

Tomasz MOTOWIDLAK*

Istota ciągłości dostaw energii elektrycznej w Unii Europejskiej

STRESZCZENIE. W artykule przedstawiono główne determinanty bezpieczeństwa energetycznego kraju, do których należą niezawodność źródeł i wytwarzania energii, niezawodność systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, jakość dostarczanej energii oraz jakość obsługi klienta. Jego motywem przewodnim stało się bezpieczeństwo zasilania energią elektryczną krajów członkowskich Unii Europejskiej związane ze stanem i jakością zarządzania infrastrukturą przesyłową. Dla podkreślenia wagi problemu odwołano się do skutków najgroźniejszych awarii systemów elektroenergetycznych. Do oceny ciągłości dostaw energii elektrycznej w wybranych krajach europejskich wykorzystano wskaźniki niezawodności systemu stosowane w międzynarodowej praktyce regulacyjnej. Porównywalność jej rezultatów jest w wielu przypadkach utrudniona ze względu na zróżnicowany zakres rejestracji danych systemowych (np. typ przerw w zasilaniu, które podlegają rejestracji), różnych definicji niektórych pojęć (np. siły wyższej) oraz standardów ciągłości dostaw energii (a także kompensat dla odbiorców w przypadku ich nieprzestrzegania) w poszczególnych krajach europejskich. Analiza ciągłości dostaw obejmuje przerwy w zasilaniu energią w wymiarze czasowym i ilościowym z uwzględnieniem przerw planowanych oraz spowodowanych siłą wyższą. Zaprezentowano wpływ, jaki na wartość powyższych parametrów w niektórych krajach wywarło wprowadzenie systemów bodźcowych. Dodatkowe wnioski dotyczące ciągłości dostaw zapewnia analiza przeprowadzona z wykorzystaniem kryteriów typu sieci, będącej źródłem zakłócenia, obszaru dotkniętego nieplanowanymi przerwami w zasilaniu oraz ich przyczyn.

SŁOWA KLUCZOWE: bezpieczeństwo energetyczne, energia elektryczna, standardy ciągłości dostaw, przerwy w zasilaniu energią w krajach UE

* Dr — Katedra Międzynarodowych Stosunków Gospodarczych, Uniwersytet Łódzki.

Recenzent: prof. dr hab. inż. Eugeniusz MOKRZYCKI

Wprowadzenie

Awarie systemów elektroenergetycznych, które miały miejsce w ostatnim okresie w Europie, a także w USA, wywołały problem możliwości zachowania bezpieczeństwa elektroenergetycznego w warunkach liberalizacji rynku energii. W krajach członkowskich Unii Europejskiej proces ten przebiega od połowy lat dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku. Zapoczątkowany on został Dyrektywą 96/92 /UE z 19 grudnia 1996 roku, a następnie wzmocniony Dyrektywą 2003/54/UE z 23 czerwca 2003 roku. Analizy podjęte przez Komisję Europejską, Radę Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER), Operatorów Systemów Przesyłowych (ETSO) i inne międzynarodowe organizacje energetyczne pozwoliły na sformułowanie najczęstszych przyczyn awarii systemowych. Wynika z nich, iż prawie każda awaria wystąpiła w specyficznych okolicznościach i była koincydencją co najmniej kilku przyczyn, z których istotnymi były głębokie anomalie pogodowe (Duda 2005). Ponadto zaliczono do nich także niewystarczający poziom i strukturę mocy wytwórczych, niekompletny i nieprzejrzysty podział zadań i odpowiedzialności podmiotów na zdecentralizowanym rynku.

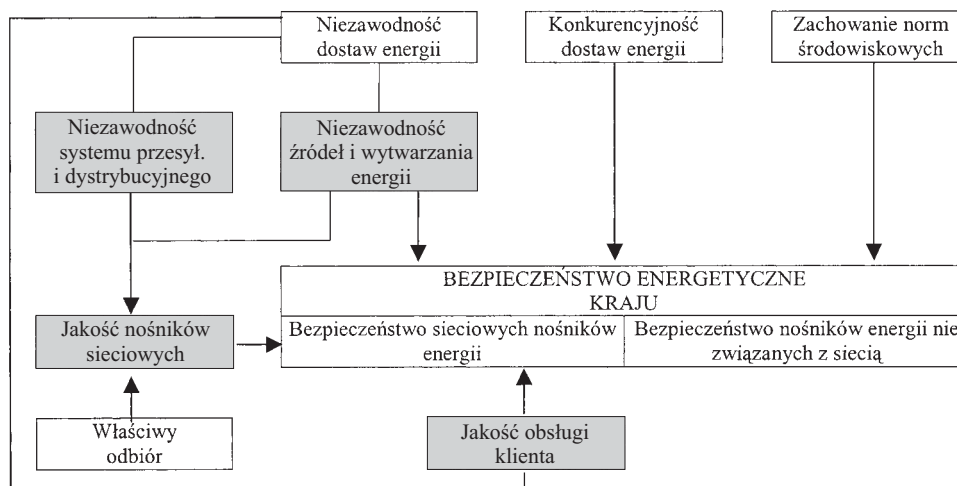
Wśród nich znalazły się także te, które były związane z funkcjonowaniem systemów przesyłowych. Wytknięto w szczególności niewystarczający poziom i strukturę mocy przesyłowych w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych, zwłaszcza połączeń międzysystemowych. Zaakcentowano także niedostosowanie do nadzwyczajnych sytuacji procedur zarządzania ograniczeniami systemowymi, co skutkowało niedostateczną koordynacją działań współpracujących ze sobą operatorów systemów przesyłowych. Problemy te wymagają szczególnego potraktowania, są one bowiem m.in. pochodną wprowadzania konkurencji na rynki energii elektrycznej. W warunkach centralnego sterowania jednostkami wytwórczymi konfiguracja sieci przesyłowych i dystrybucyjnych była sztywno dostosowana do ukształtowanych w długim okresie modeli rozptyłów mocy. Liberalizacja wprowadziła luźne powiązania między dostawcami i odbiorcami, wynikające z gry konkurencyjnej, które mogą znacznie odbiegać od utartych szablonów. Operator systemu, który jest przede wszystkim odpowiedzialny za bezpieczeństwo funkcjonowania systemu, ma w związku z tym trudniejsze zadanie w bilansowaniu systemu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi. Rozwój zliberalizowanego rynku prowadzi także do rozszerzenia geograficznego powiązań rynkowych. Problemem w ich obsłudze są niedostateczne zdolności przesyłowe, które nie tylko ograniczają jego rozwój, lecz także utrudniają zarządzanie ograniczeniami systemowymi i zmniejszają szanse kompensowania deficytu mocy wytwórczych poprzez zwiększenie międzysystemowej wymiany energii.

Celem niniejszego artykułu jest prezentacja czynników wpływających na bezpieczeństwo energetyczne kraju, z których centralnie potraktowana została niezawodność systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. Wpływ tego czynnika na bezpieczeństwo zasilania energią elektryczną przedstawiono przez pryzmat uwarunkowań krajów członkowskich Unii Europejskiej.

1. Istota bezpieczeństwa elektroenergetycznego

Bezpieczeństwo energetyczne (ang. *security of supply*) jest definiowane jako stan gospodarki, umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska. Z definicji tej wynika, iż zachowanie bezpieczeństwa energetycznego kraju wymaga podjęcia działań zmierzających do stworzenia takiego systemu prawno-ekonomicznego, który sprzyjałby niezawodności dostaw, konkurencyjności rynkowej oraz spełnieniu rygorów ochrony środowiska (Paska 2005). Powyższe składniki bezpieczeństwa energetycznego są w istocie swojej wzajemnie sprzeczne, gdyż odpowiedni poziom bezpieczeństwa dostaw, a zwłaszcza spełnianie wciąż wzrastających wymogów środowiska, wiąże się z koniecznością ponoszenia coraz wyższych kosztów. Natomiast akceptowalne ceny oznaczają konieczność dyscyplinowania kosztów i poprawy efektywności przedsiębiorstw. Realizacja tych celów w warunkach rynkowych oznacza zastąpienie mechanizmów regulacji administracyjnej przez mechanizm regulacji rynkowej.

Niezawodność dostaw energii (ang. *reliability of supply*) należy postrzegać w czterech wymiarach (rys. 1). W pierwszym z nich oznacza ona zapewnienie stabilnych warunków, umożliwiających pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania gospodarki i społeczeństwa na energię, realizowanych przez dywersyfikację kierunków dostaw oraz rodzajów nośników energii pozwalających na ich wzajemną substytucję. Ten aspekt obejmuje zatem zagwarantowanie zaopatrzenia w surowce energetyczne i paliwa (niezawodność źródeł energii), a także utrzymywanie mocy wytwórczych, zdolnych do wytworzenia odpowiedniej ilości



Rys. 1. Czynniki wpływające na bezpieczeństwo energetyczne kraju
Źródło: opracowanie własne na podstawie J. Pasek, Jakość energii elektrycznej, niezawodność zasilania
bezpieczeństwo energetyczne, „Elektroenergetyka” 4/2003

Fig. 1. Factors which influence security of supply of a country

i jakości energii użytkowej, np. energii elektrycznej, ciepła (niezawodność wytwarzania energii). W przypadku energii elektrycznej w obszarze tym mieści się jej import. Zatem niezawodność źródeł i wytwarzania energii oddziałuje na bezpieczeństwo energetyczne związane zarówno z sieciowymi nośnikami energii (np. energia elektryczna, gaz), jak i formami energii, które nie są związane z siecią dystrybucyjną (np. paliwa stałe, paliwa ciekłe).

Z kolei niezawodność systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, tj. drugi wymiar niezawodności dostaw, dotyczy jedynie sieciowych nośników energii. Systemy te odpowiedzialne są za ciągłość dostaw (ang. *continuity of supply*) do odbiorców końcowych, ponieważ dostarczane są one im za pośrednictwem systemów sieciowych. Na przykład przesył energii elektrycznej wymaga sprawnego działania systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych, za co odpowiedzialni są ich operatorzy. Stan ten jest nie tylko rezultatem sprawności technicznej tych systemów, ale także właściwego zarządzania przepływami mocy. Niespełnienie któregokolwiek z wymienionych czynników prowadzi do awarii lub ograniczeń w pracy sieci, a w konsekwencji do przerw w zasilaniu odbiorców lub braku możliwości dostawy energii w uzgodnionych wcześniej ilościach i czasie.

Trzecia płaszczyzna niezawodności dostaw energii dotyczy jej jakości (ang. *quality of supply*). Niezawodność dostaw nie ogranicza się tylko do zapewnienia wymaganej ilości energii, lecz także jej parametrów, mieszczących się w granicach ustalonych standardów. W przypadku energii elektrycznej (i innych sieciowych nośników energii) oznacza to jej dostarczenie do punktów przyłączenia odbiorców (klientów) w postaci odpowiedniej do zasilania urządzeń elektrycznych i realizacji u nich procesów technologicznych, zgodnie z wymaganiami eksploatacyjnymi. Aby sprostać tym wymaganiom na przykład energia elektryczna powinna się cechować m.in. odpowiednim napięciem, częstotliwością, kształtem przebiegu czasowego, a także symetrią napięć w układzie trójfazowym. W przypadku nośników energii nie związanych z siecią, ich parametry jakościowe kształtowane są głównie w sferze jej wytwarzania (na płaszczyźnie obiektów i urządzeń wytwarzających). Natomiast obszar kształtowania parametrów jakościowych sieciowych form energii (w tym w szczególności energii elektrycznej) jest znacznie szerszy i – oprócz sfery wytwarzania i odbioru – rozciąga się także na sferę ich przesyłu i dystrybucji (płaszczyzna obiektów i urządzeń do przesyłu i dystrybucji), tj. sieć elektroenergetyczną. Stanowi ona zbiór urządzeń powiązanych ze sobą funkcjonalnie i połączonych elektrycznie, przeznaczonych do przesyłania, przetwarzania i rozdzielania, na określonym terytorium, wytworzonej w elektrowniach energii elektrycznej oraz do zasilania nią odbiorców.

Istotna rola systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, dla zapewnienia dostaw sieciowych form energii oraz jej odpowiedniej jakości, sprawia, iż znaczącym aspektem niezawodności dostaw – a tym samym bezpieczeństwa energetycznego, staje się jakość obsługi klientów (ang. *commercial quality*). Obejmuje ona standardy w zakresie kształtowania zależności handlowych między dostawcą a odbiorcą energii elektrycznej, regulacje prawne określające sposób traktowania i obsługi odbiorców (szczególnie drobnych), a także bieżącą praktykę załatwiania skarg i reklamacji. Dwuznaczność regulacji czy opieszałość w działaniu mogą bowiem stać się przyczynami dłuższego braku możliwości poboru mocy.

Konkurencyjność oznacza tworzenie dla wszystkich uczestników rynku energii jednomyślnych warunków działalności. Zapewniać one powinny wiarygodność i przejrzystość cen

i kosztów, a także eliminację wykorzystywania systemu kreowania cen w celu realizacji polityki socjalnej lub jako instrumentu ekonomicznego wspierania określonego nośnika energii. Natomiast spełnienie wymogów środowiskowych należy odbierać jako minimalizację negatywnego oddziaływania sektora energii na środowisko i warunki życia społeczeństwa. Zatem bezpieczeństwo energetyczne jest kategorią społeczno-ekonomiczną, w obrębie której można wyróżnić bezpieczeństwa cząstkowe, związane z poszczególnymi formami (nośnikami) energii, np. bezpieczeństwo elektroenergetyczne, bezpieczeństwo zaopatrzenia w ciepło, gaz itd.

Stworzenie jednakowych warunków działalności dla wszystkich uczestników rynku energii elektrycznej nie może ograniczać roli regulacji do ogłaszania taryf cenowych i kontroli ich przestrzegania. W obszarze jej bezpośredniego oddziaływania powinny się znaleźć kwestie ciągłości dostaw energii elektrycznej, jej jakości, a także jakości obsługi klientów. Regulacja cenowa bez regulacji jakościowej może prowadzić do tego, iż konkurencyjny rynek energii elektrycznej może wysyłać zniekształcone sygnały dotyczące jej jakości. Zatem jednoznaczne określenie wymogów (standardów) w zakresie ciągłości dostaw, jakości towarów i usług oraz jakości obsługi klientów są niezbędnym warunkiem nie tylko dla niezakłóconego funkcjonowania mechanizmów konkurencji na rynku energii elektrycznej, ale także dla zwiększenia bezpieczeństwa zasilania odbiorców, a tym samym bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju. Rezultatem regulacji w obszarze niezawodności dostaw energii elektrycznej powinny być rozwiązania nie tylko zapobiegające prowadzeniu polityki cięcia kosztów i w konsekwencji jej pogorszeniu (we wszystkich jej aspektach), lecz stymulujące jej poprawę.

