

POWER RING 2014

Europejski rynek energii: między Zjednoczoną Europą i odrębnością narodową

19 grudnia 2014, Warszawa

1 SPIS TREŚCI

1.	Kluczowe tezy konferencji.....	3
2.	Nowe otwarcie w Unii Europejskiej.....	4
2.1.	Polski punkt widzenia w Brukseli.....	4
2.2.	Nowy budżet UE – szansa dla polskiej energetyki.....	4
2.3.	Unijne pieniądze na komercjalizację badań także dla energetyki.....	5
2.4.	Trudne nowe porozumienie klimatyczne	6
3.	Europejski rynek energii – jesteśmy bliżej czy dalej?	7
3.1.	Czy mamy jeszcze wolny rynek energii?.....	7
3.2.	Swoboda przepływu vs odpowiedzialność za bezpieczeństwo	8
3.3.	Wizje energetyki w Polsce i Niemczech.....	8
3.4.	Polska sobie poradzi	10
3.5.	Jednolity rynek wymaga jednakowych zasad gry.....	12
4.	Czy i jak budować elektrownię atomową?	13
4.1.	Energetyka atomowa – wzrost w Azji, spadek znaczenia w Europie	13
4.2.	Czy budowa elektrowni jądrowej będzie się nam opłacać?	14
4.3.	Potrzebne stabilne regulacje	15
4.4.	Ważny wybór technologii	16
5.	Na reindustrializacji możemy wygrać.....	17
5.1.	Reindustrializacja? Najpierw istniejący przemysł.....	17
5.2.	Potrzebna dobra polityka energetyczna i prawo	18
5.3.	Polityki klimatyczna i reindustrializacji to także szansa dla przemysłu	19
6.	Nowe możliwości.....	21
6.1.	Szansa dla małych odbiorców	21
6.2.	Mikroinstalacje mogą się same bilansować	21
6.3.	Potrzebujemy inteligentnych rozwiązań	22

2 KLUCZOWE TEZY KONFERENCJI

- Unia Europejska stoi przed ogromnym wyzwaniem realizacji ambitnej polityki klimatycznej przy zachowaniu konkurencyjności swojego przemysłu.
- Pomóc w realizacji tych celów może duża alokacja środków pomocowych na badania, rozwój i wdrożenia. Polskie firmy powinny poświęcić temu obszarowi znacznie więcej uwagi, aby wykorzystać dotacje.
- UE musi przekonać także inne państwa świata do przyjęcia ambitnych celów klimatycznych na konferencji ONZ w Paryżu w 2015 roku.
- Dzięki rosnącemu znaczeniu Polski na arenie UE mamy okazję do postawienia akcentów unijnej polityki energetyczno-klimatycznej na koszty energii dla odbiorców przemysłowych.
- Dalsza budowa jednolitego europejskiego rynku energii nie będzie możliwa bez wypracowania wspólnych zasad m.in. w zakresie wsparcia rynku energii oraz OZE.
- Jednakowych zasad oczekują także odbiorcy przemysłowi, którzy w Polsce obarczani są większymi kosztami m.in. ze względu na krajową politykę fiskalną.
- Polska dzięki programowi atomowemu może ograniczyć ryzyko zmian cen CO₂ i paliw oraz rozwijać nowe innowacyjne gałęzie przemysłu, o ile stać nas będzie na poniesienie niezbędnych kosztów.
- Opłacalność budowy elektrowni atomowej wymaga jeszcze pogłębionych analiz.
- Wspierając energetykę odnawialną, zaburzyliśmy fundamenty rynku energii – wolną konkurencję.
- W efekcie niepewności związanej m.in. z dalszym losem polityki klimatycznej i rozwojem OZE potrzebne są instrumenty wsparcia dla stabilnych źródeł energii.
- Projektowany w Polsce rynek mocy powinien uwzględniać także zarządzanie stroną popytową (DSR – usługi redukcji zapotrzebowania na energię ze strony odbiorców).
- Rozwój DSR i inteligentnych systemów sterowania pomoże w rozwoju mini i mikroinstalacji prosumenckich.
- na polskim rynku brakuje oferty kompleksowych systemów zarządzania energią po stronie odbiorcy/prosumenta.

3 NOWE OTWARCIE W UNII EUROPEJSKIEJ

Otwierający konferencję Power Ring 2014:

- **Janusz Piechociński, wicepremier i Minister Gospodarki**
- **Maria Wasiak, Minister Infrastruktury i Rozwoju**
- **Włodzimierz Karpiński, Minister Skarbu Państwa**
- **Jerzy Buzek, Przewodniczący Społecznej Rady ds. Zrównoważonego Rozwoju Energetyki**

3.1 POLSKI PUNKT WIDZENIA W BRUKSELI

– W tym, bardzo udanym, 25-leciu polskich przemian gospodarczych i 10-leciu polskiej obecności w Unii Europejskiej kwestie energetyczne cały czas odgrywały kluczową rolę – zwrócił uwagę podczas otwarcia konferencji Power Ring 2014 **wicepremier i minister gospodarki Janusz Piechociński**. – Ta konferencja to zapowiedź wielkiej polskiej aktywności także w nowo rozpoczętej kadencji Parlamentu Europejskiego i Komisji Europejskiej.

Zdaniem **wicepremiera Piechocińskiego** rosnące znaczenie Polski na arenie Unii Europejskiej to okazja, aby zwrócić większą uwagę wspólnoty na kwestie, które polski rząd podnosi przynajmniej od kilku lat.

– Polska zwraca uwagę, że nie będzie gospodarki dymiących głów, bez odchodzenia od gospodarki dymiących kominów. Jednak pamiętajmy także o tym, że nie będzie silnej europejskiej gospodarki bez reindustrializacji. – Ważne, aby w myśleniu o unii energetycznej odpowiedzieć sobie na pytania: jaka energia? W jakim miksie? Po jakiej cenie? I w ramach jakich regulacji? Ściśle łącząc odpowiedzi na te pytania ze szczególną uwagą zwróconą na miejsca pracy, innowacyjność i przemysł, bez których nie będzie konkurencyjnej Europy – przekonywał.

Według **wicepremiera Piechocińskiego** Unia powinna zwrócić większą uwagę na to, aby definicja "bezpieczeństwa energetycznego" w większym stopniu odwoływała się do cen, po jakich możemy kupować surowce energetyczne, a nie tylko do ich fizycznej dostępności.

3.2 NOWY BUDŻET UE – SZANSA DLA POLSKIEJ ENERGETYKI

Maria Wasiak, minister infrastruktury i rozwoju, zwróciła uwagę na silną obecność problemów energetycznych w nowej perspektywie finansowej Unii Europejskiej na lata 2014-2020. –

Cała nasza implementacja środków pomocowych z UE przeniknięta jest sposobem myślenia o energetyce, o współpracy w tym zakresie i jej wpływie na gospodarkę i rozwój całej UE.

– Naszym celem jest zmniejszenie emisyjności gospodarki. Będziemy wspierać efektywność energetyczną i OZE [odnawialne źródła energii – red.], modernizację systemów ciepłowniczych i inteligentne sieci energetyczne. Będziemy się starali obniżyć emisje generowane przez transport w aglomeracjach miejskich. Będziemy także działać na rzecz bezpieczeństwa energetycznego – wyliczała priorytety kluczowych programów pomocowych – Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, programów regionalnych oraz wspierających tereny nieurbanizowane.

