

CZŁOWIEK – ENERGIA – ŚRODOWISKO

Strategiczne dylematy bezpieczeństwa energetycznego

1. WSTĘP

Rosnące zapotrzebowanie na energię, duży stopień zużycia infrastruktury wytwórczej i przesyłowej paliw i energii, niemal pełne uzależnienie od zewnętrznych dostaw ropy naftowej (95%) i duże (ok. 70 %) w odniesieniu do gazu ziemnego, wahania cen surowców energetycznych a dodatkowo rosnące wymagania ochrony środowiska, a zwłaszcza klimatu powodują konieczność podjęcia zdecydowanych działań.

Polityka energetyczna Polski do 2030 roku wyznacza główne kierunki działań:

- wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii,
- dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej i rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii,
- rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,
- ograniczenie oddziaływania energetyki a środowisko
- poprawa efektywności energetycznej.

Celem wymienionych działań, z którymi niewątpliwie należy się zgodzić, jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju przy zachowaniu zasady zrównoważonego rozwoju, zapewniającej wystarczającą podaż dla przyszłych pokoleń.

2. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW PALIW I ENERGII

2.1. Węgiel

Zasoby rodzimych paliw (głównie węgla kamiennego i brunatnego) decydują o tym, że Polska jest w gronie najbardziej bezpiecznych energetycznie krajów UE. Uzależnienie od importu surowców energetycznych całej Unii Europejskiej (UE 27) wynosi 53,1 %, podczas, gdy Polska z uzależnieniem w wysokości 25,5 % jest w pierwszej trójce najmniej uzależnionych państw Europy.

Dlatego bardzo ważne jest zaspokojenie krajowego zapotrzebowania na węgiel, zapewnienie stabilnych jego dostaw do odbiorców, oraz przetwarzanie węgla z wykorzystaniem wysokosprawnych i niskoemisyjnych technologii, w tym zgazowania węgla oraz przeróbki na paliwa płynne. Wymagać to będzie m.in.: intensyfikacji badań geologicznych dla zwiększenia bazy zasobowej węgla, udostępniania i zagospodarowania nowych, udokumentowanych złóż strategicznych, zastosowania nowoczesnych technologii w sektorze górnictwa węgla dla zwiększenia konkurencyjności, bezpieczeństwa pracy, ochrony środowiska, wspierania prac badawczych nad technologiami przetwórstwa węgla (zgazowanie, węglowe ogniwa paliwowe) i ograniczenia oddziaływania na środowisko.

Z prezentowanych na VII Kongresie Węgla Brunatnego (11-13.04.2011 r.) danych wynika, że jedynym krajem na świecie który posiada znaczne zasoby węgla kamiennego i jednocześnie obniża wydobywanie jest nasz kraj. W porównaniu do 2000 roku Polska obniżyła wydobywanie węgla kamiennego o 24%, a cały świat zwiększył je o 68%. Obecnie na świecie wydobywa się ponad 6 mld ton „czarnego złota”. Liderem są Chiny, które wydobywają ponad 2,9 mld ton (w ciągu ostatnich 9 lat zwiększono wydobywanie w tym kraju o prawie 250%).

Krajowe zasoby bilansowe surowców energetycznych w 2007 r. szacowane były na około 40,96 Gtoe (1 Gtoe = 1 mld ton ropy ekwiwalentnej, 1 toe = 42 GJ), w tym 14,41 Gtoe stanowią zasoby zagospodarowane. Zasoby bilansowe węgla kamiennego wynoszące 36,63 Gtoe stanowią 89,4% wszystkich zasobów bilansowych pierwotnych nośników energii w Polsce. Zasoby zagospodarowane węgla kamiennego wynoszą 13,7 Gtoe, co stanowi 95,0% wszystkich zagospodarowanych zasobów bilansowych w Polsce.

Górnictwo węgla kamiennego będzie potrzebne jeszcze przez wiele lat, a w perspektywie do 2030 roku (objętego prognozą rządową) nie widać innej dla niego alternatywy. Branża węgla kamiennego w Polsce posiada wszystkie atuty dla dalszego rozwoju w okresie następnych dekad XXI wieku. Zdobyte doświadczenie w bardzo trudnych warunkach górniczo-geologicznych, doświadczone załogi, zasoby geologiczne, zaplecze naukowo-projektowe, zaplecze techniczne oraz wzrastające zapotrzebowanie na energię pierwotną i elektryczną upoważniają do głośnego wołania o zmianę trwającej polityki ograniczania zdolności wydobywczej polskiej branży węgla kamiennego. Decyzje o inwestycjach należy podjąć już teraz bowiem budowa nowej kopalni trwa około 12 do 15 lat, nowy poziom buduje się od 7 do 10 lat, a nowy szyb 3 do 5 lat. Dlatego bez znaczących inwestycji głównie w budowę nowych poziomów eksploatacyjnych, wydłużenie lub budowę nowych szybów nie będzie możliwe zatrzymanie spadku wydobycia z polskich kopalń.

Całkowite geologiczne zasoby węgla brunatnego w Polsce w obszarach węglonośnych oceniane są na około 224,5 mld ton. W odniesieniu do węgla brunatnego, Polska z wydobyciem ok. 60 mln t zajmuje ósme miejsce w świecie (za Niemcami, Chinami, Turcją, Rosją, Stanami Zjednoczonymi, Australią i Grecją) a jednocześnie ze swoim prawie 35% udziałem węgla brunatnego w produkcji energii elektrycznej zajmuje jeszcze wyższą - szóstą pozycję w świecie.

Niestety w warunkach Polski większość eksploatowanych obecnie złóż będzie szybko wyczerpywać się po 2022 roku. Krajowy bilans energii wymaga co najmniej utrzymania obecnego poziomu 35% produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego w pierwszej połowie XXI wieku. Węgiel brunatny to paliwo lokalne, najmniej podatne na koniunkturalne wahania cen, zapewniające dziś najtańszą energię elektryczną i mające znaczenie w utrzymaniu bezpieczeństwa energetycznego.

Ważne jest dziś jak najlepsze wykorzystanie już eksploatowanych złóż, lecz dla uniknięcia gwałtownego spadku wydobycia węgla brunatnego po 2020 roku konieczne jest zagospodarowanie nowych złóż perspektywicznych: Gubin-Brody i Legnica-Głogów. Poziom wydobycia po zagospodarowaniu złóż perspektywicznych może wzrosnąć do 100-110 mln t.

