłużono termin, do którego takie zakłady mają być oddane do użytku - z końca 2012 r. do końca 2015 r.

O zmianę zapisów dotyczących stosowania drewna zabiegały elektrownie i elektrociepłownie. Jest to obecnie najtańszy i najbardziej popularny sposób na spełnienie obowiązku produkcji energii z odnawialnych źródeł i obniżenia emisji CO₂. Dlatego - zdaniem Ministerstwa Gospodarki - zmiana przepisów będzie miała pozytywny wpływ na ceny energii.

Wartość rynku zielonych certyfikatów potwierdzających produkcję energii z odnawialnych źródeł wzrośnie z obecnych 2,2 mld zł do ponad 8 mld zł w 2019 r. Zwolnienia z akcyzy zielonej energii elektrycznej będą kosztowały budżet w 2010 r. prawie 268 mln zł, a w 2019 r. - 584 mln zł.

Rzeczpospolita 28.07.2010

Planowane projekty budowy biogazowni opiewają już na ponad 9 mld zł. Farmy wiatrowe pochłoną kolejne 80 mld zł. Polski rząd będzie wspierać budowę dużych źródeł odnawialnej energii.

Polscy przedsiębiorcy planują coraz większe inwestycje w OZE. Niedaleko Szczytna powstanie 2. biogazownia w Europie co do wielkości. Zakład o mocy 13,7 MW będzie kosztował ok. 200 mln zł.

NFOŚiGW przeznaczy w ciągu 3 lat 500 mln zł na dotacje i pożyczki dla biogazowni rolniczych. Podstawowym warunkiem jest, by wartość inwestycji przekroczyła 10 mln zł, przy mniejszych projektach inwestorzy powinni korzystać z oferty wojewódzkich funduszy, które mają w sumie 560 mln zł na pożyczki dla odnawialnych źródeł energii.

Tylko w 2010 r. firmy zgłosiły do dofinansowania z funduszy unijnych i krajowych 103 projekty biogazowni. Opiewają one na 2,4 mld zł. Wg szacunków Instytutu Energetyki Odnawialnej w kraju jest planowanych 300 tego typu inwestycji. Ich budowa pochłonie ok. 9 mld zł. Polski rynek biogazu ma potencjał porównywalny z niemieckim, gdzie działa już ponad 4 000 biogazowni.

Najwięcej inwestycji przyciągają jednak elektrownie wiatrowe. Wg danych PSE Operator inwestorzy wpłacili zaliczki na przyłączenie do sieci farm wiatrowych o mocy 13 700 MW. Ich realizacja wymaga nakładów rządu 80 mld zł. Także w tym przypadku inwestorzy decydują się na coraz większe projekty i planują farmy liczące kilkadziesiąt wiatraków.

Głównym źródłem produkcji zielonej energii jest obecnie biomasa, w której spalanie firmy wg szacunków ekspertów inwestują rocznie ok. 4 mld zł.

Jeśli planowane projekty dojdą do skutku, to w 2020 r. niemal 20% energii w Polsce będzie pochodzić ze źródeł odnawialnych. Nałożony na nas w unijnym pakiecie energetyczno-klimatycznym limit wynosi 15%. Może z punktu widzenia gospodarki nie jest to tak ważne, jak np. skuteczne ograniczenie deficytu, ale po tylu latach nieustającego ścigania lepszych dobrze czasem samemu być postawionym za wzór.

Rzeczpospolita 22.07.2010

Na rynku energii odnawialnej, wartym 60 mld zł, obecnie dominują zagraniczne podmioty. Jednak polskie firmy zaczynają na nim stawiać pierwsze kroki.

Zagraniczne firmy mają pieniądze i technologie, których brakuje rodzimym przedsiębiorstwom. Niemcy i Duńczycy zdominowali projekty budowy biogazowni i paneli słonecznych. Z kolei Hiszpanie opanowali inwestycje w energię wiatrową. Jednak polskie firmy chcą podjąć walkę z zagranicznymi konkurentami.

Radzimy sobie w inwestycjach w energię słoneczną, a południe Polski stało się zagłębiem producentów paneli słonecznych. Znacznie gorzej jest na rynku biogazowni, gdzie polscy inwestorzy mają szansę na realizację projektów jedynie z zagranicznymi współnikami. To jedyna możliwość, by banki dały środki na tego rodzaju inwestycje, gdyż nie chcą dawać kredytów na projekty oparte na polskich technologiach.