3.3 UNIJNE PIENIĄDZE NA KOMERCJALIZACJĘ BADAŃ TAKŻE DLA ENERGETYKI

Polska jest dzisiaj największym energetycznym placem budowy w Europie. Jak poinformował **Włodzimierz Karpiński, minister Skarbu Państwa**, spółki nadzorowane przez resort skarbu do 2020 r. zainwestują w ten sektor ponad 114 mld zł, z czego 30 mld zł w nowe bloki energetyczne, a ponad 40 mld złw segment dystrybucji.– Do 2020 roku będziemy dysponowali najnowocześniejszymi w Europie blokami energetycznymi, opalonymi naszym najważniejszym surowcem – polskim węglem. W tym zakresie jesteśmy liderem w UE. Poprawa efektywności instalacji będzie miała pozytywny wpływ na środowisko – zauważył **minister Karpiński**.

Jego zdaniem dalszy rozwój prośrodowiskowych technologii w energetyce, wspomóc może wyjątkowo duża alokacja środków z nowego unijnego budżetu na komercjalizację badań. Konsorcjum krajowych firm energetycznych złożyło już studium wykonalności "Programu Badawczego Sektora Energetycznego" do Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Jeżeli wniosek zostanie pozytywnie zweryfikowany, w ramach programu Inteligentny Rozwój będzie mógł powstać sektorowy program dedykowany energetyce.

Jerzy Buzek, przewodniczący Społecznej Rady ds. Zrównoważonego Rozwoju Energetyki, zwrócił jednak uwagę, że polskie firmy zawiesiły już kilka projektów wdrożeniowych, na które pozyskały już nawet finansowanie z Unii. Wymienił tu m.in. przykład niezrealizowanej od kilku lat budowy elektrowni poligeneracyjnej w Kędzierzynie-Koźlu, czy projektów wychwytywania, transportu i składowania pod ziemią dwutlenku węgla (ang. CCS). – Technologia CCS napotyka w Polsce na wielki opór. Pamiętamy, że to technologia niesprawdzona, ale na tym polegają innowacje. To do nas należy obowiązek ich sprawdzenia, a UE chce za to płacić – mówił były premier i przewodniczący Parlamentu Europejskiego.

W jego ocenie przyszłością polskiej energetyki powinny być niskoemisyjne technologie węglowe, OZE, rozproszone źródła energii oraz energetyka atomowa.

3.4 TRUDNE NOWE POROZUMIENIE KLIMATYCZNE

– Unia Europejska jest liderem ograniczania emisji CO₂, ale przewodnictwo polega na tym, że ktoś za nami podąża. Dlatego trzeba przygotować porozumienie, które chcemy podpisać w przyszłym roku w Paryżu – kontynuował **przewodniczący Jerzy Buzek**. Przypomniał, że także Polska w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych jest jednym ze światowych liderów, a problem wysokiego udziału energetyki opartej o paliwa kopalne to nie tylko nasz problem, ale także m.in. Niemiec, czy Chin. Tymczasem Unii może być trudno przekonać innych uczestników negocjacji klimatycznych do tak znacznych redukcji.

- Amerykanie w ostatnim porozumieniu z Chinami zobowiązali się tylko do 16% redukcji emisji, a Chińczycy powiedzieli, że dopiero za jakiś czas ustabilizują swoje emisje. To oznacza, że w najbliższych latach mogą jeszcze je zwiększać.

4 EUROPEJSKI RYNEK ENERGII – JESTEŚMY BLIŻEJ CZY DALEJ?

W sesji 1 – "Europejska polityka energetyczna i projekt europejskiego rynku" udział wzięli:

- **Dorothee Mühl, zastępca Dyrektora Generalnego Departamentu Energii Elektrycznej, Federalne Ministerstwo Gospodarki, Niemcy**
- **Gérard Bourland, prezes zarządu Dalkia Polska SA**
- **Ireneusz Łazor, prezes zarządu Towarowej Giełdy Energii SA**
- **Henryk Majchrzak, prezes zarządu PSE SA**
- **Janusz Moroz, członek zarządu RWE Polska SA**
- **Andrzej Rejner, dyrektor Departamentu Strategii Rozwoju, Tauron SA**
- **Marek Woszczyk, prezes zarządu PGE Polska Grupa Elektroenergetyczna SA (wystąpienie internetowe)**
- **Krzysztof Żmijewski, Sekretarz Społecznej Rady ds. Zrównoważonego Rozwoju Energetyki**

Moderatorem dyskusji był **Andrzej Jonas, redaktor naczelny "The Warsaw Voice"**

4.1 CZY MAMY JESZCZE WOLNY RYNEK ENERGII?

Jednym z podstawowych pytań, które powinniśmy sobie zadać przy okazji dyskusji o budowie jednolitego europejskiego rynku energii to – czy nadal mamy jeszcze do czynienia z rynkiem?

– Na rynku mamy swobodną konkurencję, swobodne przepływy, walkę popytu i podaży. W przypadku energii elektrycznej już nie do końca mamy do czynienia z taką sytuacją. Preferencje, dotacje, specjalne taryfy, certyfikaty – to wszystko sprawia, że to nie jest już swobodna konkurencja. Na myśl przyszło mi porównanie z ruchem drogowym, w którym mamy pojazdy uprzywilejowane i jeżeli to jest jeden na tysiąc, to wszystko działa. Ale jeśli to już będzie co drugi pojazd, to trudno sobie wyobrazić taki ruch – mówił **Andrzej Rejner, dyrektor Departamentu Strategii Rozwoju w Tauronie.**

Rozwój rynku ogóloeuropaeskiego jest ograniczany przez bariery biurokratyczne i możliwości techniczne połączeń międzystrefowych. **Prezes Towarowej Giełdy Energii, Ireneusz Łazor** podsumował, że przez wszystkie parkiety TGE w 2014 r. przejdzie ponad 185 TWh przy produkcji ok. 150 TWh. – Widzimy już, że energia elektryczna staje się instrumentem inwestycyjnym

– mówił. Jednak w przypadku obrotu spotowego (RDN i RDB), a więc najbardziej elastycznie reagującego na zmiany, oraz na połączeniach transgranicznych wygląda to już znacznie słabiej. – Czy mamy wspólny rynek? Do 5 grudnia 2014 r. mieliśmy 174 TWh wolumen obrotu, z czego 22 TWh na rynku spot i zaledwie 3 TWh wymiany międzysystemowej – o jakim rynku więc mówimy? – pytał.

4.2 SWOBODA PRZEPŁYWU VS ODPOWIEDZIALNOŚĆ ZA BEZPIECZEŃSTWO

Dyrektor Rejner zwrócił uwagę, że także te narzędzia, które wprost mają za zadanie budować wolny rynek energii w ramach całej Unii, rodzą kolejne bariery. – Każdy z krajów członkowskich jest odpowiedzialny za bezpieczeństwo energetyczne w swoim kraju. Jak połączyć tę odpowiedzialność ze swobodą przepływu towarów? – pytał podczas konferencji.

Na problem nieprzewidywalności dostaw energii z krajów sąsiednich zwracał uwagę także **Henryk Majchrzak, prezes zarządu PSE** odpowiedzialny za bilansowanie mocy w polskim systemie elektroenergetycznym. – Trzeba mieć na uwadze, że poleganie na dostawach mocy od sąsiadów może być złudne, zwłaszcza że stoimy przed tymi samymi co oni problemami – przestrzegął.

– w Niemczech w związku z dużym udziałem OZE na rynku ceny ujemne pojawiają się, gdy podaż z OZE przekracza całkowity popyt. Jeżeli taka energia jest kupowana w Polsce to dobrze czy źle? Handlowcy się cieszą, ale w układzie gospodarczym, gdy PSE musi zbilansować cały system, to już nie jest takie oczywiste – kontynuował **Andrzej Rejner**.