Między innymi właśnie te zadania powierzono Radzie Europejskich Regulatorów Energii (ang. *Council of European Energy Regulators* – CEER), która została powołana w 2000 roku w Brukseli. Jej członkami są organy regulacyjne z krajów członkowskich UE (oprócz Luksemburga) oraz Norwegii i Islandii. Głównym celem Rady jest podejmowanie działań zmierzających do utworzenia w Europie jednolitego, konkurencyjnego i trwałego rynku energii elektrycznej i gazu. Od 2003 roku cel ten realizowany jest wspólnie z Grupą Europejskich Regulatorów dla Energii Elektrycznej i Gazu (ang. *European Regulators Group for Electricity and Gas* – ERGEG), która została powołana na mocy Decyzji Komisji Europejskiej nr 796/2003/UE z 11 listopada 2003 roku. W praktyce ERGEG kontynuowała prace rozpoczęte w latach poprzednich przez CEER. Przenikanie kompetencji, a nawet struktur organizacyjnych CEER i ERGEG (zespoły zadaniowe CEER w praktyce pracują nad zadaniami ERGEG) ma swoje prozaiczne uzasadnienie (Sanderski 2003). Choć w decyzji ustanawiającej ERGEG jest zapis mówiący o tym, iż Komisja Europejska zapewnia obsługę prac i utrzymuje sekretariat ERGEG, w rzeczywistości zadanie to spoczywa na Sekretariacie CEER, a prace finansowane są z jej budżetu, na który łożą państwa członkowskie UE w proporcji odpowiadającej sile ich głosów w Radzie. ERGEG funkcjonuje jako instytucja o charakterze doradczym wobec Komisji we wszelkich sprawach dotyczących budowy jednolitego europejskiego rynku energii. Prace ERGEG/CEER mają sprzyjać współpracy tworzących je organów regulacyjnych celem zapewnienia spójnego stosowania w krajach członkowskich legislacji unijnej.

Prace CEER i ERGEG prowadzone są w dwupoziomowo, tzn. w Grupach Roboczych (ang. *Working Groups*) oraz Zespołach Zadaniowych (ang. *Task Forces*). Zadaniem tych

drugich jest wspieranie tych pierwszych na etapie podstawowej obróbki opracowywanych dokumentów. W 2005 roku w strukturze CEER funkcjonowało pięć grup roboczych, tzn. Grupa Robocza ds. Energii Elektrycznej (ang. *Electricity Working Group*), Grupa Robocza ds. Gazu Ziarnego (ang. *Gas Working Group*), Grupa Robocza ds. Jednolitego Rynku Energii Elektrycznej (ang. *Single Energy Market Working Group*), Grupa Robocza Informatyko-Szkoleniowa (ang. *International Training and Benchmarking Working Group*) i Grupa ds. Regulacji Rynku Energii Elektrycznej w Europie Pół.-Wsch. Dwie pierwsze z wymienionych grup funkcjonowały także w strukturze ERGEG (ang. *European Regulators' Group for Electricity and Gas*), trzecią zaś była Grupa Robocza ds. Ochrony Konsumentów. Do zadań grup tematycznie związanych z rynkiem energii elektrycznej należy w szczególności m.in. opracowywanie wytycznych w sprawie warunków dostępu do sieci i zarządzania ograniczeniami w wymianie transgranicznej oraz harmonizacji taryf sieciowych, a także standardów bezpieczeństwa, niezawodności pracy systemów przesyłowych oraz jakości energii elektrycznej.

Dowodem dużej wagi, jaką organizacje te przywiązują do tej ostatniej grupy zagadnień było utworzenie w styczniu 2000 roku, w ramach Grupy Roboczej ds. Energii Elektrycznej CEER, Zespołu Zadaniowego ds. Jakości Dostarczanej Energii Elektrycznej (ang. *CEER Quality of Supply Task Force*). Utworzoną w ten sposób strukturę organizacyjną określa się też mianem Grupy Roboczej ds. Jakości Dostarczanej Energii Elektrycznej (ang. *Working Group for Quality for Electricity Supply – WGQES*). Podejmowane przez nią działania koncentrują się na porównywaniu strategii tworzenia standardów w zakresie niezawodności dostaw energii elektrycznej w poszczególnych krajach europejskich (CEER Security... 2004). Zmierzają one także do ustalania zakresu ich przestrzegania. W pracach grupy uczestniczą w zasadzie wszystkie państwa europejskie, jednak największą aktywnością odznacza się sześć z nich, tzn. Włochy, Portugalia, Holandia, Hiszpania, Norwegia i Wielka Brytania. Z ich inicjatywy opublikowanych zostało kilka raportów na temat europejskich standardów dotyczących niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz jej stanu faktycznego. One też dostarczają każdorazowo najbardziej kompletnych danych, które następnie stają się przedmiotem analizy. Jest to jednocześnie powód, dla którego nie jest aktualnie możliwe objęcie nią, w podobnym stopniu, wszystkich krajów europejskich. Zatem w wielu przypadkach „europejski obraz” w zakresie bezpieczeństwa elektroenergetycznego odzwierciedla (w największym stopniu) stany istniejące w państwach WGQES. Porównywalność i interpretacja danych jest ponadto utrudniona ze względu na różnice w definiowaniu tych samych pojęć oraz zróżnicowane rozwiązania dotyczące standardów w poszczególnych krajach.

2. Największe awarie systemowe i sieciowe i ich skutki

O ciągłości dostaw energii elektrycznej decyduje niezawodność systemu elektroenergetycznego, tj. niezawodność urządzeń i układów służących jej wytwarzaniu, przesyłaniu i rozdzielaniu. Oznacza ona stan umożliwiający realizowanie dostaw energii elektrycznej

w sposób niezakłócony. Zachowanie ciągłości dostaw ma podstawowe znaczenie dla funkcjonowania rynku energii elektrycznej, a tym samym gospodarek państw, bowiem nawet energia tania, które nie dotrze do odbiorcy, jest dla niego bezwartościowa.

Poziom wytwarzania może być odpowiedzialny za deficyt mocy w systemie zazwyczaj w okresie szczytowego obciążenia. Stan taki oznacza ujemne saldo krajowego bilansu mocy (niedobór mocy), z uwzględnieniem salda wymiany mocy z zagranicą, korekt częstotliwości i napięcia, przeciążeń i ograniczeń poboru. Jego efektem są zwykle wyłączenia, tzn. ograniczenia ilości odbiorców z powodu braku mocy. W przypadku przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej istotnym elementem jest sprawny system sterowania, który pozwala na określenie warunków bezpiecznej pracy systemu przesyłowego. Oprócz tego jakość pracy systemu elektroenergetycznego zależy od kompetencji i uprawnień jego operatorów, którzy są odpowiedzialni za bezpieczeństwo elektroenergetyczne na rynkach energii elektrycznej, a także od wielkości rezerw mocy. Na rynku systemowym odpowiedzialność ta spoczywa na operatorze systemu przesyłowego, zaś na operatorach systemów dystrybucyjnych na rynkach lokalnych. Ich zadania oraz zakres odpowiedzialności przedstawiono w tabeli 1.

TABELA 1. Zadania i zakres odpowiedzialności operatorów systemów według Dyrektywy 2003/54/UE

TABLE 1. Tasks and responsibility of TSOs according to Directive 2003/54/UE

Lp.	Zadania	OSP	OSD
1.	Zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu na obszarze swojego działania	+	+
2.	Prowadzenie ruchu sieciowego na obszarze swojego działania	+	+
3.	Utrzymanie sieci przesyłowej/dystrybucyjnej oraz połączeń z innymi systemami	+	+
4.	Rozwój systemu przesyłowego/dystrybucyjnego	+	+
5.	Dysponowanie mocą jednostek wytwórczych energii elektrycznej na obszarze swojego działania	+	+
6.	Współpraca z innymi operatorami lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania połączonych sieci	+	+
7.	Sterowanie przepływami energii elektrycznej	+	
8.	Przesyłanie energii elektrycznej między systemami	+	
9.	Utrzymanie określonych parametrów (jakości) energii elektrycznej	+	
10.	Zapewnienie zdolności przesyłowych oraz mocy źródeł energii elektrycznej	+	+
11.	Sporządzanie bieżących bilansów energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej	+	+
12.	Realizacja ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, wprowadzonych na zasadach określonych w przepisach	+	+

Źródło: opracowanie własne na podstawie Dyrektywy 2003/54/UE oraz M. Zerka, Operator systemu przesyłowego na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej, „Rynek Terminowy” 1/2000.

Ze względu na przepisy i zobowiązania międzynarodowe większe zobowiązania ciążyą na operatorze systemu przesyłowego. Wynika to głównie z centralnego charakteru sterowania krajowymi mocami wytwórczymi, z potrzeby sterowania wymianą międzynarodową oraz odpowiedzialności za odbudowę krajowego systemu elektroenergetycznego po zaniku napięcia. Z racji konieczności sterowania przepływami międzysystemowymi, dla utrzymania wymiany międzynarodowej operatorowi systemu przesyłowego przysługują uprawnienia do dysponowania mocą niezbędną do realizacji tego celu. Natomiast operatorzy systemów rozdzielczych mają kompetencje i uprawnienia do prowadzenia ruchu na obszarach swojego działania bez możliwości oddziaływania na cały system elektroenergetyczny i wymianę międzynarodową. W ramach dysponowania mocą operatorzy są odpowiedzialni za priorytetowe traktowanie energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach wykorzystujących źródła odnawialne oraz w układach skojarzonych.

Podstawowym celem rozwoju systemu przesyłowego jest zaspokajanie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Oznacza to konieczność programowania rozbudowy źródeł wytwórczych i krajowej sieci przesyłowej, w celu zapewnienia realizacji usług przesyłowych z zachowaniem stabilności pracy systemu we wszystkich warunkach obciążeniowych. Budowa nowych linii i stacji elektroenergetycznych zwiększa zatem liczbę dróg zasilania i poprawia stan bezpieczeństwa elektroenergetycznego. W rynkowych warunkach działania sektora elektroenergetycznego struktura sieci przesyłowej musi być kształtowana tak, aby po przyłączeniu największych wytwórców energii elektrycznej nie nastąpiło pogorszenie parametrów ciągłości i stabilności pracy, a występujące ograniczenia przesyłowe i zagrożenia pracy systemu zostały usunięte. Aby te wymagania zostały spełnione, należy dążyć do stworzenia szkieletowej sieci najwyższych napięć, wielokrotnie zamkniętej, wzajemnie rezerwującej się w stanach awaryjnych i odpornej na dynamiczne zmiany obciążenia (Paska 2005). W określonych warunkach alternatywą dla budowy nowych linii przesyłowych, prowadzącą do zmniejszenia częstości zakłóceń, może być instalowanie urządzeń wyższej jakości oraz zmiany konstrukcyjne i materiałowe lub rozwój energetyki rozproszonej. Natomiast skrócenie czasu przerw w zasilaniu, zaistniałych na skutek zakłóceń pracy systemu, można uzyskać przez udoskonalenie dyspozycji mocy i lepsze wyposażenie brygad remontowych. Jednak rozwój sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, jak również połączeń międzysystemowych, może nieść ze sobą negatywne skutki dla środowiska. Wiąże się to głównie z negatywnym oddziaływaniem linii i stacji elektroenergetycznych na krajobraz, oddziaływaniem pól elektromagnetycznych na środowisko oraz potencjalnym ryzykiem skażenia gleby, wód gruntowych i atmosfery (np. w wyniku wycieku oleju transformatorowego). Wpływ linii elektroenergetycznych na krajobraz można co prawda minimalizować m.in. poprzez coraz szersze wykorzystanie podziemnych linii kablowych, jednakże jest to rozwiązanie radykalnie podnoszące koszty, które mogłyby prowadzić do istotnego wzrostu kosztu dostaw energii elektrycznej (Zerka 2004).

O wadze problemu zachowania ciągłości dostaw energii elektrycznej mogą świadczyć skutki „wielkich awarii” (ang. *blackout*) systemów elektroenergetycznych (tab. 2), które w „najnowszej historii elektroenergetyki” dały się we znaki szerokim społecznościom i negatywnie wpłynęły na funkcjonowanie gospodarek krajów nimi dotkniętych. „Rozległa awaria” systemu elektroenergetycznego oznacza bowiem brak dostaw energii na znacznym

TABELA 2. Największe na świecie awarie systemów elektroenergetycznych i ich skutki

TABLE 2. Biggest damages of transmission systems in the world and their effects

Dotknięty obszar	Czas trwania	Data	Opis
1	2	3	4
USA (Nowy Jork, New Jersey), Kanada (Nowa Anglia, Ontario)	13 h	9–10 listopada 1965	– pierwsza o tak dużym zasięgu awaria systemów elektroenergetycznych, jej skutki odczuło około 30 mln ludzi
USA (Nowy Jork)	25 h	13–14 sierpnia 1977	– przyczyną była uszkodzona linia wysokiego napięcia – jej skutki odczuło ponad 12 mln osób
Francja	0,25 h	styczeń 1983	– cały Paryż pozbawiony został energii elektrycznej
Singapur	8 h	luty 1983	– skutki dotknęły 2,5 mln mieszkańców
Indie	4 h	lipiec 1984	– skutki dotknęły 7 mln mieszkańców New Delhi
Polska	ponad 20 h	luty 1987	– przyczyną awarii były silne mrozy i usterki techniczne – uszkodzonych zostało kilkadziesiąt linii wysokich, średnich i niskich napięć w województwach pń.-wsch. – energii elektrycznej pozbawionych zostało kilkadziesiąt tysięcy mieszkańców
Indie	1,5 h	maj 1987	– energii elektrycznej pozbawionych zostało 11 mln mieszkańców Bombaju
Grecja	kilka h	listopad 1993	– skutki dotknęły około 4 mln mieszkańców Aten
USA	kilka h	10 sierpnia 1996	– awaria linii wysokiego napięcia wystąpiła na granicy Kalifornii z Oregonem i pozbawiła prądu 15 mln osób w siedmiu zachodnich stanach USA
Wenezuela	1 h	sierpień 1997	– prądu nie miało ponad 5 mln osób, głównie mieszkańców Caracas
Kanada	10-20 h	5–7 stycznia 1998	– przyczyną było uszkodzenie przez burzę śnieżną ok. 100 linii wysokiego napięcia w prowincji Ontario, Quebec i Nowa Anglia – awaria pozbawiła prądu 1,4 mln odbiorców, a jej usuwanie trwało miesiąc
Brazylia	2 h	marzec 1999	– energii elektrycznej pozbawionych było łącznie około 26 mln osób
USA (Nowy Jork, Pensylwania, Ohio, Indiana, Michigan), Kanada (Ontario)	ponad 20 h	14 sierpnia 2003	– nastąpiła przerwa w dostawie energii elektrycznej do domów i przemysłu w ośmiu stanach USA i w części dwóch prowincji Kanady – awaria dotknęła ok. 60 mln ludzi – wyłączono ponad 100 elektrowni – do miast pozbawionych energii elektrycznej przez ponad 29 h należały Detroit, Cleveland, Toronto, Ottawa, Nowy Jork, Newark i Hatford

TAB. 2 cd.