Jednak prawdziwą szansą dla polskich firm może być budowa farm wiatrowych. Nawet 1/2 pieniędzy potrzebnych do ich budowy może trafić do polskich przedsiębiorców, którzy mogą się doskonale sprawdzić przy wykonywaniu fundamentów i stawianiu masztów.

Dziennik Gazeta Prawna 30.07.2010

A teraz niemal historyczna informacja dotycząca wiatru.

Z końcem czerwca moc zainstalowana farm wiatrowych w Polsce wyniosła 1005,6 MW, a osiągnięcie tego poziomu mocy elektrowni wiatrowych trwało ponad 5 lat. Jak wynika z danych URE jeszcze na koniec 2005 r. moc zainstalowana farm wiatrowych wynosiła ledwie 83,28 MW.

Dynamika przyłączenia kolejnych elektrowni wiatrowych w miarę upływu czasu stale jednak rośnie. Na koniec 2006 r. zainstalowana moc elektrowni wiatrowych wynosiła 152,56 MW, w 2007 r. to było 287,91 MW, ale w 2008 r. już 451 MW, a na koniec 2009 r. ok. 724,6 MW. Oznacza to, że w ciągu I półrocza 2010 r. przybyło farm wiatrowych o mocy ok. 281 MW, czyli mniej więcej tyle ile udało się w sumie zbudować do końca 2007 r.

Przy tym na koniec czerwca 2010 r. moc zainstalowana farm wiatrowych, czyli owe 1005,6 MW stanowiła ok. 44% całkowitej mocy polskich instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii, która wynosiła 2 281,79 MW, bez uwzględnienia instalacji współspalania.

www.wnp.pl 7.07.2010

W Polsce jest już zainstalowanych 347 elektrowni wiatrowych - poinformował URE. Najwięcej w woj. kujawsko-pomorskim - 136, łódzkim - 53 i wielkopolskim - 41. Najmniej - po jednej w lubelskim i opolskim, a po 2 - na Dolnym Śląsku i w woj. lubuskim. Pod względem zainstalowanej mocy przoduje zachodniopomorskie (348 MW mocy z 18 instalacji), wielkopolskie (178,6 MW) i kujawsko-pomorskie (142,9 MW). Najmniej prądu przy użyciu wiatraków wytwarza się w woj. dolnośląskim (165 kW) i opolskim (450 kW). Do końca czerwca oprócz wiatraków pracowały w Polsce 133 elektrownie na biogaz, które

produkowały 77 MW energii i 15 elektrowni na biomasę, wytwarzających 252,5 MW. Najwięcej jest nadal elektrowni wodnych - 734, ale mają obecnie mniejsze możliwości produkcji prądu od wiatraków - 947 MW. Najmniej jest instalacji solarnych - tylko 2, o mocy jedynie 12 kW. Zainstalowanych było też 40 instalacji współspalania biomasy z węglem. W sumie w kraju zainstalowano do końca czerwca 1270 instalacji korzystających z OZE, które dają w sumie prawie 2 300 MW energii.

www.cire.pl 26.07.2010

Tylko 1/2 budowanych w najbliższych latach elektrowni będzie opalana węglem, aż 42% projektów dotyczy wykorzystywania wiatru - wynika z danych PSE Operator.

Inwestorzy planujący budowę elektrowni muszą od 2010 r. wpłacać kaucję za przyłączenie do sieci przesyłowej. Brak wpłaty kaucji oznacza skreślenie z listy i projekt musi potem czekać w kolejce po nowe warunki przyłączenia.

Do 10 maja inwestorzy mieli czas, by wpłacić kaucje do PSE Operator i lokalnych operatorów systemów operacyjnych. Firmy planują budowę 32 000 MW nowych mocy, z czego ponad 16 000 MW to elektrownie węglowe, 13 700 MW - farmy wiatrowe, a 2 700 MW - bloki na gaz.

