

Sprawozdanie z debaty na temat
„PRZYSZŁOŚĆ KONWENCJONALNEJ ENERGETYKI W POLSCE”,
która odbyła się na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej w Gliwicach
dnia 22 marca 2017 r.

Otwarcia debaty dokonał Dziekan Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej, prof. dr hab. inż. Paweł Sowa. Moderatorami spotkania byli Prezes Oddziału Gliwickiego SEP dr inż. Jan Kapinos oraz prof. dr hab. inż. Tadeuszem Glinką. Kol. J. Kapinos przywitał uczestników spotkania: przedstawicieli organizatorów – Sekcji Energetyki Oddziału Gliwickiego SEP, Koła SEP nr 1 przy PSE S.A. Oddział Katowice, Koła SEP nr 9 przy Tauron Dystrybucja Oddział Gliwice oraz przedstawicieli Zarządu i członków Oddziału Gliwickiego SEP, pracowników naukowych Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej, Zakładu Remontowego Energetyki – Katowice, EthosEnergy Poland – Lubliniec, Rafako – Racibórz, Tauron Polska Energia, przedstawiciela Siemens'a a także przedstawicieli czasopisma *Nowa Energia*.

Prof. dr hab. inż. Paweł Sowa po zabraniu głosu stwierdził, że nie gdzie indziej, a na Wydziale Elektrycznym powinny odbywać się spotkania elektryków. Wspomniał profesorów: Jana Obrompalskiego, Romana Janiczka, Lucjana Nehrebeckiego i Antoniego Boguckiego. Wymienił profesora Jana Popczyka, który przyczynił się do połączenia polskiego systemu elektroenergetycznego z systemem zachodnim i jest prekursorem nowego kierunku na Wydziale Elektrycznym ***Energetyka prosumencka***. Podkreślił, że Wydział Elektryczny musi cały czas być otwarty na zmiany, by na bieżąco przekazywać studentom to, co się aktualnie dzieje w energetyce zawodowej.

Pierwszym prelegentem był Prezes Zarządu Zakładów Pomiarowo-Badawczych Energetyki „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. – **Adam Smolik**, który na wstępie przedstawił temat swojej prezentacji: ***Modernizacja bloków 200 MW***.

Dziękując za zaproszenie i możliwość wypowiedzi o blokach 200 MW, prezes Smolik zaznaczył, że na blokach 200 MW w Jaworznie III, Łaziskach i Rybniku przepracował ponad 25 lat. Bloki klasy 200 MW to jednostki wytwórcze centralnie dysponowane, zapewniające połowę produkcji KSE. Nie można o połowie systemu elektroenergetycznego powiedzieć, że jest to „złom”. Są to urządzenia w określonym stanie, mające za sobą historię i wiele przepracowanych godzin. Istotna jest rola, jaką dzisiaj mają do spełnienia.

W Polsce powstały 63 bloki klasy 200 MW. Pierwszym był blok w Elektrowni Turów w 1961 roku, ostatni powstał w 1983 roku w Połańcu. Czyli są to jednostki, które pracują od 34 do 56 lat. Energopomiar posiada dane eksploatacyjne tych bloków oraz dane z pomiarów po modernizacjach, które można porównywać z analogicznymi wynikami dla innych bloków, klasy 100, 360 czy 500 MW. Firma wykonuje takie testy dla operatora (PSE SA), badając jak te jednostki potrafią współpracować z KSE, jakie wymogi sieci przesyłowej są przez nie dotrzymanywane i jakie to ma znaczenie dla operatora systemu.

W Polsce pracują obecnie – zarówno na węglu kamiennym, jak i brunatnym – 54 bloki klasy 200 MW, w 9 lokalizacjach. Suma ich mocy zainstalowanej wynosi 12 263 MW. Blok klasy 200 MW „poprawiony” po modernizacji, rewitalizacji czy retroficcie, potrafi dać od 219 MW do 261 MW – pojęcie „blok 200 MW” jest zatem umowne.

W ubiegłym roku system elektroenergetyczny wyprodukował ok. 162 TWh energii elektrycznej, z czego bloki 200 MW wyprodukowały połowę. Jednostka, która w chwili uruchomienia miała sprawność 31,5%, po kilku modernizacjach osiągnęła sprawność 36,5%.

Inny przykład przedstawiony przez prezesa Smolika: blok w stanie początkowym miał sprawność 34,9%, a po drugiej modernizacji – 37,3%.

Bloki klasy 200 MW mają zapewnić bezpieczeństwo energetyczne. Nowe rozwiązania technologiczne urządzeń wytwarzania energii elektrycznej, według wiedzy prelegenta, mogą zostać wdrożone za 10 lat. Przy niewielkich nakładach można sprawić, że do tego czasu zostanie zapełniona luka systemowa – dzięki modernizacji „dwusetek”.

Obecnie działające bloki 200 MW spełniają wszystkie wymogi środowiskowe, ale Unia Europejska systematycznie je podwyższa. Wprowadzane obostrzenia spowodują, że za cztery lata bloki 200 MW nie będą ich spełniać. Dostosowanie się do nich, według szacunków przedstawiciela Energopomiaru, będzie kosztowało około 10 mld PLN.

Czas fizycznej realizacji budowy bloku klasy 500 MW czy 1000 MW, liczony do przekazania do eksploatacji, wynosi 5 lat. Taki sam okres może być potrzebny na przygotowanie inwestycji środowiskowych. Dlatego tak ważna jest rola istniejących jednostek 200 MW. Czas ich modernizacji może wynieść 24 miesiące (w zależności od zakresu).

Silne strony bloków 200 MW to m.in. fakt, że można wykorzystać istniejącą infrastrukturę, jednostki te spalają krajowe paliwo, zapewniają bezpieczeństwo energetyczne. Istnieje duży stan wiedzy na temat ich eksploatacji i modernizacji. Spełniają wymogi środowiskowe, jeszcze przynajmniej przez cztery lata. Mogą być modernizowane etapowo, a realizację modernizacji można powierzyć krajowym podmiotom.

Jedną z najsłabszych stron bloków klasy 200 MW jest ich wiek – najmłodszy blok ma 34, a najstarszy 56 lat, w związku z czym trzeba je będzie przystosować do pracy pod kątem wymagań unijnych.

Kolejnym prelegentem był **Radosław Stanek** – Z-ca Kierownika Zespołu Zdalnej Diagnostyki i Serwisu Diagnostycznego Pro Novum, który przedstawił temat: ***Praca bloków 100-360 MW w intensywnej regulacji.***

Na wstępie swojego wystąpienia prelegent przedstawił obecną strukturę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). KSE dysponuje mocą ok. 38 200 MW, w tym ok. 25 000 MW pochodzi z jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). Podstawę KSE stanowią 3 rodzaje bloków, mających status JWCD:

- zmodernizowane bloki 200 MW,
- zmodernizowane bloki 360 MW,
- bloki nowe, w tym znacząca liczba bloków o dużej mocy na nadkrytyczne parametry.

Dobry stan techniczny wspomnianych bloków jest i powinien być w przyszłości ważną częścią naszego bezpieczeństwa energetycznego co najmniej w horyzoncie do 2030 roku.

Powołując się na dane i prognozy Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) prelegent stwierdził, że rosnący udział odnawialnych źródeł energii, zwłaszcza niestabilnych elektrowni wiatrowych, tworzy w systemie elektroenergetycznym sytuację, w której elektrownie konwencjonalne występują w roli stabilizatorów KSE. O przydatności bloku zaczyna decydować zdolność do pracy:

- w szerokim zakresie mocy i szybkości zmian obciążenia,
- przy krótkich rozruchach.
- przy obniżonym minimum technicznym, nawet do 40% mocy nominalnej bez istotnych modernizacji urządzeń.

Czego może oczekiwać wytwórca energii? Według prelegenta:

- wzrostu kosztów, ze względu na zwiększoną liczbę uruchomień z podwyższoną prędkością uruchamiania,
- rozszerzenia pasma regulacji, w tym obniżenie minimum technicznego bloku,
- wzrostu liczby i czasu trwania postojów,
- generacji przy niższej sprawności,
- wzrostu kosztów uruchomień,
- pogorszenie jakości popiołów,
- utrzymania rezerwy wirującej na wyższych poziomach,
- zwiększonej utraty trwałości,
- potrzeby dalszych modernizacji.

Od parunastu lat wdrażany jest w elektrowniach przez Pro Novum system diagnostyczny LM System PRO+[®]. Platforma ta, zbudowana z pakietów funkcjonalnych i modułów, przygotowana jest w taki sposób, by wspierać zarządzanie wiedzą o stanie technicznych urządzeń przed i w czasie ich modernizacji, a zwłaszcza w okresie wydłużonej, ponad czas projektowy, eksploatacji. System w aktualnej wersji pozwala monitorować większość negatywnych zjawisk regulacji pod względem jej wpływu na trwałość elementów i węzłów konstrukcyjnych bloków. Pozwala m.in. na automatyczną, bieżącą analizę:

- warunków pracy w zakresie parametrów:
 - ciepłno-mechanicznych,
 - chemicznych,
- warunków uruchamiania i odstawiania bloków,
- powiązania wpływu czynników ciepłno-mechanicznych oraz chemicznych,
- statystyk awaryjności.

Prelegent przedstawił jak pracowały kiedyś, a jak obecnie pracują bloki klasy 200 MW, 360 MW, >360 MW. Widać tendencję do zwiększonej liczby uruchomień oraz pracy w ciągłej regulacji.

Prelegent reprezentując firmę diagnostyczną starał się przede wszystkim zwrócić uwagę na skutki pracy w intensywnej regulacji dla urządzeń energetycznych. Z doświadczeń Pro Novum wiadomo, że może ona wpływać na trwałość elementów/ węzłów konstrukcyjnych, szczególnie w warunkach szybkich, a niekoniecznie procentowo znaczących zmian w odniesieniu do nominalnego obciążenia (ARCM). Oczywiście praca w głębokiej regulacji ma swoje ograniczenia nawet jeżeli jest czas, aby się do znaczącej zmiany obciążenia przygotować technicznie. Węzły konstrukcyjne, które są najbardziej narażone na szybszy ubytek trwałości to m.in.:

- ekrany parowników,
- przegrzewacze pary,
- pogrzewacz wody,

- ostatnie stopnie NP,
- wymienniki ciepła,
- urządzenia pomocnicze.

Jeżeli praca regulacyjna będzie w przyszłości bardziej intensywna, to negatywny jej wpływ na trwałość będzie także się pogłębiał.

Podsumowując prelegent stwierdził, że w wyniku szybkiego rozwoju odnawialnych źródeł energii krajowy system elektroenergetyczny będzie wymagał w ciągu najbliższych kilku lat znacznie większej elastyczności dla zbilansowania chwilowych potrzeb oraz utrzymania jego stabilności. Metodyka diagnozowania bloków pracujących w regulacji powinny uwzględniać szkodliwy dla trwałości (dyspozycyjności i kosztów remontowych) nowy tryb pracy bloków. Badania powinny pozwalać na identyfikację degradacji i uszkodzeń wywołanych niestacjonarną pracą urządzeń. Metodyka diagnozowania stanu technicznego powinny uwzględniać m.in. wyniki analizy warunków pracy. Wyższy status musi uzyskać analiza awaryjności. Trudno wyobrazić sobie diagnostykę uwzględniającą ww. wymagania bez systemowego podejścia i informatycznego wsparcia.

