



Lato wielkich awarii energetycznych

Lato i początek jesieni 2003 roku stały się porą, w której na łamach gazet i w dziennikach telewizyjnych i radiowych miejsce ofiar upałów, utonięć czy pogryzienia przez rozjuszony psy zajęły awarie systemów elektroenergetycznych i związane z nimi wyłączenia energii elektrycznej, a przede wszystkim skutki, jakie dla ludzi przyniosły przerwy w dostawie tej energii. Te cztery, jakie miały miejsce w ciągu dwóch tylko miesięcy, katastrofalne awarie systemów elektroenergetycznych w USA, Londynie, Skandynawii i Włoszech przypomniły, że energia elektryczna jest ciągle produktem pierwszej potrzeby i to produktem, którego nie można magazynować. Uświadomiły także, że zasilanie odbiorców zależy całkowicie nie tylko od wytwarzających tę energię elektrowni, ale i od odpowiednio zwymiarowanych wzajemnych połączeń sieciowych, a także, a może przede wszystkim, od właściwej koordynacji pracy całego systemu. Unia Europejska, jeśli chce odgrywać rolę gospodarczą odpowiadającą ambicjom państw członkowskich, musi dążyć do stworzenia jednolitego rynku energii elektrycznej, co nie tylko pozwoli zlikwidować sytuację energetycznej izolacji niektórych państw, ale przede wszystkim doprowadzi do likwidacji wąskich gardeł ograniczających możliwości przesyłowe do niektórych regionów Europy.

W niniejszym numerze „Energetyki” prezentujemy dwa artykuły pozwalające się zorientować w przebiegu awarii amerykańskiej. Publikujemy także głosy, jakie odezwały się na łamach prasy polskiej i zagranicznej na ten temat (w dziale „Co o energetyce pisano i mówiono”).

Przedstawiamy również zestawienie wielkich awarii systemowych, jakie miały miejsce na przestrzeni ostatnich czterdziestu lat. Mamy nadzieję, że ten miniraport przybliży naszym Czytelnikom, wywodzącym się z zarówno energetyki zawodowej jak i reprezentujących odbiorców, zagrożenia, jakie stoją przed nami wszystkimi, którzy przecież potrzebują do życia energii elektrycznej jak powietrza i wody.

Redakcja

Władysław Mielczarski

Awaria energetyczna w USA i Kanadzie skłania do analizy bezpieczeństwa energetycznego w Polsce

Awaria energetyczna w połowie sierpnia w USA i kanadyjskiej prowincji Ontario pozbawiła energii ponad 60 milionów ludzi. Nie spowodowała ona ofiar w ludziach. Jednak taka sama awaria, gdyby się zdarzyła z ziemie może mieć trudne do przewidzenia skutki. Dlatego awarie w USA, Kanadzie i ostatnia w Londynie wskazują na konieczność analizy bezpieczeństwa energetycznego Polski. Nasz system przesyłowy jest słabo rozwinięty, a jego połączenia z systemem 110 kV powodują szereg problemów technicznych, ekonomicznych i własnościowych. W polskim systemie elektroenergetycznym obserwuje się znaczne przepływy kołowe. Nieodpowiednia struktura sieci 110, 220 i 400 kV skutkuje dużą liczbą ograniczeń sieciowych. Na skutek tego poziom generacji wymuszonej względami sieciowymi osiąga znaczne rozmiary.

Jednocześnie obserwuje się szybkie starzenie jednostek wytwórczych, podczas gdy budowa nowych mocy wytwórczych napotyka istotne trudności, jak w przypadku PAK lub pozostaje dalej w sferze planowania, jak w PKE czy Belchatowie. Ceny rynkowe energii nie skłaniają do inwestycji w nowe moce wytwórcze, a w strategii rozwoju elektroenergetyki brakuje mechanizmów stymulujących takie inwestycje.

Awaria w północnych stanach USA i w kanadyjskiej prowincji Ontario

Awaria, jaka się zdarzyła 14 sierpnia 2003 roku, nie powinna być zaskoczeniem. O dużych przepływach kołowych pomiędzy stanami USA: Michigan i Nowy Jork poprzez system prowincji Ontario było wiadomo od dawna.