Uczestnicy dyskusji wielokrotnie wskazywali na fakt, że unijna polityka wspierania energetyki odnawialnej oraz tworzenie jednolitego rynku rodzą problemy, których rozwiązaniem są nowe regulacje. Preferencje dla części producentów energii zwiększyły ryzyko inwestycyjne dla pozostałych i wymusiły reakcję regulatorów. Regulacja komplikuje się coraz bardziej.

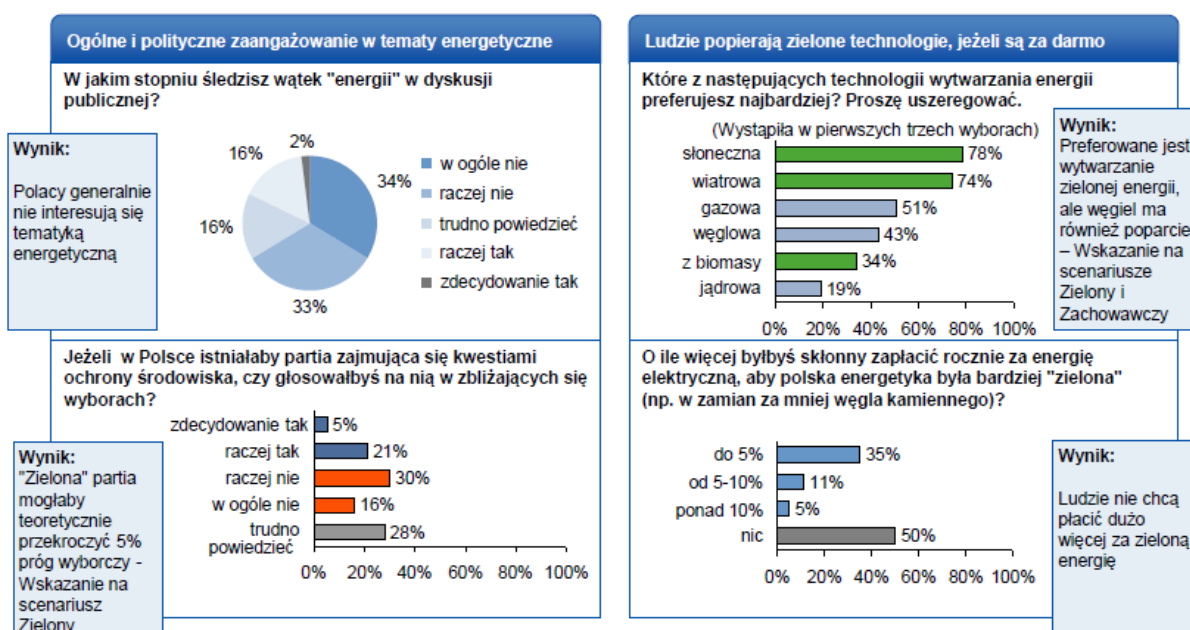
4.3 WIZJE ENERGETYKI W POLSCE I NIEMCZECH

Tworzenie jednolitego unijnego rynku energii jest tym trudniejsze, im bardziej odmienne są wizje energetyczne i interesy poszczególnych państw członkowskich UE. **Dyrektor Rejner** przywołał tu przykład wymiany energii między Francją i Hiszpanią – problem wymiany transgranicznej między oboma krajami niedawno trafił aż na posiedzenie szefów państw i rządów UE. To pokazuje jak trudne są to rozmowy. Kolejnym przykładem są różne wizje energetyki w Polsce i Niemczech, które również nie ułatwiają budowy europejskiego rynku.

Dorothee Mühl, wicedyrektor generalna Departamentu Energii Elektrycznej w Federalnym Ministerstwie Gospodarki Niemiec zwróciła uwagę na problem "zapychania" połączeń transgranicznych między Polską a Niemcami, które utrudniają także zarządzanie polskimi sieciami

energetycznymi. Problem wynika z szybszego i nierównomiernego rozwoju energetyki odnawialnej (OZE) w stosunku do sieci przesyłowych u naszych zachodnich sąsiadów. – Wiemy, że jesteśmy z tego powodu krytykowani, jednak pomimo różnych wizji swoich miksów energetycznych wciąż mamy wiele wspólnych zagadnień i płaszczyzn współpracy. Na pewno jest to energetyka odnawialna, także efektywność energetyczna oraz rozwój sieci transgranicznych – przekonywała.

Jak wynika z badań przeprowadzonych przez TNS na zlecenie RWE, które prezentował **Janusz Moroz, członek zarządu RWE Polska**, różnice między polskim a niemieckim podejściem do energetyki to w dużej mierze kwestia świadomości ekologicznej i skłonności do ponoszenia kosztów zmian.



Rysunek 1: Nastawienie Polaków do problemów energetycznych (TNS na zlecenie RWE Polska)

Polacy nie interesują się energetyką, nie chcą dopłacać do bardziej ekologicznej produkcji, ani nawet do dywersyfikacji dostaw. Z kolei Niemcy, za sprawą Energiewende (programu transformacji energetyki – dotychczas opartej na atomie, węglu i gazie – w kierunku odnawialnych źródeł energii), rozmawiają o energetyce, są bardziej świadomi zagrożeń ekologicznych i bardziej skłonni do inwestowania m.in. w mikroinstalacje OZE na dachach własnych domów.

Marek Woszczyk, prezes PGE, zwrócił jednak uwagę, że niemiecka polityka może znacznie zmienić obraz regionalnego rynku energii elektrycznej. – Kraje skandynawskie i Niemcy są teraz eksporterami energii. Niemcy eksportują netto ok. 30 TWh, ale ich elektrownie atomowe wytwarzają 100 TWh. Rezygnując z energii jądrowej chcą w 2020 produkować 70 TWh z OZE. Jednak sytuacja może się zmienić – zauważył. Nasi zachodni sąsiedzi z dużego eksportera mogą za kilka lat stać się

importerem energii z krajów sąsiednich. Problem pojawi się jednak wówczas, gdy sąsiedzi nie będą dysponować nadwyżką, bo ich polityka energetyczna nie jest dostosowana do rosnącego eksportu.

4.4 POLSKA SOBIE PORADZI

W ramach realizacji ustawowych obowiązków w zakresie określania i zapewniania dostępności odpowiednich rezerw zdolności wytwórczych na potrzeby równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, a także opracowywania prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną i moc w systemie elektroenergetycznym, PSE SA jako operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) opracowują wieloletnie prognozy bilansu mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) i na bieżąco prowadzą analizy dotyczące długoterminowych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię. Prognozy te opracowywane są w oparciu o informacje planistyczne, dotyczące trwałych wycofań jednostek wytwórczych, uzyskiwane od przedsiębiorstw wytwórczych oraz inwestorów planujących budowę nowych mocy wytwórczych. Strona podażowa jest następnie zestawiana z prognozami zapotrzebowania na moc i energię w KSE i po uwzględnieniu zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych oraz niezbędnych nadwyżek mocy OSP formułuje wnioski w zakresie perspektywy pokrycia zapotrzebowania na moc i energię. Utrzymywanie w KSE wymaganej przez OSP nadwyżki mocy wynika z konieczności zapewnienia ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz jej odpowiednich parametrów jakościowych (poziom napięcia, częstotliwość), w warunkach wystąpienia nieprzewidywanych zdarzeń w systemie elektroenergetycznym, w tym nieplanowanych ubytków mocy.

Analizy prognoz zapotrzebowania wykazały, że po roku 2015, mogą występować okresy, w których OSP będzie miał trudności w zapewnieniu wymaganej nadwyżki mocy, kiedy będą wycofywane stare jednostki wytwórcze. Z przyczyn technicznych i ekonomicznych przedsiębiorstwa wytwórcze planują wycofanie z eksploatacji części jednostek, wytwórczych. Wielkość tych wycofań w okresie 2015 – 2025 osiągnie poziom ok. 4700 MW łącznie.