Jerzy Trzeszczyński – Prezes Zarządu Pro Novum przedstawił temat ***Modernizacja bloków 200 MW w latach 2011-2016 oraz ich kontynuacja w ramach Programu 200+***

Na wstępie swojego wystąpienia prelegent odniósł się do wystąpień przedmówców zwracając uwagę, że nie wszystkie bloki 200 MW zostały dotąd zmodernizowane w celu spełnienia dyrektywy IED. Dotychczasowe modernizacje sprawiły m.in., że bloki 200 MW różnią się pomiędzy sobą bardziej niż dotąd, nie tylko w skali KSE, ale także grupy energetycznej a nawet elektrowni. Budować czy modernizować blok to w obecnej sytuacji naszej energetyki pytanie retoryczne z wielu względów. Uwzględniając obecne prawo Unii Europejskiej w zakresie polityki klimatycznej oraz dającą się przewidzieć jego ewolucję w kierunku dekarbonizacji nie ma warunków dla budowy nowych bloków wg komercyjnych kryteriów. Nie pozwala także na to aktualna kondycja ekonomiczna polskich grup energetycznych oraz ceny energii elektrycznej, w tym także u naszych sąsiadów. Nadal nie mamy polityki energetycznej, jej przyjęcie powinno poprzedzać ewentualną budowę nowych źródeł dostosowanych do wieloletniej wizji naszego systemu elektroenergetycznego. W tej sytuacji kolejna modernizacja bloków 200 MW nie ma alternatywy. Główne cele modernizacji to wydłużenie czasu pracy do 2030-2035 roku przy jednoczesnej poprawie ich elastyczności. Polskiemu systemowi elektroenergetycznemu potrzeba zarówno odpowiedniego wolumenu produkcyjnego, jak również niezawodnej stabilizacji, to jest możliwości dostosowywania do chwilowych zmian zapotrzebowania, często w bardzo szerokim zakresie. Gdyby liczba niestabilnych źródeł OZE miała nadal rosnąć, to ekonomicznie akceptowalne zdolności regulacyjne będzie można osiągnąć powiększając zdolności transgranicznych połączeń.

Bloki 200 MW, którymi Pro Novum zajmuje się od wielu lat – praktycznie „od zawsze” – mogą jeszcze raz okazać się przydatne dla KSE. Takie szanse stwarza rządowy program „Bloki 200+” Może on dać niezbędny czas na opracowanie długoterminowej strategii dla polskiej energetyki, może – a nawet powinien być jej istotną częścią. Powinien zainicjować także bardziej profesjonalną niż dotąd debatę o polskiej energetyce. Dotąd dominuje szum informacyjny. Ci którym energetyka polska jest bliska oraz którzy kojarzeni są z wysokimi kompetencjami i doświadczeniem nie doceniają roli mediów. To błąd. Należy mieć nadzieję, że „Program bloki 200+” zdoła uniknąć tego – całkiem realnego – zagrożenia.

Bloki 200 MW stanowią znaczący potencjał polskiej energetyki, to ok. 11 000 MW. Nie wszyscy zdają sobie sprawę z tego, że określenie „stary” blok dla większości z nich jest nieprawdziwe. Bardziej adekwatnym określeniem jest „długoeksploatowany”. Dotychczasowe modernizacje sprawiły, że znaczna część głównych urządzeń/węzłów konstrukcyjnych jest nowa, zmodernizowana i/lub zrewitalizowana. Dotychczasowe badania, w tym zwłaszcza Pro Novum wykazały, że elementy krytyczne kotłów, rurociągów, turbin i generatorów mogą przepracować bez wymiany ok. 350 000 godzin, o ile utrzymanie ich stanu technicznego będzie spełniać określone kryteria oraz odpowiednio wysoki poziom techniczny. Temu problemowi Pro Novum poświęciło parę ostatnich lat na badania, opracowując wraz ze specjalistami wszystkich grup energetycznych w Polsce „Wytyczne przedłużania eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW”, zaktualizowane w 2016 roku o problematykę pracy regulacyjnej, chemii energetycznej oraz analizy ryzyka w odniesieniu także do bloków 100 MW i 360 MW.

Nowy, regulacyjny tryb pracy bloków, to spore wyzwanie dla ich stanu technicznego. Duża, ponad 200 na rok, liczba uruchomień/odstawień, znacznie szybsze podjazdy i zrzuty mocy, obniżone do ok. 40% mocy nominalnej minimum techniczne, wymagają nowego podejścia do diagnostyki i szerzej – do utrzymania stanu technicznego. Powinna wzrosnąć rola analizy awaryjności i zdalnej diagnostyki wykonywanej synchronicznie z analizą historii i warunków eksploatacji. Niezawodność bloków (dyspozycyjność) może okazać się ważniejsza niż wymagania prawne i ich sprawność, zwłaszcza dla bloków eksploatowanych szczytowo i podszczytowo, tj. przez 500 –1500 godzin w ciągu roku.

Aktualnie Pro Novum rozpoczyna wieloletnią współpracę z elektrowniami 200 MW mającą na celu – przy wykorzystaniu wspólnie opracowanych standardów – wymianę informacji, wiedzy i doświadczeń. Firma liczy na to, że ww. działania będą wspierać dalszą eksploatację bloków 200 MW, niezależnie od tego, jak potoczą się dalsze losy „Programu bloki 200+”

Reasumując **Jerzy Trzeszczyński** przedstawił najważniejsze warunki sukcesu, związane z dalszą eksploatacją bloków 200 MW:

- Należy oczekiwać od operatora systemu przesyłowego, żeby ustalił sensowne wymagania dotyczące elastyczności, które będzie można spełnić przy niedużych nakładach na modernizację,
- Politycy powinni znaleźć sposób aby wymagania prawne, zwłaszcza w zakresie ograniczenia emisji, możliwe były do spełnienia przy akceptowalnych kosztach modernizacji,
- Należy opracować rekomendowane technologie modernizacji i utrzymania technicznego, nadając wysoki status diagnostyce w celu zapewnienia wysokiej dyspozycyjności przy możliwie niskich nakładach na modernizacje oraz utrzymanie stanu technicznego.

W dyskusji zabrał głos przedstawiciel Energopomiaru Elektryka, który powiedział:

Mówiąc o całej produkcji mocy w systemie, również z OZE, należy spojrzeć globalnie na układy regulacji. Przedmówcy stwierdzili, że przez przewidywany wzrost mocy z wiatraków zostają odstawiane elektrowniane bloki węglowe i pozostają tylko te bloki, które muszą pracować w systemie. W systemie dystrybucyjnym musi być zapas przepustowości, by tę moc można było transferować.

Prezes **Jerzy Trzecznyński** odpowiedział, że w Polsce istnieje na razie głównie energetyka węglowa, więc rzucił hasło, żeby stworzyć w Europie kompetencje węglowe. Stworzyła to francuska grupa EDF. W kraju nie zauważono, że energetyka światowa się transformuje, a teraz jesteśmy tego świadkami. Wymagania środowiskowe to nie jest moda, to jest imperatyw. Ludzie chcą oddychać świeżym powietrzem i tego się nie zmieni. Nie można tego traktować na zasadzie, że podpisze się jakieś zobowiązania, a potem jakoś tam będzie. Już teraz wiadomo, że nie będzie. Polityka dekarbonizacji jest naprawdę poważnie traktowana. To co przedmówca mówił o generacji rozproszonej jest już od dawna robione na zachodzie, nie można tego robić bez głowy. Przykładowo w Wielkiej Brytanii robiono sieci testowe z mikroźródłami i to już było 15 lat temu. Oni to sprawdzają, my tego nie robimy. Sytuacja naszego sektora jest trudna, wybrnąć z tego sensownie nie będzie łatwo. Brakuje niezbędnej integracji, więc dobrze, że jest zorganizowane to spotkanie. Dużo jest pomysłów ludzi, którzy mają coś do powiedzenia i chcą coś zrobić, i trzeba im stworzyć okazję żeby to dobrze wykorzystać. Chodzi o mądre działania, które się sprawdzają. Nadchodzą takie czasy, że w kraju bardzo łatwo można się podzielić, ale trudna sytuacja energetyki może być inspiracją do ponownego połączenia się społeczeństwa.

Dyrektor **Andrzej Rajner** z Tauron Polska Energia zapytał:

Tutaj wielokrotnie padało stwierdzenie „**my**”. Zadam pytanie może retoryczne, kim są ci **my**? Nie wiem, czy to **my** inżynierowie, albo **my** klienci, albo **my** politycy, nie wiem czy na sali są politycy, może **my** akcjonariusze przedsiębiorstw energetycznych? Przepraszam, ale do kogo jest to kierowane? Każdy ma inną perspektywę postrzegania problemu. Z punktu widzenia przedsiębiorstwa energetycznego nie ma alternatywy, czy budować, czy rewitalizować, ale jest pytanie, czy przedsiębiorstwo jest w stanie zapewnić *cash flow*. Jeżeli dzisiaj są z tym problemy, kto kogo jest w stanie namówić, żeby zainwestował jeszcze więcej pieniędzy. Jeżeli powiemy, że trzeba spowodować wymuszenia na operatorze, który teraz będzie płacił potężne pieniądze za operacje wymuszone, wszyscy zapytają, ile będzie kosztować energia elektryczna. Jeszcze raz pytam, kto to jest **my**? Do kogo jest to adresowane?

Kolejnym prelegentem był Wiceprezes Zakładu Automatyki Przemysłowej INTEC z Wrocławia, współpracujący z firmą SIMENS – **Piotr Czeczenikow**. Przedstawił on kilka spraw w prezentacji ***Procesy optymalizacji procesów energetycznych i rozwiązania problemów elektrowni wiatrowych w kontekście pracy elektrowni węglowych***.

Stwierdził on, że przedstawione prognozy PSE na lata 2020 określają stan, który w Niemczech już jest faktem, że rok 2009 w Niemczech to był odpowiednik stanu planowanego na rok 2020 u nas. Około 40% mocy stanowi bazę, reszta pochodzi ze źródeł niestabilnych – w tym z OZE. Natomiast prognoza na rok 2020 w Niemczech zakłada praktyczną likwidację bazowych źródeł energii. Zanim w istocie doszłoby do likwidacji konwencjonalnych, bazowych jednostek wytwórczych, klasyczne bloki energetyczne będą musiały sprostać licznym nowym wymaganiom. Musi nastąpić m.in.:

1. Powiększenie dynamiki i zakresu regulacyjności pierwotnej i wtórnej
2. Skrócenie czasu rozruchu
3. Zmniejszenie minimum technicznego
4. Obniżenie emisyjności

5. Maksymalizacja sprawności spalania

Prelegent przedstawił pokrótce zupełnie nowe idee techniczne, związane z powyższymi zagadnieniami, opracowane i wdrożone przez firmę SIEMENS, zastosowane z powodzeniem w wielu elektrowniach w Niemczech.