Kiedy autor niniejszego artykułu brał udział w budowie symulatora rynku energii elektrycznej dla prowincji Ontario w latach 1998–2000, jednym z trudniejszych problemów było zamodelowanie przepływów pomiędzy Michigan i Nowym Jorkiem, oddziałującymi silnie na system Ontario, a mającymi przypadkowy charakter.

Nazwano te przepływy *Erie Lake Circulation*, a do ich modelowania używano generatorów liczb pseudolosowych [1]. Przepływy pomiędzy Michigan i Nowym Jorkiem były wywoływane nie tylko poprzez te dwa systemy, ale także wynikały z przepływów w stanach Ohio, Pensylwania i Indiana. Nie trudno było zgadnąć, że któregoś dnia przepływy te wyjdą spod kontroli, a awaria w jednym miejscu będzie miała efekt domina.



Rys. 1. Przepływy energii w chwili rozpoczęcia awarii [2]
X — wyłączone linie przesyłowe,
O — wyłączone elektrownie lub jednostki wytwórcze

Kolejność pojawiania się awarii w USA była następująca [2]. Na godzinę przed awarią przy odstawionej do remontu elektrowni atomowej *Davis-Besse* (870 MW) w stanie Ohio, następuje awaria następnej jednostki (*Eastlake* — 55 MW) w tym stanie. Później wyłącza się pierwsza linia przesyłowa zasilająca miasto Cleveland, a w 30 minut następuje wyłączenie następnej linii. Skutkuje to znacznymi spadkami napięcia w okolicach Cleveland. Wyłączają się dwie kolejne linie w Ohio, a w 20 minut później wyłącza się następna linia i trzy minuty później kolejna.

Na dwie minuty przed awarią tworzy się izolowana wyspa w północnej części Ohio. Zwiększa się przepływ energii z Michigan do Ohio. W ciągu 10 sekund przepływ ten wzrasta z 200 MW do 2200 MW. Powoduje to spadek napięć w Michigan i w ciągu minuty wyłączają się cztery elektrownie. Następuje lawinowy spadek napięć i w osiem sekund wyłącza się 30 linii przesyłowych w Michigan i kolejno następne 12 jednostek wytwórczych. System kanadyjskiej prowincji Ontario próbuje bezskutecznie podtrzymać system w stanie Michigan. Tworzy się silny przepływ ze stanu Nowy Jork poprzez Ontario do Michigan (rys. 1). Zaczyna się lawinowe wyłączanie linii i jednostek wytwórczych w Ontario i stanie Nowy Jork.

Czy taka awaria może zdarzyć się w Polsce?

Czytając o awariach w innych krajach każdy zadaje sobie pytanie: czy podobna awaria może zaistnieć w Polsce? Oczywiście tak, ponieważ polski system elektroenergetyczny działa zgodnie z tymi samymi prawami fizyki jak każdy inny system na świecie. To, że awaria może się zawsze zdarzyć — wiadomo, jednak powstają pytania. Jakie jest prawdopodobieństwo takiej awarii? Co należy zrobić, aby to prawdopodobieństwo zminimalizować?

Jak zapewnia się bezpieczeństwo działania systemu elektroenergetycznego?

Jednym z podstawowych wymagań poprawnego funkcjonowania sieci przesyłowej jest zapewnienie odpowiednich wielkości napięć w węzłach tej sieci. Napięcia te można zapewnić poprzez odpowiednie przydzielenie do pracy jednostek wytwórczych (JW), zwane rozdziałem obciążeń, w określonych węzłach sieci. Dla danej konfiguracji sieci i charakterystyk odbiorów energii analizuje się rozdział obciążeń zapewniający poprawną pracę sieci, kryteria niezawodnościowe, stabilnościowe oraz zwarciove. Taki zrównoważony układ odbiorów i generacji dla danej konfiguracji sieci nazywany jest układem normalnym. Operatorzy systemów przesyłowych budują układy normalne dla charakterystycznych okresów doby: szczyt i dolina zapotrzebowania, dni tygodnia: robocze lub świąteczne oraz pół roku.