Reasumując, należy wskazać na podstawowe uwarunkowania i wnioski:

1. Udokumentowane zasoby przemysłowe węgla kamiennego w Polsce, przy obecnym poziomie jego zużycia, mogłyby wystarczyć na ponad 40 lat, a węgla brunatnego na ponad 100 lat. Okresy te można znacząco wydłużyć, sięgając po zasoby znajdujące się w obszarach obecnie nie zagospodarowanych górniczo. Węgiel kamienny i węgiel brunatny, przy zapewnieniu racjonalnego gospodarowania i uwzględnieniu wymogów ochrony środowiska, może być bazą dla wielu przemysłowych procesów technologicznych
2. Drastyczne zmniejszenie zdolności wydobywczych polskiego górnictwa, zwłaszcza węgla kamiennego, przy rosnących potrzebach energetycznych kraju, będzie wymagać zwiększenia importu paliw, co może wywołać zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Alternatywą może być budowa nowych kopalni. Górnictwo węgla kamiennego i brunatnego musi jednocześnie przykładać większą wagę do łagodzenia negatywnych wpływów eksploatacji na środowisko przyrodnicze i do pozyskiwania społecznej akceptacji działalności górniczej.
3. Absolutnym nakazem wynikającym z konieczności zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, jest rozwój i szerokie wdrożenie do praktyki nowoczesnych, efektywnych ekonomicznie technologii w górnictwie i przetwórstwie węglowym. Ten kierunek nie ma alternatywy wobec niezbędnej potrzeby zapewnienia konkurencyjności energetyki węglowej, bezpieczeństwa pracy i ochrony środowiska, zgodnej z doktryną rozwoju zrównoważonego.

4. Kluczową rolę we wdrożeniu nowoczesnych technologii górniczych spełniają dwie technologie czystego węgla:
- technologia CCS - *Carbon Capture and Storage*, polegająca na wychwytywaniu i bezpiecznym składowaniu CO₂,
 - zgazowanie podziemne lub powierzchniowe węgla, połączone z produkcją energii elektrycznej i różnych produktów chemicznych (metanol, paliwa płynne i inne). Ta technologia redukuje znacząco gazy cieplarniane w porównaniu z zaawansowanymi technologiami konwencjonalnymi oraz zmniejsza o 30-40% zużycie wody i redukuje o 90% emisję rtęci (Hg).

2.2. Gaz

Najważniejszym zadaniem w obszarze gazu jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego drogą dywersyfikacji źródeł i dotyczy to zarówno zwiększenia zasobów i możliwości wydobycia na terytorium Kraju jak i kierunków dostaw importowanego gazu ziemnego.

Zużycie gazu ziemnego w Polsce wzrosło z 11,5 mld m³ w roku 2000 do 15,4 mld m³ w roku 2010 i wg Ministerstwa Gospodarki wzrośnie do 17,1 mld m³ w roku 2020 i do 20,2 mld m³ w roku 2020. Wobec obserwowanego w Europie silnego trendu inwestowania w elektrownie i elektrociepłownie opalane gazem, prognozowane zapotrzebowanie na gaz ziemny wydaje się być zaniżone. Aktualnie w strukturze zużycia energii pierwotnej gaz ziemny stanowi niespełna 13 %, podczas gdy średnia w Unii Europejskiej wynosi ok. 24 %.

Stan zasobów krajowych „wydobywanych” wg danych na dzień 31.12.2008 r. wynosił 93,3 mld m³ w złożach lądowych oraz 4,9 mld m³ w złożach bałtyckich. Wydobycie gazu ziemnego w 2010 r. wynosiło 4,2 mld m³, wobec zużycia wynoszącego 15,4 mld m³. Natomiast zasoby prognostyczne szacowane przez różne instytucje (AGH, Instytut Nafty i Gazu, PIG) wynoszą od 890 do 2 670 mld m³.

Gaz łupkowy w znacznych ilościach może znajdować się na terytorium Polski w basenach bałtyckim i lubelsko-podlaskim. Zasoby gazu łupkowego są oszacowane w ilości 1 400 mld m³ do 3 000 mld m³ a według ostatnich prognoz Departamentu Geologii Stanów Zjednoczonych nawet do około 8,6 bln m³. Należy zauważyć, że chociaż w USA obecnie ok. 10% zużywanego wydobywanego gazu to własny gaz z łupków, to jednak technologia wydobycia gazu jest skomplikowana i nie zawsze skuteczna. Ewentualne wydobycie gazu łupkowego w Polsce na skalę przemysłową, to jednak dość odległy horyzont czasowy, rzędu co najmniej kilku, jeśli nie kilkunastu lat.

Podstawowy kierunek importu gazu ziemnego stanowi wieloletnia umowa o dostawy gazu z Federacji Rosyjskiej a uzupełnienie dostaw stanowią kilkuletnie umowy o dostawy gazu na zachodniej granicy (Norwegia, Niemcy) w ilości ok. 1,0 mld m³.

W ramach dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski podjęta została budowa terminala LNG (gazo - portu) w Świnoujściu, z terminem zakończenia 2014 r. o zdolności 5,0 mld m³/rok, z możliwością jego rozbudowy do 7,5 mld m³/rok. Zawarta już została pierwsza 20-letnia umowa na dostawy gazu skroplonego z Kataru w ilości ok. 1,5 mld m³/rok. Możliwe jest zawarcie następnych umów o dostawy gazu ziemnego skroplonego (LNG). W ramach podwyższenia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego dla poszczególnych krajów Europy Środkowej przewiduje się budowę gazociągów łączących systemy gazownicze sąsiednich krajów. Budowane jest połączenie z Czechami oraz rozważane ze: Słowacją, Niemcami i Litwą.

Zużycie gazu ziemnego przez odbiorców cechuje duża zmienność sezonowa zależna od temperatur otoczenia, dlatego dla jej wyrównywania wykorzystywane są podziemne magazyny gazu (PMG). Aktualne pojemności magazynowe w Polsce wynoszą 1,6 mld m³ i zdolności oddania 32 mln m³/dobę. Są one niewystarczające, dlatego prowadzona jest rozbudowa do 3,2 mld m³ w 2015 roku. PMG są ważnym elementem bezpieczeństwa dostaw gazu dla odbiorców w kraju.

2.3. Ropa naftowa i paliwa ciekłe

Podobnie jak w przypadku gazu, najważniejszym zadaniem w tym obszarze musi być zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego drogą dywersyfikacji źródeł dostaw ropy naftowej i paliw ciekłych z różnych regionów świata, od różnych dostawców, z wykorzystaniem różnych środków transportu a także przez budowę magazynów o pojemnościach zapewniających ciągłość dostaw do odbiorców. Rynek ropy naftowej i paliw ciekłych jest wprawdzie rynkiem konkurencyjnym, ale w przypadku Polski istnieje jednak zagrożenie bezpieczeństwa dostaw ropy naftowej, a także monopolistycznego kształtowania jej ceny, co związane jest z ogromną dominacją rynku przez dostawy z jednego kierunku.