Zdaniem ekspertów kaucje, jakie wpłacili inwestorzy, nie przesądzają, że projekt rzeczywiście zostanie ukończony. Kaucje nie są bowiem wysokie: za każdy 1 kW planowanej mocy inwestor wpłaca 30 zł, ale nie więcej niż w sumie 3 mln zł. Jeśli z winy inwestora elektrownia nie zostanie przyłączona, kaucja przepada.

PSE Operator ocenia, że do 2030 r. do sieci może zostać włączone 8 000 MW z wiatru. Powyżej tego progu nie będzie to już bezpieczne dla systemu przesyłu energii.

Rzeczpospolita 26.07.2010

Teraz kilka słów o energii ze słońca. Do tej pory bardzo rzadko informowaliśmy o tym, pora zatem nadrobić zaległości.

Stowarzyszenie producentów urządzeń i instalatorów systemów energetyki słonecznej - „Panel Słoneczny 20x2020” oczekuje nowego systemu wsparcia dla energetyki słonecznej.

Panel przygotował raport „Wizja rozwoju energetyki słonecznej termicznej w Polsce wraz z planem działań do 2020 r.”

Raport ukazuje po raz pierwszy, w sposób kompleksowy i udokumentowany, stan rozwoju sektora kolektorów słonecznych oraz jego potencjał wytwórczy i instalacyjny, mające oparcie w potrzebach rynku i zainteresowaniu Polaków zakupem instalacji słonecznych. Wg analiz realny wkład energetyki słonecznej cieplnej w pokrycie potrzeb w zakresie zaopatrzenia w ciepło i chłód wynosi prawie 28 000 TJ na 2020 r., co odpowiada 20 mln m² powierzchni kolektorów słonecznych. W 2009 r. Polska przekroczyła 0,5 mln m² zainstalowanych, głównie przez właścicieli domów mieszkalnych kolektorów słonecznych, co umożliwiło wyprodukowanie ok. 735 TJ czystego ekologicznie ciepła.

Wg danych Europejskiego Stowarzyszenia Przemysłu Energetyki Słonecznej Ciepłej (ESTIF), Polska pod względem sprzedaży instalacji słonecznych w 2009 r. (144 000 m²) jest obecnie na 9 miejscu w UE, z udziałem 3% (w 2008 r. udział wynosił 2%). Polski rynek kolektorów słonecznych wg ESTIF, został zaliczony do jednych z najbardziej obiecujących rynków UE.

Panel Słoneczny proponuje system wsparcia dla energetyki słonecznej na lata 2011-20. Kwota dotacji powinna wynosić 3,9 mld zł, w przeliczeniu na rok - średnio 390 mln zł/rok, do

2020 r. Dla porównania w przypadku wsparcia dla rynków zielonej energii elektrycznej i biopaliw transportowych przekracza w każdym przypadku przeznaczają się rocznie kwoty ponad 2 mld zł i rośnie.

Sektory biopaliw i zielonej energii elektrycznej mają stabilność wsparcia zagwarantowaną prawnie do 2017 r. Wsparcie dla energetyki słonecznej jest ustalane praktycznie z roku na rok. W takich warunkach trudno o dalsze nowe inwestycje.

www.wnp.pl 15.07.2010

W Polsce moc elektrowni słonecznych wynosi tylko 1 MW. Coraz więcej instytucji i gmin chce jednak w nie inwestować.

Elektrownie słoneczne w UE:

- 3 811 MW – Niemcy
- 574 MW – Włochy
- 411 MW – Czechy
- 292 MW – Belgia
- 186 MW – Francja
- 99 MW – Hiszpania
- 37 MW – Grecja
- 34 MW – Portugalia

Źródło: Euroobserver

Choć przybywa krajowych producentów ogniw fotowoltaicznych, to dostawcy nie nadążają z zamówieniami.

Polska to jednak kropla w morzu w porównaniu z rynkiem unijnym. W ciągu roku rynek ten urósł o 53%, jego wartość sięga ok. 16 mld €.

- Odbiorców modułów fotowoltaicznych jest tak wielu, że nie mamy takich możliwości produkcyjnych. Sprowadzamy z zagranicy większość komponentów. Na ogniwa fotowoltaiczne w Holandii trzeba mieć podpisane wieloletnie kontrakty, inaczej trudno jest pozyskać dostawców - mówi Jan Kalabiński, prezes Vetro Polska. Firma na początku roku rozpoczęła eksport modułów do Włoch. W 2011 r. chce zwiększyć moce produkcyjne z 2 MW do 8-12 MW.

