



Business Centre
Club

Bezpieczeństwo energetyczne Polski

Warszawa, 16 lutego 2009 r.

Raport dostępny jest również w Internecie: www.bcc.org.pl

Spis treści:

Wprowadzenie	2
Ropa naftowa	3
Gaz ziemny	5
Dywersyfikacja kierunków i źródeł dostaw	5
System przesyłowy	8
Wydobycie własne	8
Magazyny gazu	9
Węgiel	11
Węgiel kamienny.....	11
Węgiel brunatny.....	12
Elektroenergetyka	14
Zabezpieczenie dostaw	14
Operator Systemu Przesyłowego	15
Energetyka jądrowa	17
Charakterystyka stanu energetyki jądrowej na świecie i w otoczeniu Polski.....	17
Uwarunkowania budowy elektrowni jądrowej.....	21
Projekt rozwoju energetyki jądrowej w Polsce.....	25
Podsumowanie.....	26
Rekomendacje i wnioski	28

Autorzy:

strony: 2-16:

Piotr Piel, partner, dyrektor Grupy Energetycznej Ernst&Young

Remigiusz Chlewicki, starszy menedżer, Grupa Energetyczna Ernst&Young

strony 17-27:

Prof. dr hab. inż. Maciej Chorowski, dziekan Wydziału Mechaniczno-Energetycznego Politechniki Wrocławskiej

Wprowadzenie

Problematyka bezpieczeństwa energetycznego coraz częściej wdziera się na pierwsze strony gazet. Kolejny kryzys gazowy Rosja-Ukraina w styczniu br. był wyjątkowo długi, o bardzo szerokim zasięgu, niespotykanym do tej pory w sektorze gazowym, co poważnie dotknęło gospodarki wielu państw europejskich. Jednak **z polskiej perspektywy przyniósł, przynajmniej w sferze deklaracji politycznych, wsparcie dla ważnych projektów rozpatrywanych zarówno na płaszczyźnie europejskiej, jak i krajowej mających przyczynić się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego Polski.** Oczywiście znacznie łatwiej czynić deklaracje niż materializować to, co się obiecało. Ani budowa gazoportu, ani też plany rozwoju energetyki jądrowej nie będą łatwe i tanie w realizacji.

Rok 2008 zakończył się bez spektakularnych sukcesów na polu budowy nowych elektrowni przy kontynuacji trendu wzrostowego zużycia energii elektrycznej w Polsce. Przed nami rok 2009, pierwszy rok kryzysu, który mieć będzie przełożenie także na politykę energetyczną państwa oraz firm branży energetycznej. **To pierwszy rok, w którym możemy oczekiwać spadku zapotrzebowania na energię elektryczną oraz na surowce energetyczne.**

Niniejszy materiał koncentruje się na tematyce bezpieczeństwa energetycznego w zakresie dostaw energii elektrycznej oraz gazu ziemnego, a także poddaje szerszej analizie plany rozwoju energetyki jądrowej w Polsce.

Bezpieczeństwo energetyczne to w uproszczeniu zdolność do niezawodnych dostaw energii i paliw po odpowiednich (akceptowalnych) cenach. W szerszym ujęciu można je określić także jako pokrycie zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób zapewniający jednocześnie:

- **bezpieczeństwo technologiczne** (praca urządzeń i instalacji),
- **opłacalność inwestycji** z punktu widzenia dostawców kapitału,
- **ciągłość/niezawodność dostaw** o odpowiednich standardach,
- **akceptowalna wysokość cen,**

przy czym za akceptowalny poziom cen dla odbiorców indywidualnych należy uznać taki, który nie stanowi nadmiernego obciążenia budżetów domowych, zaś w odniesieniu do odbiorców przemysłowych taki, który nie powoduje nieopłacalności produkcji.

Ropa naftowa

Polskie zasoby ropy naftowej są bardzo niewielkie, wynoszą około 21,5 mln ton na lądzie oraz 30 mln ton w polskiej strefie Bałtyku. Wydobycie krajowe ropy naftowej realizowane przez PGNiG i Petrobaltic to ok. 0,7-0,8 mln ton rocznie, co **stanowi jedynie ok. 3% rocznego zużycia ropy** (które to w 2007 roku wyniosło ok. 20 mln ton). W perspektywie najbliższych 4-5 lat możemy oczekiwać wzrostu wydobycia krajowego dzięki projektom inwestycyjnym realizowanym głównie przez PGNiG i LOTOS. Koncerny paliwowe takie jak LOTOS i PKN ORLEN poszukują możliwości pozyskania koncesji na wydobycie ropy naftowej w dowolnych lokalizacjach, aby choć w niewielkim stopniu zmniejszyć uzależnienie od dostawców surowca. Przy czym dla PKN ORLEN oznacza to wejście w zupełnie nowy segment działalności poszukiwawczej i wydobywczej. W przypadku PGNiG ropa naftowa nie jest kluczowym surowcem i jest wydobywana niejako przy okazji eksploatacji złóż węglowodorów obejmujących także gaz ziemny i kondensat.

Jednak nawet biorąc pod uwagę oczekiwany wzrost pokrycia zapotrzebowania polskich rafinerii ze źródeł kontrolowanych przez polskie koncerny, **znaczenie ropy nabywanej od podmiotów trzecich ma i będzie miało zasadnicze znaczenie w polskim bilansie paliw. A ropa rosyjska jest i zapewne pozostanie tańszym rozwiązaniem od ropy z Morza Północnego.**

Obecna infrastruktura przesyłowa ropy naftowej pozwala na import rurociągiem Przyjaźń oraz import drogą morską poprzez Naftoport w Gdańsku. Dzięki dużym zdolnościom przeładunkowym portu w Gdańsku (ok. 33 mln ton rocznie) Polska nie jest narażona na ryzyko fizycznego odcięcia dostaw ropy. Istnieje natomiast ryzyko wzrostu kosztów transportu ropy do rafinerii w efekcie zmniejszenia przez Rosję przesyłu rurociągiem Przyjaźń i przejścia na transport morski. Materializację takiego ryzyka mieliśmy okazję obserwować w rafinerii Możejki na Litwie, która wobec niesprzyjającej postawy dostawcy ropy, zmuszona była przestawić się na zakup drogą morską poprzez terminal w Butyndze.

Należy jednak podkreślić, iż potencjalne przejście z przerobu ropy rosyjskiej na gatunki bardziej szlachetne wymagałoby poniesienia przez polskie koncerny paliwowe znacznych nakładów na dostosowanie rafinerii w Płocku i Gdańsku. Szybkie przestawienie polskich rafinerii na ropę z np. Morza Północnego nie jest możliwe, jednak z drugiej strony ponoszenie wydatków na dostosowanie polskich rafinerii do odbioru ropy pochodzącej z innych źródeł niż Rosja, w obecnych warunkach rynkowych, jest zbędne.

Zarówno regulacje Unii Europejskiej (Dyrektywa 98/93/WE) jak i standardy Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) nakładają na kraje UE obowiązek utrzymywania zapasów ropy/paliw płynnych na minimum 90 dni (bazując na rocznym zapotrzebowaniu – UE, lub imporcie netto – IEA). Łączny stan zapasów interwencyjnych na polskim rynku, w przeliczeniu na produkty gotowe, wynosił w styczniu 2008 roku około 5 mln m³, co zabezpieczało około 97 dni konsumpcji krajowej liczone wg wymogów UE oraz około 88 dni konsumpcji liczone według wymogów IEA. Dnia 25 września 2008 roku Polska oficjalnie stała się 28 członkiem Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE) i utrzymuje minimalne zapasy paliw płynnych zgodnie z wymogami tej agencji.

Na rynku pojemności magazynowych GK PKN ORLEN dysponuje pojemnością około 5,5 mln m³ w magazynach podziemnych i około 0,3 mln m³ w zbiornikach naziemnych, OLPP z PERN dysponują łącznie pojemnością 2,8 mln m³ w zbiornikach naziemnych, zaś GK LOTOS pojemnością około 0,3 mln m³ w zbiornikach naziemnych.

Należy zakładać, iż najbliższe lata przyniosą nowe projekty rozbudowy magazynów podziemnych ropy i paliw płynnych, wykorzystujących podziemne kawerny.

Podsumowując, w obszarze bezpieczeństwa zapewnienia surowca dla polskich rafinerii, w perspektywie średnio- i długoterminowej, **brak jest istotnych zagrożeń dla zabezpieczenia dostaw ropy naftowej**. Ewentualna konieczność zmiany źródeł pochodzenia ropy oznaczać będzie wzrost kosztów jej przerobu, a tym samym cen paliw płynnych i surowców dla przemysłu petrochemicznego.

Gaz ziemny

Dywersyfikacja kierunków i źródeł dostaw

Sytuację bezpieczeństwa energetycznego Polski w zakresie zaopatrzenia w gaz ziemny należy oceniać jako niekorzystną. W 2007 roku ponad 8,5 mld m³ gazu ziemnego pochodziło z kierunku wschodniego, co stanowiło około 92% importu gazu ziemnego do Polski ogółem.