Dlatego istotne jest m.in. uzyskanie przez polskie przedsiębiorstwa dostępu do złóż ropy naftowej poza granicami Polski, zwiększenie ilości ropy przesyłanej tranzytem przez terytorium Polski a także zwiększenie konkurencji w sektorze dla minimalizowania skutków zmian cen surowców na rynkach światowych.

Z dotychczasowych doświadczeń prywatyzacyjnych należy też wyciągnąć wnioski odnośnie do potrzeby utrzymania udziałów Skarbu Państwa w kluczowych spółkach sektora, a także w spółkach infrastrukturalnych, oraz ograniczenie ryzyka wrogiego przejęcia podmiotów zajmujących się przerobem ropy naftowej i świadczących usługi w zakresie przesyłu i magazynowania ropy naftowej.

3. WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA

Według Prognozy Zapotrzebowania na Paliwa i Energię do 2030 roku, opracowanej przez Ministerstwo Gospodarki, krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w 2030 roku wyniesie 217,4 TWh. Niezbędne więc będzie zwiększenie mocy zainstalowanej do około 45 GW. Oznacza to, że przy zachowaniu obecnej mocy zainstalowanej wynoszącej 35 GW należy wybudować dodatkowo około 10 GW nowych mocy w elektrowniach.

Zdecydowana większość krajów kładzie przede wszystkim nacisk na wykorzystanie rodzimych zasobów energii pierwotnej. Dlatego dla optymalnego wykorzystania rodzimych paliw (węgla kamiennego i brunatnego) także w przyszłości – odtwarzanie i rozbudowa mocy wytwórczych w krajowych elektrowniach powinno być realizowane ze szczególnym uwzględnieniem zaawansowanej technologii węglowej na parametry nadkrytyczne, ze skutecznymi systemami ochrony środowiska.

3.1. Technologie węglowe

Podstawowa rola węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej wynika dziś z dużych mocy jednostkowych (do 1000 MW), coraz wyższej sprawności dzięki rosnącym parametrom i nowoczesnym rozwiązaniom technologicznym, wysokiej dyspozycyjności, spełniania wymagań regulacyjnych UCTE i skutecznych systemów ochrony środowiska. Jednocześnie zastępowanie wyeksploatowanych jednostek energetycznych nowymi blokami na parametry nadkrytyczne (w przyszłości ultra nadkrytyczne) jest na chwilę obecną efektywnym działaniem na rzecz europejskiego pakietu klimatycznego.

Uwzględniając stan wiedzy i zaawansowanie klasycznej technologii wytwarzania energii elektrycznej, opartej na obiegu Rankine'a (technologia PF – Pulverized Coal-Fired), oraz wciąż wczesny etap rozwoju tzw. „czystych technologii węglowych”, każdy nowy krajowy blok energetyczny, opalany węglem musi być blokiem nadkrytycznym z „rodziny 600 °C”, tzn. na parametry z górnego przedziału opanowanych już dziś temperatur dla materiałów konstrukcyjnych opartych na stali – 600÷620 °C. Ponadto muszą to być projekty w wersji „capture-ready”, przewidującej zastosowanie technologii wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (technologie CCS – Carbon Capture and Storage). Rzecz dotyczy przyszłości, kiedy instalacje takie będą opanowane technicznie, dostępne komercyjnie i znajdą uzasadnienie ekonomiczne, czego oczekuje się po roku 2020. Na obecnym etapie rozwoju, wprowadzenie instalacji CCS nie

znajduje uzasadnienia ekonomicznego, próba przeto wprowadzenia obowiązku jej zastosowania spowoduje utratę atrakcyjności inwestycji w technologii węglowej.

Trzeba tu zwrócić uwagę na fakt, że niepewność co do możliwości uzyskania części darmowych pozwoleń na emisję CO₂ po 2013 roku powoduje zahamowanie procesów inwestycyjnych w wielkoskalowe bloki węglowe, niektóre koncerny wręcz wycofują się z wcześniej podjętych zobowiązań (RWE, Vattenfall).

3.2. Technologie jądrowe – dywersyfikacja struktury wytwarzania

Energia jądrowa zapewne stanie się nowym składnikiem krajowego bilansu energetycznego i stanowić będzie jeden ze stabilizatorów bezpieczeństwa dostaw energii dla gospodarki w przyszłości. Warto wspomnieć, że w światowym miksie paliwowym elektroenergetyki energia jądrowa stanowi 18 %, w Unii Europejskiej zaś nawet 30 %. Pod względem oddziaływania na środowisko energetyka jądrowa jest traktowana jako bez emisyjna, czyli nie przyczyniająca się do wzrostu efektu cieplarnianego, powstawania kwaśnych deszczy i innych zjawisk, wynikających z zanieczyszczenia atmosfery. Paradoksalna jest więc sytuacja, kiedy energetyka jądrowa będąca źródłem najczystszej energii, jest często społecznie nieakceptowana, czy wręcz jako przedmiot lęków i uprzedzeń.

Polska jest jednym z ostatnich krajów rozwiniętych nie posiadającym energetyki jądrowej, ale w odległości do ds. 300 km od granic jest 10 czynnych elektrowni jądrowych (25 reaktorów energetycznych) o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej brutto 17 GWe. Jest więc krajem pozbawionym korzyści jakie wynikają z posiadania elektrowni jądrowych, ale narażonym na praktycznie wszystkie negatywne konsekwencje wynikające z awarii takich urządzeń.

Budowa elektrowni jądrowej wiąże się wprawdzie z dużymi kosztami, około 3,5 mld euro za 1000 MWe (tj. ok. dwukrotnie więcej niż dla elektrowni węglowej), które trzeba zapłacić za prace inżynierskie, dostawy i budowę elektrowni aż do oddania jej do eksploatacji (ale bez kosztów inwestora takich jak działka, podłączenie do sieci energetycznej i oprocentowanie kapitału, które są podobne dla elektrowni jądrowych i węglowych). Natomiast koszty paliwa jądrowego są dużo mniejsze od kosztów węgla. Porównania ekonomiczne wskazują, że energia jądrowa jest znacznie tańsza od energii wiatru i słońca. Emisje CO₂ przypadające na jednostkę wytwarzanej energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych są minimalne i porównywalne z elektrowniami wodnymi i wiatrowymi. Elektrownie jądrowe dają nie tylko redukcję emisji CO₂, ale co ważniejsze dla zdrowia mieszkańców – redukcję emisji pyłów, dwutlenku siarki, tlenków azotu i metali ciężkich.