- Zamówienia cały czas rosną, dlatego rozbudowujemy się, nasze zdolności produkcyjne wynoszą 40 MW w skali roku - mówi Paweł Bień z tarnowskiego AIT.

Jego zdaniem w przyszłości może się pojawić problem z pozyskaniem części surowców ze względu na duży popyt, głównie w Chinach. - Krajowi producenci komponentów do energetyki nie dostrzegają jeszcze, jak lukratywny jest rynek fotowoltaiczny - dodaje Bień.

Wg danych URE w kraju działają tylko 2 elektrownie słoneczne: w województwach śląskim i mazowieckim. Ich łączna moc wynosi 0,012 MW.

Plany budowy elektrowni słonecznych mają powiat Olsztyn i gmina Wierzchosławice. Oba projekty dotyczą zakładów o mocy 1 MW, co oznacza wydatek 10 mln zł. Samorządy ruszą z inwestycjami, gdy zamkną dla nich finansowanie. Wierzchosławice na sprzedaży energii zarobią rocznie ok. 0,3 mln zł.

Rzeczpospolita 16.07.2010

Do sieci elektroenergetycznej RWE w Warszawie została podłączona pierwsza instalacja fotowoltaiczna, składająca się z 66 paneli słonecznych.

Za pomocą ogniw fotowoltaicznych promieniowanie słoneczne jest zamieniane na energię elektryczną. Odpowiednia liczba takich ogniw składa się na duże panele słoneczne. Zachodzące zjawisko fizyczne polega na wzbudzeniu ładunku elektrycznego, co jest wywoływane poprzez wystawienie ogniw na działanie promieniowania słonecznego. W wyniku zachodzącej przemiany powstaje energia elektryczna w postaci prądu stałego, który po zamianie na zmienny, może zostać wykorzystany w instalacji sieciowej. Kolektory słoneczne to takie samo źródło energii jak generatory pracujące w elektrowniach. Dlatego też do uzyskania pozwolenia na przyłączenie ich do sieci konieczne jest spełnianie wszystkich wymogów prawa energetycznego. Słoneczna instalacja znajdująca się na dachu firmy Euro może wytwarzać rocznie 15-25 MWh energii elektrycznej rocznie, w zależności od warunków pogodowych. Wystarcza to na oświetlenie korytarzy, biur, sanitariatów, wind i niektórych urządzeń biurowych, czyli ok. 10% zapotrzebowania na energię elektryczną całego budynku.

www.wnp.pl 15.07.2010

Od sierpnia rusza program dopłat do kredytów na kolektory słoneczne. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) podpisał odpowiednią umowę z 6 bankami.

NFOŚiGW będzie zwracał 45% brutto kredytu wziętego na zakup i instalację kolektora. Maksymalna wysokość dopłaty wynosi 2 500 zł na 1 m² urządzenia. Do banków zgłosiło się już kilkudziesięciu chętnych - osoby fizyczne i przedstawiciele wspólnot mieszkaniowych.

Po zainstalowaniu kolektora słonecznego, roczne oszczędności dla 5-osobowej rodziny z tytułu podgrzewania ciepłej wody użytkowej mają przekroczyć 1500 zł. Koszt inwestycji przy uwzględnieniu dopłaty z Funduszu powinien się zwrócić po 5-6 latach.

www.cire.pl 27.07.2010

Rusza budowa największego na świecie bloku opalanego biomasą.

Powstanie do końca 2012 r. w Elektrowni Połaniec (Świętokrzyskie). Inwestycja GDF SUEZ Energia Polska S.A. pochłonie ponad 1 mld zł. Pod budowę bloku wmurowano kamień węgielny.

W "zielonym bloku" będzie spalana biomasa drzewna - odpadki cięć sanitarnych oraz biomasa pochodzenia rolniczego, głównie pelety ze słomy. Jego moc będzie wynosić 190 MW, co umożliwi produkcję energii dla potrzeb ponad 400 000 gospodarstw domowych oraz obniżenie emisji dwutlenku węgla o 1,2 mln ton rocznie.

