

Jan Bujko¹⁾

Czy w taryfach zatwierdzanych przez URE zawarte są środki umożliwiające rozwiązanie problemów zwiększania bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego?

Prezentowane często przez przedstawicieli URE poglądy na temat kierunku rozwiązywania problemów technicznych energetyki przy pomocy zewnętrznych usług konsultingowych wywoływać mogą niepokój o standardy bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Na całym świecie analizy zjawisk w połączonych systemach elektroenergetycznych prowadzone są w specjalistycznych zespołach badawczych, a liderzy tych zespołów najczęściej znają się osobiście i wymieniają poglądy podczas tematycznych konferencji naukowych. Potrzeba ta wynika ze złożoności technicznej systemu, który wymaga ścisłego przestrzegania praw fizyki (Newtona i Kirchhoffa) oraz technologii pracy bloków energetycznych.

Postęp technologii wymaga śledzenia dynamicznych zjawisk we współpracy systemów krajowych. Względnie niedawno, po połączeniu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) z systemami Europy Zachodniej (UCPTE), pilnie na przykład należało wyjaśnić przyczyny wystąpienia tzw. kotłosań międzysystemowych, niezbędne było bowiem podjęcie odpowiednich kroków zaradczych. W celu przeprowadzenia takiej analizy trzeba dysponować odpowiednim oprzyrządowaniem laboratoryjnym. Analizy te przeprowadzono przy pomocy „tradycyjnych” zespołów specjalistów, być może dlatego, że do ich przeprowadzenia należało dysponować odpowiednim oprzyrządowaniem narzędziowym, którym nie dysponowały przypadkowe zespoły konsultantów.

Znamiennym przykładem mogą być mechanizmy wdrożenia rynku energii w Polsce. Został on wdrożony siłami wąskiej grupy konsultantów, za to „szybko”, jak kiedyś usłyszałem od zainteresowanych. Różnicę przy wdrażaniu rynku energii w Polsce i w Niemczech charakteryzuje zdanie, jakie wypowiedziane zostało kilka lat temu przez jednego z niemieckich kolegów porównującego organizację rynku energii. Powiedział on, że „rynek energii wprowadzamy nie po to, aby generował dodatkowe koszty”.

W Niemczech wymaga się od uczestnika rynku posiadania odpowiedniego oprogramowania niezbędnego do wymiany informacji. Jego koszt był równoważny kilkuset złotym.

W Polsce warunkiem przystąpienia do rynku energii jest posiadanie węzła WIRE – koszt rzędu kilku milionów złotych. Od polskich specjalistów usłyszałem, że rozwiązanie niemieckie jest prymitywne, a nasze finezyjne. Za tę „finezję” płaci polski konsument. W niemieckim systemie elektroenergetycznym funkcjonują 4 centra regulacyjne i ok. 900 grup bilansowych, a różnice w cenie energii dla odbiorców dochodzą do 30%, jeśli więc Niemcom wystarcza rozwiązanie tańsze, czemu nie nam? A może pewną rolę odgrywa interes zainteresowanych grup? Niestety koszty tej finezji akceptuje URE w taryfach.

Poważniejszą sprawą jest przyjęty w Polsce model rynku energii. Model ten jest wygodny jedynie dla organizatorów rynku. Posiada niestety poważną wadę – nie da się go zrealizować w praktyce tak, aby dostępne były poszczególne składniki kosztów produkcji i dostaw energii do odbiorców. Operator systemu kontraktuje dostawy porcji **energii** w stałych przedziałach piętnastominutowych. Aby generacja nadażać za zmieniającym się obciążeniem systemu, operator z 15-minutowym wyprzedzeniem informuje dostawcę o potrzebnej zmianie bazowego punktu pracy (BPP) danej jednostki wytwórczej. W celu bezpiecznego kierowania ruchem sieci niezbędne jest nadażanie za zmieniającą się w innym rytmie **mocą**.