Ostatni kryzys gazowy na linii Rosja-Ukraina może pozytywnie wpłynąć na politykę Unii Europejskiej w obszarze solidarności energetycznej oraz realnych działań zwiększających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego do jej krajów członkowskich. Do tej pory polityka ta wskazywała na konieczność dalszego rozdzielania działalności przesyłu gazu prowadzonych przez europejskie koncerny od innych segmentów działalności, **jednak bez zabezpieczenia realnych możliwości przejmowania sieci przesyłowych krajów UE przez niechcianych inwestorów spoza Wspólnoty.** Z drugiej zaś strony, polityka koncernów narodowych, m.in. niemieckich, które wspólnie z Gazpromem realizują projekt Nord Stream, będzie silnie oddziaływać na politykę największych i najbogatszych krajów Unii Europejskiej.

Tak długo, jak Rosja będzie w sposób szczególny traktować określone europejskie koncerny dopuszczając je do wspólnych interesów w sektorze gazowym, tak długo koncerny te będą zainteresowane rozwojem współpracy z koncernami rosyjskimi również na terenie UE. **Ostatnie rozbieżne deklaracje kanclerz Angeli Merkel o potrzebie wsparcia budowy 3 gazociągów (Nord Stream, South Stream i Nabucco) oraz komisarzy Unii Europejskiej o priorytetowym traktowaniu jedynie projektu Nabucco wskazują na ostrą rozbieżność pomiędzy interesami największych krajów członkowskich i ich koncernów, a oficjalną polityką UE.**

Warunkiem zwiększenia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski jest zarówno rozbudowa infrastruktury technicznej jak i pozyskanie możliwości kontraktowych. Przede wszystkim jednak **pożądane byłoby posiadanie obok źródeł krajowych własnych źródeł gazu ziemnego i ropy naftowej usytuowanych poza granicami kraju.** Tak kompleksowe podejście do tematu bezpieczeństwa energetycznego pozwoli na zniwelowanie negatywnych skutków ewentualnych przyszłych kryzysów gazowych, choć niewątpliwie wymaga ogromnych nakładów inwestycyjnych.

W obszarze technicznej strony dostaw niezbędne będą inwestycje infrastrukturalne łączące nasz system gazowy z systemem europejskim, inwestycje w rozbudowę sieci przesyłowej kraju pozwalającej na sprawną dystrybucję gazu ziemnego, a także inwestycje w poszukiwanie i zagospodarowanie złóż węgłowodorów, w tym w szczególności:

- **budowa gazociągu Baltic Pipe**, który ma połączyć polski system przesyłowy z systemem duńskim, a przez to także z systemem europejskim oraz z gazociągiem Skanled transportującym gaz ziemny ze złóż norweskich (możliwości dostaw oceniane na minimum 4-7 mld m³ rocznie),
- **budowa gazoportu w Świnoujściu** – możliwości dostaw skroplonego gazu ziemnego w ilości 2,5 (faza pierwsza) do 7,5 mld m³ (rozbudowa) rocznie,
- **rozbudowa sieci przesyłowej na terenie Polski północno-zachodniej** pozwalającej na włączenie do systemu przesyłowego gazu ziemnego z nowych kierunków odbioru (Baltic Pipe i terminal LNG),
- **budowa interkonektora w okolicy Szczecina** łączącego polski i niemiecki system przesyłowy,
- **budowa połączenia z systemem przesyłowym Czech** docelowo umożliwiającego dostawę gazu ziemnego z projektowanego gazociągu Nabucco,
- **wykorzystanie posiadanych przez polskie spółki koncesji poszukiwawczo wydobywczych w różnych rejonach świata** (Norwegia, Dania, Pakistan, Kazachstan czy Libia).

Należy podkreślić, iż nie wszystkie wyżej wskazane inwestycje mogą zapewnić dywersyfikację źródeł pochodzenia gazu. Tak będzie w przypadku połączenia systemów przesyłowych Polski i Niemiec w okolicach Szczecina, które może zapewnić zmianę kierunku dostaw i dostawcy, **choć gaz pochodzić będzie raczej ze źródeł rosyjskich (poprzez Jamał lub Nord Stream). Wydaje się jednak, że rozwiązanie takie powinno wpłynąć na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego**, jeżeli będzie to zmiana z dostawcy kontrolowanego przez Rosję, na dostawcę kierującego się jedynie własną korporacyjną strategią działania.

W ostatnim czasie ponownie podjęto publicznie temat ewentualnego przyłączenia się Polski do projektu budowy gazociągu Nord Stream. Naszym zdaniem trudno znaleźć jednak solidne argumenty za tak zasadniczą zmianą polskiego stanowiska. Wydaje się, że pozycja negocjacyjna Polski w ewentualnych rozmowach o warunkach przyłączenia się do projektu byłaby skrajnie niekorzystna biorąc pod uwagę, iż:

- prace nad projektem są bardzo zaawansowane,
- Polska była głównym oponentem tego projektu (patrz np. zmiany trasy gazociągu),

- nasz udział oznaczałby zapewne dość wysoki wydatek – ostatnie dostępne szacunki nakładów inwestycyjnych na budowę gazociągu Nord Stream mówią o kwocie 7-8 mld EUR, a zatem nawet niewielki udział w projekcie oznaczałby wydatek rzędu kilku miliardów złotych.

Większość inwestycji infrastrukturalnych, których celem będzie stworzenie nowych kanałów dostaw gazu ziemnego alternatywnych do zakupu tego surowca z Rosji, określana jest jako „drogie”. Jest to niestety jeden z kluczowych czynników hamujących podejmowanie decyzji inwestycyjnych. Dotyczy to nawet takich podmiotów jak PGNiG S.A., którego statut daje zarządowi możliwość podejmowania się realizacji inwestycji nieopłacalnych, które jednak są niezbędne z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego państwa. Samo **PGNiG S.A. dość niechętnie wykorzystuje możliwości, jakie daje mu wskazany zapis statutu ze względu na giełdowy charakter spółki.**

W tym kontekście, lecz także biorąc pod uwagę zależności pomiędzy gazoportem a koniecznością rozbudowy systemu przesyłowego, **należy pozytywnie ocenić decyzję o przeniesieniu inwestycji w budowę terminala LNG (gazoportu) oraz gazociągu Baltic Pipe do operatora systemu przesyłu gazu ziemnego OGP Gaz-System S.A.** Z drugiej strony należy oczekiwać, iż budowa gazoportu nie rozpocznie się jeżeli PGNiG S.A., ewentualnie inne koncerny gazowe, nie zapewnią kontraktów na dostawę LNG do Świnoujścia. W efekcie finansowanie tego projektu będzie uzależnione od warunków umów zawieranych nie przez OGP Gaz-System S.A., ale przez PGNiG S.A. lub inne strony trzecie, które bezpośrednio w projekcie budowy gazoportu uczestniczyć nie będą. W takich warunkach **sukces realizacji projektu wymagać będzie ścisłego nadzoru rządu** nad postępem prac zarówno po stronie OGP Gaz-System S.A. i spółki Polskie LNG Sp. z o.o., jak również nad postępami negocjacji z dostawcami skroplonego gazu ziemnego.

Wydaje się, że poza możliwością dostawy gazu ziemnego ze źródeł zlokalizowanych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym oraz dostaw w formie LNG, pozostałe potencjalne kierunki rozwoju mogą pozostać projektami „na papierze”:

- **budowa gazociągu Nord Stream oznaczać będzie marginalizację gazociągu Jamał**, a z pewnością przekreśli możliwości realizacji potencjalnej budowy tzw. drugiej nitki gazociągu jamajskiego przez Polskę,
- **gazociąg Nabucco** jest dość popularnym tematem debat na różnych szczeblach politycznych Komisji Europejskiej, **brak jednak determinacji do podjęcia faktycznych**

działań na rzecz rozpoczęcia tego projektu, który z pewnością będzie bardzo kosztowny, a źródła pochodzenia gazu niestabilne i obecnie powiązane z Rosją.

System przesyłowy

OGP Gaz-System S.A. planuje na najbliższe lata inwestycje w rozbudowę systemu przesyłowego o skali nieporównywalnej do nakładów ponoszonych w latach ubiegłych. Jak się wydaje kluczowym czynnikiem hamującym rozwój sieci przesyłowych gazu ziemnego, jak również każdej inwestycji liniowej w kraju jest brak stosownych regulacji prawnych, umożliwiających terminowe przeprowadzenie tego typu inwestycji ze względu na prawa właścicieli nieruchomości, a także brak jasnych procedur administracyjnych. W Sejmie znajduje się projekt zmian prawa, które ma ułatwić operatorom realizację inwestycji.