Wynikiem analizy układów normalnych jest charakterystyczny rozdział obciążeń wskazujący, jakie JW muszą pracować i jaką ilość energii powinny wytwarzać. Jednostki niezbędne do prawidłowej pracy systemu elektroenergetycznego nazywane są generacją wymuszoną względami sieciowymi (GWS). Czasem stosowana jest angielska nazwa RMR — *Reliability Must Run*.

Operatorzy systemów przesyłowych publikują listy jednostek zliczonych do GWS. W Polsce PSE SA publikuje Plan Koordynacyjny Roczny (PKR) wskazując na jednostki GWS. Następnie plan ten jest uaktualniany. Analiza PKR wskazuje na znaczną liczbę JW, które muszą pracować, aby zapewnić odpowiedni stopień niezawodności dostaw energii elektrycznej.

GWS w polskim systemie elektroenergetycznym

W tabeli 1 pokazano przykładowo, dla miesiąca marca 2002 roku oraz trzeciej środy marca (20.03.02), jako dnia roboczego i niedzieli (24.03.02), jako dnia świątecznego, zagregowane ilości JW, które muszą pracować (GWS) ze względu na prawidłową pracę sieci elektrycznej oraz ich udział procentowy w całkowitej liczbie JW, dyspozycyjnej liczbie JW oraz w zapotrzebowaniu.

W tabeli 2 z kolei zestawiono liczby jednostek GWS w poszczególnych elektrowniach. Chociaż w PKR [3] jednostki GWS są podawane na węzły napięciowe w celu uproszczenia tabel dokonano agregacji dla poszczególnych elektrowni.

Wyniki analizy pokazują, że około 50% wszystkich JW jest zaliczonych do GWS, a kiedy weźmie się pod uwagę JW będące w dyspozycji, ponieważ nie wszystkie JW są dyspozycyjne ze względu na remonty i rezerwę trwałą, wówczas udział procentowy jednostek GWS zbliża się do 60% wszystkich dyspozycyjnych JW.



Tabela 1

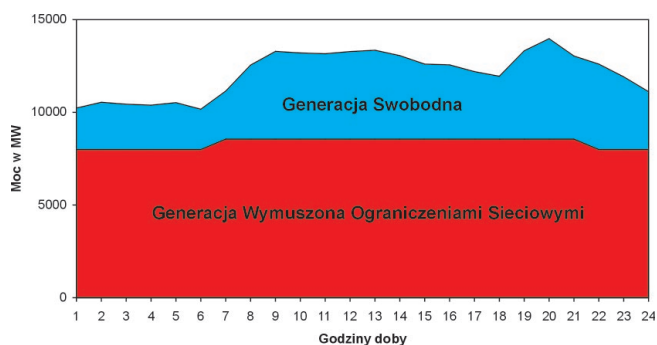
Udział generacji wymuszonej względami sieciowymi [3]

Dzień	Minimalna liczba pracujących JW	Minimalna moc GWS w MW	Udział % GWS w całkowitej liczbie JW	Udział % GWS w dyspozycyjnej liczbie JW	Energia swobodna jako % zapotrzebowania	Energia GWS jako % zapotrzebowania
Roboczy dolina	49	7995	48%	57%	21%	79%
Roboczy szczyt	55	8550	53%	63%	39%	61%
Świąteczny	47	7815	46%	53%	17%	83%

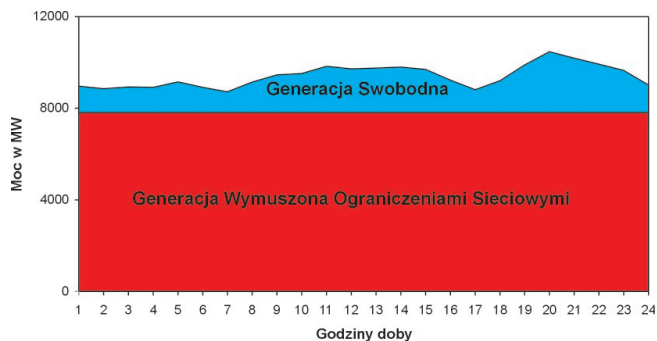
Tabela 2

Minimalne liczby jednostek GWS w poszczególnych elektrowniach [3]