TAB. 2 cont.

1	2	3	4
Austria	0 h	27 sierpnia 2003	– problemy wystąpiły na skutek awarii linii pomiędzy Węgrami i Chorwacją oraz przeciążenia linii pń.-płd. (przerwa na linii z Czechami), jednak szybkie działania doprowadziły do utrzymania dostaw
Wielka Brytania (Londyn, Birmingham)	0,5 h	28 sierpnia 2003	– nastąpiła awaria systemu 275 kV – prądu pozbawionych było 500 tys. mieszkańców pld. Londynu i pń.-zach. części Kentu, a także 220 tys. mieszkańców Birmingham – ewakuowano londyńskie metro, wielu ludzi ugrzęzło w windach, zapanował chaos
Szwecja (płd.) Dania (wsch.)	7 h	23 września 2003	– była to największa od 20 lat awaria sieci elektroenergetycznej w tym regionie – w jej wyniku wyłączono szwedzkie elektrownie jądrowe, a prądu pozbawionych zostało 5 mln ludzi
Włochy	ponad 20 h	28 września 2003	– awaria dotknęła linię 400 kV z Francji do Włoch na terytorium Szwajcarii, która spowodowała lawinowe wyłączenia – całe Włochy, z wyjątkiem Sardynii, pozbawione zostały energii elektrycznej – brak możliwości przesyłowych między Włochami, Szwajcarią i Francją – były cztery ofiary śmiertelne – straty powstałe tylko w wyniku rozmrożenia lodówek ocenia się na 120 mln euro
Polska (Warszawa)	kilka h	22 listopada 2004	– kilka dzielnic Warszawy zostało pozbawionych prądu – czasowo zamknięto Międzynarodowy Port Lotniczy Okęcie – awarię spowodował mroz, który uszkodził izolator
Tajlandia (Bangkok)	kilka h	5 lutego 2005	– z powodu przerw w dostawie prądu ewakuowano setki osób z metra w stolicy Tajlandii; podobna sytuacja wystąpiła 5 godzin wcześniej
Rosja (Moskwa, a także 24 miasta obwodu stołecznego oraz obwody sąsiednie)	5–10 h	25 maja 2005	– „narodowa awaria energetyczna” – na kilka godzin stanęła komunikacja miejska – ok. 20 tys. osób utknęło w metrze, a ponad 1,5 tys. w windach, – jeszcze następnego dnia ponad 1 tys. budynków (w tym szpital położniczy) pozostawało bez prądu, nie kursowały niektóre linie tramwajowe i trolejbusowe – przyczyną awarii był wybuch, a następnie pożar w podstacji energetycznej „Czagino” na obrzeżach Moskwy – zdaniem ministra przemysłu W. Christienki do wybuchu mogły przyczynić się wysokie temperatury panujące w Rosji oraz „przestarzały sprzęt” – wg premiera M. Fradkowa odpowiedzialność za awarię ponosi koncern elektroenergetyczny RAO JES Rossii

TAB. 2 cd.

TAB. 2 cont.

1	2	3	4
Serbia i Czarnogóra (Novy Sad)	0,75 h	11 czerwca 2005	<ul style="list-style-type: none"> – awaria wydarzyła się podczas meczu piłki siatkowej Serbia i Czarnogóra – Polska w ramach Ligi Światowej – spowodowało to ok. 45-minutową przerwę w meczu i transmisji telewizyjnej; jej znaczenie miało istotny wymiar psychologiczny i prestiżowy, gdyż była obserwowana przez szeroką publiczność
Gruzja		24 lipca 2005	<ul style="list-style-type: none"> – awaria linii wysokiego napięcia pozbawiła zasilania całą Gruzję
USA (Kalifornia)	2 h	13 września 2005	<ul style="list-style-type: none"> – poważna awaria pozbawiła zasilania Los Angeles – istniała obawa, iż brak zasilania był wynikiem zamachu terrorystycznego – nie doszło do spotkania Bush – Kwaśniewski w Los Angeles, które przeniesiono do Santa Monica
Wielka Brytania (Londyn)	4 h	27 lipca 2006	<ul style="list-style-type: none"> – dotkliwe upały spowodowały ograniczenia w dostawach w centrum Londynu – w tłumnie odwiedzanej przez turystów dzielnicy rozrywek Soho firma EDF Energy wstrzymała zasilanie dla 3 tys. odbiorców – zamknięto stację metra Oxford Circus, jedną z najruchliwszych w Londynie
USA (stan Nowy Jork)	48 h	14-15 października 2006	<ul style="list-style-type: none"> – obfite opady śniegu doprowadziły do „największej zapaści energetycznej, jaka kiedykolwiek zdarzyła się w zach. części stanu Nowy Jork” (rzecznik sieci krajowej – S. Brady) – wg amerykańskiej ogólnokrajowej sieci energetycznej prądu pozbawionych było 430 tys. odbiorców, – z przymusowym zaciemnieniem borykało się 96,5 tys. klientów innej sieci, obejmującej swym zasięgiem tylko stan Nowy Jork, – ok. 12 godzin nieczynne było lotnisko w Buffalo
Francja, Włochy, Hiszpania, Portugalia, Belgia, Holandia, Austria, Chorwacja	0,75 h	4 listopada 2006	<ul style="list-style-type: none"> – wyłączenie linii wysokiego napięcia w póln-zach. Niemczech doprowadziło do awarii i pozbawiło prądu ok. 10 mln mieszkańców Europy (w tym ok. 5 mln we Francji, ok. 1 mln w Niemczech), – awaria spowodowała częściowy paraliż komunikacji kolejowej w Niemczech i Belgii, – powodem wyłączenia było umożliwienie norweskiemu statkowi „Norwegian Pearl” przepłynięcia rzeki Ems
Polska (Warszawa: Śródmieście, Ochota Mokotów)	1 h	17 listopada 2006	<ul style="list-style-type: none"> – brak zasilania unieruchomił metro i tramwaje, nie było też sygnalizacji świetlnej ani prądu w biurach i blokach mieszkalnych; wystąpiły ograniczenia w dostawie wody – przyczyną awarii było zwarcie w rozdzielni prądu

Źródło: opracowania własne na podstawie W. Mielczarski, Awaria energetyczna w USA i Kanadzie skłania do analizy bezpieczeństwa energetycznego w Polsce, „Energetyka” 10–11/2003, M. Kaliński, Blackout po polsku, „Energetyka” 12/2004 oraz bieżących informacji medialnych

obszarze. Każda taka sytuacja charakteryzuje się specyficznymi warunkami oraz wystąpieniem kilku różnych czynników powodujących przekroczenie krytycznych wartości pracy systemu elektroenergetycznego, czego efektem jest z kolei lawinowe (automatyczne) odłączanie poszczególnych dostawców energii i utrata zasilania na kolejnych obszarach (Lelątko, Michalski, Krysta 2004). W momencie przekroczenia kluczowych parametrów stabilnego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i rozpoczęcia lawinowej utraty napięcia na obszarze objętym blackoutem nie ma praktycznie żadnych możliwości zahamowania tego procesu. Szansa zapobieżenia wystąpieniu awarii istnieje w okresie narastania tego ryzyka (np. kolejne awarie lub zmiany pogodowe). Ogromne potencjalne koszty takiego scenariusza są wynikiem wykorzystania energii elektrycznej niemal we wszystkich obszarach gospodarki i naszego życia. Gazociągi, rurociągi, wodociągi, transport lądowy, wodny, kolejowy i lotniczy, internet czy wreszcie codzienne funkcjonowanie każdego człowieka nie mogą być realizowane, jeżeli ustaną dostawy energii elektrycznej.

W rezultacie awarii, która wydarzyła się w 2003 roku na pograniczu USA i Kanady, wyłączonych zostało ponad 100 elektrowni, w tym 22 elektrownie nuklearne. Spowodowała ona zatrzymanie się pociągów, wind, a brak sygnalizacji świetlnej wywołał niemały chaos w ruchu ulicznym dużych aglomeracji. Na kilku lotniskach regionu zawieszono wszystkie loty. Mieszkańcy stanu Michigan ucierpieli dodatkowo w wyniku braku wody, która dostarczana jest tam przy użyciu pomp elektrycznych. W półtorej godziny od awarii, działalność zawiesiła nowojorska giełda towarowa NYMEX (ang. *New York Mercantile Exchange*) z powodu braku dostępu jej uczestników do elektronicznych systemów handlowych i rozliczeniowych (Lelątko, Krysta, Michalski 2004). O wiele dłużej wyjątkowa sytuacja trwała w Ontario. Tamtejszy, niezależny operator rynku energii elektrycznej na osiem dni zawiesił działalność konkurencyjnego rynku. W tym czasie energia była dystrybuowana manualnie przez operatora do odbiorców, a w razie konieczności dokonywano jej zakupu z sąsiednich obszarów. Cena płacona za energię elektryczną w tym okresie była ceną administracyjną, ustalaną na podstawie historycznych cen rynkowych w analogicznych okresach. Zasadniczym powodem awarii było niedotrzymanie standardów przesyłowych. Nastąpiła nagła redukcja mocy i zmiana kierunku przepływu prądu, co doprowadziło do znacznych wahań poziomów energii w systemie, a w konsekwencji do automatycznych wyłączeń wytwórców i sieci w regionie. Awaria ta skłoniła B. Richardsona (byłego sekretarza Energii USA) do porównania systemu energetycznego USA, w aspekcie zdolności do zapewnienia ciągłości zasilania, z systemami energetycznymi krajów Trzeciego Świata. Jednocześnie pojawiły się wypowiedzi, iż jest wiele biednych krajów ze znacznie bardziej niezawodnym systemem energetycznym i żaden lub niewiele bogatych krajów, których systemy doświadczyłyby tak częstych i tak poważnych problemów (Rozewicz 2003).

Podobna w skutkach sytuacja powtórzyła się ponad miesiąc później w Europie. Awaria prawie na cały dzień pozbawiła energii elektrycznej większość z 57 mln mieszkańców Włoch. Bezpośrednią jej przyczyną było uszkodzenie na obszarze Szwajcarii przez łamiące się drzewo 380 kV linii przesyłowej, łączącej ten kraj z systemem włoskim. W konsekwencji efektu domina, dostaw energii elektrycznej pozbawiony został cały obszar Włoch z wyjątkiem Sardynii. W przeciągu pół godziny od uszkodzenia pierwszej linii, z powodu przeciążenia wyłączyła się druga. W wyniku tego, prawie równocześnie wyłączyły się dwie

kolejne linie, tym razem pomiędzy Francją i Włochami. Ostatecznie, wszystkie linie elektroenergetyczne, łączące Włochy z krajami sąsiednimi, zostały odłączone, co skutkowało całkowitą izolacją włoskiego systemu elektroenergetycznego. W sumie odciętych zostało 6 GW zdolności przesyłowych, reprezentujących 25% nocnego zapotrzebowania na energię elektryczną całych Włoch. W rezultacie tymczasowo energii elektrycznej pozbawieni zostali także odbiorcy na południu Szwajcarii (Lelątko, Michalski, Krysta 2004). Doświadczenie włoskie wskazuje, iż kraj, którego bezpieczeństwo energetyczne w znacznym stopniu zależy od importu energii elektrycznej, w sytuacji kryzysowej staje się nadmiernie uzależniony od zjawisk zachodzących w systemie kraju tranzytowego i działań operatorów, na które nie ma żadnego wpływu. W związku z zaistniałą sytuacją rząd włoski przyjął dekret o budowie (w latach 2004–2008) 17 elektrowni o łącznej mocy 11,91 GW oraz 3 połączeń międzynarodowych: ze Szwajcarią (Saint Fiorano – Robbia), z Austrią (Cordignano–Lienz) oraz ze Słowenią (Udine–Okroglo) (Biedrzycki 2004). Mając na uwadze poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju postanowiono również rozbudować sieć połączeń krajowych, gdyż występujące w niej „wąskie gardła” spotęgowały skutki blackoutu.

Duże zamieszanie wywołała awaria, która miała miejsce w Danii i Szwecji 23 września 2003 roku. Dotyczy to w szczególności większych z dotkniętych nią miast, takich jak np. Kopenhaga, Norrköping i Varberg. Cała wschodnia Dania i południowa Szwecja, zamieszkałe przez 4 mln mieszkańców o zapotrzebowaniu 4,85 GW (w chwili awarii), pozbawione były energii elektrycznej przez prawie 7 godzin, a ilość niedostarczonej energii oszacowano na 18 GWh (Kasprzyk, Paprocki 2004). Bezpośrednią przyczyną awarii było wyłączenie elektrowni nuklearnej Oskarshamn. Ponieważ import energii elektrycznej ze wschodniej Danii został wstrzymany, a na liniach łączących południe Szwecji z Niemcami i Polską akurat prowadzone były prace konserwacyjne, w obszarze południowej Szwecji wystąpił niedobór energii elektrycznej, co wywołało destabilizację systemu i kolejne wyłączenia. Przyczyną awarii w Wielkiej Brytanii (Londyn i Birmingham) z sierpnia 2003 roku był niewłaściwie zainstalowany przekaźnik zabezpieczający. Objęła ona 20% dostaw energii elektrycznej Londynu i wywołała największy chaos w systemie komunikacyjnym miasta.