Polska ma szczególnie dogodne warunki do wprowadzenia kogeneracji jądrowej, ponieważ aglomeracja warszawska dysponuje największym w Unii Europejskiej systemem ciepłowniczym, o mocy 4000 MW, zaopatrującym w ciepło około 80% jej mieszkańców. Wprowadzenie elektrociepłowni jądrowej na miejsce węglowych dałoby dodatkowo wielki wkład w proces oczyszczania powietrza nad Warszawą.

Nasz kraj jest w tej dobrej sytuacji, że może wybierać wśród rzeczywiście bezpiecznych i nowoczesnych projektów reaktorów. Są to reaktory III generacji, odporne na największe kataklizmy naturalne, a także na awarie układów wewnętrznych. Nawet w razie stopienia rdzenia zagrożenie nie będzie wymagało żadnych akcji w odległości większej niż 3 km od elektrowni. Akcja weryfikacji bezpieczeństwa reaktorów, która będzie przeprowadzona w tym roku w Unii Europejskiej, przyniesie potwierdzenie bezpieczeństwa elektrowni, jakie mają powstać w Polsce. Nie ulega żadnej wątpliwości, że wybierzemy tylko taki reaktor, który daje gwarancje bezpieczeństwa.

Polska ma własne zasoby uranu. Jednakże obecnie paliwo jądrowe jest bardzo tanie i nie opłaca się uruchamianie wydobywania uranu w Polsce. Przez wiele lat rudę uranową będziemy kupowali za granicą, korzystając z tego, że dla reaktora o mocy 1000 MWe potrzeba rocznie zaledwie 20 ton paliwa, a więc można je przywieźć łatwo statkiem czy też ciężarówką. W dalszej przyszłości, jeśli ceny uranu wzrosną,

będziemy mogli wydobywać uran z ubogiej rudy występującej w złożach krajowych, lub wydobywać uran z odpadów przy produkcji miedzi. W żadnym razie nie grozi nam uzależnienie od dostawców, bo uran wydobywa ponad 20 krajów, od Australii poprzez Namibię do Kanady, a w razie potrzeby uruchomienie krajowej produkcji jest zawsze możliwe.

Polska społeczność techniczna jest przekonana o potrzebie rozwoju energetyki jądrowej. Zarówno NOT jak i w szczególności SEP przez cały okres ostatnich 20 lat zgłaszały propozycje wznowienia polskiego programu energetyki jądrowej. W cyklu dwuletnim odbywały się Międzynarodowe Konferencje *Elektrownie Jądrowe dla Polski* organizowane wspólnie przez SEP i Polskie Towarzystwo Nukleonowe (PTN).

W dniu 17.02.2011 roku Zarząd Główny SEP podjął *Uchwałę nr 35 – 2010 / 2014 o przyjęciu stanowiska SEP w sprawie energetyki jądrowej*. Uchwała ta popiera rozwój Energetyki Jądrowej w Polsce

Aby uzyskać akceptację społeczną energetyki jądrowej trzeba przeprowadzić obszerną akcję informacyjną, która nie ograniczy się do mieszkańców okolic przyszłych elektrowni, ale obejmie także środowiska opiniotwórcze takie jak lekarze, nauczyciele i dziennikarze. Konieczne jest przeprowadzenie publicznych spotkań i dyskusji, w których będą mogli wziąć udział wszyscy zainteresowani i uzyskać odpowiedzi na nurtujące ich wątpliwości.

Reasumując, energia jądrowa to stabilizator cen energii, czyste środowisko i postęp naukowo techniczny naszego kraju.

3.3. Technologie gazowe

Dzięki importowi dodatkowych ilości gazu do polski, w tym gazu skroplonego LNG oraz perspektywy wydobywania krajowego gazu łupkowego, możliwy jest w nadchodzących latach szerszy rozwój energetyki opartej właśnie na tym surowcu. Nie można też zwrócić uwagi na wywiad jakiemu udzielił dla „Pulsu Biznesu” wiceprezes Gazpromu Aleksander Miedwiediew. Uważa on, że Polska mogłaby osiągnąć cele dotyczące redukcji emisji postawione przez UE o wiele szybciej, jeżeli do produkcji energii elektrycznej zastąpiłaby węgiel. Wskazuje także na perspektywę obniżki cen gazu dla Polski, gdyż w umowie z PGNiG zawartej w zeszłym roku jest przewidziana taka możliwość. Aktualnie w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych gazem jest zainstalowanych w Polsce zaledwie ok. 800 MW, co daje ok. 3%-owy udział w strukturze paliwowej produkcji krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej, podczas, gdy w Unii Europejskiej udział ten jest na poziomie 20 %.

Elektrownie opalane gazem były w ostatnich latach ubiegłego wieku najbardziej dynamicznie rozwijanymi i szeroko wprowadzanymi do systemów elektroenergetycznych wielu krajów, zwłaszcza przemysłowych. Podstawowym walorem gazu w świetle pakietu klimatyczno-energetycznego UE jest niska emisyjność. Relatywnie niski koszt inwestycyjny oraz krótki czas budowy (zwykle do 36 miesięcy, czyli o dwa-trzy lata krócej niż w przypadku elektrowni węglowej) stwarza mniejsze ryzyko dla inwestora. Istotną zaletą jest także najwyższa spośród elektrowni spalających paliwa organiczne sprawność (do 60 % przy wytwarzaniu tylko energii elektrycznej oraz ok. 90 % przy wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu). Nie bez znaczenia są też właściwości eksploatacyjne elektrowni gazowych: szybkość zmian obciążenia i krótki czas rozruchu, co jest istotne w warunkach nieuchronnego wzrostu udziału niestabilnych pod względem produkcji elektrowni wiatrowych w krajowym systemie elektroenergetycznym.

O planach budowy elektrowni opalanych gazem informują polskie grupy: Energa, PGE i Tauron, działające w Polsce zagraniczne koncerny energetyczne: ČEZ, EDF, Electrabel i RWE, a także firmy spoza branży: PKN Orlen, KGHM, ZA Puławy, ZA Tarnów-Mościce.

Najbardziej zaawansowany jest projekt bloku gazowo-parowego klasy 430 MW w Stalowej Woli (Tauron i PGNiG). Zarząd PGE podjął decyzję o rozpoczęciu fazy przygotowawczej inwestycji w Zespole Elektrowni Dolna Odra, obejmującej budowę dwóch bloków parowo-gazowych o mocy ok. 430 MW każ

dy w Elektrowni Dolna Odra oraz budowę bloku kogeneracyjnego o mocy elektrycznej 244 MW i mocy cieplnej 170 MW w Elektrowni Pomorzany. Grupa Energa wspólnie z irlandzką firmą ESB planuje wybudowanie w Grudziądzu elektrowni gazowo-parowej o mocy ok. 800 MW. Planowany przez grupę Tauron blok węglowy w Elektrowni Blachownia będzie zapewne zastąpiony blokiem gazowo-parowym. PKN Orlen szuka partnera finansowego lub branżowego do budowy we Włocławku bloku gazowo-parowego o mocy 420-490 MW, dla którego koncern uzyskał w marcu 2010 roku warunki przyłączeniowe od PSE Operator. Z kolei, dla poprawienia stabilności pracy systemu elektroenergetycznego, PSE Operator planuje budowę szczytowych elektrowni gazowych o łącznej mocy 600 MW w źródłach co najmniej 50 megawatowych (głównie w północno wschodniej części Polski).