Jak pokazują prognozy, największe trudności mogą wystąpić w okresie września 2016 i 2017, jednak sytuacja ta będzie miała charakter przejściowy, bowiem wśród najbardziej zaawansowanych z obecnie realizowanych projektów, w tym roku planowane są do uruchomienia dwa nowe bloki gazowo-parowe: w Stalowej Woli o mocy 467 MW oraz we Włocławku o mocy 473 MW. Dodatkowo w okresie do końca 2019 roku przewidywane jest oddanie do eksploatacji nowych dużych systemowych jednostek wytwórczych o łącznej mocy blisko 4900 MW, w skład których wejdzie blok

w Kozienicach i Jaworznie, dwa bloki w elektrowni Opole, blok w elektrowni Płock oraz blok w elektrowni Turów – **wyliczał prezes Majchrzak**.

Zatem mamy perspektywę radykalnej poprawy sytuacji w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Jednak o poprawie stanu bezpieczeństwa będziemy mogli powiedzieć dopiero wówczas, gdy wszystkie te planowane moce wytwórcze zostaną uruchomione – **podkreślał Henryk Majchrzak, prezes PSE**.

– Należy dodać, że PSE – jako operator systemu przesyłowego w Polsce – podjęły szereg działań aby to zagrożenie (brak mocy w systemie) zminimalizować. Szczególnie ważne jest zbilansowanie zasobów systemowych przy zachowaniu odpowiedniej rezerwy mocy w tym czasie, kiedy występuje największe zapotrzebowanie na energię elektryczną. W tych okresach PSE zapewnia sobie maksymalną dostępność źródeł wytwórczych, m.in. ograniczając remonty w elektrowniach. Równocześnie rozwijane są i sukcesywnie wdrażane nowe mechanizmy zaradcze, które pozwolą na bezpieczną pracę KSE.

Niezwykle ważnym jest mechanizm zarządzania stroną popytową, dlatego przeprowadzane są kolejne przetargi na zakup m.in. takich usług jak redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP, która obejmuje interwencyjne ograniczenie poboru mocy polegające na zmniejszeniu, na polecenie Operatora Systemu Przesyłowego, wielkości mocy pobieranej z sieci przez urządzenia odbiorców. Rozwiązanie to stanowi jeden z elementów obrony KSE przed zakłóceniami o charakterze nadzwyczajnym;

Kolejną nową usługą jest interwencyjna rezerwa zimna. Zostanie ona utworzona z centralnie dysponowanych jednostek wytwórczych, przewidzianych pierwotnie do wycofania z eksploatacji do roku 2016 ze względu na zastraszające się normy emisji zanieczyszczeń. Jednostki te będą uruchamiane na polecenie Operatora wyłącznie w okresach deficytu mocy. Przedłużenie żywotności starych bloków ma zapewnić bezpieczny poziom rezerw mocy do czasu, kiedy w systemie elektroenergetycznym pojawią się nowe źródła wytwórcze.

Ponadto, od lipca 2014 roku w mechanizmach rynku bilansującego wprowadzono także możliwości składania przez odbiorców ofert redukcji obciążenia. W przeciwieństwie do usługi redukcji obciążenia na polecenie OSP, która jest przewidziana do użycia poza mechanizmem rynku bilansującego, możliwe jest składanie ofert redukcyjnych przez uczestników rynku bilansującego, codziennie na poszczególne godziny doby (na podobnych zasadach jak składanie ofert handlowych przez wytwórców).

Uzupełnieniem rezerwy interwencyjnej zimnej jest kolejny nowy mechanizm, który decyzją Prezesa URE wszedł w życie od początku 2014r. - operacyjna rezerwa mocy. W ramach tego mechanizmu PSE dokonuje zakupu niewykorzystanych do produkcji energii elektrycznej zdolności wytwórczych uczestniczących aktywnie w ramach rynku bilansującego – zaznaczał prezes Majchrzak.

Zdaniem **Gérarda Bourlanda, prezesa Grupy Dalkia w Polsce (od stycznia 2015 Grupy Veolia)**, krajowy bilans mocy mógłby być jeszcze lepszy, gdyby poprzez regulacje, o długim horyzoncie czasowym, wspierana była łączna produkcja energii elektrycznej i ciepła. – Wstrzymujemy się z decyzjami inwestycyjnymi, bo nie wiemy, czego się spodziewać już po 2018 roku [kiedy wygasa obecny system wsparcia kogeneracji – red.]. Tymczasem infrastruktura, którą chcemy wybudować, będzie przez nas eksploatowana przez 20-30 lat. Nie możemy też zapomnieć, że minimalny czas realizacji inwestycji to 3 lata, a w przypadku większych instalacji to 4 lata. Jeżeli podejmiemy decyzję o budowie dzisiaj, to inwestycje będą oddawane dopiero w 2018 roku – zauważył.

4.5 JEDNOLITY RYNEK WYMAGA JEDNAKOWYCH ZASAD GRY

– Dzisiaj próbujemy zorganizować europejską ligę energetyki. Mają się w niej spotykać różne drużyny i grać na jednym boisku, ale każda drużyna ma swoje własne zasady gry – w jednej z autu wyrzuca się rękoma, w drugiej wykopuje. W jednej drużynie obrońcy mogą łapać piłkę rękoma, w innej nie. Można tak grać, ale nie będzie to równa gra – obrazowo przedstawiał obecną sytuację na powstającym europejskim rynku energii **prof. Krzysztof Żmijewski, Sekretarz Społecznej Rady ds. Zrównoważonego Rozwoju Energetyki**. – Dopóki się to nie zmieni, państwa będą się przed tym wspólnym rynkiem bronić. Dotyczy to także wszystkich systemów wsparcia – każdy gra po swojemu – nie da się tego złożyć razem.

– To prawda. Potrzebujemy jednakowych zasad gry, których teraz brakuje. My również rozpoczęliśmy w Niemczech rozmowy nt. wprowadzenia rynku mocy. Wiem, że podobne dyskusje prowadzone są także we Francji i Wielkiej Brytanii. To ma być rynek interwencyjny, nie zapewniający dostaw energii na co dzień. Jednak dobrze byłoby, aby ten mechanizm został wprowadzony jednakowo w całej Unii Europejskiej – deklarowała **Dorothee Mühl z Ministerstwa Gospodarki Niemiec**.

5 CZY I JAK BUDOWAĆ ELEKTROWNIĘ ATOMOWĄ?

W sesji 2 "Energia jądrowa w europejskiej polityce energetycznej i klimatycznej" udział wzięli:

- **Janusz Piechociński, Wicepremier i Minister Gospodarki**
- **Jerzy Witold Pietrewicz, Sekretarz Stanu, Ministerstwo Gospodarki**
- **Dominique Ristori, Dyrektor Generalny DG ds. Energii, Komisja Europejska**
- **Fatih Birol, Główny Ekonomista Międzynarodowej Agencji Energetycznej**
- **Bruno Blotas, Wiceprezes ds. Rozwoju Biznesu w Polsce i krajach Bałtyckich, AREVA SA**
- **Gavin Dobbing, Business Development Manager, AMEC Foster Wheeler**
- **Jacek Cichosz, Prezes Zarządu PGE EJ 1**
- **Grzegorz Wrochna, dyrektor Narodowego Centrum Badań Jądrowych w Świerku**