W Połańcu już w 2004 r. została uruchomiona instalacja, która pozwala na współspalanie w kotłach energetycznych biomasy. Jak mówił prezes zarządu GDF SUEZ Gerard Mestrallet, dzięki innym inwestycjom wspierającym działania ekologiczne - instalacji odsiarczania gazów spalinowych oraz instalacji usuwającej azotany - połaniecka elektrownia jest najczystsza w Polsce.

Mestrallet mówił też, że GDF SUEZ traktuje Polskę jako priorytetowy kraj we wdrażaniu firmy polityki proekologicznej w Europie - to jeden z powodów lokalizacji inwestycji w Połańcu. - Planujemy, że *zielony blok* realizowany w Połańcu będzie pokazowym projektem naszej firmy dla całej Europy - dodał.

Grupa GDF Suez jest obecnie 3. producentem energii odnawialnej w Polsce co do wielkości, a jej udział w tym rynku wynosi ok. 9%. Produkcja ta odbywa się obecnie w elektrowni w Połańcu, gdzie od kilku lat realizowane są kolejne inwestycje zwiększające udział biomasy

współspalanej z węglem. Dzięki nim wyeliminowano od 2004 r. emisję ponad 3 mln ton CO₂. Energetyka odnawialna stanowi już obecnie 20% mocy wytwórczej Grupy. Połaniecka elektrownia o mocy 1800 MW brutto produkuje rocznie ok. 7 TWh energii elektrycznej. Grupa GDF SUEZ zatrudnia 200 000 osób, na 5 kontynentach. Jest notowana na giełdach w Brukseli, Luksemburgu i Paryżu oraz reprezentowana w najważniejszych indeksach: CAC 40, BEL 20, DJ Stoxx, DJ Euro Stoxx 50, Euronext 100, FTSE Eurotop 100, MSCI Europe and ASPI Eurozone.

www.wnp.pl 21.07.2010

ZAGRANICA – WIATR I SŁOŃCE

OZE inwestycje w sektorze energetycznym krajów UE.

Moc zielonej energii zwiększyła się w 2009 r. o 17 000 MW, co stanowi 62% wszystkich nowych inwestycji energetyki. To więcej niż w 2008 r., kiedy udział inwestycji w zieloną energię wynosił 57%.

W 2009 r. 19,9% (608 TWh) całkowitej konsumpcji energii elektrycznej w Europie (3 042 TWh) pochodziła z OZE. Największy udział miała tu energia z hydroelektrowni (11,6%), następnie z elektrowni wiatrowych (4,2%), biomasy (3,5%) i słońca (0,4%).

Z 27 500 MW nowej mocy zbudowanych w 2009 r. aż 37,1% (10 800 MW) to elektrownie wiatrowe, elektrownie gazowe - 24%, 21% - ogniwa fotowoltaiczne (PV), elektrownie węglowe - 8,7%, olejowe i wykorzystujące biomasę po 2,1%, spalarnie odpadów - 1,6%, jądrowe - 1,6% i 1,4% - hydroelektrownie.

Już teraz kraje UE mają 74 000 MW mocy w farmach wiatrowych, niemal 2 razy więcej niż cel Komisji Europejskiej określony w białej księdze. Europejskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej przewiduje, że w 2020 r. moce te wzrosną do 230 000 MW, z czego 40 000 MW będą stanowiły farmy wiatrowe na morzu.

Jeśli obecne tempo przyrostu mocy ze źródeł odnawialnych utrzyma się, to w 2020 r. do 1400 TWh energii elektrycznej może być wytwarzana z OZE, co będzie stanowiło ok. 35-40% całkowitego zużycia energii elektrycznej w UE.

Rzeczpospolita 6.07.2010

www.cire.pl 6.07.2010

Energia odnawialna miała w 2008 r. 10,3% udział w zużyciu energii w 27 krajach Unii - informuje Eurostat. W 2007 r. było to 9,7%, w 2006 r. 8,8%.

Najwyższe wskaźniki OZE w konsumpcji energii miały w 2008 r.: Szwecja (44,4%), Finlandia (30,5%), Łotwa (29,9%), Austria (28,5%), Portugalia (23,2%). Wszystkie one wypełniły zatem już „z naddatkiem” cel, jaki postawiła UE swoim członkom, tj. 20% udziału OZE w zużyciu energii.