3.4. Odnawialne źródła energii

Pakiet klimatyczno-energetyczny Unii Europejskiej określający w jednym z trzech celów osiągnięcie w 2020 roku 20 % -owego udziału odnawialnych źródeł energii (dla Polski 15 %) budzi w Polsce wiele kontrowersji i obaw. Dotyczą one tego, czy wyznaczone w nim cele są dla Polski realne. Pesymiści twierdzą, że jego realizacja to zbyt duże obciążenie, optymiści natomiast upatrują w nim szansę na rozwój gospodarczy.

Szacunki specjalistów wskazują na możliwość zainstalowania w krajowym systemie elektroenergetycznym do 2020 roku ok. 7000 do 11000 MW mocy w elektrowniach wiatrowych. Przyrost nowych mocy elektrowni wiatrowych w Polsce był w minionym roku znaczący i osiągnął poziom 1080 MW w styczniu 2011 roku. W budowie jest kilkaset MW, podpisano umowy na dalsze blisko 2000 MW, natomiast PSE Operator wydał już warunki przyłączenia do sieci na łączną moc ok. 15000 MW. W zależności od stopnia realizacji tych zamierzeń można oczekiwać w 2020 roku wolumenu produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych w przedziale 12÷15 TWh rocznie, zaś w 2030 roku ok. 25 TWh..

Biomasa, rozumiana jako drewno odpadowe z produkcji leśnej i przemysłu drzewnego, uprawy roślin energetycznych, odpady i pozostałości z przemysłu rolniczego i spożywczego oraz biogaz, przedstawia sobą w warunkach Polski (przy obowiązujących regulacjach prawnych, cenach energii elektrycznej i ciepła oraz mechanizmach wsparcia finansowego) największy potencjał do wykorzystania w produkcji „zielonej” energii. Stąd zrozumiałe zainteresowanie krajowej elektroenergetyki i ciepłownictwa technologiami umożliwiającymi współspalanie biomasy z węglem w istniejących kotłach energetycznych. Jest ono aktualnie realizowane w ok. 20 krajowych elektrowniach i elektrociepłowniach. Większość problemów związanych ze współspalaniem jest opanowana, występują jednak wciąż pewne bariery ze strony transportu, układów podawania paliwa czy instalacji młynowych, zaprojektowanych na określone paliwo. Mimo, iż wciąż jeszcze ilość biomasy zużywana w elektroenergetyce jest stosunkowo mała, już jest powodem zakłóceń na rynku dostaw.

Konieczny jest więc intensywny rozwój energetyki odnawialnej, wykorzystującej przede wszystkim biomasę z upraw rolniczych (agroenergetyki), czyli tworzyć perspektywy dla pozyskiwania oczekiwanych ilości i jakości biomasy. Przeważają przy tym poglądy, że biomasa – jeśli ma być spalana – to raczej w małych rozproszonych źródłach do tego przystosowanych, czyli powinna stanowić 100 % masy paliwa, nie zaś kilkuprocentową frakcję. Wydaje się też, że biomasa powinna być raczej przetwarzana na biogaz/bioetan, bowiem w kogeneracyjnych źródłach biogazowych (agregatach kogeneracyjnych spalinyowych) jest szansa na uzyskanie sprawności do 85 %, czyli na użyteczne wykorzystanie 85% energii paliwa biogazowego.

Ważne jest zaktywizowanie powiązań pomiędzy producentami biomasy a producentami energii elektrycznej i ciepła. Zintegrowanie działań w zakresie upraw roślin energetycznych oraz technologii ich przetwarzania na energię użytkową w małych źródłach rozproszonych powinna zmniejszyć ilość obszarów wyłączonych z użytkowania rolniczego, zaktywizować lokalne społeczności do działalności gospodarczej i w efekcie zwiększyć liczbę miejsc pracy.

Polski rynek kolektorów słonecznych (termicznych) rozwija się w bardzo dynamicznie w ostatnich latach. W roku 2009 sprzedaż kolektorów słonecznych w Polsce przekroczyła 144 tys. m², co stanowi wzrost sprzedaży w stosunku do poprzedniego roku o ponad 11%. Ogółem, na koniec 2009 roku powierzchnia zainstalowana wyniosła 510 tys. m²; zaś dla porównania łączna powierzchnia zainstalowana w 2008 r. wyniosła 365 tys. m². Pomimo ogólnego spowolnienia gospodarczego 2008/2009, dynamika wzrostu sektora energetyki słonecznej w Polsce jest porównywalna jedynie z tempem wzrostu nowych technologii i znacznie odbiega od tradycyjnych sektorów.

Polski rynek systemów fotowoltaicznych jest jak dotąd znikomym. Całkowita moc zainstalowana w tym sektorze w Polsce na koniec 2009 r. wyniosła zaledwie ok. 1 MW, a zasadnicze urządzenia – systemy fotowoltaiczne pochodziły w całości z importu. Dotychczas fotowoltaika nie odgrywa też praktycznie żadnej roli w krajowych bilansach produkcji energii elektrycznej, a nawet w produkcji zielonej energii elektrycznej. Na tle dynamicznego jej rozwoju w UE należy się jednak spodziewać intensywnego rozwoju także w Polsce.

Budowa elektrowni wodnych w Polsce, o mocy zainstalowanej rzędu kilku megawatów (MEW) jest ograniczona, ze względu na znaczny, niekorzystny wpływ na środowisko co powoduje opory ze strony środowisk zajmujących się ochroną środowiska. Ponadto, biorąc pod uwagę ukształtowanie kraju, liczba dogodnych lokalizacji na budowę dużych elektrowni wodnych jest ograniczona. Stąd, obecnie budowane są tzw. mikroelektrownie o mocy rzędu kilkudziesięciu, kilkuset kilowatów.