Ciekawa jest zupełnie nowa idea podwyższenia dynamiki i zakresu regulacji mocy pierwotnej i wtórnej bloku energetycznego z użyciem regulacji przepływów pary do wymienników regeneracyjnych oraz kondensatu. Wdrożenie tego rozwiązania nie wymaga istotnych inwestycji w obrębie obiektu. Jak widać na slajdzie – wystarczy zainstalować kilka sterowanych zdalnie zaworów pomiędzy upustami turbiny a wymiennikami regeneracyjnymi oraz na głównej linii kondensatu. Okazuje się, że regulacja turbiny od strony wylotów pary jest nie tylko korzystna dynamicznie, lecz również skutkiem jej stosowania są niższe straty sprawności, niż przy klasycznej metodzie regulacji za pomocą zaworów turbiny. Kluczowy jest oczywiście odpowiedni algorytm sterowania, zaimplementowany w nowym systemie firmy SIEMENS – P3000. Oczywiście, aby system działał prawidłowo, niezbędny jest również efektywny układ regulacji obciążenia kotła. Nie jest możliwe osiągnięcie prawidłowej regulacyjności w klasycznym układzie z zamkniętą pętlą regulacji. Konieczne jest zastosowanie sterowania z użyciem modelu, gdzie regulacja odbywa się w pętli otwartej – z użyciem odpowiedzi modelu, natomiast w układzie zamkniętym odbywa się tylko zregulowywanie odchylek. P3000 posiada blok regulacyjny kotła oparty na modelu.

Drugim zagadnieniem, który prelegent omówił, jest skrócenie czasu rozruchu bloku. Zaprezentował konkretny efekt skrócenia tego czasu na bloku 600 MW w Niemczech, poprzez zastosowanie układów automatycznego rozruchu, gdzie poszczególne sekwencje są sterowane przez ZZE bez udziału operatora. Wszyscy sobie zdają sprawę, że kluczową rzeczą jest w tym przypadku kontrola naprężeń termicznych. Zagadnienie kontroli naprężeń można rozwiązać za pomocą odpowiedniego opomiarowania, to jest umieszczenie czujników temperatury w elementach grubościennych, głównie w ścianach walczków i korpusach turbin. Jest to rozwiązanie kosztowne, trudne w serwisie, a co gorsze – uzyskiwane wyniki są obarczone dużym błędem. Można jednak, z dużo lepszym efektem, eksploatować modele naprężeń termicznych elementów grubościennych. Wtedy można skutecznie kontrolować naprężenia wyłącznie za pomocą prostego pomiaru temperatury czynnika, który przepływa przez dany element. Za pomocą operacji matematycznych można dojść do optymalnych naprężeń w stanie rozruchu, zarówno dla kotła jak i turbiny. Optymalizacja naprężeń nie oznacza bynajmniej ich minimalizacji. W istocie chodzi o utrzymywanie ich w dopuszczalnej trajektorii, blisko maksimum. To pozwala maksymalnie skrócić czas rozruchu bez skracania żywotności urządzeń. System P3000 jest wyposażony w blok obliczeń naprężeń termicznych, oparty na opisanym modelowaniu.

Takie zagadnienia, jak obniżenie minimum technicznego, redukcja emisyjności oraz podwyższenie sprawności spalania są ze sobą ściśle powiązane. Problem w istocie sprowadza się do kontroli tego, co dzieje się w komorze paleniskowej kotła. SIEMENS opracował bardzo ciekawe rozwiązanie w postaci laserowej tomografii komory paleniskowej. W ekranach kotła umieszcza się system laserowych zespołów nadawczo-odbiorczych, rozmieszczonych w określonej siatce. Za pomocą skanowania w układzie siatki otrzymuje się dokładny przekrój komory paleniskowej, w którym można zobrazować rozkład poprzeczny temperatury wody, tlenu i tlenku węgla. W klasycznych układach pomiarowych kotła interesujący był tylko skład spalin, natomiast laserowa tomografia zawiera znacznie więcej informacji. Dzięki temu można regulować odpowiednio nie tylko powietrze pierwotne i wtórne, lecz także rozpyły powietrza na pojedyncze palniki. Uzyskana dzięki takiemu

podejściu stabilność spalania pozwala obniżyć minimum techniczne kotła nawet do 30%. Oczwistym efektem takiej optymalizacji spalania jest również podwyższenie sprawności i obniżenie emisyjności, w szczególności NOx.

Opisane tutaj nowe rozwiązania techniczne są oparte na zastosowaniu inteligentnego oprogramowania, dedykowanego specjalnie do opisanych celów. Oprogramowanie to jest zebrane w określonych blokach funkcjonalnych systemu P3000. Aby zastosować nowe rozwiązania, inwestycje w urządzenia obiektowe są zerowe lub minimalne. Rzecz jasna osiągnane efekty nie mogą być porównywalne z zastosowaniem nowoczesnych urządzeń podstawowych. Te jednak wymagają ogromnych nakładów finansowych w warunkach niejasnych perspektyw biznesowych. Wracając więc do porównania bilansu w energetyce niemieckiej w roku 2009 z perspektywą PSE na rok 2020, można przewidzieć rozwój sytuacji przez najbliższą dekadę. Będzie on wymagał postawienia znacznie wyższych wymagań w stosunku do istniejących konwencjonalnych jednostek wytwórczych. Przedstawione tutaj rozwiązania wychodzą naprzeciw tym wymaganiom.

Prof. Jan Popczyk z Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej w Gliwicach zaprezentował temat ***Doktryna bezpieczeństwa energetycznego kraju, horyzont 2050.***

Prelegent na wstępie zwrócił się do dyrektora Andrzeja Rajnera. Wyjaśnił, że „my” to ci, którzy mają jeszcze poczucie odpowiedzialności za sytuację w energetyce, którzy rozmyślają nad tym, co zrobić z elektroenergetyką przeżywającą najcięższy kryzys w historii powojennej. „My” to ci, którzy mają wrażliwość i szukają rozwiązań. To nie jest tak, że za pomocą *cash flow* (dyr. Rajner) rozwiąże się dzisiejsze problemy energetyki, tej która jest potrzebna gospodarce i społeczeństwu. Za pomocą *cash flow* można jedynie zbudować nowe grupy polityczno-korporacyjnych interesów. Fundamentalnie natomiast rzecz biorąc: potrzebna jest nowa umowa społeczna w obszarze całej energetyki. Trzeba umożliwić wymianę doświadczeń między tymi którzy mają 89 lat, kumulują w sobie całe inżynierskie doświadczenie elektroenergetyki i są w pełni sprawni (jak obecny na sali Ludwik Pinko), a z drugiej strony tymi, którzy mają 21 lat, jak obecny wśród nas Przemysław Kajda – student na kierunku ***Energetyka***, specjalność ***Energetyka prosumencka (!!!)*** na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej. „My” to śląskie firmy, które wiedzą co zrobić z blokami 200 MW. To budzące się środowiska klastrów energii. To pracownicy naukowci Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej, którzy powinni napisać nowe podręczniki potrzebne do studiowania podstaw teoretycznych mono rynku energii elektrycznej OZE. To SEP, który nadaje się, jak mało które stowarzyszenie inżynierskie, do budowania środowiska eksperckiego w energetyce rozproszonej. To właśnie jesteśmy „my”. To my na Śląsku musimy się porozumieć, stworzyć platformę do dyskusji jak wyjść z najcięższego w historii kryzysu górnictwa i elektroenergetyki.

Jak powiedział prelegent, to na Śląsku należy pilnie stworzyć platformę do dyskusji na temat transformacji energetyki, która to transformacja jest jedynym wyjściem z kryzysu. Trzeba pokazać, co energetyka ma dzisiaj najcenniejszego i wykorzystać to w procesie jej przebudowy. A są to na pewno bloki 200 MW i sieci rozdzielcze SN i nN. Zrewitalizowane bloki 200 MW dałyby Polsce bez ryzyka *stranded costs* bezpieczeństwo w okresie przejściowym, w okresie pomostowym, do roku 2040 na pewno, a nawet dalej; na tym polega ich wartość. Z kolei sieci rozdzielcze SN i nN, to infrastruktura, na którą musi zostać przeniesiony nowy rynek energii elektrycznej, zdecentralizowany (w klastrach energii skupiających lokalne podmioty), szybki w działaniu. Rynek konkurencyjny rzeczywiście, a nie tylko propagandowo. Rynek potrzebny odbiorcom, a nie grupom interesów.

Na tym obszarze potrzebna jest umowa społeczna, jedna z najważniejszych we współczesnej rzeczywistości. W tym kontekście powinniśmy na Śląsku wypracować wspólne stanowisko, i stopniowo przenosić je na poziom centralny, zwłaszcza na poziom Zarządu Głównego SEP i Ministerstwa Energii. Wypracowanie stanowiska na Śląsku jest ważne, bo właśnie tu istnieją kompetencje. Na przykład o blokach 200 MW nikt bardziej fachowo nie może mówić jak Energopomiar, Pro Novum, Energoprojekt Katowice, Rafako (kotły), ZRE (Zakłady Remontowe Energetyki), EthosEnergy Lubliniec (generatory). Oczywiście, także właściciele tych bloków, przede wszystkim Tauron. Również firmy posiadające unikatowe *know how*, wytworzone na potrzeby rewitalizacji bloków węglowych w procesie transformacyjnym, podobnym do niemieckiego Energiewende. Czyli *know how* zaprezentowane w czasie seminarium przez wrocławski INTEC (Zakład Automatyki Przemysłowej) w imieniu firmy SIEMENS, Rafako, a także EthosEnergy Wrocław (turbiny). To jest to o czym dr J. Trzeszczyński mówił. Nie udało się do tej pory w Polsce stworzyć centrum kompetencyjnego energetyki węglowej, a przecież były wszelkie podstawy do tego. Dlaczego tak się stało – każdy musi sobie odpowiedzieć sam. Ale też nie wolno dłużej na Śląsku przyglądać się beczynnemu niemocy ogarniającej coraz bardziej elektroenergetykę.

Prelegent stwierdził dalej, że w szczególności jest potrzebna wymiana doświadczeń i następnie ścisła współpraca pomiędzy tymi, którzy mają wiedzę na temat bloków 200 MW, wiedzą jak je zrewitalizować, a tymi, którzy znają sieci SN i nN oraz rynek energii elektrycznej w obecnej postaci i wiedzą jak zarówno ww. sieci jak i rynek trzeba zmienić w kolejnych latach. Jeżeli w krótkim czasie te dwie grupy się wzajemnie nie zrozumieją, to poniesione zostaną wielkie straty. Dzisiaj kluczową sprawą jest podążanie za globalną trajektorią transformacyjną, a tam gdzie się da (w niszach) nawet wyprzedzanie. Bo przełom, który następuje jest już nieodwracalny.

Członkowie Zespołu współpracującego z profesorem (dr hab. inż. Krzysztof Dębowski, dr inż. Marcin Fice, dr inż. Krzysztof Bodzek, dr inż. Jarosław Michalak, dr inż. Robert Wójcicki) w przerwie powiedzieli, że z wcześniejszych prezentacji dowiedzieli więcej, niż dotychczas z przeczytanych książek. I dowiedzieli się jeszcze jednego, że sytuacja w energetyce jest trudniejsza niż sobie to wyobrażali. Według profesora byłoby ogromną stratą, gdyby debata seminaryjna nie przyczyniła się do zbudowania pomostu między doświadczonymi energetykami, posiadającymi świadomość kryzysu i pracownikami naukowymi, posiadającymi świadomość potencjału nowych technologii i nowej metody energetyki.