Zakładając, iż zmiany te zostaną wprowadzone, **kluczowe znaczenie dla realizacji rozbudowy systemu przesyłowego mieć będą:**

- **pozyskanie finansowania na inwestycje**, w tym poza środkami UE, finansowania udostępnionego przez instytucje finansowe,
- **polityka regulacyjna prezesa URE** w zakresie przeniesienia kosztów i nakładów ponoszonych na nowe inwestycje w stawce przesyłowej,
- **dostosowanie zasobów i organizacji operatora** do zwiększonych inwestycji.

Efektem ostatniego kryzysu gazowego na linii Rosja-Ukraina jest deklaracja UE o przeznaczeniu dodatkowej kwoty 1,75 mld EUR na projekty rozbudowy transgranicznych połączeń sieci gazowych i elektroenergetycznych. Oczekiwany w okresie spowolnienia gospodarczego spadek zużycia gazu ziemnego, w połączeniu ze znacznie wyższymi nakładami na rozbudowę sieci przesyłowej oznaczać powinien wzrost stawek przesyłowych OGP Gaz-System. Powinien, ale praktyka pokazuje, iż także uzasadnione wzrosty stawek nie zawsze są przez prezesa URE akceptowane, co jest niestety złym sygnałem dla instytucji finansujących. Z tego właśnie względu jest szczególnie istotne, aby pozyskanie jak największych kwot dofinansowania projektów z UE było priorytetem OGP Gaz-System.

Wydobycie własne

Wydobycie gazu ziemnego przez PGNiG S.A. w 2007 roku wyniosło 4,3 mld m³. PGNiG S.A., jak również podmioty prywatne zajmujące się poszukiwaniami i wydobyciem

węglowodorów, **przeznaczają na prace poszukiwawcze olbrzymie nakłady, przy niewielkim prawdopodobieństwie sukcesu.** Inwestycje te przybierają na sile w okresie dobrej koniunktury gospodarczej, kiedy ceny ropy naftowej i gazu ziemnego notują rekordy. Niskie ceny wspomnianych pierwotnych nośników energii obserwowane w czasach spowolnienia wzrostu lub recesji powodują przekazywanie mniejszych nakładów na przeprowadzanie inwestycji wysokiego ryzyka, do których należą działania poszukiwawcze.

Wydaje się, że pomimo deklaracji i planów związanych ze zwiększeniem wydobycia krajowego gazu ziemnego i ropy naftowej, najbliższe lata – tak długo, jak ceny tych surowców nie wzrosną do poziomów obserwowanych w latach 2007-2008 – przyniosą spadek inwestycji w prace poszukiwawcze oraz w procesy eksploatacyjne. Jednak w dobie poszukiwań konkretnych rozwiązań dotyczących poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju, jak również zaistniałych sytuacji zagrożenia w dostawach paliwa gazowego **nie jest możliwe, aby zarówno krajowe jak i zagraniczne inwestycje w sektorze poszukiwawczo-wydobywczym mogły być zmarginalizowane.** Pozytywnie nastraja również chociażby zamiar współpracy polskich firm wydobywczych, m.in. PGNiG S.A. i Petrobaltic S.A. na polu inwestowania w zagraniczne złoża surowców.

Magazyny gazu

Prawo polskie, w ślad za przepisami unijnymi, przewiduje obowiązek utrzymywania określonej wielkości zapasów gazu ziemnego (ilość odpowiadająca 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi tego surowca) na wypadek m.in. zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa (tzw. zapasy obowiązkowe).

Zapasy te co do zasady utrzymywane są w instalacjach magazynowych zlokalizowanych na terytorium kraju. **W polskiej infrastrukturze magazynowej istnieją dwa rodzaje instalacji magazynowej: podziemne magazyny wykorzystujące górotwory po wyeksploatowanych złożach węglowodorów (podziemne magazyny gazy) oraz wyeksploatowane kawerny solne (kawernowe magazyny gazu ziemnego).**

Pojemność magazynowa podziemnych magazynów gazu (PMG) eksploatowanych przez PGNiG S.A. wynosi 1,66 mld m³, a po planowanej rozbudowie ma osiągnąć 2,81 mld m³ (2012). **Ze względu na bezpieczeństwo energetyczne państwa pojemność magazynowa gazu ziemnego jest niewystarczająca, a w dobie regulacji europejskiej planowana**

rozbudowa jest bezwzględnie konieczna dla osiągnięcia określonego w przez struktury unijne pułapu zapasów obowiązkowych.

Na wzrost zainteresowania inwestycjami w budowę PMG może pozytywnie wpłynąć zwiększenie wysokości określonego bezpośrednio w prawie zwrotu dla działalności magazynowania gazu ziemnego, do poziomu zapewniającego realne możliwości sfinansowania inwestycji budowy nowych i rozbudowy istniejących PMG. Obecnie zwrot ten określony na poziomie 6,0% nie zapewnia pokrycia kosztu kapitału potencjalnych inwestorów.

Rekomendacje:

- **koncentracja na realizacji nowych inwestycji w połączenia transgraniczne: Baltic Pipe i Skanled oraz budowę gazoportu i rozbudowę sieci przesyłowej w Polsce północno-zachodniej,**
- **pozyskanie środków na dofinansowanie projektów z UE dla OGP Gaz-System w maksymalnym dostępnym zakresie,**
- **kontynuacja strategii pozyskiwania własnych źródeł gazu w Polsce i na świecie,**
- **urealnienie wysokości zwrotu z kapitału dla inwestycji sieciowych i budowy magazynów.**

Węgiel

Węgiel kamienny

Węgiel jest kluczowym paliwem dla polskiej energetyki. Około 40 mln ton węgla kamiennego jest corocznie konwertowane w energię elektryczną i ciepło w polskich elektrowniach i elektrociepłowniach. Odpowiada to połowie produkcji krajowego górnictwa węgla kamiennego.

Zgodnie ze *Strategią działalności górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007-2015* Polska dysponuje zasobami bilansowymi węgla w wysokości 15,7 mld ton. Z tego zasoby 6 mld ton są sklasyfikowane jako przemysłowe, co znaczy, że ich wydobycie ma uzasadnienie techniczne i ekonomiczne. Złoża występujące na Górnym Śląsku są zdecydowanie największe i stanowią ok. 93% złóż ogółem.

Niedoinwestowanie kopalń i konieczność sięgania do złóż o gorszych warunkach eksploatacji generują niską podaż węgla kamiennego. Jednocześnie pomimo już zrealizowanych projektów restrukturyzacyjnych, **jedynie kilka spółek węglowych może pochwalić się stabilnymi dodatnimi wynikami finansowymi** i względnie dobrą pozycją płynnościową. Ceny węgla energetycznego w 2009 roku wzrosną do poziomu zbliżonego do parytetu importowego, czyli sumy ceny zakupu węgla energetycznego w portach ARA (Antwerpia, Rotterdam i Amsterdam) i kosztu transportu do odbiorcy w Polsce. Pomimo tego, **realizacja znaczących projektów inwestycji pierwotnych w górnictwie nie będzie możliwa bez pozyskania zewnętrznych źródeł finansowania.**

Planowane emisje publiczne Bogdanki i Katowickiego Holdingu Węglowego mogą nie dojść do skutku ze względu na kryzys finansowy, a możliwości pozyskania finansowania z alternatywnych źródeł są ograniczone. Jak się dzisiaj wydaje, największe zainteresowanie sfinansowaniem inwestycji w górnictwie będą przejawiać niektóre z koncernów energetycznych, takie jak CEZ czy ENEA, które już wcześniej wyrażały zainteresowanie nabyciem polskich kopalń. Ponieważ jednak również koncerny energetyczne staną przed problemem spadku zapotrzebowania na energię, **zainteresowanie prywatyzacją polskich kopalń będzie znacznie mniejsze, niż mogło być jeszcze w 2008 roku, a z pewnością trudno będzie w tych transakcjach o uzyskanie korzystnych wycen.**

Jest bardziej prawdopodobne, iż bliższa współpraca między producentami węgla, a wytwórcami energii elektrycznej dokona się poprzez wspólne projekty rozbudowy bazy wydobywczej i budowy nowych elektrowni, jak w przypadku projektu RWE i Kompanii Węglowej oraz projektów związanych z LW Bogdanka.

Najbliższe lata będą dla górnictwa węgla kamiennego okresem hamowania apetytów związków zawodowych na dalszy, wysoki wzrost płac. Uzyskanie przez polskie kopalnie de facto światowych, a więc rynkowych cen węgla w 2009 roku oznacza koniec możliwości dalszego zwiększania zysków poprzez wzrost cen węgla.