Jednak głównymi „sprawcami” wyłączeń doświadczanych przez odbiorców indywidualnych są tzw. awarie sieciowe, które dotyczą sieci dystrybucyjnych (w odróżnieniu do awarii systemowych, które związane są z sieciami przesyłowymi). Stan sieci dystrybucyjnych decyduje tym samym o wartości większości wskaźników niezawodności zasilania odbiorców. Ogólnie rzecz biorąc, ok. 80–95% tego typu zawodności przypisywana jest sieci rozdzielczej. Jej podstawowym zadaniem jest pobranie energii z głównych punktów zasilających (punktów wyjścia z sieci przesyłowej) i dostarczenie jej do odbiorców końcowych przy spełnieniu określonych wymagań jakościowych. Powinno ono być realizowane przy akceptowalnym poziomie niezawodności, tj. przy utrzymaniu liczby i czasu trwania ograniczeń lub wyłączeń odbiorców na niskim poziomie. Problem w osiągnięciu tego celu tkwi w tym, iż system dystrybucyjny, zwłaszcza na niższych napięciach oraz w sieciach większych, zawiera zwykle napowietrzne linie promieniowe, które są narażone na niekorzystne warunki atmosferyczne. Ich oddziaływanie prowadzi często do ich uszkodzeń, a w konsekwencji do zakłóceń w zasilaniu i długotrwałych wyłączeń. Z badań austriackich wynika, iż częstość zakłóceń podczas niekorzystnej pogody jest 10–80 razy wyższa niż ich częstość

podczas pogody sprzyjającej, natomiast średni czas trwania zakłócenia jest coraz krótszy, ponieważ większość zakłóceń jest likwidowana automatycznie bez konieczności przeprowadzania remontu (Paska 2005). Podobny wydźwięk mają rezultaty obserwacji przeprowadzonych w naszym kraju. Wynika z nich, iż w okresie złej pogody (głównie w czasie burz i mgieł) wystąpiło 54% wszystkich zakłóceń w funkcjonowaniu systemu elektroenergetycznego). Istotą tego czynnika zwiększa fakt, iż czas stanów burzowych i mgłowych nie przekracza 4% czasu rocznego (a łącznie ze stanami wietrznymi wskaźnik ten wzrasta do 5%). Zwiększenie zakresu bezpieczeństwa elektroenergetycznego w takich okolicznościach jest możliwe np. poprzez szersze stosowanie źródeł generacji rozproszonej, zlokalizowanych blisko odbiorców i wykorzystujących lokalne źródła energii. Pozwalają one bowiem uniknąć (lub ograniczyć) uciążliwości i kosztów będących rezultatem przerw w zasilaniu, spowodowanych zawodnością sieci przesyłowej, a zwłaszcza dystrybucyjnej. Znacznym bodźcem dla rozwoju rozproszonych źródeł energii może być dalsza liberalizacja rynku energii elektrycznej. Pozwoliłaby ona odbiorcom na reakcje wobec zmiennego poziomu cen energii elektrycznej i włączenie, w krąg ewentualnych jej dostawców, także producentów, wykorzystujących źródła rozproszone. Ponadto należy zaznaczyć, iż generacja rozproszona stanowi jedyne źródło zasilania dla tych odbiorców, którzy nie są przyłączeni do sieci dystrybucyjnej. Na zliberalizowanych rynkach energii elektrycznej brak zainteresowania dostawców tą grupą odbiorców (rozbudową sieci dystrybucyjnej) wynika z faktu, iż taka inwestycja nie jest opłacalna od strony ekonomicznej.

3. Uwarunkowania oceny ciągłości zasilania w UE

Najczęściej stosowane w międzynarodowej praktyce regulacyjnej wskaźniki niezawodności systemu elektroenergetycznego przedstawiono w tabeli 3. Ich zasięg jest jednak szerszy, ponieważ obejmuje cały system, tzn. zarówno poziom wytwarzania energii elektrycznej, jak również poziom jej przesyłu i dystrybucji.

Wskaźniki CI i SAIFI koncentrują się na liczbie wyłączeń odbiorców w ciągu roku. Oba odniesione są do liczby odbiorców ogółem (odbiorców przyłączonych). Pierwszy z nich jest nośnikiem informacji na temat ogólnej liczby wyłączeń, tzn. przerw w zasilaniu o charakterze nieplanowanym i planowanym, drugi zaś informuje o liczbie wyłączeń nieplanowanych, przypadających w ciągu roku na jednego odbiorcę. Zatem wskaźniki te wyrażają odpowiednio łączną i nieplanowaną ilość przerw w zasilaniu, jakiej może oczekiwać w ciągu roku przyłączony odbiorca. Wskaźnik SAFI nie obejmuje zazwyczaj krótkich przerw o czasie trwania krótszym niż 3 minuty, pozostawiając to wskaźnikowi MAIFI. W Wielkiej Brytanii stosowany jest wskaźnik zdefiniowany jako liczba przerw przypadająca na stu odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

Podstawą konstrukcji wskaźników CML i SAIDI jest długość okresu w skali roku (przeliczona na jednego przyłączonego odbiorcę), w którym nie była dostarczana energia elektryczna. Wyrażają one zatem odpowiednio czas trwania wszystkich oraz nieplanowa-

TABELA 3. Najczęściej stosowane wskaźniki ciągłości dostaw energii elektrycznej

TABLE 3. Most used indicators for continuity of supply

Lp.	Wskaźnik	Skrót	Konstrukcja wskaźnika / interpretacja
1	Customer Interruption	CI	łączna liczba wyłączeń ogółem w ciągu roku / liczba odbiorców przyłączonych
2	System Average Interruption Frequency	SAIFI	liczba wyłączeń nieplanowanych w ciągu roku / liczba odbiorców przyłączonych
3	Customer Minutes Lost	CML	łączny roczny czas wyłączeń / liczba odbiorców przyłączonych
4	System Average Interruption Duration Index	SAIDI	czas trwania wyłączeń nieplanowanych w ciągu roku / liczba odbiorców przyłączonych
5	Customer Average Interruption Frequency Index	CAIFI	liczba wyłączeń nieplanowanych w ciągu roku / liczba odbiorców wyłączonych
6	Customer Average Duration Frequency Index	CAIDI	łączny roczny czas wyłączeń nieplanowanych / liczba odbiorców wyłączonych
7	Average Service Availability Index	ASAI	czas, w którym zasilanie było dostępne / czas zapotrzebowania na zasilanie
8	Average Service Unavailability Index	ASUI	czas, w którym zasilanie było niedostępne / czas zapotrzebowania na zasilanie
9	Average Interruption Time	AIT	łączny czas wyłączeń w ciągu roku, których źródłem jest stan sieci przesyłowych
10	Energy Not Supplied	ENS	ilość energii niedostarczonej w ciągu roku w związku z funkcjonowaniem sieci dystrybucyjnych
11	Momentary Average Interruption Frequency Index	MAIFI	liczba krótkich przerw w zasilaniu w ciągu roku / liczba odbiorców przyłączonych
12	Time of Equivalent Interruption per Power Installed	TIEPI	łączny czas trwania wyłączeń w ciągu roku / moc zainstalowana
13	Number of Equivalent Interruption per Power Installed	NIEPI	łączna liczba wyłączeń w ciągu roku / moc zainstalowana

Źródło: opracowanie własne na podstawie J.Paska, Niezawodność systemów energetycznych, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005, s.17.

nych przerw w zasilaniu, jakiego może się spodziewać odbiorca w ciągu roku. Wartość poznawczą wskaźnika SAIDI podnosi jego skorelowanie z ilością energii niedostarczonej (ang. *Energy Not Supplied* – ENS). Rozwiązanie to pozwala na ocenę ciągłości dostaw, ponieważ uwzględnia ilość wyłączonej i niedostarczonej mocy. Powyższe wskaźniki odnoszą się zazwyczaj do sieci dystrybucyjnej, chociaż mogą także być związane z siecią przesyłową. Generalnie im wyższe jest napięcie sieci, tym bardziej jest ona sprawna. Jednocześnie zakłócenia powstałe w sieciach wyższych napięć są odczuwalne dla większej ilości klientów.

Pozostałe wskaźniki, wyszczególnione w tabeli 3, są miarami niezawodności dostaw energii elektrycznej według IEEE (ang. *Standard Definition for Reliability Statistics*). Wskaźnik CAIFI jest podobny pod względem konstrukcji do wskaźnika SAIFI. Jednak w jego przypadku liczbę nieplanowanych wyłączeń w ciągu roku odnosi się nie do ogółu odbiorców, lecz do liczby wyłączeń. W ten sposób wyraża on średni czas trwania nieplanowanej przerwy w zasilaniu, określa tym samym czas potrzebny do przywrócenia zasilania odbiorcy w przypadku wystąpienia przerw (wyłączeń) nieplanowanych. Podobnie skonstruowany jest wskaźnik CAIDI, który uwzględnia jednakże łączny czas wyłączeń, które wystąpiły w ciągu roku i odnosi go, podobnie jak CAIFI, do liczby odbiorców wyłączonych. Blisko są ze sobą powiązane wskaźniki ASAI i ASUI, bowiem suma ich wartości jest zawsze równa jedności. Dzieje się tak dlatego, iż w liczniku ułamka pierwszego z nich (wskaźnik dyspozycyjności zasilania) znajduje się czas (w ciągu roku), w którym zasilanie było dostępne, zaś licznik ułamka drugiego z nich (wskaźnik niedyspozycyjności) wyraża czas, w którym było ono niedostępne.

Wskaźnik ENS w większości krajów związany jest z sieciami dystrybucyjnymi. Wyraża on ilość energii niedostarczonej odbiorcom w ciągu roku na skutek defektów, które w nich wystąpiły, jest tym samym miarą odporności krajowego systemu elektroenergetycznego. Jednakże w niektórych krajach (np. we Włoszech) może on uwzględniać także energię elektryczną, która nie została dostarczona odbiorcom w związku z zakłóceniami w funkcjonowaniu sieci przesyłowej. Nie uwzględnia on zazwyczaj energii, która nie dotarła do klientów w czasie krótkich przerw w zasilaniu (poniżej 3 minut). Jest bardziej czuły od wskaźnika CML, ponieważ obejmuje także energię elektryczną, która wytworzona została w lokalnych, podłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej źródłach. Pewną modyfikacją wskaźnika ENS jest wskaźnik AENS (ang. *Average Energy Not Supplied*), który informuje o średniej (oczekiwanej) ilości energii elektrycznej niedostarczonej przeciętnemu odbiorcy w ciągu roku.

Jedynym wskaźnikiem który odnosi się tylko do sieci przesyłowej jest AIT. Ujmuje on łączny czas wyłączeń w ciągu roku, których jest ona źródłem. Istota tego wskaźnika tkwi w tym, iż zakłócenia w funkcjonowaniu sieci transmisyjnej są, ze względu na wyższe parametry pracy, bardziej nieregularne niż ma to miejsce w przypadku sieci dystrybucyjnych. Ponadto jej ewentualna awaria skutkuje zazwyczaj znacznie większą liczbą wyłączeń. Rzadziej stosowane są wskaźniki TIEPI i NIEPI (wyjątek stanowi Hiszpania, gdzie stosowane są w odniesieniu do wyłączeń planowanych), których wspólną cechą jest to, iż odnoszą one odpowiednio łączny czas trwania wyłączeń oraz ich łączną liczbę do wielkości mocy zainstalowanej. Wskaźniki ciągłości dostaw energii elektrycznej ważone wielkością mocy zainstalowanej są bardziej precyzyjne od prezentowanych wcześniej wskaźników ważonych ilością klientów, ponieważ ich konstrukcja pomija fakt znacznego zróżnicowania ilości i czasu trwania wyłączeń wśród poszczególnych grup klientów. Więksi z nich doświadczają ich bowiem znacznie mniej i cechuje je dodatkowo krótszy czas trwania.

Z kilkoma wyjątkami, organy regulacyjne krajów europejskich monitorują długie (trwające ponad 3 minuty) planowane i nieplanowane przerwy w zasilaniu pojawiające się w sferze dystrybucji (tab. 4). Nie są one jednak monitorowane na bieżąco, np. w Polsce. Z kolei w Słowenii dane te są dostępne, lecz ich rejestracja nie przebiega systematycznie. Na

TABELA 4. Zakres rejestracji danych systemowych dotyczących ciągłości dostaw energii w wybranych krajach europejskich

TABLE 4. Records of system dates concerning continuity of supply in some European countries

Lp.	Kraj	Pomiar długich przerw	Pomiar krótkich przerw	Oddzielny pomiar przerw plan. i nieplan.	Badanie przyczyn przerw	Lokalizacja przerw	Typ sieci uwzględniony	Definicja siły wyższej	Przeprowadzanie audytów	Tryb inform. organu regulacyjnego	Publikacja danych
1	Austria	+		+	+		M,H	+		rocznie	+
2	Belgia	+1		+	+		L,H	+		rocznie	
3	Czechy	+		+	+	+	L,M,H	+ ³		rocznie	+
4	Estonia	+		+			M,H	+		rocznie	+
5	Hiszpania	+		+	+		M,H	+	+	rocznie	+
6	Finlandia	+	+	+	+		L,M,H	+ ³		rocznie	+
7	Francja	+	+	+	+		L,M,H	+	+	rocznie	+
8	Grecja	+		+		+	L,M,H	+ ³		rocznie	+
9	Irlandia	+ ²	+ ²	+	±	+	M,H	+ ³		rocznie	+
10	Litwa	+		+	+	+	L,M,H	+		kwart.	+
11	Łotwa	+					M,H	+ ³		rocznie	+
12	Norwegia	+		+		+	M,H	+ ³	+	rocznie	+
13	Polska							+ ³		rocznie	
14	Portugalia	+		+	+	+	L,M,H	+	+	kwart.	+
15	Słowenia	sda	sda	sda	+		M,H	+ ³		ad hoc	+
16	Szwecja	+		+		+	M,H	+ ³		rocznie	+
17	Węgry	+	+	+	+		L,M,H	+	+	rocznie	+
18	Wielka B.	+	+	+			L,M,H	+	+	rocznie	+
19	Włochy	+	+	+	+	+	L,M,H	+	+	rocznie	+

Oznaczenia: ¹ – >15' LV, ² – >1', ³ – definicja stwarza szerokie możliwości interpretacji, ± – czynność nieregularna, sda – dostępne są niektóre dane, L/M/H – dane rejestrowane są na poziomie niskiego/ średniego/ wysokiego napięcia.

Źródło: opracowanie własne na podstawie Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005, CEER, December 2005, s. 6, 33, 34

Łotwie nie rozróżnia się między wyłączeniami planowanymi i nieplanowanymi, zaś w Irlandii między przerwami długimi i krótkimi. Przerwy krótkie (trwające krócej niż 3 minuty) podlegają rejestracji jedynie w Finlandii, Francji, na Węgrzech, w Wielkiej Brytanii i we

Włoszech. Tylko określona grupa państw rejestruje przerwy w zasilaniu mające swe źródła we wszystkich typach sieci (LV, HV i MV). Zalicza się do nich Czechy, Finlandię, Francję, Grecję, Wielką Brytanię, Węgry, Włochy, Litwę, Norwegię, Portugalię i Szwecję (Third Benchmarking Report ... 2005). W przypadku wielu państw, np. Austrii, Estonii, Irlandii, Łotwy, Słowenii i Hiszpanii, monitoring jest ograniczony do sieci HV lub/i MV. Z tego też względu wartości wskaźników ilości i czasu przerw w zasilaniu są niższe (nie uwzględniają przerw mających swe źródło w sieci LV). W Belgii (Walonia) dane dotyczące przerw w zasilaniu przyporządkowane są poszczególnym typom sieci, a ponadto, w przypadku przerw związanych z sieciami LV, rejestrowane są tylko te z nich, które trwają dłużej niż 15 minut. O dużej skali niespójności w podejściu do rejestracji danych systemowych dotyczących ciągłości dostaw energii elektrycznej w uwzględnionych w tabeli 4 krajach świadczą ich działania na rzecz rejestracji ich przyczyn, miejsca występowania oraz definicji siły wyższej. Przyczyny przerw w zasilaniu nie są rejestrowane w Estonii, Grecji, Łotwie, Norwegii, Polsce, Szwecji i we Włoszech, natomiast w Irlandii działania te przeprowadzane są nieregularnie. Identyfikacja lokalizacji miejsc wystąpienia wyłączeń ma charakter rutynowych działań tylko w Czechach, Grecji, Irlandii, na Litwie, w Norwegii, Portugalii, Szwecji i we Włoszech.