Profesor podkreślił, że ktoś (pracownik naukowy), kto nie ma własnych doświadczeń praktycznych buduje sobie współcześnie obraz na podstawie przekazów medialnych. A w mediach toczy się wokół energetyki wojna propagandowa. Dotychczasowe grupy interesów, czerpiące korzyści z petryfikacji energetyki, łatwo nie ustąpią. Tak jest na świecie. Wszędzie tam, gdzie początki elektroenergetyki sięgają końca XIX wieku i gdzie ukształtowały się skrajnie scentralizowane systemy elektroenergetyczne. I gdzie decentralizacja technologiczna (przedmiotowa) infrastruktury technicznej rynku oraz decentralizacja (podmiotowa) struktury rynkowej, czyli mechanizmów rynkowych, z natury rzeczy napotyka na bardzo silny opór przedsiębiorstw „zasiedziały” na rynku.

Na politykę energetyczną, która może być już tylko zła lub gorsza – jak to powiedział wcześniej dr J. Trzeszczyński – już nie ma miejsca, jest za późno. Dlatego, bo nie da się stworzyć indywidualnej, polskiej polityki energetycznej w UE, w sytuacji kiedy Pakiet Zimowy wchodzi w trybie rozporządzenia (inną sprawą są liczne dyrektywy, które będą się odnosić do szczegółowych segmentów Pakietu Zimowego, np. do rynku energii elektrycznej). I kiedy

wiadomo już, że polska inicjatywa, aby Pakiet Zimowy Unia przyjęła w trybie głosowania jednogłośnie została definitywnie odrzucona.

Natomiast o doktrynie energetycznej na użytek wewnętrzny Polski można i trzeba ciągle mówić. Pierwsza inicjatywa, z 2004 r., była związana z Wydziałem Elektrycznym Politechniki Śląskiej. Świadczą o tym 2 nazwiska: nieżyjącego już prof. Romana Janiczka i prof. Jana Popczyka. Pierwsza propozycja doktryny energetycznej (elektroenergetycznej) uwzględniała realia charakterystyczne dla drugiego pakietu liberalizacyjnego i była stosunkowo konserwatywna. Mimo to napotkała na opór (pozostała odosobnioną propozycją). Teraz o doktrynie mówi się już często. Dnia 24 marca 2017 r. doktryna energetyczna będzie przedmiotem debaty organizowanej przez Krajową Izbę Gospodarczą – Komitet ds. Energii i Polityki Klimatycznej.

Obecnie, po ponad 10 latach od pierwszych inicjatyw, w środowisku globalnej transformacji energetyki, doktryna musi wyglądać zupełnie inaczej. Mianowicie, punktem wyjścia do zawarcia umowy społecznej w sprawie doktryny energetycznej dla Polski musi być uznanie głębokiego kryzysu polskiego górnictwa i elektroenergetyki (w przypadku elektroenergetyki kryzysu częściowo jeszcze „ukrytego”).

Profesor przedstawił tu krótko trzy składowe tej doktryny. Są to:

1. System WEK-NI-EP: bardzo dynamiczny, interaktywny system trójbiegunowego bezpieczeństwa energetycznego w horyzoncie 2050

Wielkoskalowa energetyka korporacyjna (**WEK**), to jest energetyka wykorzystująca paliwa kopalne, to jest energetyka wielkoskalowych technologii, i to jest energetyka z dominującym modelem biznesu polityczno-korporacyjnego.

Niezależni inwestorzy (**NI**) to ci, którym w ostatnim czasie (półtora roku) został zadany dotkliwy cios, ale ciągle jeszcze jest szansa odrodzenia się tego segmentu. A jest to bardzo potrzebne, bo potrzebni są inwestorzy, którzy są zdolni skonsolidować na rynku kapitałowym 100 mln PLN na inwestycje w energetykę rozproszoną, sami mają 20 mln PLN. Czy obecnie jest możliwość sfinansowania nowego bloku węglowego 1000 MW za 7 mld PLN? Z czego? Ze środków własnych firm energetycznych – nie, firmy nie mają takich środków. Sfinansowania przez banki – nie, bo banki nie udzielają już kredytów na takie inwestycje. Inwestycje za 100 mln PLN, za 20 mln PLN jeszcze da się zrealizować. W Polsce istnieje już dostateczna akumulacja kapitału prywatnego, która umożliwia (przy wykorzystaniu dostępnych w tym wypadku kredytów bankowych) realizację małych projektów energetycznych i projektów średniej wielkości.

Energetyka prosumencka (**EP**), to trzeci biegun budowania bezpieczeństwa elektroenergetycznego (i ogólnie energetycznego). Chodzi w tym wypadku jednak nie tylko o gospodarstwa domowe. Energetyka prosumencka to potencjalnie przedsiębiorstwa MSP, to samorządy (prosumenci instytucjonalni), a także wielki przemysł, łącznie z kombinatem KGHM, który jest największym odbiorcą energii elektrycznej w kraju, ale zarazem jest prosumentem – tylko w ciągu trzech ostatnich lat w KGHM zostały przekazane do eksploatacji dwa bloki gazowe *comi* o mocy 45 MW każdy.

2. Transformacja rynku WEK (zwłaszcza rynku wytwórczego, na infrastrukturze sieciowej NN/110 kV) w rynki regulacyjno-bilansujące NI/EP+ (na infrastrukturze sieciowej SN/nN); ponadto eliminacja wsparcia w energetyce w horyzoncie 2025

W tym obszarze dochodzi się do zasadniczej sprawy merytorycznej. To co w pierwszej części seminaryjnej debaty przewijało się jako temat wiodący, to zasoby regulacyjno-bilansujące na rynku wytwarzania energii elektrycznej. Muszą one oczywiście

być adekwatne do profili obciążenia. W ciągu wielu dziesięcioleci profile te nie ulegały praktycznie żadnym zmianom jakościowym. Była dolina nocna, był szczyt przedpołudniowy (lokalny), był szczyt wieczorny. W ostatnich kilku latach profile te zmieniają się diametralnie. W sezonie letnim szczyt wieczorny często jest już szczytem lokalnym, a absolutnym szczytem dobowym jest szczyt południowy (klimatyzacja). W sezonie zimowym szczyt wieczorny istotnie się obniża (oświetlenie). Jednak zasadniczą sprawą z punktu widzenia zasobów regulacyjno-bilansujących staje się produkcja wymuszona w źródłach słonecznych PV i w elektrowniach wiatrowych. Z pierwszych mamy w Polsce zainstalowane zaledwie 200 MW, w Niemczech ponad 200 razy więcej. W tych drugich mamy 5,5 GW, w Niemczech prawie 10-krotnie więcej.

Te fakty powodują, że konfrontowanie modelu niemieckiego w zakresie rozbudowy zdolności bilansująco-regulacyjnych z polskimi potrzebami, które są związane z właściwym zaprojektowaniem transformacji energetyki w sensie alokacji zasobów regulacyjno-bilansujących, musi być niezwykle ostrożne. Wręcz trzeba podkreślić, że z bloków węglowych w Polsce nie wolno tworzyć backup-u dla źródeł PV i wiatrowych w takim zakresie, jak to się dzieje w energetyce niemieckiej. W Polsce trzeba natomiast wykorzystać świeże doświadczenia niemieckie, dotyczące budowania zasobów regulacyjno-bilansujących na poziomie prosumentów, w szczególności w postaci zasobów magazynowych transportu elektrycznego.

Profesor wraz z Zespołem (obecny na sali) uważa, że istnieje duża szansa na to, aby bloki 200 MW pracowały w podstawie. Prezes A. Smolik pokazywał grafiki produkcji w blokach 200 MW, i były to stosunkowo gładkie profile. Profile te powinny być coraz gładzsze – tak trzeba stawiać cele w programie rewitalizacji bloków 200 MW. Po to, aby nie mnożyć nadmiernie zadań badawczych tam, gdzie nie mają one uzasadnienia. Mówił o tym dr J. Trzeszczyński. Nie można tworzyć opinii, że cele w zakresie środowiska, regulacji, sprawności, resursów łatwo się da sensownie pogodzić. Z drugiej strony nie wolno hamować rozwoju zasobów regulacyjno-bilansujących po stronie rynków lokalnych, budowanych na infrastrukturze sieci SN i nN, jeśli ten proces jest nieuchronny.

Inaczej – trzeba wypracować racjonalny kompromis między liczbą bloków 200 MW, przeznaczonych do kosztownej rewitalizacji, ukierunkowanej na budowę zasobów regulacyjno-bilansujących oraz tych, które zostaną zrewitalizowane przy niskich kosztach, do pracy podstawowej. Liczba pierwszych, niewielka, musi być starannie wybrana. W szczególności w kontekście węzłów ich przyłączenia do KSE, z uwzględnieniem rozptyłów sieciowych. W wypadku tych bloków wzrosty sprawności i resursów mają mniejsze znaczenie.

Bloki przeznaczone do rewitalizacji do pracy podstawowej powinny stanowić zdecydowaną większość. W przypadku tych bloków środowisko i sprawność mają oczywiście zasadnicze znaczenie. W szczególności sprawność będzie mieć wpływ na ich konkurencyjność na hurtowym rynku energii elektrycznej, i będzie w pewnym stopniu decydować o możliwości zwiększenia wykorzystania polskiego węgla, co będzie ułatwiać „wygaszanie” górnictwa w Polsce. Resursy tych bloków trzeba wydłużać o 100-150 tys. godzin (można to robić etapowo, i trzeba tak robić), czyli w stopniu pozwalającym na ochronę bezpieczeństwa energetycznego kraju (za ich/bloków pomocą) w horyzoncie 2040 roku.

Najmniejszy koszt, najszybsza realizacja, najpewniejsze efekty, to właśnie to co było przedmiotem prezentacji przed przerwą, poświęconych rewitalizacji bloków 200 MW. Było to pokazane między innymi na jednej z najbardziej znanych w technice krzywej niezawodności (czy awaryjności). Jak się wprowadza nowe technologie (bloki węglowe 1000 MW w szczególności), to trzeba się liczyć z tym, że przez długie lata będą nieprzyjemne

„niespodzianki”. Dlatego w sytuacji, kiedy transformacja energetyki w kierunku mono rynku energii elektrycznej OZE jest nieuchronna, trzeba rewitalizację bloków 200 MW, w dominującej części do pracy podstawowej, uznać za jeden z najważniejszych pomostowych (w okresie przejściowym) stabilizatorów bezpieczeństwa energetycznego Polski.

3. Rada Bezpieczeństwa Energetycznego monitorująca trzy wskaźniki (wskaźnik bezpieczeństwa operacyjnego, wskaźnik ryzyka *stranded costs*, wskaźnik ryzyka niewykorzystania szans rozwojowych)

Pojęcie bezpieczeństwa energetycznego jest obecnie nadużywane w celach politycznych. Wszyscy obecni na sali rozumieją jednak rzeczywistą wagę tego pojęcia. I to, że nie można bezpieczeństwa energetycznego pozostawić całkowicie poza wpływem państwa. Dlatego profesor proponuje powołanie Rady Bezpieczeństwa Energetycznego (RBE), działającej podobnie jak Rada Polityki Pieniężnej, która pilnuje rynku finansowego. RBE realizować powinna, zgodnie z przedstawioną propozycją, trzy wskaźniki w horyzontach czasowych właściwych dla każdego z nich.