Moderatorem był Wojciech Hann, Partner, Deloitte

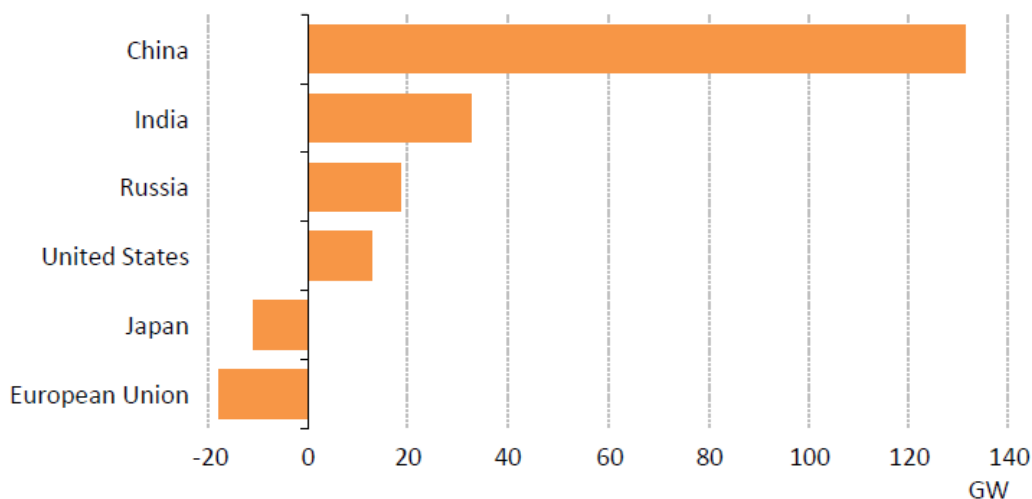
5.1 ENERGETYKA ATOMOWA – WZROST W AZJI, SPADEK ZNACZENIA W EUROPIE

Kolejną osią podziału w politykach energetycznych państw Unii Europejskiej jest podejście do energetyki atomowej. Podczas gdy Niemcy i Belgia (a także Szwajcaria) zamykają swoje elektrownie jądrowe, Francja, Finlandia i Wielka Brytania budują nowe, a kilka kolejnych, w tym Polska, planują inwestycje. Uczestnicy Power Ring byli zgodni, że prawo do kształtowania krajowego mixu energetycznego jest jedną z podstawowych zasad funkcjonowania Unii.

Dane przedstawione przez **Fatiha Birola, Głównego Ekonomistę Międzynarodowej Agencji Energetycznej** pokazują, że energetyka atomowa dzieli także kraje wysoko rozwinięte i rozwijające się. Podczas gdy w Unii Europejskiej, USA i Japonii znaczenie energetyk jądrowej będzie w kolejnych dekadach maleć, w Chinach, Rosji i Indiach wzrośnie. W samych tylko Chinach powstaje obecnie 40 proc. spośród wszystkich 76 GW mocy w nowobudowanych elektrowniach jądrowych. – Chiny uczą się jak budować elektrownie atomowe coraz taniej i niedługo będą dostawcą technologii na świecie. Będą konkurować z Francją, Japonią, Koreą, USA i Rosją.

– W Europie mamy 130 GW mocy zainstalowanej w elektrowniach jądrowych. Połowa z nich w ciągu dwóch najbliższych dekad będzie musiała zostać zamknięta. Te szacunki opierają się na założeniu, że kraje takie jak Francja będą wydłużać okres życia swoich reaktorów. Jeśli się im nie uda,

spadek będzie jeszcze bardziej widoczny [...]. Na całym świecie w ciągu dwóch dekad zostanie zamkniętych blisko 200 GW elektrowni jądrowych, z tego najwięcej w krajach OECD, w których dzisiaj znajduje się 80 proc. z nich. Po tych zmianach połowa elektrowni jądrowych będzie pracować już poza OECD – wyliczał **Fatih Birol**.



Rysunek 2: Zmiana mocy zainstalowanej netto w elektrowniach jądrowych w latach 2013-2014 [WEO, MAE 2014]

– Sądymy, że energetyka jądrowa może odgrywać istotną rolę w zakresie poprawy bezpieczeństwa energetycznego i ograniczania emisji CO₂. Po Fukushima niektóre rządy zmieniły podejście do atomu, inne nie. A część spośród tych, które po Fukushima zamierzały odejść od energetyki atomowej, jednak zmienia zdanie – mówił **Birol**.

Dominique Ristori, Dyrektor Generalny DG ds. Energii w Komisji Europejskiej ocenił, że mimo tego trendu Polska powinna kontynuować swój program energetyki atomowej. – Decyzja Polski o budowie elektrowni jądrowej jest dobra. Polska idzie w dobrym kierunku i nie jest osamotniona. Dzieje się to przecież także w Stanach Zjednoczonych, Wielkiej Brytanii i innych państwach.

– Elektrownie jądrowe nie stają przed problemem emisji CO₂, nie mają problemów z nieprzewidywalną produkcją ze względu np. na warunki słoneczne albo wietrzność. Nie są także wystawione na ryzyko zmienności cen paliwa – zwrócił uwagę **Gavin Dobbins, business development manager w AMEC Foster Wheeler**.

5.2 CZY BUDOWA ELEKTROWNI JĄDROWEJ BĘDZIE SIĘ NAM OPŁACAĆ?

– Patrzymy na energetykę jądrową jako na energię nowoczesności, racjonalizmu. Chociaż mamy świadomość, że po wydarzeniach w Azji nastroje się zmieniły – zadeklarował **wicepremier Janusz Piechociński**. – Chcemy jednak, aby ten projekt nas łączył. Nie zamierzamy tylko importować

technologii, ale chcemy zbudować własny potencjał, tak jak to ma miejsce w rozwiązaniach dla medycyny, gdzie jesteśmy jednym z największych na świecie dostawców izotopów.

– To właśnie dzięki temu, że przy budowie Żarnowca zainwestowaliśmy w zaplecze badawcze, dzisiaj mamy 20 proc. światowego rynku izotopów, którymi leczonych jest 2 mln pacjentów w 76 krajach – zwrócił uwagę prof. **Grzegorz Wrochna, dyrektor Narodowego Centrum Badań Jądrowych w Świerku.**

Zdaniem **wicepremiera Piechocińskiego** pytanie o opłacalność budowy elektrowni jądrowej jest nadal otwarte. Zwrócił on uwagę na spadające ceny węgla, które w portach ARA osiągnęły już 75 euro za tonę, a jeszcze przed deprecjacją rubla paliwo z Rosji opłacało się sprowadzać do Polski z odległości 6 tys. km.

Tego samego zdania jest **wiceminister gospodarki Jerzy Pietrewicz.** – W dalszym ciągu potrzebujemy odpowiedzi na pytanie, ile rzeczywiście będzie nas kosztować energetyka jądrowa. Przykład brytyjski, gdzie mamy 92,5 funta/MWh [w kontrakcie różnicowym gwarantującym przychody ze sprzedaży energii przez elektrownię atomową – red.] wymaga przeanalizowania i weryfikacji ile ta energia w polskich warunkach miałyby też kosztować. Czy podobnie jak na rynku brytyjskim? Chciałbym prosić Pana prezesa Cichosza, aby ten przykład brytyjski nie był jedynym modelem finansowania, opartym na kontraktach różnicowych. Musimy zaproponować alternatywę wobec tego modelu.

5.3 POTRZEBNE STABILNE REGULACJE

Bezpośrednio odpowiedzialny za realizację projektu budowy pierwszej polskiej elektrowni atomowej **Jacek Cichosz, prezes PGE EJ1** zapewnił, że analizy różnych modeli wsparcia stosowane na świecie są analizowane, chociaż kasus brytyjski w sposób szczególny, ponieważ uzyskał już zgodę Komisji Europejskiej.