Węgiel brunatny

W Polsce rozpoznano ponad 150 złóż i obszarów węglonośnych węgla brunatnego, z czego **udokumentowano ponad 24 mld ton zasobów w złożach pewnych.** Biorąc pod uwagę obecne wydobycie, a nawet potencjał jego zwiększenia, są to złoża ogromne. Same tylko zasoby dwóch największych złóż – „Legnica-Ścinawa” oraz „Gubin-Mosty-Brody” – pozwoliłyby na utrzymanie obecnej skali wydobycia węgla brunatnego **przez ponad 300 lat.**

Podstawowym problemem związanym z wykorzystaniem węgla brunatnego są **wysokie koszty związane z ochroną środowiska naturalnego.** Duża kopalnia odkrywkowa to nieodwracalne szkody dla środowiska na terenie, gdzie zbierany jest nakład i tworzone są zwałowiska oraz na terenach towarzyszących. To także problem związany z powstawaniem leja depresyjnego i koniecznością wysiedlania mieszkańców, którzy dziś na obszarach węglonośnych mieszkają i pracują. **Węgiel brunatny cechuje wyższa emisyjność dwutlenku węgla,** co biorąc pod uwagę ciągłe zaostrzanie się polityki ochrony klimatu przez UE podwyższa koszty produkcji energii elektrycznej.

Dostępne analizy potencjalnej eksploatacji złóż „Legnica-Ścinawa” wskazują, że dla zapewnienia opłacalności budowy kompleksu wydobywczo-energetycznego **cena energii elektrycznej musiałaby być około 50% wyższa od cen obecnie akceptowanych przez prezesa URE.** W obecnych warunkach cenowych realizacja takich inwestycji nie znajduje ekonomicznego uzasadnienia.

Z drugiej strony węgiel brunatny, podobnie jak węgiel kamienny, jest surowcem do produkcji energii elektrycznej znajdującym się w całości pod kontrolą polskich koncernów. Dzięki temu – odmiennie niż w przypadku gazu, czy ropy – **brak jest zagrożenia odcięcia Polski od**

dostaw tego surowca. Aby realnie zapewnić dostawy węgla brunatnego należy jednak brać pod uwagę długi okres przygotowania do eksploatacji nowych złóż (okres ten można szacować na 7-10 lat w przypadku nowych lokalizacji kopalń).

Rekomendacje:

- **prywatyzacja lub realizacja wspólnych projektów inwestycyjnych z inwestorami z branży energetycznej,**
- **pozyskanie środków na wsparcie inwestycji początkowych (Bank Światowy lub inne międzynarodowe instytucje finansowe).**

Elektroenergetyka

Zabezpieczenie dostaw

Tematyka budowy nowych elektrowni, cen energii i widma niedoborów energii znajduje się od ponad roku w centrum uwagi mediów. Obserwowany spadek tempa wzrostu gospodarczego weryfikuje najbardziej dramatyczne prognozy, gdyż zużycie energii elektrycznej nie rośnie tak dramatycznie jak w 2007 roku (w okresie 9 miesięcy 2008 roku wzrost dostawy energii odbiorcom końcowym wyniósł 3,54% w porównaniu do tego samego okresu poprzedniego roku). **Można oczekiwać, iż rok 2009 przyniesie niewielki, ale jednak spadek zużycia energii elektrycznej.**

Jednak pomimo tych specyficznych okoliczności, wobec nadciągającego kryzysu gospodarczego **problem niedoborów mocy i energii w systemie jest nadal poważny. Podobnie jak roku temu zakładamy, iż w latach 2015-2016 dojść może do trwałej nierównowagi podaży i popytu, o ile w porę nie powstaną nowe źródła wytwórcze.** Już wcześniej wyjątkowo ciepłe lato lub mroźna zima mogą oznaczać konieczność okresowego ograniczenia dostaw.

Rekomendacje:

- **Ponieważ inwestycje w budowę nowych elektrowni realizować mają podmioty prywatne bądź przeznaczone do prywatyzacji, to jedynie rynkowe ceny energii mogą zapewnić nowe inwestycje w sektorze wytwórczym. Ceny energii elektrycznej muszą rosnąć, by zapewnić pokrycie pełnego zwrotu z inwestycji oraz koszty operacyjne działalności. W warunkach 2009 roku uzasadniony poziom tzw. cen wejścia, a zatem cen energii elektrycznej w blokach węglowych na parametry nadkrytyczne zlokalizowanych na terenie Polski południowej wynieść może 230-240 PLN/MWh (z akcyzą). Mitem jest istnienie zмовы cenowej. Faktem jest spadek rezerw mocy do alarmowego poziomu, który zawsze oznacza presję na wzrost cen.**
- **Oszczędzać! Rząd powinien wprowadzić pakiet działań mających na celu zwiększenie świadomości kosztów zużycia energii elektrycznej, stymulujących bardziej efektywne korzystanie z niej oraz promocję technologii energooszczędnych (perspektywa krótkoterminowa).**
- **Oszczędzanie energii elektrycznej może być najtańszym sposobem uniknięcia problemu trwałych niedoborów mocy i energii. Dotychczas do oszczędzania energii elektrycznej zachęcają jedynie – co jest pewnym paradoksem – koncerty**

energetyczne. Ze strony Ministerstwa Gospodarki pojawiają się pierwsze pomysły jak skłonić odbiorców do racjonalizacji zużycia energii elektrycznej, jednak nie mają one jeszcze cech spójnego kompleksowego pakietu działań. Niestety, główną przeszkodą może się okazać nie brak dobrych pomysłów, ale środków finansowych na ich wdrożenie.

- Inwestycje w połączenia transgraniczne i rozbudowa krajowej sieci przesyłowej (perspektywa średnioterminowa).
- Jeżeli nasz system elektroenergetyczny nie będzie w stanie zapewnić zasilania odbiorców, alternatywą pozostanie import energii. Na efekty nowych inwestycji pozwalających na zwiększenie importu energii elektrycznej do Polski trzeba będzie czekać 4-6 lat, jednak ich realizacja połączona z rozbudową krajowej sieci przesyłowej w celu rozprowadzenia przepływów, podłączenia nowych jednostek systemowych oraz farm wiatrowych w kraju powinna być priorytetem średnioterminowej polityki państwa w obszarze elektroenergetyki. Jak się wydaje na PSE-Operator spoczywać będzie kluczowe zadanie w obszarze zwiększenia bezpieczeństwa możliwości fizycznych dostaw energii elektrycznej. Z tego też względu aktywność PSE-Operator powinna być skierowana w pierwszym rzędzie na inwestycje w połączenia transgraniczne oraz w polski system przesyłowy.
- Ucieczka od CO₂ tj. zmiana niekorzystnej struktury wytwarzania poprzez budowę elektrowni jądrowych, gazowych oraz wsparcie kogeneracji rozproszonej (perspektywa długoterminowa).
- Już obecnie koszt uprawnień do emisji CO₂ ma swój duży udział w obserwowanym wzroście cen energii elektrycznej. Znaczenie to będzie jeszcze większe po 2012 roku, a ponadto pojawią się także dodatkowe obciążenia związane z emisjami innych gazów do atmosfery. W efekcie technologie węglowe w perspektywie najbliższych kilku lub kilkunastu lat okazać się mogą najdroższe, co będzie stanowić jeszcze jeden czynnik podtrzymujący wysoki poziom cen energii elektrycznej. Odważne decyzje o kierunku zmian powinny zapadać szybko, już dzisiaj. Jedynie takie decyzje pozwolą nam wyjść z „narożnika”, w którym znaleźliśmy się przyparci ambitnymi celami Unii Europejskiej określonymi w pakiecie klimatycznym.

Operator Systemu Przesyłowego

W najbliższych latach, w rezultacie znacznie mniejszego zapotrzebowania na energię niż przewidywano to jeszcze rok temu, to **działalność inwestycyjna PSE-Operator S.A. jako operatora systemu przesyłowego w polskim systemie elektroenergetycznym będzie mieć**

zasadnicze znaczenie dla zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Jak wskazano już wcześniej, aktywność PSE-Operator S.A. powinna w zasadzie dotyczyć dwóch obszarów:

- **budowa nowych linii najwyższych napięć** zapewniających zmniejszenie ryzyka blackoutów, wyprowadzenie mocy z nowych lokalizacji elektrowni systemowych i włączenie nowych lub modernizowanych połączeń transgranicznych w krajowy system przesyłowy,
- **budowa połączeń transgranicznych** z Litwą (poprzez LitPol Link), Ukrainą (wykorzystanie linii Rzeszów-Chmielnicka), Białorusią (wykorzystanie linii Białystok-Roś) oraz rozbudowa połączeń z Niemcami.

Skala nakładów inwestycyjnych na rozbudowę systemu przesyłowego wewnątrz kraju, jak również połączeń transgranicznych jest na tyle znacząca, że **PSE-Operator S.A. nie powinien być traktowany jako podmiot, którego celem nadrzędnym jest maksymalizacja wartości dla akcjonariusza.** Z tych samych względów PSE-Operator S.A. powinien koncentrować swoją aktywność na realizacji inwestycji w polski krajowy system elektroenergetyczny. Sama realizacja połączenia Polska-Litwa wraz z konieczną modernizacją polskiego systemu przesyłowego oznaczać może wydatek ponad 4 mld PLN (po polskiej stronie), podczas gdy wartość majątku obecnie posiadanego przez PSE-Operator S.A. wynosi ok. 11 mld PLN.