W kontekście trzeciego wskaźnika, mianowicie ryzyka niewykorzystania szans rozwojowych, trzeba na RBE patrzeć przez pryzmat koniecznego otwarcia Polski na nową energetykę, która na całym świecie staje się już nośnikiem innowacji. To jest możliwe z uwagi na wartość rynków paliw i energii elektrycznej oraz z uwagi na nakłady inwestycyjne na tych rynkach. Wartość rynków paliw kopalnych i energii elektrycznej można obecnie szacować na około 4 bln \$, mimo dramatycznego w ostatnich latach spadku cen wszystkich paliw kopalnych. W porównaniu do światowego PKB (około 90 bln \$) jest to około 5%. To pokazuje, że inwestycje w energetyce mogą być głównym obszarem postępu technologicznego, czyli walki państw/regionów o przewagi konkurencyjne.

To właśnie innowacyjność będzie chronić świat przed wzrostem cen energii elektrycznej i generalnie kosztów wszystkich usług energetycznych. Zgodnie z wstępnymi szacunkami, przedstawionymi przez profesora, korzyść z transformacji polskiej energetyki **do mono rynku energii elektrycznej OZE** jest bezsprzeczna. Mianowicie, jednoskładnikowa krańcowa cena transformacyjna energii elektrycznej w horyzoncie 2050, w cenach stałych, w obecnym segmencie G12, czyli w taryfie dla ludności, ulega niewielkiej obniżce, wynosi około 600 PLN/MWh. Jeśli jednak realizować strategię petryfikacji zgodnie z obowiązującą (formalnie) polityką energetyczną (dominacja miksu węglowo-jądrowego), to cena ta wynosi co najmniej 1000 PLN/MWh.

Pośrednio potwierdzają to oszacowania przedstawione w raporcie Międzynarodowej Agencji Energetyki oraz Agencji IRENA (Międzynarodowa Agencja Źródeł Odnawialnych), zaprezentowanym na szczycie w Berlinie w dniach 20–21 marca 2017 r. Zgodnie z raportem obecnie wydatki na usługi energetyczne (energia elektryczna, obecnie najważniejszy składnik usług, a ponadto na ciepło i paliwa transportowe), przeciętne w skali świata, wynoszą dla gospodarstwa domowego około 1050 \$/rok, w tym 85% tych wydatków wiąże się z wykorzystaniem paliw kopalnych. W 2050 r., po transformacji, będą one wynosić około 950 \$/rok, w tym 85% wydatków będzie związane z wykorzystaniem energii elektrycznej ze źródeł OZE. To oznacza, że cały świat zmierza do mono rynku energii elektrycznej OZE.

W świetle przedstawionych oszacowań wielkiej wagi nabiera zarządzanie inwestycjami na trajektorii transformacyjnej. W Europie (w UE) narzędziem zarządzania inwestycjami na rynku energii elektrycznej w ostatnich latach stają się aukcje. Są to aukcje do realizacji celów OZE, ale także do ochrony bezpieczeństwa energetycznego. Profesor podkreślił, że w badaniach prowadzonych z Zespołem stawia się hipotezę roboczą, że dobrze ukształtowane aukcje powinny umożliwić w horyzoncie 2025 wyjście Polski

z systemów wsparcia, czyli wygaszenie systemu aukcyjnego. To oznaczałoby przejście na całkowicie konkurencyjny rynek inwestycyjny w energetyce, z ryzykiem rynkowym całkowicie alokowanym na inwestorów.

Drugim blokiem tematycznym, oprócz doktryny energetycznej, były w prezentacji profesora Popczyka badania symulacyjne trajektorii transformacyjnej polskiej energetyki w mono rynek energii elektrycznej OZE, stanowiące uzasadnienie dla doktryny.

W Polsce nie docenia się na razie siły nowych trendów i Polska nie nadąża za nimi. Na slajdzie nazwanym „rozpędzająca się niemiecka machina” pokazano, że w 2017 r. Niemcy organizują cztery światowe wydarzenia, mające związek z transformacją energetyki. Jaki jest tego powód? Po pierwsze – Niemcy zdobyły olbrzymią przewagę w zakresie *know how*, którą chcą zdyskontować na globalnym rynku. Ponadto Niemcy przenoszą zagadnienie transformacji energetyki na poziom powszechny, na poziom obywatela. Organizacja wydarzeń o zasięgu światowym służy jednemu i drugiemu celowi.

Ci którzy śledzą symulator niemiecki dostępny w Internecie od paru lat wiedzą, że umożliwia on analizę niemieckiego miksu energetycznego, który w horyzoncie 2050 jest już miksem bezemisyjnym. Infrastruktura sieciowa uwzględniona w symulatorze jest bardzo silnie wysycona w układy energoelektroniczne, do lepszego zarządzania tym miksem. Każdy Niemiec może, wykorzystując symulator, przeanalizować sobie, czego może się spodziewać.

Według profesora w polskich warunkach miks 2050 ograniczający się do źródeł OZE jest również w pełni racjonalny. Przy tym wiarygodność badań miksu OZE w horyzoncie 2050 jest znacznie większa, niż wiarygodność badań miksu, którego podstawą są paliwa kopalne. Słońce jak świeci, tak będzie świeciło w 2050 roku, wiatr jak wieje, tak będzie wiał. Stabilność prognoz pogodowych jest znacznie większa niż wiarygodność polityków. W związku z tym warto budować energetykę OZE, analizować scenariusze jej rozwoju.

W ostatnich dniach pojawił się symulator fiński, według którego świat mógłby pożegnać się z paliwami kopalnymi już w 2030 r. Finlandia to wprawdzie mały kraj, ale absolutny szczyt technologiczny. Jeżeli w tym kraju pojawia się taki symulator, jeżeli symulator ma wielki oddźwięk w przestrzeni europejskiej, to powinno mieć to dla nas znaczenie. Symulator można oceniać różnie: negatywnie, pozytywnie. Najważniejsze jednak jest to, że buduje on nową świadomość, oswaja nas z sytuacją, która polega na tym, że za 10, 20 lat reelektryfikacja „starego” świata (Regionu Euroatlantyckiego) za pomocą źródeł OZE będzie faktem; w przypadku nowego świata (Azja, Afryka) będzie to oczywiście „pierwsza” elektryfikacja.

Profesor stwierdził, że z Zespołem buduje trajektorię transformacji, wykorzystując z coraz większym przekonaniem sieć osłon kontrolnych, w których w tendencji będzie realizowane całkowite/pełne bilansowanie mocy i energii. Pierwsza charakterystyczna osłona (OK1), to osłona na przyłączy nN, takim z jakiego zasila się 12 milionów gospodarstw domowych, w szczególności zaś 6 mln domów jednorodzinnych. Każdy z tych domów można potencjalnie uczynić już domem zeroenergetycznym, samobilansującym się. Na tej drodze został w ubiegłym roku zrobiony pierwszy ważny krok. Do ustawy OZE zostało wprowadzone rozwiązanie w postaci *net meteringu* dla prosumentów (dla gospodarstw domowych), instalujących źródła (praktycznie tylko PV) od 10 do 40 kW.

Druga osłona kontrolna (OK2), to osłona na transformatorze SN/nN. W tej osłonie może funkcjonować spółdzielnia energetyczna (zdefiniowana w ustawie OZE). Idealną technologią wytwórczą dla spółdzielni wiejskiej, możliwą do łatwego wyposażenia w odpowiednie dla osłony OK2 zasoby regulacyjno-bilansujące, jest mikroelektrownia

biogazowa o mocy podstawowej 10–20 kW. Ale w osłonach OK2 można też całkowicie na nowo organizować gospodarkę energetyczną spółdzielni mieszkaniowych w miastach (można zrewolucjonizować rynek energii elektrycznej w tym segmencie: zastąpić rynek odbiorców – lokatorów spółdzielni mieszkaniowych rynkiem spółdzielni mieszkaniowych, czyli prosumentów instytucjonalnych).

Trzecia osłona (OK3), to osłona wirtualna na klastrze energii (zdefiniowanym w ustawie OZE). Dobór technologii wytwórczych OZE, wyposażonych w odpowiednie zasoby regulacyjno-bilansujące, nie przedstawia w wypadku osłony OK3 (na obszarach wiejskich) żadnych istotnych problemów. Podstawą miksu energetycznego OZE w osłonie OK3 są cztery technologie. Mianowicie, są to źródła PV w osłonach OK1. Są to mikroelektrownie biogazowe w osłonach OK2. Wreszcie są to dwie technologie charakterystyczne dla segmentu NI (niezależnych inwestorów): elektrownie biogazowe klasy 1 MW (z magazynami biogazu) i elektrownie wiatrowe klasy 3 MW (z regulacją pierwotną). Zarówno elektrownie biogazowe jak i elektrownie wiatrowe są przykładem szybkiego rozwoju technologicznego i obecnie nadają się, w powiązaniu ze sobą i z technologiami w osłonach OK1 oraz OK2, do pracy wyspowej. W tym miejscu warto podkreślić, że bardzo ciekawa jest strategia producentów elektrowni wiatrowych, którzy nie zmniejszają np. nakładów jednostkowych na takie elektrownie, ale zwiększają wydajność turbin, co umożliwia pracę elektrowni w rozproszeniu, nawet przy słabej wietrzności (w wypadku samobilansujących się klastrów ta właściwość ma kluczowe znaczenie).

Osłona OK1 jest dobrym modelem do analizy działania nowej ekonomiki: cen krańcowych krótkoterminowych/operatorskich (cenotwórstwo czasu rzeczywistego, ekonomika behawioralna) oraz cen krańcowych długoterminowych/inwestycyjnych (w tym przypadku wchodzi do gry działanie zasady kosztów unikniętych). Uzyskane już wyniki w obszarze stosowania nowej ekonomiki pokazują jednoznacznie, że polska energetyka WEK jest w pułapce. Na osłonie kontrolnej OK5 (połączenia transgraniczne, *market coupling*) Polska ma ceny statystycznie najwyższe w regionie: ceny niemieckie są na ogół, niższe od polskich, a ceny szwedzkie są często dwukrotnie niższe. Jeżeli wielka energetyka będzie zmuszać odbiorców w osłonach OK1, OK2, OK3 do płacenia coraz wyższych cen, to odbiorcy zaczną się masowo odłączać. To oznacza ogromną presję na obniżkę cen **węzłowych** oferowanych przez energetykę WEK na osłonie OK4 (wg slajdu: GPZ-ty, czyli stacje transformatorowe 110 kV/SN, 1400 zawodowych i 370 przemysłowych). Jeżeli ktokolwiek (rząd, korporacja) wymyśli, że można za pomocą wysokich cen węzłowych na tej osłonie (cen energii dostarczanej z GPZ-tów) dalej rozwiązywać problemy w energetyce, to jest w błędzie. Wywoła jedynie szybko pogłębiającą się autonomizację gospodarki energetycznej w osłonach OK1, OK2, OK3, czyli przyspieszy budowę rynków regulacyjno-bilansujących energii elektrycznej już dzisiaj, nie za 10 lat, na infrastrukturze sieciowej SN i nN.

Punktem wyjścia do poszukiwań rozwiązań w zakresie alokacji zasobów regulacyjno-bilansujących jest analiza porównawcza regulacji w systemie WEK oraz jakości energii na rynkach energii elektrycznej, budowanych na infrastrukturze sieciowej SN/nN (w Zespole jest to obszar badań dra inż. M. Fice). Operator OSP (system WEK) odpowiada za regulację pierwotną, wtórną i trójną. Z tym, że tej ostatniej praktycznie już nie ma, bo istnieje techniczny rynek bilansujący z grafikowaniem 15-minutowym i konkurencyjny rynek giełdowy z grafikowaniem godzinowym i są to rynki, które zastępują regulację trójną. To pokazuje dobitnie, że za pomocą rynku energii (elektrycznej) można eliminować stopniowo konieczny wolumen usług systemowych, zmonopolizowanych obecnie przez operatora OSP.