Na drugim biegunie, z najniższym poziomem OZE, znajdowały się: Malta (0,2%), Luksemburg (2,1%), W. Brytania (2,2%), Holandia (3,2%) oraz Belgia (3,3%). W Polsce ten wskaźnik wynosił w 2008 r. 7,9%.

Eurostat odnotowuje, że w latach 2006-08 większość członków UE zrobiła spore postępy w upowszechnianiu OZE. Największe były udziałem Austrii (wzrost z 24,8% do 28,5%), Estonii (z 16,1% do 19,1%), Rumunii (z 17,5% do 20,4%) oraz Słowacji (z 6,2% do 8,4%). W Polsce w tym okresie wskaźnik ten poprawił się o 0,5 pkt. proc.

www.wnp.pl 13.07.2010

Największa w Afryce, marokańska farma wiatrowa Dahr Saadane o mocy 140 MW rozpoczęła z końcem czerwca pracę.

Zlokalizowana 34 km na południowy-wschód od Tangeru farma wiatrowa składa się z 165 turbin wiatrowych o mocy 850 kW każda. Jest największym dotychczas ukończonym projektem wiatrowym w Afryce. Koszt inwestycji wyniósł ok. 250 mln €.

W Marokko, również nie daleko od Tangeru działa już od 10 lat elektrownia w Koudia Al Baida o mocy 54 MW.

Plany zakładają w ciągu najbliższych 10 lat kolejne tego typu inwestycje, których koszt szacowany jest na ok. 2,8 mld €. Docelowo do 2020 r. moc elektrowni wiatrowych w tym kraju ma sięgnąć 2 000 MW, co ma zapewnić 14% udziału tego źródła w krajowym zużyciu energii elektrycznej.

www.cire.pl 6.07.2010

Farma wiatrowa o łącznej mocy 1000 MW oraz elektrownia słoneczna za 700 mln \$ to najnowsze zielone projekty planowane w Egipcie.

Park wiatrowy ma stanąć w Zatoce Sueskiej. W zatoce znajdują się już wiatraki o mocy 500 MW, ale Egipt chce dysponować większą liczbą takich siłowni. Są one bowiem tańsze niż energia słoneczna, a Egipt dysponuje ogromnymi pustymi terenami, na których można stawiać wiatraki.

Egipt nie rezygnuje jednak całkowicie z energii słonecznej. W Kom Ombo na południu kraju ma powstać siłownia fotowoltaiczna o mocy 100 MW. Koszt inwestycji szacuje się na 700 mln \$. Elektrownia powinna być gotowa najpóźniej w 2017 r.

Obecnie ok. 14% energetycznych potrzeb Egiptu jest zaspokajane przez energię odnawialną. Do 2020 r. wskaźnik ten ma osiągnąć 20%, w tym 12% będzie stanowić energia wiatrowa.

www.wnp.pl 12.07.2010

Prezydent USA Barack Obama zapowiedział, że jego administracja przeznaczy 2 mld \$ na budowę nowych elektrowni słonecznych.

Obama podkreślił, że dzięki tej inwestycji powstaną tysiące miejsc pracy i zwiększy się zużycie energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych.

2 firmy, które skorzystają z rządowej dotacji to Abengoa Solar, która zbuduje jedną z największych na świecie elektrowni słonecznych w stanie Arizona (południowy-zachód) i Abound Solar Manufacturing, która buduje elektrownię w stanie Indiana (środkowy-wschód). Abengoa Solar utworzy 1600 miejsc pracy dla budowlańców. Wg Obamy inwestycje te utworzą ponad 2 000 miejsc pracy podczas budowy oraz 1500 stałych miejsc pracy przy obsłudze obiektów.

Bezrobocie w USA utrzymuje się obecnie na poziomie 9,5%.

www.cire.pl 5.07.2010

ŚWIAT POD ZNAKIEM CHIN

Z tą wiadomością można się było liczyć już od pewnego czasu.

Otóż - jak wynika z danych Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) - Chiny stały światowym liderem w zużyciu energii, wyprzedzając USA.