Prezes Cichosz zwrócił uwagę, że jednym z kluczowych czynników wpływających na cenę energii atomowej są regulacje. – Duże znaczenie ma dobre zarządzanie ryzykiem, bo ostatecznie to ryzyko przeliczane jest na koszt inwestycji i chęć zaangażowania się partnerów w ten projekt. Z punktu widzenia głównych ryzyk, które pojawiają się regularnie w trakcie rozmów z potencjalnymi partnerami jest kwestia modelu rynku, regulacji, a przede wszystkim ich stabilności. Mówimy o inwestycji, która zostanie uruchomiona za kilkanaście lat, a będzie funkcjonować przez kolejne kilkadziesiąt. Wliczając w to czas na likwidację elektrowni mówimy o perspektywie 100 lat. Stąd ta przewidywalność jest jednym z kluczowych elementów.

5.4 WAŻNY WYBÓR TECHNOLOGII

– Wybór technologii reaktora jest kluczowy, ponieważ dane dotyczące m.in. aspektów projektowych czy z zakresu bezpieczeństwa są potrzebne, abyśmy mogli przygotować wstępny raport bezpieczeństwa. Dokument ten będzie podstawą do ubiegania się o zezwolenie na budowę prezesa PAA – mówił prezes EJ1.

– Możemy rozmawiać o IV generacji reaktorów, albo o SMRach [małych reaktorach modułowych – red.], ale jeśli chcemy prowadzić inwestycje w odpowiedni sposób, jak robi to PGE, powinniśmy się skoncentrować na istniejących technologiach – przekonywał **Bruno Blotas, wiceprezes ds. rozwoju biznesu w Polsce i krajach Bałtyckich w Arevie**. – Małe reaktory mogą być interesujące dla mniejszych krajów, ale trzeba pamiętać, że ceny za wyprodukowaną kilowatogodzinę nie będą tak niskie, jak w dużych. Większa liczba małych reaktorów wymaga wielu badań lokalizacyjnych czy znacznie większej liczby wykwalifikowanych osób, bo obsługa małego reaktora wymaga niemal takiej samej liczby pracowników, co dużego. Nie bez znaczenia jest także problem odpadów. Przy wielu SMRach potrzebnych jest wiele składowisk. [Dotyczy to przyreaktorowych małych składowisk terminowych – składowisk długoterminowych może być nawet mniej, co zależy od technologii – przyp.red.].

6 NA REINDUSTRIALIZACJI MOŻEMY WYGRAĆ

W sesji 3 "business case: czy Europa bez reindustrializacji może pozostać konkurencyjna na rynku?" udział wzięli:

- **Henryk Jacek Kaliś, Przewodniczący Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu**
- **Mirosław Kowalik, Dyrektor Sprzedaży i Marketingu, ALSTOM Sp. z o.o.**
- **Grzegorz Onichimowski, Przedstawiciel na Polskę Enernoc**
- **Maciej Sokołowski, Dyrektor Departamentu Prawa Energetycznego w Kancelarii Prawniczej Maciej Panfil i Partnerzy**
- **Roman Szwed, Prezes Zarządu ATENDE SA**
- **Tomasz Ślęzak, Country Manager, ArcelorMittal SA**
- **Adam Witek, Prezes Energetyka sp z o.o. w Lubinie oraz WPEC S.A. w Legnicy, Grupa KGHM**

Moderatorem był Wojciech Jakóbiak, Redaktor naczelny, BiznesAlert.pl

6.1 REINDUSTRIALIZACJA? NAJPIERW ISTNIEJĄCY PRZEMYSŁ

– Skoro Europa rozmawia o reindustrializacji, to najpierw powinniśmy zadać sobie pytanie, czy wcześniej mieliśmy w ogóle deindustrializację? Z europejskim przemysłem nie jest tak źle. Polska czy inne kraje nowej dziesiątki państw Unii Europejskiej są dobrym przykładem tego, że przemysł pozostał podstawą gospodarki. Powinniśmy się jednak martwić o odpływ istniejącego przemysłu do Chin lub USA – mówił **Maciej Sokołowski, Dyrektor Departamentu Prawa Energetycznego w Kancelarii Prawniczej Maciej Panfil i Partnerzy.**

Prawnik zwrócił uwagę, że do podjęcia decyzji o przeniesieniu fabryk może skłaniać unijna polityka klimatyczno-energetyczna. – Polski przemysł chce rozwoju nieobciążonego rozwiązaniami administracyjnymi, jak ETS, w którym regulacje preferują zachodnioeuropejskich konkurentów, którzy wiążą wzrost swojego przemysłu z zieloną energią.

Zdaniem **dyrektora Sokołowskiego** zmiana podejścia Unii do problemu zatrzymania przemysłu w Europie jest widoczna w odrębnym sposobie regulacji obszaru klimatycznego i przemysłowego. Podczas gdy w zakresie polityki klimatycznej UE pozostawiła państwom członkowskim więcej swobody, bo unijne przepisy muszą być implementowane przez każdego z członków UE ich

wewnętrznym prawem, to w zakresie polityki reindustrializacji zastosowano rozporządzenia, a więc przepisy stosowane w państwach członkowskich wprost.

Także zdaniem **Henryka Kalisia, Przewodniczącego Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu**, Unia Europejska bardziej skupia się na planach reindustrializacji, zapominając o istniejącym już w UE przemyśle. – Te firmy już teraz mają problem z kosztami generowanymi przez pakiet klimatyczny, politykę fiskalną, czy politykę energetyczną. W koncernach takich jak KGHM, którego wyniki w niemal 100 proc. zależą od kursu walut i ceny miedzi na rynku, drenaż fiskalny sprawia, że przedsiębiorstwo może mieć bardzo poważny problem w przypadku wahań tych wskaźników na świecie. ArcelorMittal, który ładnie wywiązał się ze zobowiązań prywatyzacyjnych, teraz musi się zastanawiać czy nadal utrzymywać produkcję w Polsce.

W jego ocenie w Polsce problemem jest zwłaszcza polityka fiskalna. – W Polsce nie stosujemy ulg, które stosuje większość krajów UE. Skoro mamy mieć wspólny europejski rynek, to powinniśmy stosować identyczne rozwiązania. Redukcja kosztów funkcjonowania polskiego przemysłu powinna być taka jak we Francji, czy Niemczech. Unia Europejska umożliwiła wprowadzenie rekompensat dla przemysłu w pakiecie klimatycznym. Jednak w KPRM jest właśnie ustawa, która takich możliwości polskiemu przemysłowi nie daje. Polska jest jednym z zaledwie trzech krajów Unii, które nie różnicują stawek akcyzy i obciążają swój przemysł wysokimi podatkami – wyliczał **Henryk Kaliś**.

– Problemem Unii jest przede wszystkim utrzymanie istniejącego przemysłu. A na drugim miejscu ochrona przed carbon leakage, ale w sensie lokowania nowych inwestycji poza UE – konkludował.

6.2 POTRZEBNA DOBRA POLITYKA ENERGETYCZNA I PRAWO

Także w ocenie **Romana Szweda, Prezesa Zarządu Atende** kluczem do poprawienia sytuacji polskiego przemysłu jest przyjęcie dobrej polityki energetycznej państwa i lepsze prawo. – Reindustrializacji nie przeprowadzimy nakazowo. Musimy stworzyć przemysłowi odpowiednie warunki. W USA jest dobre prawo, a dzięki rewolucji łupkowej także tania energia. Elementy te są zachęcające dla przemysłu. **Szwed** zwrócił uwagę, że strategie powinny się dostosowywać do zmian technologicznych. W jego ocenie nie sposób nie uwzględnić m.in. takich zmian, jak spadek cen modułów fotowoltaicznych o 75 proc. w ciągu ostatnich lat.