Definicja siły wyższej występuje wprawdzie we wszystkich uwzględnionych w tabeli 4 krajach, ale zróżnicowana jest jej treść, stopień precyzji, dokument w którym ją usankcjonowano, a także jego ranga. Obejmuje ona wydarzenia, których operator „nie mógł przewidzieć” (np. Estonia) lub okoliczności, w których funkcjonowanie sieci przesyłowej i dystrybucyjnej „nie było projektowane” (np. Austria, Belgia, Włochy). W szczególności zaliczyć do nich należy ekstremalne zjawiska pogodowe (np. silny wiatr, intensywne opady śniegu, trzęsienia ziemi), niepokoje społeczne (np. strajki, rozruchy, ataki terrorystyczne, wojny), a także niecodzienne stany w sektorze elektroenergetycznym (np. blackouty, paraliż sektora wytwórczego, ingerencja władz w celu zapewnienia funkcjonowania państwa, wyłączenia na prośbę państwa ze względów bezpieczeństwa lub obronności). Na przykład we Francji i Belgii pojęcie siły wyższej zostało określone dekretemi, natomiast m.in. w Czechach i Słowenii uznanie danego wydarzenia za jej przejaw wymaga zgody organu regulacyjnego. W Polsce określenie siły wyższej występuje w regulaminie sieci przesyłowej i nie ma ono „wydźwięku statystycznego”.

Wobec zróżnicowanych zasad systemowych staje się jasne, iż porównanie wartości parametrów (tab. 7) charakteryzujących ciągłość zasilania w poszczególnych krajach europejskich nie zawsze będzie dokładne i wyczerpujące. Stosunkowo jednolite, w krajach uwzględnionych w tabeli 4, są zasady przekazywania danych charakteryzujących ciągłość dostaw energii elektrycznej organom regulacyjnym. W większości z nich obowiązuje tryb roczny, jedynie na Litwie i w Portugalii czynność ta wykonywana jest co kwartał. Natomiast w Słowenii dane te przekazywane są organowi regulacyjnemu na jego wniosek. Audyty sprawozdań dotyczących sytuacji w zakresie ciągłości dostaw energii elektrycznej przeprowadzane są w Hiszpanii, Francji, Norwegii, Portugalii, na Węgrzech, w Wielkiej Brytanii i we Włoszech. Stosunkowo jednolite są zasady postępowania dotyczące publikacji informacji, działania te bowiem nie mają charakteru powszechnego jedynie w Belgii i Polsce.

oraz maksymalnej łącznej rocznej ich ilości (standard III). Kategoria I standardu klientowskiego rozciąga się od 4 godzin w Belgii (Walonia) i 6 we Francji do 18 godzin w Czechach i Wielkiej Brytanii i 24 godzin na Litwie. W tym ostatnim kraju, w przypadku niektórych grup klientów, istnieje możliwość skrócenia standardowego czasu trwania pojedynczej przerwy, wówczas jednak parametr ten staje się elementem kontraktu (negocjacji) na dostawę energii elektrycznej. Maksymalny roczny czas trwania wyłączeń (kategoria II standardu klientowskiego) wyznaczono w Hiszpanii, Polsce i Portugalii. Jest on zróżnicowany w zależności od typu sieci, do której podłączony jest dany klient oraz jego lokalizacji. Na przykład w Hiszpanii odbiorcy wiejscy podłączeni do sieci LV mogą się spodziewać, iż łączny czas trwania przerw w zasilaniu w ciągu roku nie przekroczy 20 minut. O 14 minut krótszego czasu wyłączeń mogą oczekiwać klienci zlokalizowani w miastach, natomiast w przypadku klientów z siedzibą na obszarach podmiejskich powinien on być o 10 minut krótszy. Czasy te ulegają skróceniu dla klientów podłączonych do sieci MV i wynoszą od 4 minut w obszarze miejskim do 16 minut w obszarze wiejskim. Najkrótszy i jednolity jest czas trwania wszystkich wyłączeń w przypadku klientów podłączonych do sieci HV, wynosi on bowiem 6 minut. Standard wyrażający łączną roczną ilość długich przerw w zasilaniu (standard kategorii III) stosowany jest we Francji, Hiszpanii, Portugalii, Wielkiej Brytanii oraz we Włoszech. Z danych zestawionych w tabeli 5 wynika, iż najbardziej liberalny jest on w Portugalii, gdzie dopuszczalna roczna ilość wyłączeń waha się od 12 do 36 minut dla odbiorców podłączonych do sieci LV, od 8 do 30 minut dla odbiorców sieci MV oraz 8 minut dla odbiorców sieci HV. Najostrzejszy standard obowiązuje we Włoszech, dopuszcza on bowiem 3–5 przerw rocznie dla odbiorców sieci MV oraz tylko jedną przerwę dla odbiorców sieci HV. Należy zaznaczyć, iż kilka krajów (Francja, Hiszpania, Portugalia i Wielka Brytania) stosowało dwie różne kategorie standardu klientowskiego. We wszystkich uwzględnionych w tabeli 5 krajach warunkiem zawieszającym obowiązywanie standardów są zdarzenia wyjątkowe, które sprowadzają się głównie do przejawów siły wyższej. Jak wynika z tabeli 4, nie są one definiowane we wszystkich krajach, a istniejące definicje nie są we wszystkich z nich jednolite. Dodatkowo w Finlandii operator ma prawo wstrzymania naliczania czasu przerwy, jeśli zagrożone zostanie bezpieczeństwo ekip remontowych.

Klienci, w stosunku do których nie zostały dotrzymane standardy ciągłości dostaw energii elektrycznej przedstawione w tabeli 5 są uprawnieni do otrzymania kompensaty z tytułu uciążliwości i poniesionych strat (tab. 6). Płatności kompensacyjne uiszczane przez operatorów mogą mieć charakter automatyczny lub być realizowane na wniosek odbiorcy, który doświadczył ponadstandardowych wyłączeń (w myśl standardu I, II lub III). Jednak w wielu krajach automatyczny charakter płatności wiąże się z dodatkowymi uwarunkowaniami. W Estonii dotyczy on trzech największych spółek dystrybucyjnych, na Węgrzech odnosi się do jednej z sześciu spółek, przy czym w przypadku pozostałych pięciu wypłata kompensaty następuje na wniosek klienta. Operator fiński dokonuje automatycznych płatności w większości przypadków, jednakże jego obowiązkiem jest „dołożenie wszelkich starań” w celu jej możliwie szybkiego otrzymania przez klienta. W znacznie większym stopniu zróżnicowane są algorytmy naliczania jej wysokości w poszczególnych krajach. Często uwzględnianym czynnikiem jest „skala przekroczenia standardu” (np. w Estonii, Francji, Hiszpanii, Wielkiej Brytanii i Włoszech) oraz typ sieci (np. w Czechach, Estonii,

TABELA 6. Wysokość kompensat za nieprzebranie standardów ciągłości dostaw energii elektrycznej w wybranych krajach europejskich

TABLE 6. Degree of compensation payments for not keeping of standards of continuity of supply in some European countries

Lp.	Kraj	Wysokość kompensat (K)	Tryb płatności	Typ standardu
1	Belgia (W)	– kompensata tylko w przypadku winy dystrybutora	A	I
2	Czechy	– 10% rocznych płatności za dystrybucję (płatności sieciowych) – max. 150 Euro dla odb. LV i 300 Euro dla odb. HV	OR	I
3	Estonia	– 8–24 Euro dla odb. LV w przypadku przekroczenia standardu o nie więcej niż 48 h, powyżej 24 Euro w przypadku przekroczenia standardu o więcej niż 96 h – 0,77–2,30 Euro/kW w zależności od skali przekroczenia standardu	A/OR	I
4	Finlandia	– 10% rocznych opłat sieciowych dla przerwy 12–24 h – 25% rocznych opłat sieciowych dla przerwy 24–72 h – 25% rocznych opłat sieciowych dla przerwy 72–120 h – 100% rocznych opłat sieciowych dla przerwy powyżej 120 h – maksymalna kompensata 350E	A/OR	I
5	Francja	– 2% części stałej opłaty taryfowej zależnej od wysokości podłączonej mocy za każde 6 h przekroczenia standardu (I) – wysokość kompensaty zależy od rozmiaru szkód spowodowanych ponadstandardową ilością wyłączeń (III)	A	I, III
6	Hiszpania	– $K = 5 \times PW \times DH \times P$, gdzie: PW – średni roczny poboru mocy, DH – różnica między rzeczywistym a standardowym czasem trwania przerw, P – cena taryfowa 1 kWh energii (dla odbiorców nieuprawnionych) lub średnia cena giełdowa (dla odbiorców uprawnionych) (II) – $K = 0,125 \times PW \times DN \times H \times P$, gdzie: H – ilość godzin trwania przerw, DN – różnica między faktyczną a standardową ilością przerw, pozostałe oznaczenia jak powyżej (III)	A	II, III
7	Litwa	– brak regulacji	OR	I
8	Polska	– klient jest uprawniony do 5-krotnej redukcji ceny za energię, która nie została dostarczona w trakcie trwania przerw	OR	II
9	Portugalia	– wysokość kompensaty zależy od czasu trwania przerw, które doświadczył dany klient, typu sieci, do której jest on podłączony oraz ilości zakontraktowanej mocy (II, III)	A	II, III
10	Węgry	– 8 (20) Euro – płatność automatyczna (płatność na wniosek klienta) dla gospodarstw domowych, – 12–120 Euro – płatność automatyczna w przypadku niższych kwot, na wniosek klienta w przypadku wyższych kwot	A/OR	I
11	Wielka B.	– 50 GBP (100 GBP) dla gospodarstw domowych (dla pozostałych klientów) plus dodatkowo 25 GBP za każde 12 h przekroczenia standardu (I) – maksymalna kompensata wynosi 200 GBP (I) – stała kompensata w wysokości 50 GBP (III)	OR	I, III
12	Włochy	– $K = 0,7 \times PW \times DN \times V_p$, gdzie: PW – wielkość zakontraktowanej mocy, DN – różnica między faktyczną a standardową ilością przerw, V_p – 2,5 Euro/kW dla odb. MV do 500 kW oraz 2,0 Euro/kW powyżej 500 kW	A	III

Oznaczenia: A – płatność automatyczna, OR – płatność na wniosek klienta (odbiorcy).

Źródło: opracowanie własne na podstawie Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005, CEER, December 2005, s. 54, 55, 58

Portugalii). Nie należy zapominać, iż różne algorytmy naliczania wysokości kompensat są także pochodną zróżnicowania wartości standardów, które zależą m.in. od pory roku (np. Estonia), lokalizacji klientów (np. Portugalia) czy skali awarii (np. Węgry).

4. Ocena ciągłości dostaw energii elektrycznej w UE

Czas trwania przerw w zasilaniu jest także jednym z kluczowych wskaźników ciągłości dostaw energii elektrycznej na poziomie systemowym. Jego długość zależy m.in. od jakości połączeń wewnętrznych sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, rodzaju (napięcia) sieci która jest źródłem przerwy, a także odległości i dostępności do miejsca wystąpienia defektu. Z wartości zestawionych w tabeli 7 wskaźników SAIDI i SAIFI wynika, iż w poszczególnych krajach europejskich najwyższy wymiar zarówno czasowy (SAIDI), jak i ilościowy (SAIFI) miały przerwy nieplanowane. Znacznie krótsze i rzadsze były przerwy planowane, których trend w poszczególnych krajach europejskich był znacznie bardziej stabilny. Sumę czasu trwania przerw nieplanowanych i planowanych przypadających na statystycznego odbiorcę wyraża wskaźnik CML. W podobny sposób należy interpretować wskaźnik CI, który dotyczy ilości wyłączeń. Przerwy z wyłączeniem zdarzeń wyjątkowych (zazwyczaj ekstremalne warunki atmosferyczne, np. uderzenie pioruna, silny wiatr lub intensywne opady śniegu) oznaczają czas trwania i częstotliwość występowania tych wyłączeń nieplanowanych, których przyczynami były zdarzenia nie mające charakteru losowego (zazwyczaj niewłaściwe zarządzanie przepływami mocy). W tym aspekcie do wymienionych wcześniej czynników utrudniających porównania należy dodać niejednorodny charakter definicji siły wyższej w poszczególnych krajach.

Czas trwania przerw w zasilaniu, których doświadczył odbiorca – w uwzględnionych w tabeli 7 krajach europejskich – uległ w latach 1999–2004 znacznemu skróceniu. Zmniejszyła się też dysproporcja między krajami, w których był on najdłuższy i najkrótszy. W 1999 roku najdłużej, tj. przez 486 minut w ciągu roku, energia elektryczna nie docierała do odbiorcy węgierskiego, w nieco krótszym okresie był jej pozbawiony odbiorca francuski (463 minut) oraz irlandzki (445,6 minut). W krajach tych w decydującym stopniu przyczyniły się do tego wyłączenia nieplanowane, których długość wynosiła odpowiednio 411 minut (84,6%), 459 minut (99,1%) oraz 273,6 minut (61,4%). Z najkrótszą przerwą w zasilaniu miał do czynienia odbiorca holenderski, jej czas wynosił bowiem tylko 26 minut. Oznacza on jednakże tylko wyłączenia nieplanowane, które są najbardziej dotkliwe dla odbiorców. Pełne porównanie w stosunku do wymienionych krajów nie jest możliwe ze względu na brak wskaźnika SAIDI, charakteryzującego czas trwania przerw planowanych. Powyższe zależności czasowe potwierdzają relacje ilościowe. W 1999 roku na Węgrzech łączna ilość przerw w zasilaniu przypadająca na jednego odbiorcę w ciągu roku (CI) wyniosła 3,38, w Irlandii 1,66 oraz 1,25 we Francji. Jednocześnie wysokie wartości wskaźników SAIFI (dla przerw nieplanowanych) sygnalizują, iż znaczna część wyłączeń ogółem miała charakter nieplanowany. Stanowiły one bowiem 97,6% wszystkich wyłączeń we Francji, 91,4% na Węgrzech oraz 69,3% w Irlandii.