Na rynkach energii elektrycznej budowanych na infrastrukturze sieciowej SN/nN bez wątplenia będzie postępować konwergencja regulacji, usług systemowych i coraz szybszych rynków energii elektrycznej. Konwergencja ta tworzy zapotrzebowanie na coraz bardziej zaawansowane modelowanie czasów reakcji systemów regulacyjnych (sterowniczych) oraz czasów trwania sygnałów cenowych (bodźcowych). W tym kontekście nowego znaczenia nabiera modelowanie racjonalnego wysycenia infrastruktury sieciowej w układy przekształtnikowe, na wszystkich osłonach kontrolnych. Obecnie energoelektroniki jest najwięcej na osłonie OK5 (za przyczyną połączeń transgranicznych). Na osłonie OK1 jest też już dużo (za przyczyną przekształtników sterujących produkcją źródeł PV). Na osłonach OK2 na razie energoelektroniki praktycznie nie ma, ale zapotrzebowanie na nią (do celów regulacyjno-bilansujących) będzie szybko rosło. Do osłon OK3 i OK4 energoelektronika wdziera się za przyczyną elektrowni wiatrowych, które coraz częściej stają się już jednostkami wytwórczymi, uczestniczącymi w regulacji pierwotnej.

Profesor stwierdził dobitnie, że prezentowane wyniki dotyczące osłony OK1 nie są wzięte z czytania książek. To są wyniki z prototypów, zbudowanych, zbadanych przez Zespół w ostatnich trzech latach w Centrum Energetyki Prosumenckiej na Politechnice Śląskiej. Podzespołem budującym interfejs PME (prosumencka mikroinfrastruktura energetyczna) w części energoelektronicznej kierował dr inż. J. Michałak. Badania pozwoliły rozwiązać wiele technicznych problemów z obszaru zarządzania/sterowania mikroinfrastrukturą PME domu jednorodzinnego, pracującego w trybie *on grid*, *semi off grid* oraz *off grid*. Pozwoliły też zidentyfikować zagadnienia wymagające pilnego rozstrzygnięcia w sferze regulacyjnej.

Przykładem jest publiczna (w Internecie) dostępność (dobowych) profili węzłowych w sieci SN i nN, którą powinien zagwarantować operator OSD na obszarze, na którym posiada koncesję (tym zagadnieniem, powiązaniem z nowym cenotwórstwem zajmuje się w Zespole dr hab. inż. K. Dębowski). Innym przykładem jest opomiarowanie energii elektrycznej, które wymaga daleko idącej zmiany koncepcji w stosunku do koncepcji obecnego licznika „inteligentnego”, będącego we „władztwie” operatora OSD. W tym wypadku potrzebny jest pilnie powrót do dyskusji o niezależnym operatorze pomiarów. To taki operator musi zagwarantować wymaganą wiarygodność pomiarów w rozproszonych systemach zarządzanych na osłonach OK1 do OK4. Drugą sprawą, pilną do rozstrzygnięcia w sferze regulacyjnej, jest *net metering*. Ten mechanizm, działający na razie w bardzo uproszczonej postaci na osłonie OK1, powinien być rozciągnięty na osłony OK2 i OK3. Z tym, że *net metering* jest w praktyce mechanizmem bardzo prostym i bardzo efektywnym, ale trudnym do dobrego skalibrowania. W tym zakresie są potrzebne pogłębione badania symulacyjne; w Zespole prowadzi je dr inż. R. Wójcicki.

Szansą na zmianę polskiej energetyki wg profesora i Zespołu są klastry. Do Ministerstwa Energii napływają lawinowo informacje o nowych (bardzo zróżnicowanych) inicjatywach klastrowych. Liczba takich inicjatyw, podjętych w przeciągu kilku miesięcy, zbliża się już w Polsce do 50. Oczywiście można pytać, czy nie są to działania pijarowskie, celebryckie, działania grup interesów, itd. Tylko że one w krótkim czasie mogą się przekształcić w bardzo poważny, oddolny ruch. Klastry mogą przejąć stopniowo odpowiedzialność za bilansowanie, za własne zasoby regulacyjne.

Warunkiem jest jednak całkowita zmiana opłaty dystrybucyjnej (wg profesora, to opłata systemowo-sieciowa). Prosta dekompozycja tej opłaty pokazuje, że cena energii elektrycznej na rynku odbiorcy końcowego, zwłaszcza w segmencie ludnościowym oraz MSP w minimalnym tylko stopniu jest kształtowana przez konkurencję. Bo jaka to jest konkurencja, jeśli ogranicza się ona tylko do wytwarzania, a koszt wytworzenia energii

elektrycznej ma udział w cenie końcowej, np. w taryfie G (dla ludności) nie większy niż 30%. Gdyby w takiej sytuacji w wyniku konkurencji obniżono koszty wytwarzania nawet o połowę (co nie jest możliwe), to w taryfie będzie widoczna obniżka ceny jednoskładnikowej tylko o 15%. Jest to skutek tego, że od czasu ukształtowania rynku energii elektrycznej w Europie i w USA za pomocą zasady TPA (początek lat 90. ubiegłego wieku) do opłaty systemowo-sieciowej (inaczej operatorskiej) „wrzucane” było wszystko, czego nie da się sfinansować na rynku konkurencyjnym. Rządy i korporacje działały w tym wypadku całkowicie zgodnie, ograniczały konkurencję, podtrzymywały monopol zasiedziały operatorów.

Profesor pokazał modele, na razie proste, ale uwzględniające struktury sygnałów sterowniczych na wszystkich osłonach kontrolnych: od OK1 do OK4. Prezentowane wyniki w zakresie zarządzania przepływami na poszczególnych osłonach, to są wyniki symulacji zamodelowanych z dużą starannością, uwzględniające rzeczywiste bilanse wyjściowe energii i mocy, uwzględniające dobrze opisane właściwości poszczególnych technologii wytwórczych, a także uwzględniające ograniczenia sieciowe. Nie są to na pewno „obrazki” zaczerpnięte z Internetu. Są to wyniki badań.

Nowe podejście zastosowane do modelowania rynków energii elektrycznej pozwala łatwiej zidentyfikować nieprawidłowości w ich działaniu. Przykładem jest taryfowanie lokatorów spółdzielni mieszkaniowych (mieszkańców bloków spółdzielczych). Lokatorzy spółdzielni otrzymują faktury z wyszczególnionymi opłatami za ciepło, za wodę. Umowę o dostarczanie energii elektrycznej każdy lokator podpisuje natomiast indywidualnie z dostawcą zobowiązany, albo w systemie TPA, według taryfy G, w której stawka za usługę systemowo-sieciową obejmuje użytkowanie sieci nN (jest to przypadek osłony OK1). Ale dlaczego tak jest? Spółdzielnia to na ogół blok mieszkalny, zasilany z sieci SN/nN (co zazwyczaj odpowiada osłonie OK2). Sieci nN natomiast nie ma, są za to instalacje wewnętrzne w bloku, będące własnością spółdzielni. Operator OSD nalicza jednak opłatę systemowo-sieciową z uwzględnieniem sieci nN. I doskonale wie, co robi – dopóki może to robić, to robi to. A wystarczyłoby, aby zarządy spółdzielni przejęły rachunki od odbiorców za energię elektryczną, tak jak przejęły za ciepło, wodę, odpady. Wówczas mogłyby na ogół korzystać z taryf B, o znacznie niższych opłatach systemowo-sieciowych.

Całkowita zmiana opłaty systemowo-sieciowej jest centralnym zagadnieniem transformacji energetyki. Przed elektrykami, rozumiejącymi czym są sieci elektroenergetyczne i rozpyły sieciowe, stoją wielkie zadania. W szczególności zamiana opłaty systemowo-sieciowej na *net metering*, umożliwiająca przyspieszenie konwergencji regulacji, usług systemowych i rynku energii elektrycznej, wymaga właściwej jego kalibracji. Zwłaszcza pilnie trzeba stworzyć wielowymiarową tablicę wartości współczynnika *net meteringu*.

Wyniki szczegółowych badań w osłonach OK1 do OK3, a także na osłonach OK4 i OK5 powinny być stopniowo integrowane w bilans krajowy. Istnieje już symulator komputerowy LabVIEW – w ramach Zespołu buduje go w szczególności dr inż. Krzysztof Bodzek – który pokazuje, że w horyzoncie 2050 jest praktyczna możliwość przeprowadzenia w Polsce transformacji prowadzącej do dominacji bezemisyjnej energetyki, w ograniczonym tylko stopniu wykorzystującej paliwa kopalne (paliwa transportowe i gaz ziemny).

Punktem wyjścia do badań krajowych za pomocą symulatora komputerowego LabVIEW jest zapotrzebowanie netto na mono rynku energii elektrycznej 2050, wynoszące około 175 TWh, a brutto około 200 TWh. Oczywiście, są to wartości bardzo grubo oszacowane, przy założeniu realizacji pełnych programów: redukcji obecnego rynku energii elektrycznej za pomocą technologii proefektywnościowych, pasywizacji budownictwa, elektryfikacji ciepłownictwa i elektryfikacji transportu. Z drugiej strony są one bardzo wymowne w stosunku do obecnego zapotrzebowania na energię elektryczną wynoszącego

125 TWh netto i 160 TWh brutto, a na ciepło i na paliwa transportowe łącznie 400 TWh netto i 440 TWh brutto.

Zgodnie z badaniami symulacyjnymi (symulator LabVIEW) na mono rynku produkcji energii elektrycznej (rynek brutto) produkcja w źródłach OZE ma udział 70% (140 TWh). Produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego (gaz ziemny obecnie wykorzystywany do produkcji energii elektrycznej i dodatkowo transfer gazu z rynku ciepła) ma udział około 20% (40 TWh). Produkcja energii elektrycznej z paliw transportowych (transfer paliw z rynku transportowego) ma udział około 10% (20 TWh). Elektrownie węglowe w bilansie 2050 już nie występują.

Taki wynik obecnych badań symulacyjnych – pomijających na razie rozwój technologii magazynowania energii i nowe techniki zarządzania usługami energetycznymi (w tym za pomocą cenotwórstwa czasu rzeczywistego) – oznacza praktyczną możliwość budowy w horyzoncie 2050 polskiego „czystego” mono rynku energii elektrycznej OZE, bez paliw kopalnych.

Zresztą taką hipotezę roboczą potwierdzają z dużym „nadmiarem” wyniki uzyskiwane za pomocą symulatorów niemieckiego i fińskiego. Oczywiście, wszystkie wyniki badań symulacyjnych powinny być w najbliższych latach poddawane surowym badaniom weryfikacyjnym.

Wyniki symulacyjne, o których jest mowa, wymagające wielopłaszczyznowych weryfikacji, powinny jednak być już brane pod uwagę przy opracowywaniu „SIWZ-ów” do kolejnych aukcji. W szczególności powinien być wytworzony system „kroczący”: wyniki symulacyjne powinny być podstawą do kontraktowania zasobów wytwórczych (koszyków technologicznych), wyposażonych w odpowiednie zasoby regulacyjno-bilansujące, a wyniki aukcji powinny stanowić punkt wyjścia do kolejnej pętli badań symulacyjnych. Takie podejście jest szczególnie ważne w kontekście trwających prac nad polską ustawą o rynku mocy.