Konsekwencją fatalnego modelu rynku jest wydawanie przez operatora dyspozycji dla wytwórców nadażania za tzw. schodkową charakterystyką mocy. Żaden blok energetyczny na świecie nie jest w stanie realizować takiej charakterystyki. Średnia szybkość naboru mocy przez jednostki wytwórcze w KSE to 2 MW/min. Przy poleceniu zmiany BPP na przykład o 30 MW, czas potrzebny do realizacji polecenia wynosi 15 minut. W rezultacie wytwórcy rozliczani są według „cen odchylenia”. Ponadto brak jednoznacznej procedury przejścia z energii na moc prowadzi do wynaturzenia mechanizmów rynku bilansującego, który z technicznego staje się handlowym. Mankamentem modelu rynku są częste zmiany BPP, na co zwrócili już uwagę specjaliści *Energo-pomiaru* (*Energetyka* nr 9/2002, strony 649–654). Wpływają one na przyspieszone zużycie grubościennych elementów technologicznych kotłów i turbin. Czynniki te powinny być brane pod uwagę w kalkulacji kosztów uczestnictwa bloków elektrowni ciepłych w rynku bilansującym.

¹⁾ Prof. dr hab. inż. Jan Bujko jest wybitnym specjalistą w dziedzinie systemów elektroenergetycznych, dyrektorem *IASE Wrocław*.

Jest także oczywiste, że zmiany punktów pracy zwiększają zużycie paliwa pierwotnego i emisję zanieczyszczeń, a więc pogarszają i tak niską sprawność naszych bloków.

Aby minimalizować zmiany obciążeń bloków energetycznych należy dokładniej programować dobowe zapotrzebowanie odbiorców energii elektrycznej.

Wprowadzenie rynku energii – system operatywnej współpracy elektrowni SOWE – spowodowało przerwanie pętli sprzężenia zwrotnego w regulatorze systemowym, co utrudnia automatyczną odbudowę zapasu mocy wirującej do regulacji wtórnej. Ma to konsekwencje na płaszczyźnie bezpieczeństwa pracy systemu przy pojawieniu się nagłych zaburzeń bilansu mocy czynnej w systemie. Zagrożenie takie może dopiero zlikwidować rozbudowany układ automatycznej regulacji mocy i częstotliwości (AGC) przez szybką analizę sytuacji i wydanie odpowiednich poleceń do zmian BPP. Niestety operator systemowy nie dysponuje regulatorem, który może wysyłać sygnały indywidualnie adresowane do jednostek wytwórczych.

Podczas kwietniowej konferencji w Poznaniu zatytułowanej „Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny” wielu specjalistów podnosiło problem braku zainteresowania operatorów systemu krajowego oraz sieci rozdzielczych pracami związanymi z bezpieczeństwem pracy. W odpowiedzi usłyszeliśmy, że odpowiedzialny jest URE, ponieważ nie uwzględnia kosztów z tym związanych w taryfach. Zamiast więc systematycznie wzmacniać odporność systemu na rozprzestrzenianie się awarii, zwiększa się prawdopodobieństwo bardzo wysokich kosztów, które trzeba będzie pokryć w razie jej wystąpienia.

Często dostrzec można generowanie kosztów związanych z rynkiem energii, natomiast nie widać działań, które mogłyby te koszty ograniczyć, na przykład koszty regulacyjnych usług systemowych.

Polski rynek energii jest o wiele mniejszy niż rynek niemiecki. Przecież ok. 50% kosztów naszego rynku przenosi się w cenach paliwa poza mechanizmami rynkowymi, z pozostałej części (60–70)%, także poza mechanizmami rynkowymi jest związane z KDT. Jeśli ponadto uwzględnić poważny udział generacji wymuszonej względami sieciowymi, to pozostaje tylko ok. 5% wolnego rynku. Dla tak niewielkiej części rynku ponosi się wysokie koszty jego obsługi oraz ryzyko związanych z nim zagrożeń.