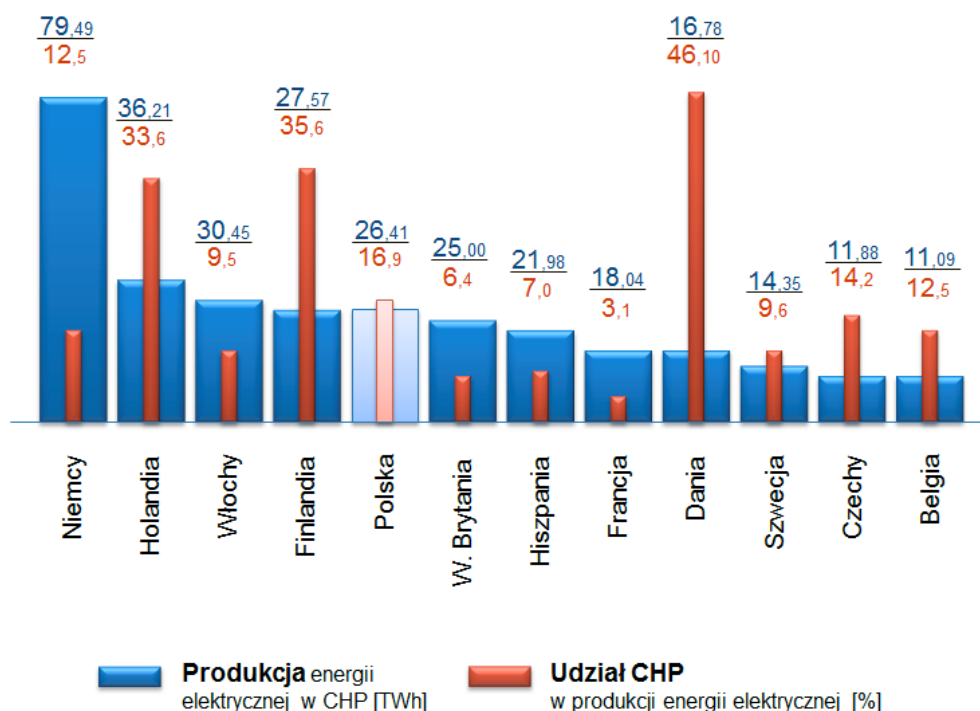
Po wprowadzeniu świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii i dopuszczeniu do obrotu handlowego prawami majątkowymi do tych świadectw, obserwuje się wyraźny wzrost zainteresowania możliwościami inwestowania w małej energetyce wodnej. Przekłada się to, jak dotychczas, na wzrost zamówień u producentów turbin przeznaczonych dla elektrowni niskopadowych i wzrostem cen tych urządzeń.

3.5. Kogeneracja – szanse i zagrożenia

Rozwój kogeneracji w Polsce jest poważną szansą na zwiększenie efektywności energetycznej, a co za tym idzie ograniczenie zużycia paliw pierwotnych, emisji CO₂ i innych zanieczyszczeń. Zgodnie z „Raportem oceniającym postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej”, wykorzystanie potencjału kogeneracji może przynieść w efekcie zmniejszenie emisji CO₂ nawet do 60 mln ton rocznie.

Zastąpienie ciepłowni elektrociepłownią skutkuje możliwością wyprodukowania dodatkowo - obok ciepła - energii elektrycznej ze sprawnością (odniesioną do produkcji tej energii) dwukrotnie wyższą niż w elektrowni kondensacyjnej. Należy jednak pamiętać, że podstawowym warunkiem zwiększenia efektywności energetycznej w drodze skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej jest wykorzystywanie zapotrzebowania ciepła dla potrzeb kogeneracji.

Rozwój jednostek kogeneracyjnych wspierany jest przez dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii. W Polsce ten udział jest znaczący (patrz rys. poniżej) ale daleko nam do przodujących krajów. Tymczasem potencjał możliwości rozwoju skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej jest bardzo duży. Stąd też w Polityce energetycznej Polski do 2030 roku przyjęto podwojenie produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu do roku 2020. Zwrócić trzeba uwagę, że w Polsce produkcja w kogeneracji oparta jest głównie na węglu co ma negatywne konsekwencje w świetle regulacji Unijnych.



Aby zrealizować powyższy cel tj. podwojenie produkcji energii elektrycznej, w Programie działań wykonawczych związanych z Polityką energetyczną Polski do 2030 roku przewidziano stymulowanie rozwoju kogeneracji poprzez mechanizmy wsparcia, z uwzględnieniem kogeneracji ze źródeł poniżej 1MW, oraz odpowiednią politykę gmin.

Kolejnym, mającym aktualnie miejsce, krokiem na drodze rozwoju kogeneracji jest uchwalona już przez Sejm Ustawa o efektywności energetycznej. W ustawie określono krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, to jest uzyskanie oszczędności do roku 2016 na poziomie co najmniej 9% zużycia. W zakresie metod realizacji tego celu, oprócz wprowadzenia systemu tzw. „białych certyfikatów”, premiującego przedsięwzięcia o najwyższej efektywności zwrócono także uwagę na konieczność podjęcia działań dla promowania efektywności także w zakresie ogrzewania. Regulacje zawarte w Ustawie powinny zapewnić realizację celów, o których mowa w Prawie Energetycznym, w tym promowania kogeneracji, które obiecywano sobie zapewnić w drodze tworzenia przez gminy planów zaopatrzenia w ciepło.

Zagrożenie dla kogeneracji pojawiło się jednak z kierunku uregulowań Unijnych. Od roku 2013 wchodzi w życie nowy etap systemu handlu emisjami zgodnie z- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

Zwrócić należy uwagę, że stosowanie benchmarku gazowego jest bardzo niekorzystna dla instalacji węglowych. Polskie instalacje dostaną ich relatywnie mało ponieważ zasada benchmarku opartego na gazie powoduje, że jeśli instalacja gazowa zobowiązana jest do zakupu w 2013 dwudziestu procent uprawnień, to instalacja węglowa w tym systemie liczenia będzie musiała zakupić dla tej samej produkcji 55,5 % uprawnień. Oczywiście koszt zakupu uprawnień na ciepło będzie rzutował na cenę ciepła. Tymczasem system ETS obejmuje instalacje o mocy powyżej 20MW. Mniejsze instalacje nie kupują uprawnień Jest to znaczna moc cieplna a pojedyncze odbiory ciepła o większej mocy są raczej rzadkością.

Na ten wzrost cen ciepła może nałożyć się wprowadzenie akcyzy na węgiel. Zgodnie z ustawą ma to nastąpić od stycznia 2012. Węgiel na ciepło w odróżnieniu od energii elektrycznej nie jest zwolniony z akcyzy Będzie to oznaczało wzrost cen węgla o około 10%. Należy mieć nadzieje że zostaną podjęte

działania legislacyjne dla zwolnienia węgla dla produkcji ciepła w kogeneracji z obowiązku akcyzowego tak jak dopuszcza to dyrektywa.