Elektrownia	Minimalna liczba jednostek GWS	Minimalna moc GWS w MW	Liczba JW w elektrowni	Dyspozycyjna liczba JW	Udział JW GWS w liczbie dyspozycyjnych JW, %
Ostrołęka	2	300	3	3	67%
Bełchatów	6	1860	12	11	55%
Stalowa Wola	1	100	2	2	50%
Kozienice	4	580	10	9	44%
Połaniec	4	580	8	7	57%
Opole	2	590	4	4	50%
Jaworzno 3	3	480	6	5	60%
Łagisza	2	180	6	4	50%
Łaziska	2	390	6	6	33%
Siersza	1	55	5	5	20%
Rybnik	4	680	8	6	67%
Turów	5	670	8	5	100%
Dolna Odra	4	420	8	7	57%
Konin	1	100	2	2	50%
Adamów	1	110	5	4	25%
Pątnów	4	640	6	6	67%
Skawina	1	80	4	3	33%
Razem średnia	47	7815	103	89	53%



Rys. 2. Przydział do pracy jednostek wytwórczych w dzień roboczy na przykładzie dnia 20 marca 2002 r.

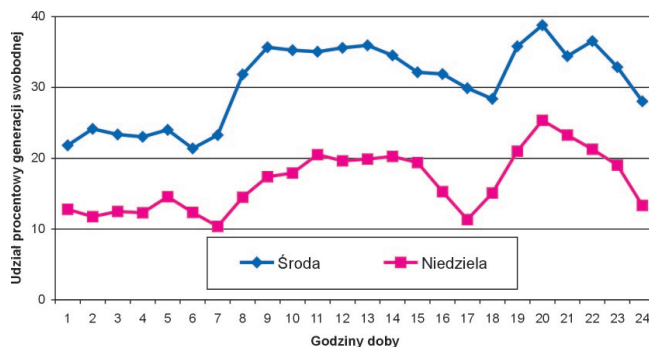


Rys. 3. Przydział do pracy jednostek wytwórczych w dzień świąteczny na przykładzie dnia 24 marca 2002 r.

Jeżeli wyznaczy się minimalną energię GWS jako procent zapotrzebowania dla jednostek JWCD (Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane) wówczas okazuje się, że w dni robocze od 61% do 79% zapotrzebowania jest pokrywane przez jednostki GWS, a w dni świąteczne udział ten przekracza 83%.

Jeżeli założyć, że średnio w godzinie wielkość energii GWS wynosi 8000 MW, to rocznie wielkość energii z GWS wynosi około 69 TWh, co zupełnie przypadkowo odpowiada w przybliżeniu wolumenowi KDT.

Na rysunkach 2 i 3 pokazano udział generacji wymuszonej względami sieciowymi na przykładzie dnia roboczego i świątecznego.



Rys. 4. Procentowy udział generacji swobodnej w zapotrzebowaniu w dzień roboczy i świąteczny



Rysunek 4 pokazuje, że udział procentowy generacji swobodnej wynosi w dni świąteczne od 10 do 25%, a w dni robocze od 20 do 40%. Zdarzają się godziny nocne w dni świąteczne, kiedy zapotrzebowanie odpowiada w 100% wielkości GWS.

Poprzez generację swobodną należy rozumieć przydział do pracy JW oparty wyłącznie na kryteriach cenowych, dokonany na podstawie ofert złożonych przez wytwórców energii elektrycznej.

Powyższa analiza pokazuje, jak bardzo polski system elektroenergetyczny i jego poprawne działanie są uzależnione od pracy określonej ilości JW w pewnych węzłach systemu przesyłowego. Aby zapewnić pracę takich jednostek w warunkach rynkowych, ktoś powinien kupić produkowaną przez te JW energię, niekiedy bardzo drogą. W systemach monopolistycznych energię z jednostek GWS kupuje zarządzający systemem, a zwiększony koszt jej zakupu rozkłada na wszystkich odbiorców. Wprowadzenie rynku energii elektrycznej znacznie komplikuje zakup energii z GWS.