Można oczekiwać, iż skala wsparcia Unii Europejskiej dla projektów rozbudowy połączeń transgranicznych będzie miała istotne znaczenie w strukturze finansowania ww. projektów. Niemniej jednak PSE-Operator S.A. stanie w istocie przed bardzo podobnym wyzwaniem, jak OGP Gaz-System S.A., tj. jak pozyskać finansowanie z instytucji finansowych i jednocześnie uzyskać wzrost taryfy przesyłowej. Bez wzrostu taryfy przesyłowej poziom zysków OSP może okazać się niesatysfakcjonujący dla instytucji finansujących PSE-Operator S.A.

Rekomendacje:

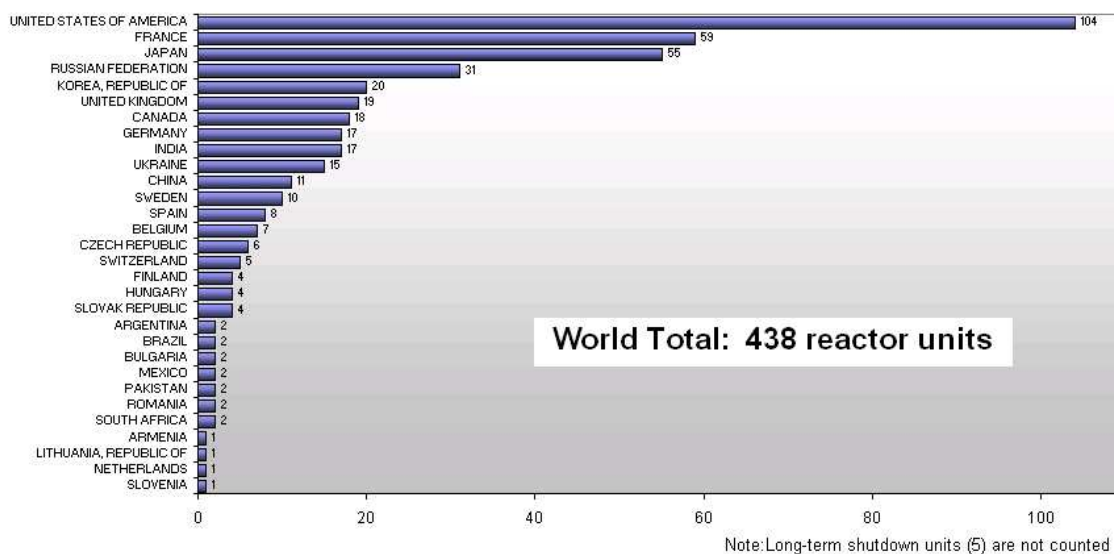
- **szybkie uchwalenie zmian prawa w celu ułatwienia pozyskania prawa drogi oraz skrócenia i usprawnienia procedur związanych z realizacją inwestycji sieciowych,**
- **koncentracja na realizacji nowych inwestycji – organizacja operatora powinna dostosowywać się do znacznie większej skali inwestycji sieciowych,**
- **pozyskanie środków na dofinansowanie projektów z UE w maksymalnym dostępnym zakresie,**
- **rozbudowa połączeń transgranicznych.**

Energetyka jądrowa

Charakterystyka stanu energetyki jądrowej na świecie i w otoczeniu Polski

Wg danych Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (International Atomic Energy Agency – IAEA) obecnie w skali globalnej czynnych jest **438 energetycznych bloków jądrowych** o całkowitej zainstalowanej mocy elektrycznej netto wynoszącej 371 675 MW_e. Najwięcej czynnych bloków jądrowych jest zainstalowanych w USA - 104, następnie we Francji pracuje 59 bloków, w Japonii – 55, Rosji – 31, Korei Płd. – 20, Wielkiej Brytanii – 19, Kanadzie – 18, Niemczech – 17, Indiach – 17, Ukrainie – 15, Chinach – 11, Szwecji – 10 bloków, Hiszpanii – 8, Belgii – 7 bloków. Pozostałe państwa z czynnymi elektrowniami jądrowymi to: Argentyna, Armenia, Brazylia, Bułgaria, Czechy, Finlandia, Holandia, Litwa, Meksyk, Pakistan, Płd. Afryka, Rumunia, Słowacja, Słowenia, Szwajcaria i Węgry – rys. 1.

Number of Reactors in Operation Worldwide



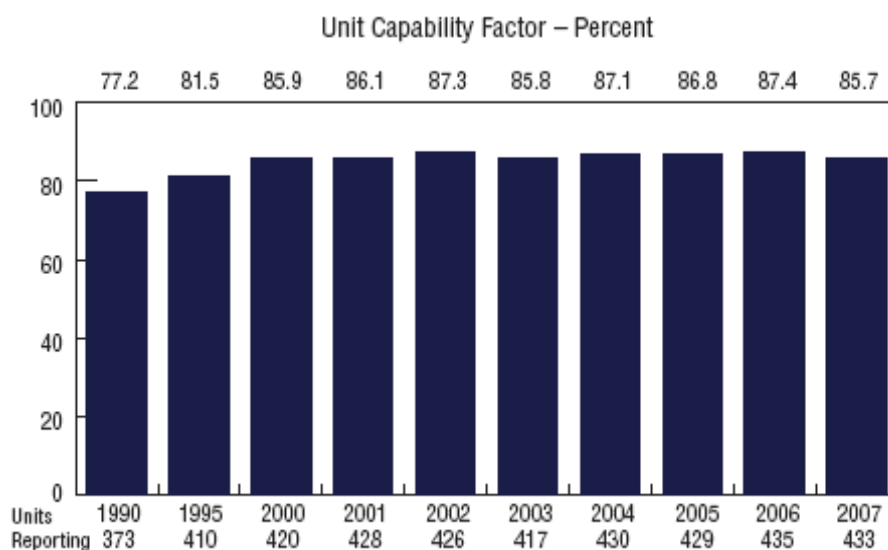
Rysunek 1. Reaktory jądrowe zainstalowane w energetyce (bez uwzględnienia 6 bloków zainstalowanych na Tajwanie). Źródło: Power Reactors Information System (PRIS), www.iaea.org.

Ponadto 5 bloków energetycznych znajduje się w stanie wyłączenia, a 44 jest budowanych, z czego budowę 10 bloków rozpoczęto w roku 2008. W związku z kryzysem w dostawach gazu z Rosji, Słowacja rozważa powtórne uruchomienie bloku Bohunice 2, zamkniętego 31 grudnia 2008 r. na podstawie traktatu akcesyjnego do UE.

W 30 krajach eksploatujących elektrownie jądrowe ich udział w produkcji energii elektrycznej wynosi prawie 19% przy udziale w zainstalowanej mocy wynoszącej 16%. Wskazuje to na wyższy wskaźnik dyspozycyjności bloków jądrowych w stosunku do innych metod wytwarzania energii elektrycznej – por. rysunek 2.

W rozszerzonej UE elektrownie jądrowe są zlokalizowane w 15 państwach (na 27 członków UE), 145 czynnych bloków jądrowych stanowi 35% wszystkich tego typu urządzeń na świecie. Z całkowitej ilości energii elektrycznej wytworzonej w UE, energetyka jądrowa dostarczyła 31%. **Największy w skali globalnej udział produkcji energii elektrycznej z elektrowni jądrowych ma Francja (78,1%), następnie Litwa (72,3%), Słowacja (57,2), Belgia (54,4%), Szwecja (48%), Ukraina (47%).** W Stanach Zjednoczonych z elektrowni jądrowych pochodzi 19% wytworzonej energii elektrycznej, a w Chinach i Indiach po około 2,5%.

Chociaż pierwsze elektrownie jądrowe powstały w latach 50-tych XX wieku, to energetyka jądrowa jest wciąż stosunkowo młodą dziedziną przemysłu, gdyż około **40% eksploatowanych bloków powstało przed mniej niż dwudziestoma laty**, a około 70% czynnych reaktorów ma mniej niż 30 lat. W sposób ciągły ulegają poprawie parametry eksploatacyjne elektrowni jądrowych. Jak wynika z danych publikowanych przez Światowe Stowarzyszenie Operatorów Elektrowni Jądrowych (World Association of Nuclear Operators – WANO) w okresie ostatnich kilkunastu lat wskaźnik dyspozycyjności przeciętnego bloku energetycznego wzrósł od 77,2% w roku 1990 do 87,4% w roku 2006 i 85,7 w roku 2007 – rysunek 2.



Rysunek 2. Współczynnik dyspozycyjności bloków jądrowych (pod osią czasu podano ilość analizowanych reaktorów), źródło WANO, www.wano.org.uk.