Chiny zużyły w 2009 r. łącznie 2 252 mln ton ekwiwalentu ropy, czyli ok. 4% więcej niż w USA. Ekwiwalent ropy obejmuje energię z wszystkich źródeł, łącznie z węglem, ropą, energią jądrową, gazem ziemnym i energią ze źródeł odnawialnych.

Wg danych IEA w 2000 r. USA konsumowały 2 razy więcej energii niż Chiny. Obecnie relacje te zmieniły się i Chińscy konsumenci zużywają więcej niż Amerykańscy.

Spadek zużycia energii w USA to głównie zasługa poprawy efektywnego wykorzystania energii o 2,5% rocznie, podczas gdy w Chiny zdołały polepszyć efektywność energetyczną zaledwie o 1,7% rocznie.

www.wnp.pl 19.07.2010

W Chinach rozpoczyna pracę pierwsza na świecie super-autostrada energetyczna wysokiego napięcia, w technologii UHVDC (przesył prądu stałego o ultra wysokim napięciu). To będzie najdłuższe i najmocniejsze na świecie połączenie energetyczne.

Twórcą projektu połączenia energetycznego o nazwie Xiangjiaba-Szanghaj jest koncern ABB. Ta autostrada energetyczna UHVDC 800 kV ma możliwość przesyłu aż 7 200 MW energii elektrycznej z elektrowni wodnej Xiangjiaba, znajdującej się w południowo-zachodnich Chinach, do Szanghaju. Długość linii wynosi 2 000 km. Koncern ten był też głównym dostawcą technologii dla State Grid Corporation of China (SGCC - krajowy operator sieci w Chinach), a projekt zrealizował w ciągu 30 miesięcy, rok wcześniej niż przewidywał to harmonogram.

Nowe połączenie energetyczne jest w stanie zaspokoić potrzeby energetyczne ok. 24 mln ludzi i jest wzorcowym rozwiązaniem w zakresie poziomów napięcia i zdolności przesyłu, wyprzedzając połączenie energetyczne Itaipu (600 kV) w Brazylii, również dostarczone przez ABB - informuje zarząd.

Połączenie energetyczne Xiangjiaba-Szanghaj składa się z jednej linii napowietrznej i zajmuje mniej miejsca niż istniejący system energetyczny. Straty w przesyśle energii nie przekraczają 7%, czyli znacznie mniej niż straty w istniejącym systemie 500 kV. Zaoszczędzona energia elektryczna stanowi ekwiwalent zapotrzebowania na prąd ok. 1 mln ludzi w Chinach. UHVDC jest rozwinięciem technologii HVDC, którą ABB stworzyła i wprowadziła na rynek ok. 50 lat temu. Nowa technologia z zaawansowanym systemem sterowania to największy skok w zakresie zdolności przesyłowych i efektywności systemów transmisji energii elektrycznej wykonany w ostatnich dwóch dekadach, ocenia spółka. Sprawdza się szczególnie w bardzo dużych krajach, takich jak Chiny, czy Indie, gdzie centra zużycia energii elektrycznej są często zlokalizowane w dużej odległości jej źródeł, także tych odnawialnych.

www.wnp.pl 27.07.2010

www.cire.pl 27.07.2010

Przywileje na Białorusi dla chińskich firm w sektorze energetycznym.

Od 26 lipca chińskie firmy budowlane na Białorusi zyskują możliwość zawierania bez przetargu kontraktów na budowę obiektów energetycznych. Odpowiedni dekret podpisał w prezydent Alaksandr Łukaszenka.

Łukaszenka polecił rządowi sporządzenie wykazu obiektów systemu energetyki, których budowa jest realizowana z udziałem kredytów z chińskich banków.

Białoruś planuje na lata 2010-15 budowę 161 obiektów małej energetyki.

Łukaszenka skrytykował jednak chińskie podejście do inwestycji na Białorusi.

Chiny zwykle pożyczają Mińskowi pieniądze, stosując schemat transakcji wiązanych - prawie całość pożyczonych środków trafia w ręce chińskich podwykonawców i wytwórców sprzętu i maszyn. Łukaszenka skrytykował takie podejście. - Możemy tworzyć spółki joint-venture, wytwarzać na miejscu 95% niezbędnego sprzętu, a 5% można by importować - powiedział białoruski prezydent.