Przedstawione powyżej problemy były wielokrotnie przedmiotem publikacji w czasopismach technicznych, mimo to artykuły te nie wywołały polemiki, w jakiej głos zabraliby na przykład konsultanci URE. Autor niniejszej publikacji nie traci jednak nadziei, że dyskusja taka się odbędzie.

Analiza poleceń wydawanych przez dyspozytorów systemowych wybranej elektrowni wykazuje, że ok. 20% z nich jest błędnych, tzn. w kolejnych przedziałach 15-minutowych zmienia się znak mocy (raz w górę, raz w dół). Powoduje to oczywiście znaczny wzrost kosztów.

Wspomnieć można, że Centrum Rozliczeniowo-Regulacyjne w Brauweiler (Niemcy) ma do swojej dyspozycji ok. 100 MW mocy regulacyjnej w elektrowniach wodnych. Może je wykorzystywać interwencyjnie nie powodując wzrostu kosztów, a zwłaszcza nie angażując bloków elektrowni ciepłych.

Dyspozytor polski nie ma aż tak dogodnej sytuacji, a mimo to na spotkaniach specjalistów często podnoszony był problem, że w czasie, kiedy dyspozytor wydaje polecenia dla bloków ciepłych, bloki elektrowni wodnych pracują ze stałą mocą. Błędem jest, że i tak słaba energetyka wodna w Polsce nie jest angażowana do aktywnej stabilizacji obciążenia systemu.

Warto też zwrócić uwagę na zagrożenia związane z monopolistyczną pozycją PSE. To przecież spółka PSE jest odpowiedzialna za wadliwy model rynku oraz niechęć do racjonalizacji kosztów związanych z jego funkcjonowaniem. To PSE wydziela „niezależnego” operatora systemowego bez niezbędnych narzędzi do szybkiej estymacji stanu systemu, a przecież powinien on dysponować nowoczesnym symulatorem systemowym umożliwiającym analizy przewidywanych zagrożeń i prowadzenie szkoleń dyspozytorów.

Od wielu lat nie jest prowadzona weryfikacja zdolności do realizowania „planu obrony”, choć wcześniej przeprowadzone eksperymenty wykazały niezdolność do skutecznego działania. To PSE ograniczyły swoje zaplecze konsultingowe do spółki-córki, która ostatnio rozbudowała swoją strukturę o wnuczkę – w pełni zależne od kapitału spółki-matki.

Wydaje się, że zarówno URE jak i Ministerstwo Gospodarki powinny przeanalizować zasadność kosztów już poniesionych na organizację rynku energii oraz braku działań w zakresie wyposażenia dotychczasowych służb w adekwatne narzędzia pracy. W przedstawionej sytuacji korzystanie przez URE z zewnętrznych konsultantów – anonimowych dla środowiska specjalistów – powinno być jak najszybciej zaniechane jako zbyt niebezpieczne dla funkcjonowania systemu.

Znana jest zdecydowanie negatywna opinia URE o konsolidacji pionowej w sektorze, a przecież koncerny zachodnie w swoich strukturach łączą dystrybucję z wytwarzaniem. Brak analogicznych struktur w Polsce może ograniczyć skuteczną konkurencję na rynku energii.

Obawy, które podnosi URE mogą być wyeliminowane przez stosowanie przejrzystych zasad rachunkowości. Przy niedostatku infrastruktury sieciowej byłoby korzystne wspólne zainteresowanie wytwórców i dystrybutorów w rozwiązywaniu problemów związanych z wyprowadzaniem nowej mocy, zwłaszcza przy specyfice KSE, która wymaga wspomaganie sieci przesyłowej sieciami spółek dystrybucyjnych.

Wkrótce powinny ruszyć prace przy wydzieleniu operatorów sieci rozdzielczych.

Czy będą oni tak samo niezależni, jak operator systemu przesyłowego?