Dla ponad 400 analizowanych bloków **przeciętna liczba nieplanowanych wyłączeń w ciągu 7 000 godzin pracy obniżyła się od 1,8 w roku 1990 do 0,6 w roku 2007. Podobnie zmniejszeniu uległa dawka kolektywna napromieniowania dla personelu**, która dla najbardziej rozpowszechnionego typu reaktora PWR/WWER wyniosła w roku 1990 1,74 osobosiewert/rok, aby obniżyć się do około 0,6 osobosiewert/rok w roku 2007.

W latach 1990-2004 światowa produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych wzrosła o 718 TWh, co stanowi 38%, natomiast moc zainstalowana wzrosła jedynie o 12% (39 000 MW_e). Było to możliwe dzięki poprawie dyspozycyjności bloków jądrowych i ich modernizacji, w tym podniesieniu mocy. Tak więc pomimo medialnego „potępienia” elektrowni jądrowych w latach 90-tych XX wieku i wyraźnego braku szerokiej akceptacji społecznej dla tej technologii wytwarzanie energii, w energetyce jądrowej dokonywał się ciągły postęp i poprawa bezpieczeństwa eksploatacji reaktorów.

Podkreślić należy, że **elektrownie jądrowe należą do najbezpieczniejszych miejsc pracy w przemyśle.** Wg danych Światowego Stowarzyszenia Operatorów Jądrowych (World Association of Nuclear Operators), ilość wypadków skutkujących przerwami w pracy obniżyła się z 5,2 zdarzeń na milion przepracowanych osobo-godzin w roku 1990, do 0,96 wypadków na milion osobo-godzin w roku 2007.

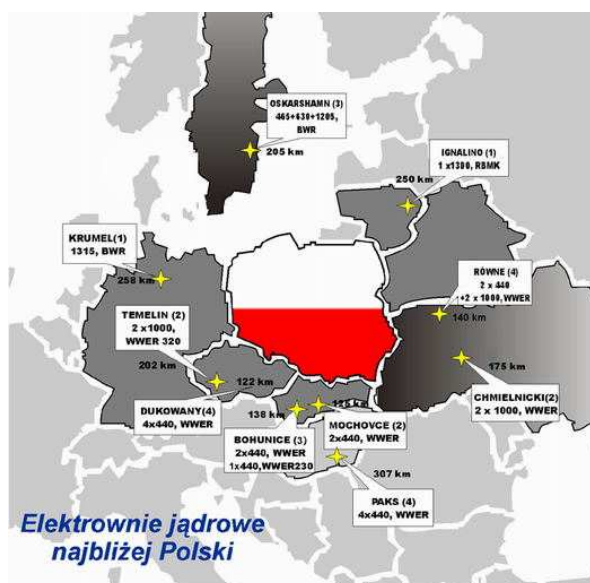
Energetyka jądrowa jest chyba najbardziej monitorowaną branżą przemysłową w skali globalnej, w obrębie której poddawane są analizie wszystkie zdarzenia mogące stanowić zagrożenie dla personelu lub otoczenia. W sposób ciągły rozwijany jest system bezpieczeństwa projektowania, eksploatacji i wycofywania z ruchu reaktorów jądrowych z uwzględnieniem problemów składowania zużytego paliwa. Wiodącą rolę pełni Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (IAEA) będąca międzynarodową organizacją powiązaną z ONZ.

Pomimo zahamowania w latach 90-tych XX wieku rozwoju energetyki jądrowej spowodowanego katastrofą w Czarnobylu, wpływami politycznymi partii „zielonych” oraz spadkiem zapotrzebowania na energię elektryczną w państwach postkomunistycznych, **począwszy od roku 2003 obserwuje się zmianę tendencji spadkowej w tej dziedzinie, a biorąc pod uwagę decyzje inwestycyjne ostatnich kilku lat, można mówić wręcz o renesansie energetyki jądrowej.** Jeszcze w 2000 roku Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej prognozowała, że łączna moc zainstalowana w elektrowniach atomowych będzie

spadać i do roku 2020 obniży się do około 300 000 MW_e (obecnie jest zainstalowanych 371 000 MW_e). Oceny Agencji opublikowane po niespełna czterech latach, czyli w roku 2004 przewidują wzrost zainstalowanej mocy i osiągnięcie w roku 2020 poziomu 430 000 MW_e. Wg doradcy prezesa francuskiej agencji CEA (Commissariat a l'Energie Atomique), J. Boucharda można oczekiwać, że w roku 2025 w energetyce jądrowej zainstalowanych będzie 650 000 MW_e, a w roku 2050 nawet 1400 000 MW_e.

Nowe reaktory jądrowe o przeznaczeniu energetycznym powstają obecnie w 14 państwach, z czego najwięcej w Chinach – 11, w Rosji – 8, w Indiach – 6, w Korei Płd. – 5, w Bułgarii, Japonii i na Tajwanie oraz Ukrainie – budowane są po 2 bloki, a w Argentynie, Finlandii, Francji, Iranie, Pakistanie i Stanach Zjednoczonych powstaje obecnie po jednym reaktorze. Łącznie w nowouruchomionych inwestycjach reaktorów jądrowych zostanie zainstalowanych 37 888 MW_e. W przyszłości USA planują 34 nowe elektrownie jądrowe. Około 50 państw zgłosiło do IAEA zainteresowanie budową energetyki jądrowej, z czego 12 z nich ma konkretne plany (np. Tajlandia).

Polska jest jednym z ostatnich krajów rozwiniętych, które nie posiadają energetyki jądrowej. Jest paradoksem, że Polska nie posiadając sama elektrowni jądrowych jest przez takie obiekty wręcz otoczona. Liczba czynnych energetycznych bloków jądrowych w pasie 310 km wokół granic Polski wynosi 27 i są one zgrupowane w 10 elektrowniach jądrowych, o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej wynoszącej ok. 18 000 MW_e – rysunek 3.



Rysunek 3. „Otoczenie” Polski przez elektrownie jądrowe, źródło: Państwowa Agencja Atomistyki.

Sytuacja przypomina więc nieco stan z wieku XVIII, kiedy bezpieczeństwa militarnego poszukiwano w braku własnej armii. Podobnie teraz gwarancją bezpieczeństwa jądrowego wydaje się być głównie niekompetencja Polski w tej dziedzinie i powszechny brak świadomości o rzeczywistej obecności kraju w strefie oddziaływania wielu elektrowni jądrowych pracujących w krajach ościennych.

Uwarunkowania budowy elektrowni jądrowej

Pod względem oddziaływania na środowisko energetyka jądrowa traktowana jest jako bezemisyjna, czyli jako nie przyczyniająca się do wzrostu efektu cieplarnianego, powstawania kwaśnych deszczy i innych zjawisk wynikających z zanieczyszczenia atmosfery. Elektrownia jądrowa stanowi więc źródło czystej energii, podobnie jak elektrownia wiatrowa, wodna czy słoneczna (energia „zielona”).

Jednak w przeciwieństwie do energetyki ze źródeł odnawialnych elektrownie jądrowe charakteryzują się najwyższym współczynnikiem dyspozycyjności, który np. dla elektrowni wiatrowych średnio nie przekracza 15-20%, a dla bloków jądrowych osiągnął znacznie ponad 80% – por. rys. 2. Podkreślić należy, że składowanie paliwa wypalonego bądź odpadów promieniotwórczych nie jest traktowane np. jako ekwiwalentne emisji do atmosfery określonej ilości ton CO₂. **Powstała więc dość paradoksalna sytuacja, kiedy energetyka jądrowa będąca pod względem prawnym i technicznym źródłem najczystszej energii, jest równocześnie w wielu sytuacjach społecznie nieakceptowana i stanowi przedmiot lęków i uprzedzeń.** Stąd też analizując uwarunkowania budowy elektrowni jądrowych należy uwzględnić następujące czynniki:

- przygotowanie prawne i społeczne kraju do budowy elektrowni atomowej,
- przygotowanie naukowe i techniczne gospodarki do budowy i obsługi elektrowni jądrowej,
- ekonomikę energetyki jądrowej,
- stan dywersyfikacji energetycznej kraju.

Uruchomienie inwestycji elektrowni jądrowej w sposób oczywisty wymaga wszystkich decyzji administracyjnych związanych z uzyskaniem zezwolenia na budowę. Ponadto ze względu na swą specyfikę musi spełniać warunki związane z zapewnieniem bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej pracowników i ludności. Obowiązująca w Polsce Ustawa **Prawo atomowe odpowiada uregulowaniom międzynarodowym, wynika z wiążących Polskę umów i konwencji oraz szczegółowych przepisów wyrażonych w dyrektywach i decyzjach**

Unii Europejskiej. Ustawa wymaga wprowadzenia wielu rozporządzeń, np. związanych z gospodarką paliwem elektrowni jądrowej, udzielaniem uprawnień operatorom takich elektrowni, ale stanowi podstawę prawną pozwalającą na szybkie rozwiązanie zagadnień szczegółowych. **Obecnie w Polsce brak jest ośrodka, który mógłby skutecznie koordynować i rozwiązywać problemy związane z budową elektrowni atomowej.**

Również struktura rządu nie wskazuje jednoznacznie na logiczne przyporządkowanie tych kompetencji. Mając na uwadze znaczenie energetyki dla rozwoju i bezpieczeństwa kraju należałoby oczekiwać koordynacji zagadnień związanych z wdrożeniem energetyki jądrowej na poziomie co najmniej podsekretarza stanu. Dzisiaj obserwuje się tendencję „wypychania” problemów związanych z energetyką na poziom premiera i powoływanych *ad hoc* zespołów, co w praktyce skutkuje brakiem merytorycznie przygotowanej długofalowej strategii i jest polityką o charakterze doraźnie formułowanych haseł.