Na zakończenie profesor poinformował, że prezentacja będzie systematycznie aktualizowana przez Zespół badawczy, a zaktualizowana wersja będzie zamieszczana (będzie dostępna) w Bibliotece Źródłowej Energetyki Prosumenckiej na stronach internetowych: <http://ilabepro.polsl.pl> oraz www.klaster3x20.pl.

Sebastian Gola – Tauron Polska Energia, Kierownik Zespołu Analiz Rynku Hurtowego, przedstawił temat ***DSM i DSR – sposób na redukcję ryzyka deficytu mocy***.

Reprezentuje on firmę TAURON Polska Energia S.A., która jest jednym z największych przedsiębiorstw sektora energetycznego. Na wstępie swojej prelekcji dokonał prezentacji charakterystyki Grupy TAURON, podkreślając jej rolę w gospodarce m.in. jako jednego z filarów bezpieczeństwa energetycznego kraju. Dodatkowo zwrócił uwagę na wysoki poziom specjalizacji korporacyjnego centrum analitycznego, które bazuje na zespole ekspertów, będących w posiadaniu szerokiej wiedzy na temat funkcjonowania rynków energii elektrycznej i produktów powiązanych, jak również bogatego doświadczenia w zakresie modelowania procesów gospodarczych i prognozowania zjawisk rynkowych w horyzoncie krótko i długoterminowym.

Głównym celem wystąpienia było podjęcie dyskusji na temat możliwości wykorzystania zarządzania stroną popytową na potrzeby bilansowania KSE w okresach szczytowego zapotrzebowania na moc.

W ogólnym zarysie idea zarządzania stroną popytową DSM (*Demand Side Management*) polega na efektywnym wykorzystaniu energii elektrycznej poprzez sterowanie

poziomem jej zużycia w horyzoncie krótko- bądź długoterminowym. Do podstawowych narzędzi wykorzystywanych przez DSM należy aktywna redukcja zużycia energii przez odbiorców końcowych i działania o charakterze regulacyjnym nakierowane na poprawę efektywności energetycznej bądź wykształcenie proekologicznych postaw społecznych. Głównym narzędziem zarządzania stroną popytową w okresach szczytowego zapotrzebowania mocy jest koncepcja DSR (*Demand Side Response*). DSR to przede wszystkim sterowanie popytem na energię elektryczną w czasie rzeczywistym za sprawą dobrowolnego ograniczenia zużycia przez odbiorców końcowych, które jest wynagradzane przez podmiot zainteresowany zakupem takiej usługi. Podmiotem tym z reguły jest operator systemu przesyłowego (OSP), który jest odpowiedzialny za sterowanie systemem elektroenergetycznym i zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Szczegółowa analiza DSR prowadzi do podziału tej usługi głównie pod względem możliwości sterowania redukcją zapotrzebowania. W związku z powyższym rozróżnia się rozwiązania niedysponowalne, bazujące na systemach taryfowych i szeroko rozumianej świadomości ekologicznej. Kolejnym typem DSR są jednostki dysponowalne, które dzielą się na ekonomiczne i niezawodnościowe. Wśród nich znajdują się narzędzia, które na dzień dzisiejszy są już dobrze zorganizowane i funkcjonują w przestrzeni polskiej energetyki. Warto również zwrócić uwagę na fakt, że DSM został szczegółowo sklasyfikowany w ramach regulacji europejskich, głównie w ramach *Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 roku ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru*.

Jednym z pierwszych wdrożonych mechanizmów DSR są nowe rozwiązania dla Rynku Bilansującego (RB) w postaci Jednostki Grafikowej Odbiorczej aktywnej (JGOa). Zgodnie z ogólną definicją, JGOa to nic innego jak zbiór fizycznych miejsc dostarczenia energii rynku bilansującego, w którym połączone są urządzenia lub instalacje odbiorcze, mogące podlegać bezpośredniemu sterowaniu przez OSP, lub poprzez które są reprezentowane dostawy energii dla sterowanych odbiorców energii URD. Pierwsza JGOa została uruchomiona w 2015 roku. Obecnie w mechanizmie uczestniczy tylko jeden odbiorca końcowy, ale do dnia 17 marca 2016 roku rozwiązanie to nie znalazło zastosowania. Taki stan rzeczy jest głównie konsekwencją niskich cen CRO w okresach deficytu mocy oraz wysokich kosztów dostępu do RB. Dla przykładu, w okresie 2015–2016 roku łączna liczba godzin z cenami przekraczającymi poziom 1000 PLN/MWh wyniosła jedynie 31 h. Impulsem do wykorzystania JGOa może być harmonizacja ograniczeń cenowych na rynku *spot* zgodnie z wytycznymi Komisji Europejskiej, ponieważ teoretycznie ceny rynku bilansującego w momentach zagrożenia powinny osiągać wartość VoLL (*Value of Lost Load*), szacowaną według PSE S.A. na 13 777 PLN/MWh.

Kolejnym działającym instrumentem jest mechanizm redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, czyli tzw. „negawaty”. Rozwiązanie to zostało uruchomione w październiku 2014 roku i powinno znaleźć zastosowanie w okresie do końca marca 2018 roku. Z danych publikowanych przez OSP wynika, że łącznie w ramach redukcji zapotrzebowania na polecenie zakontraktowano około 410 MW po średniej cenie wykonania kontraktu na poziomie 1300 PLN/MW. Algorytm działania „negawatów” jest stosunkowo prosty i składa się z kilku kroków. PSE S.A. przesyła zapytanie, określające oczekiwane wielkości redukcji w bloku Podstawowym i Dodatkowym, a w odpowiedzi wykonawcy przedstawiają tzw. „deklarację redukcji”, przy czym wielkość mocy nie może być mniejsza niż wolumen gwarantowany w umowie. Należy wspomnieć, że wielkość redukcji jest określana na podstawie profilu planowanego, profilu historycznego lub wartości bazowej. W przypadku uruchomienia mechanizmu PSE S.A. wysyła informację o aktywacji programu i następnie polecenie redukcji. Wynagrodzenie za redukcję obliczane jest proporcjonalnie do wielkości

redukcji i zakontraktowanej ceny wykonania usługi. W sytuacji, gdy redukcja nie została wykonana, wypłacane jest dodatkowo wynagrodzenie za przygotowanie redukcji (25% kwoty za deklarowaną wielkość redukcji) i wstępne przygotowanie do wykonania redukcji (5% wynagrodzenia za deklarowaną wielkość redukcji po szóstym przypadku).

Najnowszą propozycją PSE S.A. są Interwencyjne Programy DSR (IP-DSR), dzięki którym osiągnęte są dodatkowe udogodnienia w systemie, począwszy od 500 MW mocy dyspozycyjnej w każdej godzinie przedziału gwarancji, większa swoboda w definiowaniu produktów, aż po efektywne kryteria wyboru oferenta na etapie kontraktacji. W dniu 7 marca bieżącego roku ogłoszono przetarg i na czerwiec planowana jest kontraktacja mocy redukcji. W ramach IP-DSR istnieje program gwarantowany, składający się z opłat za gotowość i wykorzystanie, z pełnego zestawu parametrów ofert na etapie kontraktacji usługi oraz produktu stałego (S) elastycznego (E) i przerywanego (P), jak również istnieje program bieżący.

Kolejnym obszarem zastosowania DSR jest rynek mocy, który jest rozwiązaniem mającym na celu zapewnienie rentowności konwencjonalnych aktywów wytwórczych, zagrożonych zjawiskami *missing money* i *missing capacity*. Aktualnie w Europie jak i na całym świecie podejmowane są kroki zmierzające do zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w ogólnym miksie energetycznym i jak wiadomo, implikuje to szereg nowych wyzwań na rynku energii elektrycznej, który nie jest w stanie zapewnić finansowania nowych mocy konwencjonalnych w sytuacji, kiedy rośnie generacja z subsydiowanych źródeł energii. Rynek mocy projektowany dla Polski w pewnym stopniu bazuje na rozwiązaniach brytyjskich, w związku z czym warto przyrzeć się wynikom ostatnich aukcji, przeprowadzonych w Wielkiej Brytanii. W ramach przeprowadzonych aukcji zakontraktowano łącznie ok. 52,5 GW mocy, w tym ok. 1,4 GW DSR. Cena rozliczeniowa wyniosła ok. 22,5 GBP/kW, co w przybliżeniu odpowiada kwocie 110 tys. PLN/MW/a i potwierdza scenariusz polski z udziałem DSR w koszyku dla jednostek istniejących, który według szacunków jest wyceniany na 110 tys. PLN/MW/a. Biorąc pod uwagę atrakcyjność mechanizmów oferowanych przez PSE S.A. można przypuszczać, że wykorzystanie DSR w ramach rynku mocy będzie raczej niewielkie, ale nie zmienia to faktu, że przy dobrze rozwiniętych zachętach ekonomicznych szacuje się krajowy potencjał redukcji zapotrzebowania na poziomie co najmniej 2000 MW.

Ostatnia część wystąpienia była poświęcona analizie przypadku deficytu mocy w Polsce, który miał miejsce 10 sierpnia 2015 roku i podobnej sytuacji we Francji pod koniec 2016 roku.

Długo utrzymujące się wysokie temperatury w Polsce doprowadziły do ponadprzeciętnego obciążenia KSE ze względu na zintensyfikowany pobór mocy przez urządzenia klimatyzacyjne. Sytuację jednocześnie pogarszał stan hydrologiczny, ponieważ niski poziom wód w rzekach uniemożliwiał efektywne chłodzenie bloków, co doprowadziło do wystąpienia istotnych ubytków mocy w źródłach konwencjonalnych. W efekcie splotu powyższych wydarzeń doszło do wprowadzenia administracyjnego ograniczenia w poborze energii elektrycznej. W godzinach od 10:00 do 17:00 ogłoszony został 20. stopień zasilania, natomiast od 17:00 do 22:00 niższy, 19. stopień zasilania. W okresie od 11 do 31 sierpnia na terenie Polski wprowadzono ograniczenia dla odbiorców energii elektrycznej o mocy umownej powyżej 300 kW. W celu minimalizacji skutków spadku mocy w systemie uruchomiono również *redispatching* przy współpracy z operatorami z Czech i Słowacji. Niestety, wprowadzenie stopni zasilania spowodowało zniekształcenie impulsów cenowych w sytuacji kryzysowej, redukując tym samym zachęty do budowy źródeł szczytowych i wykorzystania DSR.

Zupełnie inaczej z podobnym problem poradził sobie francuski OSP. Powodem deficytu mocy we Francji były nieplanowane wyłączenia reaktorów jądrowych, niska generacja OZE oraz niska temperatura, która doprowadziła do rekordowego wzrostu zapotrzebowania na poziomie ok. 100 GW. Warto w tym miejscu zaznaczyć, że zdecydowanie większa część gospodarstw domowych we Francji jest ogrzewana przy wykorzystaniu energii elektrycznej, co w konsekwencji powoduje wzrost zapotrzebowania na moc o 2,4 GW przy spadku temperatury o 1 K.. W tej trudnej sytuacji operator RTE France postanowił odwołać się do reakcji społecznej i przy wykorzystaniu mobilnej aplikacji ECO2MIX informował odbiorców komunalnych o konieczności podjęcia działań oszczędnościowych. Każdy, kto zainstalował na swoim telefonie wspomnianą aplikację, otrzymywał powiadomienia, przypominające o wyłączaniu urządzeń, z których się nie korzysta, jak również prośby o obniżenie temperatury ogrzewania o 1–2 K. Ponadto wykorzystano wszystkie połączenia importowe na poziomie ok. 12 GW i obniżono napięcie sieci o 5%. Operator dysponował również możliwością redukcji obciążenia dużych odbiorców na poziomie około 1,5–3 GW.