TABELA 7. Przerwy w zasilaniu energią elektryczną w wymiarze czasowym i ilościowym w wybranych krajach europejskich

TABLE 7. Time and number of interruptions in supply of electricity in some European countries

Lp.	Kraj	Start systemu zacheł	SAIDI/CML						SAIFI/CI					
			1999	2000	2001	2002	2003	2004	1999	2000	2001	2002	2003	2004
			Przerwy z wyłącz. zdarzeń wyjątkowych (min)						Przerwy z wyłącz. zdarzeń wyjątkowych					
1	Austria					35,23	38,43	30,33				0,59	0,67	0,61
2	Francja		52,00	46,00	45,00	44,00	51,00	51,00			1,20	1,15	1,40	1,30
3	Grecja						108,00						1,18	
4	Hiszpania		137,40	125,40	149,40	132,00	130,80	118,20				2,51	2,51	2,47
5	Litwa							32,30						0,26
6	Irlandia	2001	227,60	187,60	183,00	183,00	162,00	156,50	1,03	1,30	1,26	1,24	1,47	1,68
7	Portugalia	2003			412,86	334,54	303,75	148,81			5,90	5,93	4,81	2,95
8	Włochy	2000			138,57	108,88	96,82	75,85			3,19	2,74	2,68	2,39
9	Wielka B.	2002			73,80	72,24	68,16	61,43			0,83	0,75	0,77	0,69
			Przerwy nieplanowane (min)						Przerwy nieplanowane					
1	Austria					32,00	35,00	28,00						
2	Finlandia		198,00	129,60	456,00	284,40	212,40	103,00	3,32	2,89	6,61	3,34	3,97	4,00
3	Francja		459,00	176,00	59,00	52,00	69,30	57,10	1,22	1,20	1,20	1,20	1,43	1,30
4	Hiszpania		156,37	145,41	179,40	142,56	141,91	123,60			3,30	2,65	2,60	2,06
5	Holandia		26,00	27,00	34,10	28,00	30,00	24,00	0,40	0,40	0,40	0,30	0,40	0,30
6	Litwa							190,00						1,58
7	Łotwa						14,00	8,50					0,04	0,04
8	Irlandia	2001	273,60	257,90	196,91	230,20	171,90	162,80	1,15	1,49	1,31	1,37	1,50	1,70
9	Norwegia	2001	180,00	230,20	234,00				2,50	2,75	3,02			
10	Portugalia	2003			517,00	467,98	406,18	217,79			7,51	7,35	5,96	3,66
11	Szwecja	2004	165,77	89,17	162,90	101,84	148,05	59,73	1,38	1,23	1,34	1,32	1,64	1,05
12	Węgry	2003	411,00	241,80	250,20	182,40	167,40	137,40	3,09	2,29	2,12	1,95	2,13	2,06
13	Włochy	2000	191,77	187,40	171,09	114,74	546,08	90,53	3,81	3,59	3,29	2,76	3,96	2,48
14	Wielka B.	2002	63,00		77,80	101,33	72,68	87,33	0,77		0,84	0,82	0,79	0,75
			Przerwy planowane (min)						Przerwy planowane					
1	Austria					7,40	12,79	20,69				0,07	0,13	0,17
2	Estonia	2005					24,38						0,49	
3	Finlandia		103,20	38,00	33,00	32,00	32,00	30,00	1,83	1,30	0,55	0,46	0,47	0,50
4	Francja		4,00	6,00	6,00		5,30	6,60	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05
5	Grecja						87,00						0,44	
6	Hiszpania		31,96	37,05	36,57	30,66	24,79	22,80			0,42	0,26	0,20	0,19
7	Litwa							122,45						0,40
8	Irlandia	2001	172,00	164,70	202,00	284,10	422,30	390,70	0,51	0,43	0,49	0,66	0,76	0,67
9	Portugalia	2003			57,37	52,21	62,39	49,16	0,00	0,00	0,32	0,29	0,30	0,23
10	Szwecja	2004	90,07	34,53	42,28	37,12	25,41	29,59	0,45	0,25	0,23	0,26	0,22	0,22
11	Węgry	2003	75,00	99,60	139,80	142,80	199,80	178,80	0,29	0,34	0,50	0,52	0,75	0,68
12	Włochy	2000		82,62	84,82	77,97	80,67	62,62		0,61	0,59	0,49	0,49	0,40
13	Wielka B.	2002			7,85	9,04	8,43	6,95			0,04	0,04	0,04	0,03

Oznaczenia: "H/M/L" – sieć wysokiego, średniego i niskiego napięcia, pola puste oznaczają brak danych.

Źródło: opracowanie własne na podstawie Second Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, CEER, September 2003, s.28 oraz Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005, CEER, December 2005, s. 116–117.

W 2004 roku najdłuższych przerw w zasilaniu doświadczył odbiorca irlandzki oraz litewski. Trwały one odpowiednio 553,5 minut i 312,5 minut w ciągu roku, przy czym odmienny był ich charakter. W Irlandii czas przerw nieplanowanych (wskaźnik SAIDI) stanowił tylko 29,4% ogólnego czasu wyłączeń (wskaźnika CML), zaś na Litwie 68,8%. Najwięcej wyłączeń miało miejsce w Austrii, Portugalii i we Włoszech. W krajach tych odbiorca doświadczył w ciągu 2004 roku odpowiednio 4,17; 3,89 i 2,88 przerw, przy czym znaczna ich część miała charakter nieplanowany. Te ostatnie, reprezentowane przez wartość SAIFI, stanowiły w Austrii 95,9% ogólnej ilości wyłączeń (CI), 94,0% w Portugalii i 86,1% we Włoszech. Stosunkowo wysoki udział ilości planowanych przerw w zasilaniu w ogólnej ich liczbie miał miejsce w Irlandii (28,2%), Finlandii (27,7%) oraz na Węgrzech (26,3%). Najkrócej przerwy w zasilaniu trwały na Łotwie (8,5 minut), we Francji (63,7 minut) i Szwecji (89,32 minut), przy czym w tym drugim kraju 89,6% ich czasu przypadało na wyłączenia nieplanowane, zaś w drugim 66,9% (w przypadku Łotwy brak danych na temat czasu trwania wyłączeń planowanych). Natomiast najmniej przerw w zasilaniu wystąpiło na Łotwie (0,04), w Holandii (0,30), Wielkiej Brytanii (0,78) oraz Szwecji (1,27). Między czasem trwania a ilością przerw nieplanowanych, w okresie 1999–2004, zachodził przybliżony związek, który można opisać zależnością (Third Benchmarking Report ... 2005):

$$\text{SAIDI} = 49,191 \cdot \text{SAIFI} + 19,187 \quad R^2 = 0,7062 \quad (1)$$

Z równości (1) wynika, iż jedno długie wyłączenie, którego doświadczył statystyczny odbiorca energii elektrycznej z krajów uwzględnionych w tabeli 7, pociągało za sobą przerwę w zasilaniu, która trwała średnio 68,375 minut.

Różnica między czasem trwania i ilością przerw nieplanowanych a wartością analogicznych parametrów dotyczących przerw spowodowanych zdarzeniami losowymi (wyjątkowymi) obrazuje wpływ tych ostatnich na czas i ilość wyłączeń nieplanowanych. Im niższy jest wynik odejmowania, tym mniejszy był zakres oddziaływania przejawów siły wyższej na czas i ilość wyłączeń nieplanowanych. Z danych zestawionych w tabeli wynika, iż czynniki subiektywne legły o podstaw znaczej części przerw w zasilaniu w Wielkiej Brytanii i Portugalii – zarówno w wymiarze czasowym, jak i ilościowym. Z około 87 minut przerw w zasilaniu, które w 2004 roku obciążały odbiorcę energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii, tylko około 26 minut miało swoją przyczynę w zdarzeniach losowych (ok. 61 minut wyłączeń spowodowanych było czynnikami subiektywnymi). Zależności te potwierdzają dane ilościowe, bowiem przyczyną aż 69 z 75 wyłączeń, które przypadły na 100 odbiorców w Wielkiej Brytanii były przyczyny subiektywne. Na uwagę zasługuje znaczny wzrost czasu trwania przerw w zasilaniu w Szwecji, a zwłaszcza we Włoszech w 2003 roku. W obu tych krajach doszło bowiem we wrześniu tego roku (patrz tab. 2) do poważnych awarii sieci przesyłowych, których powody miały charakter losowy. Wydarzenia te znajdują odzwierciedlenie we wzroście wartości wskaźnika SAIDI (dla wyłączeń nieplanowanych) w Szwecji do około 148 minut oraz do około 546 minut we Włoszech. Jednocześnie o losowym charakterze źródeł tych awarii świadczy tylko około 96-minutowy wymiar przerw subiektywnym w tym drugim kraju (brak danych do analogicznego porównania w przypadku Szwecji). Mimo dość jednoznacznej wymowy wskaźników SAIDI, wskaźniki SAIFI sygna-

lizują, iż przyczyną większości wyłączeń, we Włoszech w 2003 roku były czynniki subiektywne. Legły one u podstaw 268 z 396 wyłączeń, których doznała grupa stu przeciętnych odbiorców włoskich w tym okresie.

W kilku krajach system rejestracji danych systemowych dotyczących ciągłości dostaw energii elektrycznej oraz oceny jej stanu połączony jest z system bodźcowym (zachęty). Aktualnie funkcjonuje on w 8 z 19 badanych państw. Należą do nich Włochy (system ten funkcjonuje od 2000 roku), Norwegia (od 2001 roku), Irlandia (od 2001 roku), Wielka Brytania (od 2002 roku), Węgry (od 2003 roku), Portugalia (od 2003 roku), Szwecja (od 2004 roku) oraz Estonia (od 2005 roku). System bodźcowy generalnie związany jest z dystrybucją i przesyłem energii elektrycznej, jednak standardy w poszczególnych krajach są różne. Kilka innych państw jest zainteresowana wprowadzeniem takiego systemu w przyszłości. Najbardziej realne kształty plany te przyjmują w Finlandii, Francji i na Litwie, gdzie ma on być uruchomiony w 2008 roku. Daty rozpoczęcia jego funkcjonowania nie określono dotychczas w Polsce, Hiszpanii i Słowenii. Zasadniczym celem wprowadzenia systemu bodźcowego jest poprawa, bądź utrzymanie (np. Norwegia), poziomu ciągłości dostaw energii elektrycznej z socjo-ekonomicznego punktu widzenia. Ma on także za zadanie przyczynienie się do wyrównania regionalnych dysproporcji w zakresie ciągłości dostaw (np. Wielka Brytania, Węgry, Włochy). W większości krajów cele zmieniane są co roku. W takim samym trybie ustalana jest liczba dostawców uczestniczących w systemie.

Immanentnymi elementami tego mechanizmu są zachęty, jak również kary finansowe. Te pierwsze wypłacane są dostawcom, a ich wysokość (z wyjątkiem Węgier oraz Wielkiej Brytanii w latach 2002–2004) jest wprost proporcjonalna do różnicy między aktualną wartością wybranych wskaźników ciągłości dostaw a wartością zakładaną, która jest wyższa od wyznaczonego standardu. Oznacza to, iż nagroda finansowa przysługuje w sytuacji, kiedy nastąpi poprawa jakości obsługi klientów (w.w. różnica musi mieć wartość dodatnią). W przeciwnym razie dostawca zobowiązany do zapłaty kary pieniężnej, która jest niezależna od ewentualnej kary związanej z niedotrzymaniem standardu ciągłości dostaw. Zatem strumienie pieniężne będące efektem stosowania systemu bodźcowego mają charakter symetryczny. Wprowadzenie systemu bodźcowego zależy od uwarunkowań ekonomicznych, technicznych, a także politycznych. Stąd też efekty jego funkcjonowania mogą być zróżnicowane w poszczególnych państwach. Mogą one być zależne w szczególności m.in. od parametrów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, warunków pogodowych, sytuacji gospodarczej, przyzwolenia na prywatyzację sektora elektroenergetycznego, skłonności odbiorców do płatności za wyższą jakość energii elektrycznej (ang. *willingness to pay*) i stopnia ich satysfakcji. Wobec powyższego w danym kraju szansę powodzenia może mieć jedynie taki system bodźcowy, w którym we właściwy sposób uwzględnione zostały wszystkie te czynniki.

Do oceny „osiągnięć” dostawców w obszarze poprawy ciągłości dostaw zazwyczaj stosuje się jeden (Irlandia, Norwegia, Portugalia, Włochy) lub dwa wskaźniki (Szwecja, Wielka Brytania), które charakteryzują przerwy długie. Odnoszą się one zarówno do przerw nieplanowanych, jak i planowanych, chociaż waga tych ostatnich staje się coraz niższa. W niektórych państwach jest to SAIDI (np. Irlandia, Włochy), w innych SAIFI (Szwecja, Węgry), w Norwegii i Portugalii używa się wskaźnika ENS, zaś w Wielkiej Brytanii CML

i CI. Jedynie na Węgrzech monitoruje się większą ilość wskaźników, jednak od 2006 roku ich liczba ma być ograniczona do trzech.

Z porównania trendów wartości wskaźników ciągłości dostaw w poszczególnych krajach (tab. 7) od momentu wprowadzenia systemu bodźcowego wynika, iż w największym stopniu uległy one poprawie w Portugalii, na Węgrzech i we Włoszech. W tym pierwszym kraju, w momencie wprowadzenia systemu łączny czas trwania przerw wynosił 406,18 minut, zaś po dwóch latach jego stosowania uległ skróceniu do 137,40 minut. Ponadto z 5,96 do 3,66 zmniejszyła się częstotliwość ich występowania. We Włoszech korzystny trend wartości wskaźników SAIDI i SAIFI od roku 2002 został zakłócony w 2003 roku, do czego w dużej mierze przyczyniły się efekty dużej awarii systemowej. Doprowadził on do 46% redukcji czasu trwania przerw w zasilaniu w tym kraju. Jednocześnie udało się doprowadzić do zmniejszenia jego zróżnicowania w poszczególnych regionach. O ile w 1999 roku rozpiętość między maksymalnym i minimalnym czasem trwania przerw w zasilaniu wynosiła 145 minut, to w 2003 roku już tylko 40 minut. W Norwegii w okresie stosowania systemu bodźcowego z 20,12 TWh do 15,99 TWh zmniejszyła się ilość energii niedostarczonej (tab. 8).

Oprócz wskaźników czasu trwania i ilości przerw w zasilaniu wiele państw rejestruje także wskaźniki ENS, MAIFI i AIT, których wartości przedstawiono w tabeli 8. Wskaźnik energii niedostarczonej, tj. pierwszy z nich odgrywa w ocenie ciągłości dostaw energii elektrycznej tym istotniejszą rolę, im większy system elektroenergetyczny opisuje. Z danych zestawionych w tabeli wynika, iż największe ilości energii nie zostały dostarczone odbiorcom norweskim. W 1999 roku do odbiorców w tym kraju nie dotarło 30,82 TWh energii elektrycznej, zaś w 2004 roku 15,99 TWh. Mimo dużej poprawy w tym okresie, w Norwegii nadal nie docierają do odbiorców znaczne ilości energii, które sięgają 0,015% energii dostarczanej odbiorcom za pośrednictwem sieci dystrybucyjnych ($ENS[\%]$). W przypadku Norwegii, wobec braku wartości wskaźników SAIDI i SAIFI, wskaźnik ENS jest jedynym wyznacznikiem ciągłości dostaw energii elektrycznej w tym kraju. Ponadto znacznych ilości energii nie otrzymali odbiorcy we Włoszech i we Francji, jednak jej udział w wolumenie energii rozprowadzanej klientom sieciami dystrybucyjnymi był ponad 10-krotnie niższy niż w Norwegii. Podobnie jak w przypadku wskaźników czasu trwania i ilości wyłączeń, także wskaźnik ENS, na skutek wspomnianych awarii systemów przesyłowych, sygnalizuje istotne pogorszenie ciągłości dostaw energii elektrycznej w 2003 roku we Włoszech oraz w krajach skandynawskich. Stosunkowo niewielkich ilości energii pozbawia odbiorców system węgierski i fiński.