Jednak, jak zaznaczają eksperci, stronie chińskiej nie zależy na takich rozwiązaniach, gdyż jest ona zainteresowana sprzedażą maksymalnej ilości sprzętu na rynku białoruskim. Obserwatorzy dodają, że rozbudowa białoruskiej infrastruktury energetycznej przy niemal pustej kasie państwa jest obecnie możliwa jedynie z wykorzystaniem chińskich kredytów i na chińskich warunkach.

W czerwcu w Mińsku odbyły się białorusko-chińskie rozmowy na temat warunków przyznania Białorusi 15 mld \$ kredytu na projekty inwestycyjne, przeważnie w energetyce i infrastrukturze. Wówczas wymieniono liczbę ponad 100 inwestycji na Białorusi, których realizacją jest zainteresowany kapitał chiński.

www.cire.pl 26.07.2010

Na początku 3. tygodnia upałów we Włoszech i zarazem w przypadającą 16 lipca ich kulminację zanotowano rekord zużycia energii elektrycznej w 2010 r. Doszło też do pierwszych poważnych awarii sieci, m.in. w Mediolanie.

W południe stwierdzono zużycie 56 400 MW. Liczba ta zbliża się do letniego rekordu, jaki padł w lipcu 2007 r., kiedy zużycie wyniosło 56 589 MW.

Przyczyną są działające wszędzie klimatyzatory. Tymczasem lekarze apelują nieustannie o umiar w korzystaniu z takich urządzeń.

Przeciążenie sieci było przyczyną pierwszej poważnej awarii energetycznej w Mediolanie, gdzie wczesnym popołudniem zabrakło prądu w kilku strefach miasta jednocześnie. Black-out zanotowano również w Trieście.

Trzeci, najwyższy stopień alarmu w związku z upałami obowiązuje 16 lipca w 18 włoskich miastach. W niemal wszystkich z nich odczuwalna temperatura przekracza 40 stopni.

www.wnp.pl 16.07.2010

I na zakończenie dość smutna konstatacja. Polsko-litewski sojusz energetyczny jest fikcją.

Przypomnijmy, że był on bardzo głośno reklamowany w czasach, gdy premierem był Jarosław Kaczyński. Składał się niejako z dwóch filarów: zakupu Mozejek przez Orlen oraz budowy nowej siłowni atomowej w Ignalinie i mostu energetycznego. Co się ostało z tego po latach?

Litewska decyzja o wspólnej budowie z Białorusią terminalu LNG, w sytuacji gdy mogła nawiązać w tym zakresie współpracę z realizującą podobne przedsięwzięcie Polską, obrazuje fikcję, jaką jest obecnie polsko-litewski sojusz energetyczny.

Oto kilka przykładów, które świadczą o tym, że przynajmniej w sferze energetyki drogi Polski i Litwy wyraźnie się rozchodzą.

Orlen nosi się z zamiarem odsprzedaży Rosjanom rafinerii w Możejkach. Powodem tego jest odmowa Litwinów przy współpracy w odbudowie rozebranej w 2008 r. linii kolejowej na Łotwę, która ułatwiłaby transport ropy.

Jednocześnie Litwa nie chce sprzedać Polakom terminalu naftowego w Kłajpedzie. DGP przypomina, że 4 lata temu właśnie zakup Możejek przez Orlen miał uchronić litewską rafinerię przed jej przejęciem przez Rosjan.

Polska rozważa swój udział w budowie elektrowni jądrowej w obwodzie kaliningradzkim, której powstanie zniweczy analogiczny projekt litewski.

Również realizacja polsko-litewskiego mostu energetycznego z Olity do Ełku staje się coraz bardziej wątpliwa.

- Pogląd o Polsce jako adwokacie interesów Litwy jest mitem. W rzeczywistości działania obu państw są często rozbieżne. Samodzielna, ambitna polityka energetyczna pozostaje więc dla Litwy jedyną alternatywą - powiedział litewski politolog Vytautas Sirijos Gira.

Dziennik Gazeta Prawna 27.07.2010

Można na zakończenie zapytać jednak: czy tylko Polska jest winna?

Osobiście wątpię i proponuję, żeby na przyszłość sojuszników energetycznych dobierać z mniejszą pompą, za to bardziej roztropnie...