W podsumowaniu wystąpienia prelegent podkreślił, że na dzień dzisiejszy istnieją dwa mechanizmy wykorzystania DSR, które mogą wspierać zapewnienie bezpieczeństwa systemu przesyłowego w sytuacjach deficytu mocy. Są nimi JGOa oraz tzw. „negawaty”. Jednak scenariusz przyszłości, w kontekście wykorzystania DSM, staje się coraz bardziej klarowny, w szczególności dotyczy to konkurencji wśród źródeł szczytowych, która zawęży się do DSR i źródeł gazowych, wyposażonych w proste turbiny gazowe bądź silniki spalinowe. Kluczowymi czynnikami dla rozwoju DSR w perspektywie najbliższych lat będą kwestie związane z implementacją inteligentnego opomiarowania wśród odbiorców masowych wraz z wprowadzeniem taryf dynamicznych bądź cenotwórstwa czasu rzeczywistego. Kluczowe będzie również zapewnienie odpowiednich zachęt ekonomicznych w okresie dojścia technologii rozproszonych do parytetu sieciowego. Istotne znaczenie może mieć także wzrost wykorzystania rozproszonych instalacji prosumenckich, wyposażonych w magazyny energii, pozwalających na sterowanie profilem zapotrzebowania odbiorców oraz spadek kosztów produkcji akumulatorów litowo-jonowych na potrzeby domowych magazynów energii i pojazdów elektrycznych.

Dyskusja

Jako pierwszy w dyskusji zabrał głos **prof. Tadeusz Glinka** z Politechniki Śląskiej w Gliwicach. Poruszył on dwa zagadnienia, które potraktował jako uzupełnienie do przedstawionych wypowiedzi. Pierwsze zagadnienie to jest połączenie elektrowni wodnych z elektrowniami wiatrowymi. Parę lat temu profesor wykonywał ekspertyzę generatorów w elektrowni szczytowo-pompowej, w ramach Energopomiaru, w Żarnowcu. Jest to największa elektrownia wodna w Polsce, o mocy około 800 MW, wybudowana jako pierwszy etap elektrowni jądrowej. Elektrownia jądrowa nie została wybudowana, a elektrownia szczytowo-pompowa jest i pracuje od początku lat 80. ubiegłego wieku. Jezioro Żarnowiec jest stosunkowo blisko morza, wiatry też są nie najgorsze, teren ładny, okolica niezabudowana. Na koronie zbiornika górnego można usytuować farmę elektrowni wiatrowej. Po powrocie profesor sfinalizował to odpowiednim artykułem, opublikowanym w *Przeglądzie Elektrotechnicznym nr 1b/2012* i do tego czasu nikt się tym tematem nie zainteresował.

Drugi temat, który profesor poruszył, to geotermia głęboka. Temperatura skał w polskich warunkach na głębokości od 8 do 10 tys. metrów osiąga wartość około 350°C. Tematem tym zajmował się profesor Andrzej Pawlak w Stanach Zjednoczonych, który był w zarządzie korporacji energetyki głębokiej. Osobą na świecie najbardziej znaną w zakresie

tej energetyki jest profesor Bogdan Żakiewicz, który ma około 350 światowych patentów dla ww. energetyki. Ma biura na całym świecie, w Polsce jak na razie nie udało mu się tym tematem nikogo zainteresować. Nie sprzyja temu lobby energetyczne, politycy, również prasa na ten temat nic nie pisze. Technologia odwiertów pionowych, a następnie poziomych jest opanowana do głębokości 12 tys. metrów. Z jednego odwiertu można uzyskać moc cieplną do 100 MW. Tę energię cieplną z powodzeniem można wykorzystać w kogeneracji jako energię elektryczną i ciepło.

Prezes Piotr Kołodziej z SCE Jaworzno Spółka z Grupy Tauron powiedział, że chciał dodać jedno sprostowanie do prezentacji kolegi Goli. Dnia 10 sierpnia 2015 roku OSP nie poradził sobie z zaistniałym problemem w naszym systemie elektroenergetycznym. Poprzez ograniczenia wprowadzony został jeden wielki bałagan dla całej gospodarki. Działania były nie adekwatne do sytuacji, która wtedy zaistniała. Mało tego, co najgorsze – z tej sytuacji nie wyciągnięto żadnych wniosków, nie wyciąga się żadnej nauki z sytuacji istotnych dla systemu elektroenergetycznego: co należy zrobić, żeby tę sytuację poprawić. Bo regulacje prawne, które stosuje się w takich sytuacjach są archaiczne i szkodliwe dla gospodarki oraz dla odbiorców. To o czym się zapomina, to ta sytuacja nie trwała jeden dzień, tylko parę dni. Sytuacja była jednym wielkim bałaganem o dużych skutkach ekonomicznych dla gospodarki i dla odbiorców.

Sebastian Gola odpowiedział, że miał powstać raport z zaistniałej sytuacji, ale nie został do tej pory opublikowany. Operator podjął działania znane z lat 80. ubiegłego wieku.

Dyrektor Andrzej Rajner z Tauronu powiedział, wracając do przypadku ograniczeń z punktu widzenia odbiorcy, że URE wprowadziło kary tym, którzy nie zastosowali się do administracyjnego zalecenia. Z punktu widzenia niektórych jest to najefektywniejszy system. Wracając jeszcze do określenia **my**, to aby wykorzystać posiadany potężny potencjał wiedzy, doświadczenia, znajomość problemów energetyki, to z wnioskami z tej dyskusji należałoby dotrzeć do miejsca, gdzie się to zamieni na realizowalną decyzję. Trzeba szukać argumentów, przekonujących decydentów. Dlatego zadał pytanie, kto to jest **my**. Bo z punktu widzenia polityka będzie on patrzył inaczej na decyzje, które podejmie, jeśli nie zagrożą one jego bieżącym notowaniom. Zupełnie inaczej będzie patrzył profesor, który cały czas ma wizję dalekosiężną, np. do roku 2040. Należy szukać argumentów, które przekonują, dlatego mówił on o tym *cash flow*, bo na końcu łańcuszka decyzyjnego będzie ktoś, kto ma kasę i będzie musiał zainwestować, odstąpić lub zrezygnować. Należy znaleźć i wykorzystać potencjał osób, gremiów, które wnioski z tego spotkania potrafią przekuć na decyzję.

Senior SEP Ludwik Pinko powiedział, że został przez profesora Popczyk wymieniony jako senior, ale nie będzie wracał do historii, choć przy uruchomieniu pierwszego bloku brał udział osobisty. Najważniejszy problem poruszany w tej debacie, to sprawa bloków 200 MW, które są, istnieją, pracują, i jeszcze pozostaną przez pewien czas w eksploatacji, bo to są podstawy tego systemu. Natomiast na pewno zależy wszystkim na tym, by one sprawnie pracowały. Należy zatem spojrzeć na tę politykę dekarbonizacyjną, którą prowadzi UE, która będzie nas zmuszała do odstawienia tych bloków. Energetyka odnawialna sprawia nie tylko u nas sporo problemów eksploatacyjnych, kiedy pracują elektrownie wiatrowe i przed tym się nie obronimy. Tylko żeby do tego dojść, to potrzebne są pieniądze, ktoś musi te pieniądze wyłożyć i tu potrzebna jest polityka, czyli to co profesor Popczyk nazywa Radą Bezpieczeństwa Energetycznego. Ktoś kto podaje impulsy dla polityki energetycznej jakie państwo składa. Ktoś kto zainwestuje w energetykę odnawialną – on musi mieć perspektywę i do tego, żeby powstał rynek, musi być prowadzona polityka

energetyczna. Z dzisiejszego spotkania powinny popłynąć wnioski do władz, które będą pewną wskazówką, że trzeba prowadzić taką politykę energetyczną.

Prezes Jan Kapinos powiedział, że jest to pierwsze spotkanie i nie ostatnie, że należy pomyśleć o tzw. formie wypowiedzi po takich spotkaniach, ale poprosił o zabranie głosu profesora Jana Popczyka, który ma duże doświadczenie – jak on to widzi.

Profesor Jan Popczyk stwierdził, że nie ma wątpliwości, że byłoby dużą stratą, gdyby na tym zakończyło się dzisiejsze spotkanie. Powiedział, że Oddział Gliwicki SEP to nie jest jakiś tam byle jaki oddział, jest jednym z najsilniejszych oddziałów w kraju. Zaproponował zatem, że skoro SEP co tydzień rozsyła komunikaty o wydarzeniach, które mają lub miały miejsce, to przede wszystkim należy się przyłożyć się i zrobić dobry komunikat z tego spotkania. Jest lista obecnych, ona jest przepełniona, a to się rzadko zdarza. Osoby które tu siedzą to tuzy energetyki, ale nie tylko – również kandydaci na tuzów (mówił o tych młodych). Profesor stwierdził, że widzi tu trzy drogi oddziaływania. Jest to Zarząd Główny SEP, który w swojej historii zajmował stanowiska i to była niezwykle ważna sprawa, drugie miejsce to jest Komitet Energetyki PAN jako miejsce do dyskusji, ale trzeba sformułować stanowisko i nie można tu już robić uników. I trzecie miejsce to Krajowa Izba Gospodarcza. To są miejsca, gdzie trzeba walczyć o stanowisko. To co się dzisiaj dzieje Polsce, to ktoś złym opiniom daje miejsce, a my nie jesteśmy w stanie zagospodarować tego miejsca swoimi opracowaniami, koncepcjami, propozycjami. Praktyczna sprawa – przygotować dobre sprawozdanie. Nikt tutaj się nie wywinie, bo nazwiska na liście są, przedstawić je jako komunikat do przeglądu tygodniowego SEP, spotkać się w tej sprawie z prezesem Szymczakiem.

Dr hab. Krzysztof Dembowski z Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej nawiązał do prezentacji Sebastiana Goli w odniesieniu do zachowania Francuzów i ich reakcji na informację. Powiedział, że to jest być może taki moment w polskiej energetyce, że trzeba się „przeprzić” z odbiorcami. Spróbować wprowadzić pewne mechanizmy, żeby oni mogli reagować. Odbiorcy we Francji zareagowali w sposób ręczny, dostali informację na aplikacji, ale później w sposób ręczny wykonali pewne czynności. Na uczelni w ramach projektu stworzony został prototyp urządzenia, który umożliwi taką reakcję automatycznie, ale widać, że odbiorcy są już mentalnie przygotowani do tego, żeby poprzez skorzystanie z aplikacji na smartfonie potrafili wykonać pewne czynności, które mogą się w sposób istotny odbić na rynku energii.

Na tym debatę zakończono.

Materiały zebrał dr inż. Józef Chmiel

Autoryzację przeprowadził mgr inż. Aleksander Baranowski

Po autoryzacji redakcyjnie opracował dr inż. Szymon Ciura