Bardzo dużym obciążeniem będzie dyrektywa o emisjach przemysłowych IED nakładając nowe standardy emisyjne. Tak się składa, że zmniejszenie emisji jakie dotyczy urządzeń eksploatowanych w elektrociepłowniach jest najwyższe. Ten skok technologiczny w zakresie oczyszczania spalin wymagać będzie olbrzymich nakładów inwestycyjnych, a to oznacza kolejny wzrost kosztów.

Właściwe działania Rządu wynikające z Polityki Energetycznej Polski do roku 2030 dają zielone światło do rozwoju kogeneracji. Konieczne jest jednak:

- Jak najszybsze zakończenie prac nad Rządowym Programem Rozwoju Kogeneracji i jego konsekwentna realizacja. Prace należy uznać za pilne w świetle zakończenia obowiązującego systemu certyfikatów w 2012 roku,
- Podjęcie działań legislacyjnych dla zwolnienia węgla dla produkcji ciepła w kogeneracji z obowiązku akcyzowego tak jak dopuszcza to Dyrektywa,
- Aktywne wspieranie inwestycji z tytułu Dyrektywy IED umożliwiając dostosowanie elektrociepłowni do nowych standardów emisji

4. PRZESYŁANIE I DYSTRYBUCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Polska posiada przestarzały technologicznie i niedoinwestowany system przesyłu energii elektrycznej. W większości linie i transformatory pochodzą sprzed 20–30 lat, są zatem niezbędne inwestycje w sieci przesyłowe oraz ich modernizacja. Jest to bardzo istotny czynnik wpływający na awaryjność systemu i bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju.

W ramach rozwiązań prawnych dotyczących sieci elektrycznych dotychczas nie podjęto działań zmierzających do stworzenia odpowiednich regulacji dla wprowadzenia *smart grids* i *smart metering* (inteligentnych sieci i inteligentnego opomiarowania).

Obecnie zupełnie zmienia się funkcjonalność sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Nowe potrzeby zwiększają intensyfikację wykorzystania sieci elektroenergetycznych. Przyłączanie OZE (Odnawialne Źródła Energii), zdalny odczyt, samochody elektryczne, sieci inteligentne powodują, że technologia sieciowa rozwija się coraz szybciej.

Dodatkowe ograniczenia dotyczące rozwoju sieci elektrycznych to brak jednoznacznej strategii rozwoju krajowych elektroenergetycznych sieci przesyłowych w zakresie: połączeń transgranicznych, wewnętrznych linii południkowych i równoleżnikowych, zamknięcia pętli wokół metropolii, przesyłania nowych mocy systemowych, przyłączenia elektrowni jądrowych, przyłączania dużych farm wiatrowych, w szczególności morskich. Brak jest również jednoznacznej strategii programu inwestycyjnego sieci rozdzielnych 110 kV w zakresie: zamykania pętli, przyłączania źródeł rozproszonych, w tym OZE i wyrowadzenia mocy z nowych elektrociepłowni i elektrowni biogazowych oraz wykorzystujących biomasę.

Przeszkodą jest również brak jednoznacznej strategii inwestycyjnej dla sieci średnich (15 kV) i niskich (230/400 V) napięć. Pojawiające się tu ograniczenia to: problemy zasilania terenów inwestycyjnych, problemy reelektryfikacji wsi i małych miast oraz problemy przyłączania do sieci źródeł rozproszonych.

Dlatego też jest wskazane uruchomienie systemu bieżącego monitorowania sieci ze szczególnym uwzględnieniem sytuacji kryzysowych (oblodzenie przewodów zimą, wydłużenie przewodów latem). Dokonanie skoku technologicznego w zakresie projektowania sieci (przewody wielowiązkowe, urządzenia FACTS itp.) jest koniecznością.

Łączna długość linii elektroenergetycznych w Polsce wynosi 569503 km, w tym: linii najwyższych napięć (750, 400 i 220 kV) - 13185 km, linii 110 kV – 32393 km, linii średniego napięcia – 234202 km i linii niskiego napięcia- 289723 km.

Niedoinwestowanie krajowego systemu przesyłowego powoduje również zwiększenie strat sieciowych. Straty te w krajowym systemie elektroenergetycznym są znaczne: 2006 rok – 14,0 TWh, 2007 rok – 14,4 TWh, 2008 rok – 11,3 TWh.

Obecny stan sieci przesyłowej nie spełnia w zadawalającym stopniu wymagań zachowania bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju. Stan ten wynika przede wszystkim z braku rozbudowy w ostatnich latach sieci przesyłowych 400 kV. Linie przesyłowe najwyższych napięć są najsłabszym elementem krajowego systemu elektroenergetycznego. Brak dalszej rozbudowy sieci przesyłowej 400 kV, szczególnie w północnej części kraju, zagraża bardzo poważnie bezpieczeństwu elektroenergetycznemu. Należy również zwrócić uwagę, że średni wiek istniejącego majątku sieciowego krajowego systemu elektroenergetycznego ma około 40 lat. Oznacza to o zbliżaniu się części tego majątku do granicy technicznego zużycia. transformatorów około 26 lat.

Krajowy system przesyłowy jest połączony z systemami przesyłowymi krajów sąsiednich następującymi międzysystemowymi liniami najwyższych napięć 220 kV, 400 kV i 750 kV (patrz rysunek „Plan sieci...”):

- na granicy zachodniej z Niemcami 4 liniami 400 kV,
- na granicy południowej z Republiką Czeską i z Republiką Słowacką 4 liniami 400 kV i 2 liniami 220 kV,
- na granicy północnej ze Szwecją za pośrednictwem stacji przekształtnikowej i podmorskiego kabla prądu stałego ± 450 kV o zdolności przesyłowej 600 MW,
- na granicy wschodniej z Ukrainą linią 220 kV łączącą do pracy synchronicznej z krajowym systemem wydzielone w elektrowni Dobrotwór bloki o mocy 180 MW.
- Istnieją ponadto na granicy wschodniej dwa połączenia, które są wyłączone z ruchu:
- linia 220 kV Białystok – Roś (Białoruś), która zasilala obszar wyspowy sieci 110 kV Zakładu Energetycznego Białystok S.A.,
- linia 750 kV Rzeszów – Chmielnicka (Ukraina), która jest wyłączona od 1995 roku tj. od chwili połączenia krajowego systemu elektroenergetycznego do pracy synchronicznej z systemem elektroenergetycznym krajów Europy Zachodniej.

Obecny stan możliwości przesyłowych połączeń międzynarodowych krajowego systemu elektroenergetycznego jest niezadawalający. Główną przyczyną tego stanu jest brak powiązania krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami Ukrainy, Białorusi i Litwy. Trwałe wyłączenie linii 750 kV Rzeszów – Ukraina stanowi znaczne osłabienie bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego w awaryjnych stanach powodowanych deficytem mocy. Należy uznać za celowe uzyskanie połączeń międzynarodowych krajowego systemu przesyłowego na granicy wschodniej a także wzmocnienie istniejących połączeń na zachodniej i południowej granicy kraju.