W przypadku rzeczywistej woli rozwoju energetyki jądrowej, pierwotna powinna być decyzja rządowa uruchomieniu określonej mocy w elektrowni lub elektrowniach jądrowych, a następnie wszczęte działania prawne oraz zmierzające do uzyskania przyzwolenia społecznego na tego rodzaju inwestycje. **Błędem byłoby przyjęcie taktyki polegającej na prowadzeniu działań propagujących energetykę jądrową i zwlekaniu z podjęciem ostatecznej decyzji aż do uzyskania odpowiednio wysokiego poparcia w sondażach.** Poparcie takie, będące zawsze w dużej części odzwierciedleniem ostatniego sprzed sondażu artykułu w gazecie lub chwilowego nastroju społecznego, mogłoby być czynnikiem hamującym decyzyjność przez nie dający się określić czas.

W procesie przygotowawczym poprzedzającym budowę pierwszej elektrowni jądrowej w kraju, warto wykorzystać bogate doświadczenia IAEA, która praktycznie zestandaryzowała proces uruchamiania energetyki jądrowej w nowym kraju. Dobrym przykładem takiego podejścia jest Tajlandia. Rząd Tajlandii przyjął w 2007 r. „Plan Rozwoju Energetyki 2007-2021”, który zakłada 4 GW_e z energii jądrowej do 2021 r. Dzięki wsparciu IAEA już w czerwcu 2008 zaprezentowano Narodowy Program Energetyki Jądrowej. W warunkach polskich, ze względu na słabość polskiego prawa budowlanego, oprócz uszczegółowienia i dopasowania Ustawy Prawo atomowe do warunków eksploatacji reaktorów energetycznych (obecnie opisuje ona eksploatację reaktorów badawczych), konieczna będzie również specustawa dotycząca warunków budowy takiego obiektu, w tym zagospodarowania terenu, protestów itp.

Polska jest krajem, w którym od wielu lat działają instytuty prowadzące badania reaktorów i technologii jądrowych jak np. Instytut Fizyki Jądrowej PAN im. Henryka Niewodniczańskiego w Krakowie, Instytut Energii Atomowej w Otwocku-Świerku, Instytut Problemów Jądrowych im. Andrzeja Sołtana w Otwocku-Świerku, Instytut Chemii i Techniki Jądrowej i inne.

Niestety po podjętej w grudniu 1990 roku decyzji rządowej postawienia Elektrowni Atomowej Żarnowiec w stan likwidacji, zespoły pracujące na rzecz polskiego programu energetyki jądrowej utraciły motywację, dynamikę i dzisiaj znajdują się w stanie stagnacji z wyraźnym brakiem młodej kadry. Jest to w zasadzie ostatni moment na wykorzystanie zgromadzonych doświadczeń i przekazanie ich młodszemu pokoleniu. Stąd decyzja o rozpoczęciu programu rozwoju energetyki atomowej powinna być podjęta możliwie szybko. Na kilku polskich politechnikach (np. AGH w Krakowie, Politechnika Wrocławska) wykładane są przedmioty związane z energetyką jądrową. Wydział Mechaniczno-Energetyczny Politechniki Wrocławskiej organizuje corocznie wizyty studyjne studentów i doktorantów w słowackich elektrowniach atomowych. Politechnika Wrocławska i Instytut Problemów Jądrowych przygotowały uruchamiane właśnie studia podyplomowe Energetyka Jądrowa.

Odrębnym zagadnieniem jest przygotowanie polskich przedsiębiorstw do uczestnictwa w budowie elektrowni jądrowej wraz z infrastrukturą. Obecnie nie jest możliwe zbudowanie takiego obiektu przy wiodącej roli przemysłu polskiego. Niemniej jednak niektóre z przedsiębiorstw, które przygotowywały się do budowy Elektrowni Żarnowiec, utrzymało wysoki poziom technologiczny, między innymi dzięki dostawom do Europejskiej Organizacji Badań Jądrowych CERN w Genewie, gdzie przy budowie akceleratora Large Hadron Collider zastosowano wiele zaawansowanych technologii pokrewnych wykorzystywanym w energetyce jądrowej.

Energetyka jądrowa jest tym przemysłem, który współdecyduje o konkurencyjności gospodarki, a przedsiębiorstwa budujące reaktory jądrowe są narzędziem ekspansji państwa na nowe rynki. Przykładem może być francuski koncern AREVA budujący reaktory na całym świecie i jednocześnie będący eksploatatorem złóż uranu w Nigrze. Uruchomienie programu rozwoju energetyki jądrowej pozwoliłoby grupie polskich przedsiębiorstw kooperujących z głównym wykonawcą takiego obiektu na osiągnięcie przewagi konkurencyjnej na skalę globalną. Pomostem dla przemysłu prowadzącym do technologii jądrowych jest realizacja na dostępne dla polskich przedsiębiorstw rynki zaawansowanych technologii tworzone przez duże międzynarodowe projekty i laboratoria badawcze jak CERN w Genewie i ITER w Cadarache na południu Francji.

Czy energetyka jądrowa jest tania czy droga? **W ciągu ostatnich kilku lat energetyka jądrowa wzmocniła swoją konkurencyjność przede wszystkim dzięki wzrostowi dyspozycyjności oraz wzrostowi cen gazu. Specyfiką energetyki jądrowej w porównaniu z innymi technologiami wytwarzania energii elektrycznej są wysokie nakłady inwestycyjne i niskie koszty paliwa. Szacuje się, że składowa kapitałowa kosztów produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych stanowi ponad 70%, przy stopie dyskontowej równej 10%. W elektrowniach węglowych składowa ta wynosi około 50%, a gazowych poniżej 20%. Jednostkowe nakłady inwestycyjne elektrowni jądrowych są rzędu 1 400 – 1 700 EUR/kW_e.**

Przy założeniu stopy zwrotu z kapitału na poziomie 5%, **koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych są niższe niż w elektrowniach węglowych.** Nie jest więc problemem konkurencyjność elektrowni jądrowych, natomiast ich budowa wymaga dostępu do dużych kapitałów inwestycyjnych. Składowa paliwowa kosztów produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych wynosi do 20%, przy czym udział rudy uranu stanowi jedną czwartą składowej paliwowej, pozostałe trzy czwarte to oczyszczanie koncentratu i przemiana uranu, wzbogacanie izotopowe i inne operacje związane z paliwem, jak również przerób paliwa wypalonego. Koszt surowca uranowego, będącego przedmiotem międzynarodowego handlu i dostaw stanowi więc około 3-5% kosztu produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych. **Stąd wahania cen tego surowca, jakkolwiek duże, nie mają istotnego wpływu na koszt wytworzenie energii elektrycznej.**

W ciągu ostatniego roku ceny rudy uranu U₃O₈ obniżyły się z około 200 USD za kilogram do około 100 USD za kg. Eksploatacja złóż rud uranu prowadzona jest w kilkunastu krajach, całkowita roczna produkcja wynosi około 50 000 ton, głównymi producentami są: Kanada, Australia, Kazachstan, Niger, Rosja, Namibia, Uzbekistan, USA, Ukraina, Chiny, Płd. Afryka, Czechy, Indie i Brazylia. Uran jest więc produkowany w krajach charakteryzujących się dużą różnorodnością polityczną i geograficzną, gwarantująca pewność dostaw. Do największych producentów uranu należy francuski koncern AREVA, będąca współwłaścicielem kopalń w Nigrze. Rynek uranu pochodzącego z kopalni uzupełniany jest uranem z rozbrajanych głowic jądrowych.

W perspektywie rozwoju energetyki jądrowej w Polsce interesujący jest również prognozowany okres dostępności uranu. Okres ten jest szacowany na około 100 lat przy założeniu wykorzystania zidentyfikowanych źródeł uranu i otwartego cyklu paliwowego

z reaktorami lekkowodnymi (PWR, EPR, BWR) oraz na ponad 40 000 lat przy wykorzystaniu wszystkich potencjalnych źródeł uranu (np. uranu uzyskanego z wody morskiej) i cyklu paliwowego z recyklingiem z reaktorami na neutronach prędkich.