Niewiele krajów europejskich wyznacza ilość krótkich przerw w zasilaniu (trwających nie dłużej niż 3 minuty). Potrzeba ich rejestracji wynika stąd, iż w określonych okolicznościach mogą one stanowić sygnał ostrzegawczy dla operatorów sieci o pojawiających się problemach w ich funkcjonowaniu. Umożliwiają one tym samym podjęcie przez nich odpowiednich działań w celu ich wyeliminowania, zanim doprowadzą one do długich przerw w zasilaniu. Ponadto wyznaczanie wskaźnika MAIFI zyskuje na znaczeniu w obliczu inwestycji sieciowych zmierzających do zwiększenia zakresu automatyzacji oraz zdalnego sterowania. Taki model sieci wyzwala bowiem samoczynnie coraz większą ilość powtarzających się i coraz krótszych przerw, w konsekwencji czego ich rejestracja i wyrażanie

TABELA 8. Inne wskaźniki ciągłości dostaw energii elektrycznej w wybranych krajach europejskich

TABLE 8. Other continuity indicators of continuity of supply in some European countries

Lp.	Kraj	ENS [MWh]						ENS [‰]					
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	1999	2000	2001	2002	2003	2004
1	Finlandia	413,0	0,0	240,0	62,0	67,0	67,0	0,005	0,000	0,003	0,001	0,001	0,001
2	Francja					3 263,1	2 948,0					0,006	0,005
3	Hiszpania	676,0	779,0	6 990,0	803,0	466,0	1 250,0	0,004	0,004	0,034	0,004	0,002	0,006
4	Norwegia	30 824,0	26 984,0	20 222,0	19 780,0	21 858,0	15 996,0	0,297	0,251	0,187	0,184	0,208	0,146
5	Portugalia	311,9	2 016,8	254,4	91,4	976,2	496,0	0,009	0,059	0,007	0,003	0,026	0,012
6	Szwecja	96,0	91,0	23,1	49,2	10 416,7	25,2	0,001	0,001	0,000	0,000	0,100	0,000
7	Węgry	18,7	13,4	3,2	1,0	16,5	52,7	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002
8	Włochy	2 007,5	2 485,1	6 377,3	1 387,0	14 546,4	3 626,3	0,007	0,009	0,022	0,005	0,049	0,012
9	Wielka B.		586,0	1 404,0	698,0	415,0	1 329,0		0,002	0,005	0,002	0,001	0,004
		MAIFI [ilość]						AIT [min]					
1	Belgia							3,3	0,0	1,0	0,6	2,3	0,0
2	Estonia					0,1							
3	Finlandia	5,3	5,0	5,6	5,0	4,0				1,6	0,4	0,4	0,4
4	Francja	3,1	2,8	2,3	2,0	2,6	2,6	3,1	3,6	2,5	2,4	4,2	3,8
5	Hiszpania								2,1	17,9	2,0	1,1	2,8
6	Litwa						0,5						
7	Łotwa												0,3
8	Portugalia							1,4	29,5	3,8	1,4	13,9	6,7
9	Szwecja								0,4	0,1	0,2	47,5	0,1
10	Węgry					11,0	10,3	1,2	0,2	0,1	0,2	0,1	0,8
11	Włochy				6,7	6,4	5,8	0,4	3,5	8,1	1,7	18,0	4,4
12	Wielka B.			0,8	1,0	2,0	1,0	3,8	0,8	1,9	0,9	0,5	1,7

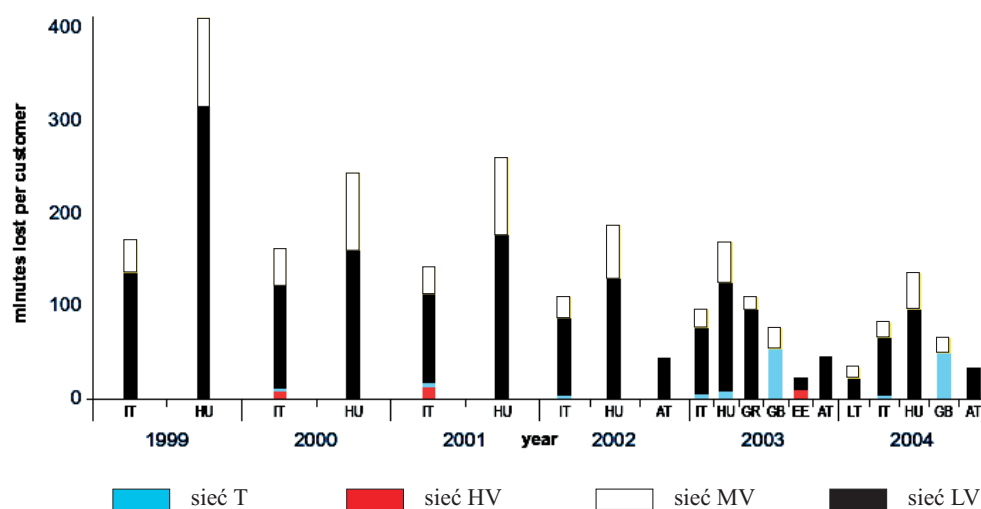
Oznaczenia: pola puste oznaczają brak danych

Źródło: opracowanie własne na podstawie Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005, CEER, December 2005, s. 118–119.

poprzez wskaźnik MAIFI mogą się okazać bardzo użyteczne dla operatorów systemów z wielu krajów. Wśród stosunkowo niewielkiej liczby państw europejskich wyznaczających MAIFI, najwięcej krótkich przerw w zasilaniu miało miejsce na Węgrzech. Jednak w kraju tym wpływ na zarejestrowane wartości wskaźnika mógł mieć sposób klasyfikacji przerw w podziale na chwilowe (trwające krócej niż jedną sekundę) oraz pozostałe (nie dłuższe niż 3 minuty). Najmniejsza ilość przerw w zasilaniu o czasie trwania krótszym niż 3 minuty, spośród państw uwzględnionych w tabeli 8 miało miejsce w Estonii, na Litwie i w Wielkiej Brytanii.

Wskaźnik AIT charakteryzuje funkcjonowanie sieci przesyłowych, które – wobec wyższych parametrów pracy – charakteryzują się zwykle wyższą niezawodnością niż sieci dystrybucyjne. Jednakże każde zakłócenie w przesyśle energii elektrycznej łączy się generalnie z o wiele bardziej dotkliwymi skutkami niż w przypadku awarii w sferze dystrybucji. Wartości AIT są zazwyczaj skorelowane z wartościami ENS. Zależność ta jest widoczna np. w przypadku Portugalii w 2000 roku, kiedy na skutek przerw w zasilaniu trwających prawie pół godziny, spowodowanych awariami na poziomie sieci przesyłowej, nie dostarczono odbiorcom 2,02 TWh energii elektrycznej. Podobnie można zinterpretować sytuację, która miała miejsce w Hiszpanii w 2001 roku, a także w Portugalii, Szwecji i Włoszech w 2003 roku. Na przykład w tym ostatnim kraju 47,5-minutowa przerwa w przesyśle energii elektrycznej spowodowała, iż odbiorcom nie została dostarczona energia elektryczna w ilości 14,55 TWh. Znajduje to także odzwierciedlenie w wysokich wartościach omówionych wcześniej wskaźników SAIFI i SAIDI, charakteryzujących Włochy. Przykładem krótkiej przerwy w przesyśle, która jednakże wyrządziła bardzo duże szkody, była awaria sieci przesyłowej w Wielkiej Brytanii w sierpniu 2003 roku. Trwająca 30 sekund awaria pozbawiła (na ok. 30 minut) zasilania 500 tys. mieszkańców Londynu oraz 220 tys. mieszkańców Birmingham. Należy zaznaczyć, iż zakłócenia w funkcjonowaniu sieci przesyłowej trwające dłużej niż 10 minut mają charakter wydarzeń medialnych w skali krajowej lub nawet międzynarodowej.

Większą niezawodność sieci wysokiego napięcia potwierdzają dane, pozwalające na lokalizację źródeł nieplanowanych przerw w zasilaniu (z wyłączeniem wydarzeń wyjątkowych) ze względu na typ sieci (napięcia) w której ono wystąpiło. Dane te, które w formie graficznej przedstawiono na rysunku 2, nie są w pełni porównywalne, ponieważ nie wszy-



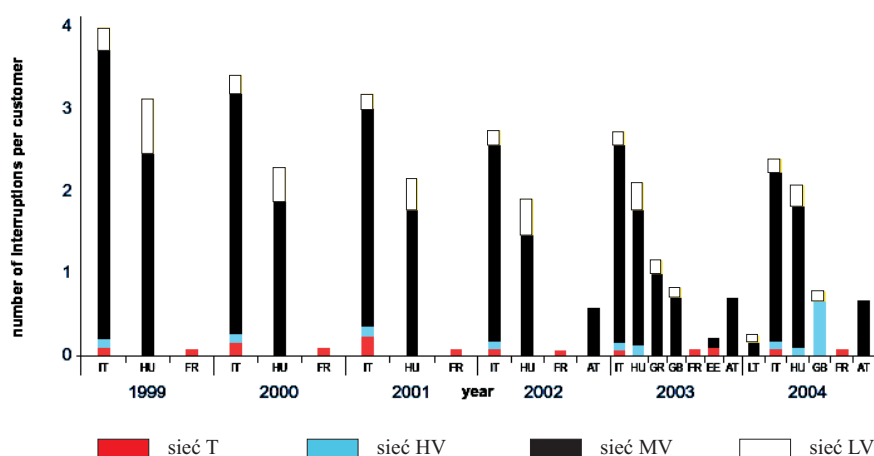
Rys. 2. Nieplanowane przerwy (w wymiarze czasowym) w zasilaniu z wyłączeniem przerw spowodowanych wydarzeniami wyjątkowymi w podziale na typ sieci będącej ich źródłem

Źródło: Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005, CEER, December 2005, s. 120

Fig. 2. Minutes lost per customer per year due to unplanned interruptions excluding exceptional events – voltage analysis

stkie kraje klasyfikują wyłączenia ze względu na poziom napięcia sieci w której one wystąpiły. Ponadto część z państw dokonujących takiej klasyfikacji nie odnosi przerw do wszystkich trzech typów sieci. Pozwalają jednak na stwierdzenie, iż przyczyną większej części czasu przerw w zasilaniu są zakłócenia w funkcjonowaniu sieci LV (sieć o napięciu niższym niż 1 kV) i MV (sieć o napięciu 1–35 kV). Potwierdza ono wcześniejsze spostrzeżenia, wynikające z analizy wartości wskaźnika AIT, o większej niezawodności sieci HV (sieć o napięciu powyżej 35 kV). Jedynym krajem, spośród uwzględnionych na rysunku 2, w którym większą część czasu trwania przerw w zasilaniu przypisać należy sieciom wysokiego napięcia (do tej kategorii należy także sieć T) jest Wielka Brytania. Sytuacja ta związana jest m.in. z ze sposobem dostarczania energii elektrycznej w tym kraju, w którym sieci wysokiego napięcia odgrywają bardzo istotną rolę. Niezależnie od lokalizacji sieciowej zakłóceń, w latach 1999–2004 czas trwania przerw w zasilaniu stał się znacznie krótszy (patrz tab. 7).

Spada także ilość wyłączeń, a struktura sieciowa ich przyczyn jest podobna do zaprezentowanej na rysunku 2. Warto jednak przy tym odnotować wyższy udział sieci HV. Staje się on jednocześnie bardziej powszechny, bowiem praktycznie w każdym z uwzględnionych na rysunku 3 państw sieci HV były przyczyną pewnej części ilości wyłączeń. Znalazło to jednak tylko pośrednie przełożenie na czas trwania przerw w zasilaniu, ponieważ bezpośrednio spowodowane one były zakłóceniami w funkcjonowaniu sieci niższych napięć, które z kolei były pochodną uszkodzeń sieci transmisyjnych i przesyłowych.

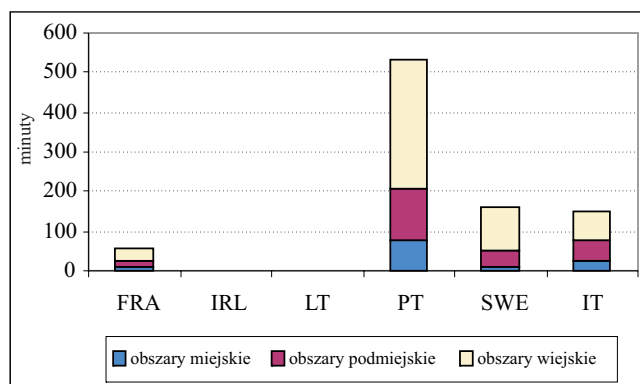


Rys. 3. Nieplanowane przerwy (w wymiarze ilościowym) w zasilaniu z wyłączeniem przerw spowodowanych wydarzeniami wyjątkowymi w podziale na typ sieci będącej ich źródłem

Źródło: Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005, CEER, December 2005, s. 120

Fig. 3. Number of unplanned interruptions per customer per year excluding exceptional events – voltage analysis

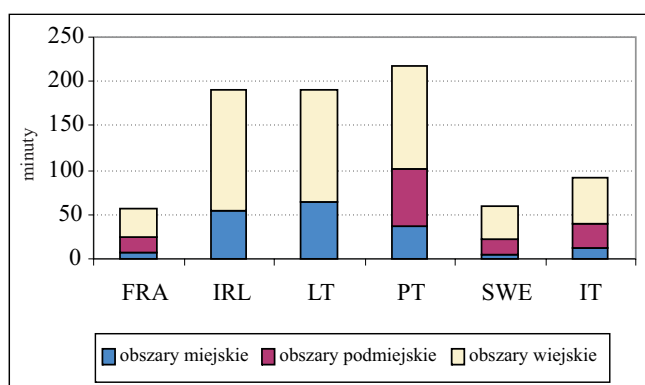
Na rysunkach 4 i 5 przedstawiono czas trwania przerw w zasilaniu w wybranych krajach europejskich, przypadający na obszary miejskie, podmiejskie oraz wiejskie w 2001 i 2004



Rys. 4. Obszary dotknięte nieplanowanymi przerwami w zasilaniu w wybranych krajach europejskich w 2001 roku