System rynkowy a bezpieczeństwo energetyczne

Systemy rynkowe nastawione są na obniżenie kosztów wytwarzania i dostawy energii elektrycznej. Kwestie niezawodności działania systemu elektroenergetycznego są ustalone poprzez odpowiednie przepisy — w Polsce jest to Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. O ile z reguły udaje się za pomocą tych przepisów zapewniać krótkookresowe bezpieczeństwo energetyczne, to nie ma zbyt dużo dobrych metod pozwalających w systemach rynkowych stymulować rozwój systemu elektroenergetycznego w dłuższym horyzoncie czasowym.

Środki na inwestycje sieciowe są przydzielane w taryfie Operatora Systemu Przesyłowego i z reguły urzędy regulacji motywowane politycznie starają się ograniczyć wielkość taryfy, a poprzez to kosztów dostawcy. Takie działanie skutkuje jednak ograniczonymi możliwościami inwestycyjnymi.

Inwestycje w nowe moce wytwórcze są bardzo utrudnione w warunkach rynkowych. W początkowej fazie wprowadzania rynków obserwuje się znaczny spadek energii elektrycznej, czyniący inwestycje w nowe moce wytwórcze nieopłacalne.

Możliwe są dwie opcje. W pierwszej w strategii rozwoju energetyki włącza się mechanizmy stymulujące inwestycje.

W drugiej opcji czeka się, kiedy brak rezerw mocy spowoduje silny wzrost cen przyciągający inwestorów. Druga opcja jest znacznie bardziej kosztowna dla odbiorców energii i wpływa negatywnie na rozwój gospodarki.

Ponieważ z reguły regulacja jest gorsza od systemu rynkowego, znacznie lepiej jest zbudować system zakupu energii z jednostek GWS wysyłający do rynku energii sygnały ekonomiczne o rzeczywistych kosztach powodowanych przez ograniczenia sieciowe. Jedną ze stosowanych metod może być metoda wyznaczania kosztów węzłowych ograniczeń jako jednych z elementów metody LMP (*Location Marginal Pricing*). Inną metodą jest zawieranie przez OSP kontraktów różnicowych pozwalających na dopłaty do cen rynkowych jednostkom GWS lub kupowanie energii z jednostek GWS przez OSP.

Zakończenie

Rozwiązanie kontraktów długoterminowych z dniem 1 lipca 2004 r. spowoduje pojawienie się problemu GWS. Nie będzie już kontraktów zakupujących energię z drogiej jednostek GWS, a nie wiadomo czy po rozwiązaniu KDT wszystkie elektrownie będą w stanie sprzedać na wolnym rynku dostateczną ilość energii, aby zapewnić pracę JW w ilościach niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania sieci.

Elektrownie mogą nie być w stanie sprzedać energię lub mogą również nie chcieć tego robić wiedząc, że OSP musi tę energię w jakiś sposób zakupić. Niezbyt szczęśliwe rozwiązanie rynku bilansującego, przypisujące umowy sprzedaży fizycznym jednostkom wytwórczym, stwarza pewną okazję do nieprzydzielania energii ze sprzedaży rynkowej na JW, które i tak muszą pracować ze względów sieciowych, a tym samym do wykorzystywania siły rynkowej.

Konieczne jest opracowanie skutecznych metod zakupu energii z jednostek GWS, a także pokazanie rzeczywistych kosztów wynikających z ograniczeń w pracy sieci przesyłowej. Dopiero pokazanie rzeczywistych kosztów zapewnienia niezawodności pracy systemu elektroenergetycznego pozwala na ocenę opłacalności inwestycji w poprawę przepustowości sieci i nowe moce wytwórcze.

LITERATURA

- [1] Ontario Market Simulator, Energy Optimal Solutions, 1998
- [2] ITC Analysis of Grid Collapse, International Transmission Company, 2003
- [3] Plan Koordynacyjny Roczny — 2002, *Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA*