Rozbudowa krajowej sieci przesyłowej wraz z połączeniami zagranicznymi jest niezbędna dla zapewnienia bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju. Przerwy w dostawach energii powodują wielomiliardowe straty gospodarcze, na co wskazują liczne awarie systemowe, które miały miejsce w kraju i na świecie. Kierunki rozbudowy sieci przesyłowej najwyższych napięć będą uwarunkowane lokalizacją pierwszej krajowej elektrowni jądrowej. Możliwość bezpiecznego i niezawodnego wyprowadzenia mocy z tej elektrowni będzie czynnikiem decydującym o jej lokalizacji. Stan sieci, szczególnie w Polsce Północnej, gdzie prawdopodobnie będzie budowana pierwsza elektrownia jądrowa, uniemożliwi przyłączenie tej elektrowni do krajowego systemu przesyłowego. Rozbudowa infrastruktury sieciowej w tym rejonie do 2030 roku musi nie tylko zapewnić możliwość wprowadzenia do systemu mocy z elektrowni jądrowej, ale również zapewnić warunki przyłączenia elektrowni wiatrowych, których łączna moc będzie wówczas wynosiła kilka tysięcy MW. Dodatkowym utrudnieniem przy rozbudowie sieci są obecnie problemy związane z uzyskaniem zezwoleń na budowę. Wymagana jest zatem zmiana odpowiednich przepisów legislacyjnych.

5. EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA

5.1. Cele i zadania efektywności energetycznej

Głównym celem w zakresie poprawy efektywności energetycznej powinno być zmniejszanie energochłonności krajowej gospodarki do poziomu rozwiniętych krajów UE, czemu powinny służyć m.in.: zwiększenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej (nowe wysokosprawne jednostki wytwórcze) i wzrost udziału wysokosprawnej kogeneracji, ograniczenie strat przesyłu i dystrybucji (modernizacja i rozbudowa sieci, rozwój generacji rozproszonych) oraz racjonalizacja końcowego użytkowania energii.

Najbliższe zadanie krajowego celu dla Polski zgodnie z ustawą o efektywności energetycznej oraz Dyrektywą 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego z dnia 5 kwietnia 2006 r. to dojście z oszczędnością energii w 2016 r. do 9 % średniego zużycia, biorąc za podstawę uśrednione zużycie w latach 2001 – 2005.

Na podstawie danych Ministerstwa Gospodarki można stwierdzić, że w ciągu ostatnich 10 lat dokonał się w Polsce ogromny postęp we wdrażaniu efektywności energetycznej. Energochłonność PKB spadła w tym czasie o blisko 1/3. Przyczyniły się do tego głównie przedsięwzięcia termomodernizacyjne, a także racjonalizacja zużycia energii w procesach przemysłowych i modernizacja oświetlenia ulicznego. Nadal jednak efektywność energetyczna naszej gospodarki jest około 3 razy niższa, aniżeli w najbardziej rozwiniętych krajach europejskich i około 2 razy niższa, aniżeli średnia w krajach UE. Należy przy tym zaznaczyć, że zużycie energii pierwotnej w Polsce w przeliczeniu na jednego mieszkańca jest prawie o 40 % niższe, aniżeli w krajach „starej 15-ki”.

Potencjał w zakresie wzrostu efektywności energetycznej w Polsce w budownictwie mieszkaniowym jest ciągle bardzo duży i może być oszacowany na około 135 – 240 PJ/rok, co stanowi 22 – 40 % obecnego zużycia energii w zależności od sposobu i zakresu wsparcia realizacji przedsięwzięć termomodernizacyjnych. Potencjał ten podlega zresztą ciągłemu wzrostowi w związku z rozwojem i zwiększeniem się dostępności technologii energooszczędnych w budownictwie.

W procesie wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej kierunki działań proefektywnościowych powinny dotyczyć:

- wymiany starych bloków węglowych na nowoczesne ze znacznie wyższą sprawnością,
- wzrostu wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w układach kogeneracyjnych, co dotyczy zarówno dużych elektrowni, jak i energetyki rozproszonej,
- minimalizacji zużycia energii na potrzeby własne elektrowni i elektrociepłowni,
- ekonomiki prowadzenia ruchu (optymalizacji rozdziału obciążeń i doboru liczby i jakości bloków do planowanego obciążenia),
- rozwoju nowoczesnych technologii wytwarzania przy wykorzystaniu wszelkich źródeł energii,

W procesie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, kierunki działań proefektywnościowych powinny dotyczyć:

- a) minimalizacji strat sieciowych w liniach i transformatorach;
- b) minimalizacji zużycia energii na potrzeby własne stacji elektroenergetycznych;
- c) inwestycji i modernizacji ukierunkowanych na zmniejszenie zużycia energii,
- d) działań proefektywnościowych w zupełnie odrębnym temacie, jakim jest model hurtowego rynku energii elektrycznej (HREE);

Zużycie energii przez odbiorców końcowych to dziedzina, w której istnieją olbrzymie możliwości efektywnego wykorzystania energii. W ogólnym zarysie przy podziale tych odbiorców tylko na dwie podstawowe grupy, tj. na odbiorców komunalno-bytowych i przemysłowych, kierunki działań proefektywnościowych w tych grupach sprowadzają się do:

1) dla odbiorców komunalno-bytowych:

- wymiany domowego sprzętu elektrycznego na nowoczesny o znacznie niższych parametrach zużycia energii elektrycznej,
- prostego i znanego powszechnie prooszczędnościowego działania w wykorzystaniu odbiorników energii elektrycznej w gospodarstwach domowych
- instalacji w budynkach wielorodzinnych nowoczesnych systemów oświetlenia klatek schodowych, w tym stosowania czujników ruchu,

2) dla odbiorców przemysłowych:

- właściwy dobór napędów do rzeczywistych potrzeb,
- wymiana napędów wykorzystujących sprężone powietrze na napędy elektryczne,
- termomodernizacja budynków przemysłowych wraz z wymianą systemów grzewczych i stosowaniem nowoczesnych systemów klimatyzacyjnych,
- modernizacja oświetlenia zewnętrznego i wewnętrznego przy stosowaniu lamp energooszczędnych, sterowania oświetleniem i przy wykorzystaniu czujników ruchu.

W przypadku odbiorów przemysłowych czołową rolę w całości problematyki oszczędnościowej odgrywają właściwe systemy zarządzania energią, opomiarowanie poszczególnych grup odbiorów, a nade wszystko zaangażowanie kierownictwa zakładu w proces oszczędzania energii, zgodnie z zalecaną normą europejską EN 16001.