– Celem Polityki Energetycznej Polski powinno być takie kształtowanie rynku energii, aby ceny były na tyle konkurencyjne, abyśmy mogli z powodzeniem rywalizować z przedsiębiorstwami z innych krajów, przynajmniej Europy – apelował **Tomasz Ślęzak, Country Manager w ArcelorMittal**.

– Dostosowujemy swoje huty, elektrownie i elektrociepłownie do zmian prawnych. Choć spełniamy wszystkie normy środowiskowe i nie płacimy żadnych kar, to przepisy wymuszają nowe inwestycje. Właśnie budujemy nową hutę o 30 proc. mniej emisyjną. Jednak przez to, że otoczenie prawne jest niestabilne, nie jesteśmy w stanie zbudować przynajmniej 15-letniej strategii. Dlatego, chociaż jesteśmy największym odbiorcą energii w kraju nie inwestujemy w nowe duże źródła energii – tłumaczył **Adam Witek, Prezes, należącej do grupy KGHM, Energetyki i WPEC w Legnicy.**

Witek za przykład podał status KGHM jako odbiorcy energochłonnego. – Chociaż zużywamy 3,2 TWh rocznie, a koszt energii jest dla nas drugą pozycją kosztową, to przez lata nie byliśmy uznawani za przedsiębiorstwo energochłonne. Od dwóch lat mamy taki status, ale w tym roku ponownie była próba odebrania go nam. Do pogłębiania niestabilności przyczynia się także kilkuletni okres prac nad ustawą o odnawialnych źródłach energii.

6.3 POLITYKI KLIMATYCZNA I REINDUSTRIALIZACJI TO TAKŻE SZANSA DLA PRZEMYSŁU

Nowy unijny pakiet energetyczno-klimatyczny, unijna polityka reindustrializacji, a nawet problemy inwestycyjne grup energetycznych zdaniem przynajmniej części uczestników trzeciego panelu konferencji Power Ring mogą być jednocześnie szansą dla polskiego przemysłu.

– Polska ma potencjał, aby rozwijać nowe, innowacyjne technologie, które pozwolą nam zmieniać krajowy mix energetyczny. Budujemy potencjał ludzki i infrastrukturę dla gospodarki, bo energia to też element infrastruktury, Wiele firm chce inwestować w naszym kraju. Także w Polsce pracujemy nad innowacyjnymi technologiami – w przypadku naszej firmy mówimy o morskiej energetyce wiatrowej, energetyce gazowej, czy magazynowaniu energii – wyliczał **Mirosław Kowalik, Dyrektor Sprzedaży i Marketingu Alstomu w Polsce.**

89%

Firm stawia **cele** dotyczące energii i procesów zarządzania energią

81%

Firm mówi, że uważa zarządzanie energią za **podstawowe** przy konkurencyjności ekonomicznej

40%

Firm alokowało określone **środki** dla inwestycji w program efektywności energetycznej w 2013 r.



Rysunek 3: Zarządzanie energią w amerykańskich firmach [The Wall Street Journal]

Zdaniem **Grzegorza Onichimowskiego z Enernoc** tocząca się w Polsce dyskusja na temat wprowadzenia rynku mocy, która w założeniu ma pobudzić inwestycje w nowe stabilne źródła energii, to także szansa dla odbiorców przemysłowych. – Skoro energochłonne zakłady we Francji czy Niemczech są w stanie odzyskiwać już kilka procent kosztów zakupu energii poprzez udział w programach DSR [zrządzenia stroną popytową – red.], to my też możemy. A to jest dźwignia do wprowadzania programów poprawy efektywności w firmach. W USA aż 89 proc. firm stawia sobie cele w zakresie zarządzania energią i uważa, że to kluczowe dla nich. 40 proc. lokuje już środki w procesy poprawy efektywności. W Stanach Zjednoczonych docelowo 10 proc. zużycia energii ma być, w razie potrzeby, zastępowane przez czasowe ograniczenie zużycia ze strony odbiorców. Mam nadzieję, że tworzący się rynek mocy będzie uwzględniał przede wszystkim interesy odbiorców. Chociażby w ten sposób, aby oni także mogli składać oferty [redukcji zapotrzebowania na żądanie – red.]. To nie powinny być przepisy, które będą utrzymywać starą energetyką, tylko powinny być proinnowacyjne – przekonywał.

7 NOWE MOŻLIWOŚCI

W sesji specjalnej współfinansowanej ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej pt.: "Innowacyjność na odsiecz zrównoważonego rozwoju" udział wzięli:

- **Mariusz Kajka, Ekspert-Konsultant Biznesowy ds. Energetyki, Hewlett-Packard Polska**
- **Piotr Kacejko, Rektor Politechniki Lubelskiej**
- **Marek Maniecki, Wiceprezes Zarządu, Globema Sp. z o.o.**
- **Bożena Wróblewska, Ekspert Forum Rozwoju Efektywnej Energii (FREE) oraz Szefowa działu Innowacji Gaspol Energy**
- **Krzysztof Żmijewski, Sekretarz Społecznej Rady ds. Zrównoważonego Rozwoju Energetyki**

Moderatorem była Marina Coey, Prezes Zarządu, Procesy Inwestycyjne

7.1 SZANSA DLA MAŁYCH ODBIORCÓW

Zmieniająca się sytuacja na europejskim i polskim rynku energii (preferencje dla źródeł odnawialnych, większa liberalizacja i przewidywane rosnące obciążanie energetyki zawodowej kosztami polityki klimatycznej, a spółek sieciowych kosztami rozwoju infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej oraz spadające koszty instalacji OZE) otwierają nowe możliwości przed energetyką rozproszoną w małej i najmniejszej skali – tzw. prosumencką.

Mariusz Kajka, Konsultant Biznesowy ds. Energetyki w Hewlett-Packard Polska przekonywał, że wprowadzane na rynek nowe rozwiązania w zakresie zarządzania energią, zarówno mikrogeneracji i jak i uczestniczenia w programach zarządzania popytem mogą w nieodległej przyszłości znacznie wzmocnić pozycję rynkową dotychczasowych odbiorców, którzy staną się prosumentami.

7.2 MIKROINSTALACJE MOGĄ SIĘ SAME BILANSOWAĆ

Prof. Krzysztof Żmijewski zwrócił uwagę, że szansa dla prosumentów, oznacza jednocześnie duże wyzwanie dla dystrybutorów energii. – Problemem może się okazać to, czy nasze sieci będą w stanie przyjąć te mikroinstalacje. Nie chodzi o zwykłe przyłączenie, bo zgodnie z ustawą do wysokości umownej mocy przyłączeniowej nie ma problemu. Chodzi o sytuację, gdy na wszystkich dachach we wsi panele fotowoltaiczne zaczną produkować energię, gdy odbiorców nie będzie w domach – zwykle to 150 przyłączonych do jednego transformatora – czyli można do niego

przyłączyć panele o mocy 450 kW do 1500 kW. Czy ta sieć pozwoli wyprowadzić moc szczytową poza wieś? To jest możliwe, jeśli się tę sieć zmodernizuje – tłumaczył.

Jednak zdaniem **Piotra Kacejki, Rektora Politechniki Lubelskiej**, obawy o zdolność sieci do przyjęcia energii z mikroinstalacji są zdecydowanie przedwczesne. – Na tzw. prowincji ruchów prosumenckich nie widać. Mając pewien problem, który na razie raczkuje po noweli prawa energetycznego (mamy 300-400 instalacji prosumenckich), publicyści i przedstawiciele PTPiRE podchodzą do niego jakby tych instalacji było już 500 tys. i mówią „tego nie da się zrobić”. Nawet, jeśli ktoś będzie – jak to się ostatnio mówi – frajerem, aby produkować energię na sprzedaż, to ta energia zostanie zużyta u sąsiadów i na tym się skończy ten przepływ – zauważył.