Projekt rozwoju energetyki jądrowej w Polsce

Jak już wspomniano, Polska jest jednym z ostatnich krajów rozwiniętych, które nie posiadają energetyki jądrowej. Stąd brak jest rodzimych doświadczeń związanych z projektowaniem, budową i eksploatacją takich obiektów, szczególnie w okresie zagrożeń i awarii.

Warto wykorzystać w tym zakresie bogate doświadczenia IAEA, która praktycznie zestandaryzowała proces uruchamiania energetyki jądrowej w nowym kraju. Dobrym przykładem jego implementacji jest Tajlandia.

13 stycznia 2009 roku Rząd Donalda Tuska przyjął uchwałę, że do roku 2021 w Polsce powstanie jedna lub dwie elektrownie jądrowe. Jest to pozytywny sygnał wymagający jednak konkretnych działań polegających na:

- przyjęciu **strategii rozwoju energetyki** zakładającej docelowy mix energetyczny,
- **wyborze lokalizacji** elektrowni jądrowej,
- przyjęciu **niezbędnych aktów prawnych**,
- przeprowadzeniu **akcji uświadomienia społeczeństwu** potrzeb energetycznych i konsekwencji braku energii, rozwój energetyki jądrowej pozwoli na zaspokojenie potrzeb przy utrzymanych cenach energii na akceptowalnym przez społeczeństwo poziomie,
- przygotowaniu **specyfikacji elektrowni jądrowej**,
- **zdefiniowaniu sposobu prowadzenia inwestycji** (np. „zaprojektuj i zbuduj”),
- **wyłonieniu wykonawcy**,
- **rozpoczęciu i przeprowadzeniu inwestycji**,
- dokonaniu niezbędnych **odbiorów i inspekcji**,
- podjęciu **decyzji dotyczących źródeł paliwa, sposobu składowania** paliwa wypalonego i innych o analogicznym charakterze i długofalowych skutkach,
- określenie **źródeł finansowania inwestycji**.

Od momentu podjęcia rzeczywistej decyzji o rozpoczęciu inwestycji i wyboru lokalizacji do zakończenia budowy elektrowni jądrowej minie co najmniej 12 lat. Stąd konieczne jest potraktowanie tego zadania w sposób wolny od doraźnych celów politycznych oraz

charakterystycznego dla polskiej kultury politycznej cyklu podejmowania decyzji i ich odwoływania przez następujące po sobie rządy. Możliwe, że w energetyce cykl ten ulegnie zakłóceniu dopiero w wyniku dużego blackoutu.

Dzisiaj w Polsce około 94% energii elektrycznej jest wytwarzane z węgla kamiennego i brunatnego, natomiast źródła energii elektrycznej wolne od emisji CO₂ (elektrownie jądrowe i OZE) praktycznie nie istnieją. W Europie średnio elektrownie jądrowe wytwarzają około 31% energii, przy czym we Francji wskaźnik ten wyniósł 78,1%. Dodatkowo kilka procent energii wytwarzane jest przez odnawialne źródła energii, przede wszystkim elektrownie wodne i wiatrowe. System opłat za emisje CO₂ będzie powodował, że dla krajów charakteryzujących się „średnioeuropejskim” mixem energetycznym będą to operacje w zasadzie finansowo neutralne, dla Francji powstanie największa korzyść dzięki praktycznie całkowicie nieemisyjnej energetyce, natomiast największe koszty będzie ponosiła Polska.

Stąd Polska pozostając ze względu na bezpieczeństwo energetyczne przy węglu jako podstawowym źródle energii pierwotnej musi dążyć do większego zróżnicowania źródeł energii. Jako optymalny mix energetyczny dla naszego kraju można uważać: węgiel (kamienny i brunatny): 50%, gaz ziemny: 20% , ropa naftowa: 10%, energia jądrowa: 15%, energia odnawialna (zielona): 5%.

Elektrownie jądrowe muszą być zlokalizowane w miejscu zdolnym do odebrania ciepła kondensacji, ale w przeciwieństwie np. do elektrowni opalanej węglem nie musi być powiązana z miejscem pozyskiwania paliwa. W Polsce istnieją dwie logiczne lokalizacje:

- na północy kraju (np. w sąsiedztwie Jeziora Żarnowieckiego) ze względu na silne niezrównoważenie lokalizacji źródeł energii – większość elektrowni znajduje się na południu,
- w miejscu obecnie działającej elektrowni na węgiel brunatny, tam gdzie złoża jest stosunkowo bliskie wyczerpania; taką lokalizacją mógłby być np. Bełchatów, towarzyszyłby temu mniejszy niż gdzie indziej opór lokalnej ludności przyzwyczajonej do życia w cieniu elektrowni i z elektrowni oraz związanych z nią przedsiębiorstw.

Podsumowanie

Od kilku lat obserwuje się w skali globalnej renesans energetyki jądrowej, która pomimo potępienia i braku popularności po katastrofie w Czarnobylu podlegała ciągłej poprawie

efektywności i bezpieczeństwa. **Polska stanowi kuriozalny przypadek kraju, który jest bezpośrednio narażony na skutki awarii kilkunastu elektrowni atomowych zbudowanych w bezpośrednim sąsiedztwie i jednocześnie nie posiadając ani jednego jądrowego bloku energetycznego, nie jest beneficjentem tej bezemisyjnej technologii wytwarzania energii elektrycznej. Ponadto kraj nie posiada zorganizowanego systemu reagowania na zagrożenie jądrowe.**

Mając na uwadze, że obecnie zakontraktowanych jest kilkadziesiąt nowych bloków jądrowych, a ilość dostawców jest niewielka (np. AREVA, General Electric, Atomstrojexport, Fortum) **zwlekanie nawet o kilka miesięcy z podjęciem decyzji o budowie elektrowni jądrowej może powodować kilkuletnie opóźnienie możliwości zrealizowania takiej inwestycji.**

Zbudowanie kilku bloków jądrowych o łącznej mocy około 5 000 MWe pozwoliłoby na poprawę polskiego mixu energetycznego w sposób wyraźnie osłabiający bardzo niekorzystny dla Polski system rozliczania praw do emisji CO₂. **W przeciwieństwie do „zielonej” energii pochodzącej z elektrowni wiatrowych, energia z bloków jądrowych nie powoduje destabilizacji systemu elektroenergetycznego, a wręcz przeciwnie – dzięki swojej bardzo wysokiej dyspozycyjności system taki stabilizuje.**

Budowa i eksploatacja elektrowni jądrowych wpłynie pozytywnie na rozwój kultury technicznej Polski i poprawi konkurencyjność polskiego przemysłu zaawansowanych technologii.

Rekomendacje i wnioski

1. Należy skoncentrować się na realizacji nowych inwestycji w połączenia transgraniczne w systemie przesyłu gazu ziemnego: Baltic Pipe i Skanled, budowę gazoportu i rozbudowę sieci przesyłowej w Polsce północno-zachodniej, zaś w systemie przesyłu energii elektrycznej: budowie połączenia z Litwą (LitPol Link) i połączeń z Niemcami oraz rozbudowie sieci przesyłowej, głównie w Polsce północnej-wschodniej, wokół wybranych aglomeracji oraz wyprowadzenia mocy z nowych jednostek wytwórczych.
2. Szybko uchwalić zmiany prawa w kierunku skrócenia i usprawnienia procedur administracyjnych związanych z realizacją inwestycji sieciowych.
3. Pozyskać środki na dofinansowanie projektów z Unii Europejskiej dla OGP Gaz-System S.A. oraz PSE-Operator S.A. w maksymalnym dostępnym zakresie.
4. Kontynuować strategię pozyskiwania własnych źródeł gazu w Polsce i na świecie.
5. Zmierzać do uwolnienia cen energii elektrycznej i zakończenia ręcznego sterowania rynkiem energii.
6. Wprowadzić pakiet działań mających na celu zwiększenie świadomości kosztów zużycia energii elektrycznej, stymulujących bardziej efektywne korzystanie z niej oraz promujących technologie energooszczędne.
7. Dostosować polskie prawo atomowe, wprowadzić specustawę dotyczącą warunków budowy elektrowni jądrowych w Polsce, w tym kwestii dotyczących zagospodarowania terenu, protestów itp.
8. Powołać rządowego koordynatora ds. rozwoju energetyki jądrowej w Polsce, silnego stałym wsparciem rządu dla realizacji programu budowy pierwszych elektrowni jądrowych.
9. Urealnić wysokość zwrotu z kapitału dla inwestycji sieciowych w sektorze gazowym, a także z inwestycji budowy magazynów gazu ziemnego.
10. Dokończyć prywatyzację spółek węglowych (kopalń węgla kamiennego) lub doprowadzić do realizacji wspólnych projektów inwestycyjnych przez spółki węglowe z inwestorami z branży energetycznej.
11. Pozyskać środki na wsparcie inwestycji początkowych w górnictwie węgla kamiennego (Bank Światowy lub inne międzynarodowe instytucje finansowe).
12. Nie zwlekać z podjęciem strategicznie ważnej dla Polski decyzji o budowie elektrowni jądrowej.