Źródło: opracowanie własne na podstawie Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005, CEER, December 2005, s. 122

Fig. 4. Unplanned interruptions in some European countries in 2001 – density analysis



Rys. 5. Obszary dotknięte nieplanowanymi przerwami w zasilaniu w wybranych krajach europejskich w 2004 roku

Źródło: opracowanie własne na podstawie Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005, CEER, December 2005, s. 122

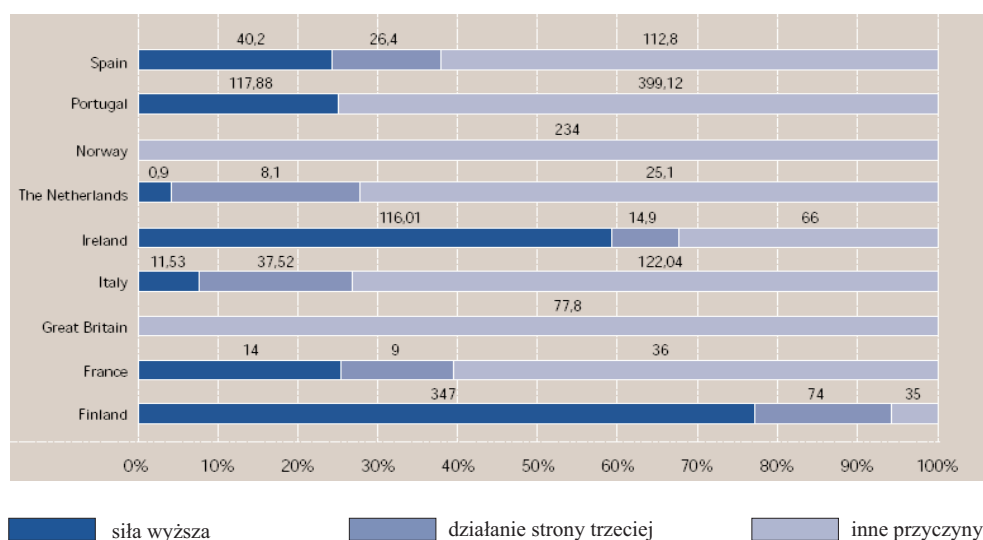
Fig. 5. Unplanned interruptions in some European countries in 2004 – density analysis

roku. Analiza ta ogranicza się jedynie do sześciu krajów ze względu na stosunkowo wąski zakres danych oraz brak możliwości ich bezpośredniego porównania.

Wiele państw europejskich nie rejestruje czasu i ilości wyłączeń w powiązaniu do obszarów, na których one wystąpiły. Ponadto różne są kryteria pozwalające na jednoznaczne przyporządkowanie obszarów do wspomnianych powyżej kategorii. Na przykład w Finlandii podstawę takiego podziału stanowi udział długości sieci podziemnej w ogólnej jej długości, natomiast w przypadku Irlandii długość linii napowietrznych. W innych krajach podstawą podejmowania tych działań jest liczba ludności lub koncentracja odbiorców energii elektrycznej. Na przykład we Włoszech „obszar podmiejski” oznacza obszar za-

mieszkały przez 5–50 tys. mieszkańców. W Hiszpanii wyznacza go ilość odbiorców mieszcząca się w przedziale 2–20 tys., a w Portugalii w przedziale 5–25 tys. Ponieważ dane przedstawione graficznie na rysunkach 4 i 5 dotyczą czasu trwania przerw nieplanowanych, ich porównywalność może być zakłócona także poprzez czynniki pogodowe, które są zróżnicowane nie tylko w poszczególnych krajach, ale również w ich regionach. We wszystkich porównywanych krajach najdłuższym czasem wyłączeń dotknięte były tereny wiejskie, a stan ten nie uległ większym zmianom w latach 2001–2004. Stosunkowo wysoki czas trwania przerw w zasilaniu obszarów miejskich w łącznym czasie trwania wyłączeń miał miejsce w Irlandii i na Litwie. Wysoką podatność terenów wiejskich na przerwy w zasilaniu należy m.in. łączyć z faktem, iż realizowane jest ono zazwyczaj za pośrednictwem linii LV, które cechują najniższe parametry pracy. Ponadto ich napowietrzny charakter powoduje, iż ich prawidłowe funkcjonowanie zależy od czynników pogodowych (np. silny wiatr, intensywne opady śniegu). Z kolei znaczna część linii miejskich pozbawiona jest ich oddziaływania ze względu na podziemną lokalizację.

Na rysunku 6 przedstawiony został czas trwania nieplanowanych przerw w zasilaniu w wybranych krajach europejskich w 2001 roku w rozbiciu na trzy główne kategorie przyczyn które je spowodowały. Istotną barierę dla interpretacji zaprezentowanych graficznie danych stanowi fakt, iż za większość wyłączeń odpowiedzialne były „inne przyczyny”, tj. czynniki, które trudno jednoznacznie zidentyfikować (ich wyodrębnienie nie jest możliwe) lub przyporządkować do pozostałych dwóch kategorii. Uproszczenie to jest konieczne ze względu na „wysoce skomplikowany” mechanizm funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, konsekwencją czego jest trudność jednoznacznego ustalenia przyczyn zakłócenia jego pracy. W 2001 roku tego typu czynnikom przypisano odpowie-



Rys. 6. Przyczyny nieplanowanych przerw w zasilaniu w wybranych krajach europejskich w 2001 roku
 Źródło: opracowanie własne na podstawie Second Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, CEER, September 2003, s. 3

Fig. 6. Unplanned interruptions in some European countries – responsibility analysis

działność za pełny czas trwania przerw w Norwegii (trwały one łącznie 234 minuty) oraz Wielkiej Brytanii (ich łączny czas trwania w tym kraju wyniósł 77,8 minut). Przyczynami stosunkowo długich przerw w zasilaniu, a dominujących w Irlandii i Finlandii, były przejawy siły wyższej. W tym pierwszym kraju były one odpowiedzialne za 116,01-minutowy, zaś w drugim za 347-minutowy brak zasilania, co stanowiło odpowiednio około 60% i 78% łącznego czasu wyłączeń w tych krajach. W Hiszpanii, Portugalii i Francji udział ten wynosił około 25%. W najmniejszym stopniu za łączny czas wyłączeń odpowiedzialne było „oddziaływanie stron trzecich”, za przejaw którego można uznać np. nieostrożną wycinkę drzew lub prowadzenie robót ziemnych, szkody sieciowe spowodowane przez wypadki lotnicze, kradzieże i akty wandalizmu. Czynniki te, jako przyczyny przerw w zasilaniu, odgrywały stosunkowo dużą rolę w Holandii i Włoszech.

W warunkach postępującej liberalizacji europejskiego rynku energii elektrycznej zadanie systemu elektroenergetycznego polegające na zapewnieniu odbiorcom zasilania w energię elektryczną o wymaganej jakości, przy możliwie najniższym koszcie i akceptowalnej niezawodności dostawy, nie może być przypisane jednemu podmiotowi. Odejście od struktur pionowo zintegrowanych, deregulacja i rozwiązania rynkowe sprawiają, iż zaspokojenie potrzeb indywidualnego konsumenta spoczywa na wielu podmiotach. Zmienia to gruntownie zasady pozyskiwania energii elektrycznej w ramach tzw. generacji wymuszonej względami sieciowymi i systemowymi (GWS). Jest ona bowiem niezbędna z uwagi na świadczenie usług systemowych, umożliwiających prawidłowe funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej. Stąd też ich istotna rola w aspekcie realizacji funkcji przesyłu energii elektrycznej oraz utrzymania jej wymaganych parametrów jakościowych. Zatem generacja wymuszona obejmuje energię niezakontrowaną przez uczestników rynku, ale potrzebną ze względów jakościowo-niezawodnościowych. Ze względu na swoją strategiczną rolę dla funkcjonowania systemu elektroenergetycznego wymaga ona specjalnego traktowania. Polega ono na wcześniejszym wytypowaniu jednostek wytwórczych, pracujących m.in. na rzecz GWS i świadczących tym samym na rzecz operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych usługi systemowe, które należy postrzegać w kategorii towarów na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej. Aby zapewnić pracę takich jednostek w warunkach rynkowych należy zapewnić zbyt produkowanej przez nie (niekiedy bardzo drogiej) energii elektrycznej. W systemach monopolistycznych energię z jednostek GWS kupuje operator zarządzający systemem, a zwiększony koszt jej zakupu rozkłada na wszystkich odbiorców. Wprowadzenie rynku energii elektrycznej znacznie komplikuje zakup energii z GWS, stwarzając potencjalne zagrożenie dla prawidłowego funkcjonowania systemów przesyłowych (Mielczarski 2003).

Zakończenie

Niezawodność systemu przesyłowego i dystrybucyjnego jest jednym z czynników determinujących niezawodność dostaw energii elektrycznej, a tym samym bezpieczeństwo ener-

getyczne kraju. Z tego też powodu wzrasta rola inwestycji modernizacyjnych i rozwojowych w zakresie infrastruktury przesyłowej oraz źródeł ich finansowania. W długim okresie mogą one bowiem przyczynić się do poprawy bezpieczeństwa zasilania. Jednak okazuje się, iż na liberalizowanym rynku energii elektrycznej sygnały rynkowe nie zawsze mogą zapewnić dostateczny poziom i strukturę inwestycji sieciowych. Między innymi ze względu na ich krótkoterminowy charakter ryzyko uzyskania odpowiedniego zwrotu z kapitału przez inwestorów jest zbyt wysokie. Zwiększa je także wysoka kapitałochłonność tego rodzaju inwestycji oraz długotrwałe procedury administracyjne. Właściwy poziom i struktura inwestycji w systemach przesyłowych zależy od stabilności i przejrzystości kodeksów sieciowych oraz zasad regulacji, w tym dotyczących regulacji taryf zapewniających odpowiednie przychody pokrywające koszty eksploatacji i odpowiedni poziom zwrotu z kapitału. Ponadto z uwagi na to, iż bezpieczeństwo dostaw energii jest dobrem publicznym, wolny rynek zawsze będzie dążył do minimalizacji wydatków na jego poprawę. Szybki wzrost liczby nowych przedsiębiorstw zajmujących się przede wszystkim – postrzeganym jako najbardziej atrakcyjny – obrotem energią elektryczną sprawia, iż rozproszeniu ulega odpowiedzialność za utrzymanie bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego (Zerka 2000). Dlatego też poziom bezpieczeństwa zasilania energią elektryczną powinien być przedmiotem monitorowania, a w przypadku jego zagrożenia niezbędne działania powinny być podjęte na szczeblu centralnym. Niezależnie od wielkości inwestycji, rozszerzający się zakres rynku energii elektrycznej do wymiaru europejskiego wymaga dalszego rozwoju telemetrycznych systemów pomiarowych i sterowania, zwłaszcza do współpracy sąsiednich systemów.

Literatura

- BOLESTA K., 2006 — Zielona Księga: Europejska Strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii. Wspólnoty Europejskie nr 7/8, Warszawa.
- CEER Security of Electricity Supply Report, September 2004.
- CEER Regulatory Benchmark Report 2005. CEER, 6 December 2005.
- Directive 2005/89/EC concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment.
- Dyrektywa 2003/54/UE w sprawie wspólnych zasad dla rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
- DUDA M., 2005 — Liberalizacja rynku a bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Przegląd Energetyczny nr 12, Warszawa.
- KALIŃSKI M., 2004 — Blackout po polsku. Energetyka nr 12, Warszawa.
- KASPRZYK S., PAPROCKI R., 2004 — Wnioski dla Polski wynikające z wielkich awarii systemów elektroenergetycznych na świecie. Elektroenergetyka nr 4, Warszawa.
- KĄDZIELAWA A., 2003 — Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w warunkach konkurencji rynkowej. Elektroenergetyka nr 1, Warszawa.
- LEŁĄTKO P., KRYSTA B., MICHAŁSKI D., 2004 — Zawodna niezawodność. Energia nr 1, Warszawa.
- LEŁĄTKO P., MICHAŁSKI D., KRYSTA B., 2004 — Przerwy w dostawie energii elektrycznej. Rynek Terminowy nr 2, Warszawa.
- MALKO J., WERON A., 2001 — Kalifornia – anatomia zaćmienia. Rynek Terminowy nr 2, Warszawa.

- MIELCZARSKI W., 2003 — Awaria energetyczna w USA i Kanadzie skłania do analizy bezpieczeństwa energetycznego w Polsce. Energetyka nr 10-11, Warszawa.
- PASKA J., 2003 — Jakość energii elektrycznej, niezawodność zasilania, bezpieczeństwo energetyczne. Elektroenergetyka nr 4, Warszawa.
- PASKA J., 2005 — Niezawodność systemów energetycznych. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa.
- Quality of Electricity Supply: Initial Benchmarking on Actual Levels, Standards and Regulatory Strategies, CEER, April 2001.
- ROBERT A., 2001 — Quality issues for system operators with special reference to European regulators. Elia, Belgium.
- SANDERSKI A., 2003 — Europejska Grupa Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG) — w pierwszym roku funkcjonowania. Biuletyn URE nr 4, Warszawa.
- SCHEEPERS M., 2003 — Indicators for Security of Supply in the Electricity Market. INDES Workshop, May 7, Amsterdam.
- Second Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, CEER, September 2003.
- Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005. CEER, December 2005.
- ZERKA M., 2004 — Bezpieczeństwo energetyczne państwa. Filary europejskiej polityki energetycznej. Nafta & Gaz Biznes nr 12, Warszawa.
- ZERKA M., 2000 — Operator systemu przesyłowego na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej. Rynek Terminowy nr 1, Warszawa.

Tomasz MOTOWIDLAK

Importance of continuity of electricity supply in European Union

Abstract

The article presents the main determinants of an security of supply of a country. They include the reliability of energy primary energy supply and energy generation, continuity of supply, quality of supply and commercial quality. The main motive of this article has become the continuity of supply of electricity in the member states of EC which is connected with the condition of transmitting infrastructure and the management of it. To underline the importance of the problem the effects of the biggest damages of transmitting systems have been presented. For the estimation of continuity of supply in the European countries the indicators has been used which are adapted in the international regulatory practice. The comparison of the results is difficult because of different scope of system dates recorded (e.g. the sorts of interruptions in electricity supply), different definitions of some terms (e.g. the force majeure) and different standards of continuity of supply (and compensation payments when they aren't kept) in European countries. The analysis of the continuity of supply includes the time and the number of interruption of electricity supply with consideration of planed interruption and

interruption caused by force majeure. The influence of the introduction of incentive/penalty regimes adopted in some European countries has been presented. The additional conclusions concerning the continuity of supply deliver the comparison analysis which have been made with application of following criterions: the type of network in which the interruptions occurred, the area affected with interruptions and their reasons.

KEY WORDS: security of supply, electricity, standards of continuity of supply, interruption in electricity supply in EC countries