– Chociaż od kilku lat mamy możliwość zmiany sprzedawcy, to zrobiło to 200-250 tys. osób. Aby zainstalować panele fotowoltaiczne trzeba znacznie więcej zachodu. Więc do tej liczby 250 tys. nam jeszcze bardzo daleko. Koszty instalacji PV obniżyły się tak drastycznie, że ta opłacalność przy dofinansowaniu na poziomie inwestycji, będzie zapewniona, ale trzeba prosumentom dać pożyć. Sieci na pewno to wytrzymają – przekonywał **profesor Kacejko**.

– W jednym z naszych projektów zainwestowaliśmy w małą kogenerację. Użytkujemy tę instalację już drugi rok i oddaliśmy do sieci około 0,5 proc. energii elektrycznej – potwierdziła słowa prof. Kacejki **Bożena Wróblewska, Ekspert Forum Rozwoju Efektywnej Energii oraz szefowa działu Innowacji Gaspol Energy**. – Tak dostosowaliśmy układ, abyśmy wykorzystywali wszystko, co zostanie wyprodukowane. Mogliśmy zbudować instalację o większej mocy. Pytanie tylko, po co? Naszym celem była produkcja na własne potrzeby. W przypadku produkcji na własne potrzeby i odpowiedniego dobrania układu nie istnieje obawa o zdolność sieci do przyjęcia wyprodukowanej energii elektrycznej.

– Ważne jest także to, w kierunku jakich technologii pójdziemy. Możemy stawiać na fotowoltaikę, gdzie wszystkie instalacje produkują energię w tym samym momencie, albo iść w kierunku dywersyfikacji technologii. Możemy rozwijać mikrokogenerację, w której możemy ustawić priorytet produkcji według zapotrzebowania na energię – zauważyła **Bożena Wróblewska**. Warto rozwijać rozwiązania hybrydowe wykorzystujące różne źródła energii oraz różne technologie.

7.3 POTRZEBUJEMY INTELIGENTNYCH ROZWIĄZAŃ

W opinii Hewlett-Packard pomoc w rozwiązaniu problemów z bilansowaniem mogą także lepsze zarządzanie zużyciem energii w domu przy wykorzystaniu inteligentnych urządzeń, aby jak najwięcej energii wykorzystywać na własne potrzeby, oraz inteligentne sieci, które są w stanie lepiej bilansować energię na poziomie sieci dystrybucyjnej.

– Mimo że nie ma obowiązku instalowania inteligentnych liczników w Polsce rozstrzygnęliśmy już przetargi na instalację ponad 1 mln inteligentnych liczników – mówił **Mariusz Kajka**. – Z jednego z takich programów wdrożeniowych Energi w Kaliszu płynie bardzo ciekawy wniosek w kontekście budowania świadomości odbiorców energii. Tam odpowiedź odbiorców na sygnał płynący z systemu zarządzania popytem (co może w przyszłości mieć ogromne znaczenie dla bilansowania produkcji energii z paneli fotowoltaicznych) wyniosła nawet 30 proc. My, opracowując analizę opłacalności wdrażania inteligentnych sieci dla PSE założyliśmy, że znakomitym wynikiem byłby ten wskaźnik na poziomie 2,5 proc.

– Mówi się ponadto o dużym znaczeniu zasobników energii, które mogłyby dodatkowo rozwiązać problem stabilności sieci z dużą ilością mikroinstalacji. U naszych sąsiadów w CEZie rolę akumulatorów energii odgrywają zwykłe bojler elektryczne i piece akumulacyjne – zauważył ekspert HP.

Te projekty to dopiero elementy do wdrożenia całościowych rozwiązań. Brakuje nam kompleksowych przykładów i tu jest rzeczywiście miejsce na projekty innowacyjne – mówił **Marek Maniecki, wiceprezes Globemy**. W tej chwili polski prosument to ktoś, kto ma trochę pieniędzy do wydania, jest – jak to mówią w Stanach Zjednoczonych – *trendy, green*. Jego nie przekonuje dofinansowanie, tylko inne czynniki. Znam kilka przykładów polskich prosumentów, gdzie panele fotowoltaiczne oddają w szczytce energię do sieci za darmo, albo gdzie panele w ogóle nie są podłączone do sieci (praca *off-grid*). Na rynku brakuje kompleksowej oferty dla takich osób. Kogoś, kto za te osoby załatwi formalności, zrealizuje instalację i dostarczy system informatyczny, który pozwoli takiemu prosumentowi na podgląd parametrów instalacji np. w swoim telefonie i sterowanie np. popytem na energię w domu, chociażby poprzez włączenie/wyłączenie ogrzewania lub klimatyzacji.

– Zupełnie inna sytuacja występuje w gospodarstwach rolnych. Znika problem, o którym najczęściej mówią energetycy. Tam zużywa się energię w ciągu dnia, właśnie wtedy, gdy jest produkowana przez mikroinstalacje w największych ilościach. Dochodzi jeszcze jeden bardzo ważny aspekt dla gospodarstw przemysłowo-rolnych – jest nim minimalizacja skutków przerw w dostawach prądu. Objechaliśmy wiele ferm drobiu, producentów jajek i przetwórci mleczarskich. Tam przerwy w dostawach prądu są krytyczne – wstrzymują niezbędne dogrzewanie/wentylację, odbiór jajek, dokarmianie i produkcję karmy. Tymczasem obecnie ci gospodarze mają co najwyżej generatory dieslowskie. Dla tej grupy prosumentów także brakuje kompletnej oferty pozwalającej im na zarządzanie energią w sytuacjach przerw w dostawach prądu. Pytanie tylko, czy uda się zebrać grupę rolników, która zainwestuje wspólnie we wspólną biogazownię, a do tego instalację PV oraz

docelowo w system DSR, który pozwoli jej także zarabiać na ograniczaniu zużycia w ramach usługi dla operatora – mówił Marek **Maniecki**.

Przykładem innowacyjnego projektu, w który są zaangażowani m.in. obecni tu prof. Żmijewski i prof. Kacejko, jest System DZP, czyli System Dynamicznego Zarządzania Przesyłem. Idea tego systemu polega na dokładnym opomiarowaniu sieci przesyłowych i stworzeniu na tej podstawie modeli przęseł, linii, fragmentów linii, łącznie z możliwościami sterowania. To pozwoli na dynamiczne monitorowanie sieci, umożliwiając m.in. wskazanie przekroczeń parametrów krytycznych i miejsc, gdzie, przy przeciążeniu sieci, należałoby zmniejszyć generację – tłumaczył **Marek Maniecki**.

SDZP rozwijany przez konsorcjum Procesów Inwestycyjnych, Globemy, Politechniki Lubelskiej i 10 innych j.n.b. przy wsparciu programu Gekon Narodowego Centrum Badań i Rozwoju oraz Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, ma być właśnie odpowiedzią na oczekiwania energetyki – inteligentnym systemem, który pomoże w zarządzaniu sieciami energetycznymi. Tego typu rozwiązania są w stanie wspomóc bilansowanie systemu, zapobiegać blackoutom i wspierać operatorów systemów elektroenergetycznych w minimalizowaniu przerw w dostawach energii do odbiorców. W dużej mierze to od stabilnych dostaw energii zależy stabilny rozwój każdej gospodarki.

Podsumowanie [red.]

Z lektury powyższego raportu wynika, że wypowiedzi ministrów były bardzo pozytywne, wypowiedzi pozostałych panelistów były jednak znacznie bardziej krytyczne. Dobrze by było, aby rząd wziął pod uwagę i poważnie rozważył te argumenty.