ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 1996
Seria: ELEKTRYKA z. 153 Nr kol. 1325

Joachim BARGIEL
Wiesław GOC
Antoni PRZYGRODZKI
Bogusław TEICHMAN

OKREŚLENIE SKUTKÓW NIEZAWODNOŚCIOWYCH WSPÓŁPRACY KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO Z SYSTEMEM ELEKTROENERGETYCZNYM EUROPY ZACHODNIEJ

Streszczenie. W artykule przedstawiono zakres działań podjętych przez krajowy system elektroenergetyczny (KSEE) w celu połączenia go z systemem elektroenergetycznym Europy Zachodniej. Przedstawiono wyniki analiz niezawodnościowych przeprowadzonych w IEiSU Politechniki Śląskiej umożliwiających ocenę skutków niezawodnościowych przewidywanego połączenia obu systemów.

IMPACT OF COOPERATION WITH THE WEST-EUROPEAN POWER SYSTEM (UCPTE) ON RELIABILITY FACTORS OF THE POLISH POWER SYSTEM

Summary. The range of the Polish Power System (PPS) operations towards its connection to the West-European Power System (UCPTE) is discussed in this paper. Moreover, the results of the interconnected systems reliability analysis and estimation are presented.

1. WPROWADZENIE

Dnia 18 października 1995 r. doszło do połączenia Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSEE) z systemem Europy Zachodniej (UCPTE)*). Nastąpiło blisko dwuletnie przyspieszenie procesu integracji, którego zakończenie planowano pierwotnie w 1997 r.

W dalszej części artykułu wyjaśniono przyczyny wcześniejszego, niż przewidywano, połączenia KSEE z UCPTE.

*) Union for the Coordination of Generation and Transmission of Electricity.

2. KRÓTKI RYS HISTORYCZNY PROCESU INTEGRACJI KSEE I UCPTE

W procesie przygotowawczym do uzyskania członkostwa w Unii Europejskiej (UE) Polska, jako państwo już stowarzyszone z Unią, rozpoczęła proces dostosowywania zasad funkcjonowania gospodarki do standardów UE. Kluczowym elementem tego procesu jest przygotowanie z wyprzedzeniem podstawowych działów gospodarki narodowej do integracji. Nie ma wątpliwości, że elektroenergetyka powinna być pierwszą gałęzią gospodarki podlegającą temu procesowi.

Już w końcu 1991 r. Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE SA) zainicjowały proces dostosowywania standardów polskiej elektroenergetyki do obowiązujących w UCPTE.

Organizacja ta - utworzona w 1951 roku - jest stowarzyszeniem, którego członkowie wybierani są spośród przedstawicieli wiodących firm elektroenergetycznych Europy Zachodniej. Jej założycielami byli przedstawiciele firm z Niemiec, Francji, Włoch, Austrii, Holandii, Belgii, Luksemburga i Szwajcarii. Obecnie członkami UCPTE są również firmy elektroenergetyczne z Hiszpanii, Portugalii, Grecji i b. Jugosławii.

Celem UCPTE jest osiągnięcie najwyższej efektywności wykorzystania istniejących i przewidywanych do budowy urządzeń wytwórczych i systemów przesyłowych. UCPTE ułatwia i promuje międzynarodową wymianę energii elektrycznej wśród swoich członków celem umożliwienia funkcjonowania w optymalnych warunkach i zasilania klientów w sposób najbardziej ekonomiczny. Wszystkich członków UCPTE obowiązują wymagania techniczne i organizacyjne prowadzenia synchronicznej równoległej pracy ich systemów elektroenergetycznych.

Głębokie zmiany polityczne końca lat 80 i początku 90 zmieniły obraz połączeń sieciowych w Europie. Dramatyczne wydarzenia w b. Jugosławii spowodowały przerwanie połączeń i rozpoczęcie asynchronicznej pracy systemów krajów b. Jugosławii oraz Grecji. Zjednoczenie Niemiec w sposób naturalny przesądziło o planach połączenia systemu b. NRD z systemem UCPTE. Wreszcie, rozpad ZSRR i kryzys energetyczny Ukrainy wpłynęły na konfigurację pracy Połączonych Systemów Energetycznych b. RWPG.

Z inicjatywy PSE SA, natychmiast po spotkaniu przywódców państw grupy wyszehradzkiej w grudniu 1991 r., doszło do porozumienia wiodących firm elektroenergetycznych z b. Czecho-Słowacji, Polski i Węgier w kwestii zjednoczenia wysiłków w staraniach o połączenie ich systemów elektroenergetycznych z systemem UCPTE. Podpisano akt założycielski utworzenia grupy regionalnej, której następnie nadano nazwę CENTREL.

Formalne utworzenie grupy CENTREL nastąpiło w październiku 1992 r. Jej członkami są: České Energetické Závody, a.s. (ČEZ, a.s.) z Republiki Czeskiej, Magyar Villamos Müvek Rt. (MVMRt) z Węgier, Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA (PSE SA) z Polski i Slovenské Elektrárné, a.s. (SE, a.s.) ze Słowacji.

Status obserwatorów mają: Ministerstwo Energetyki i Elektryfikacji Ukrainy, Natsionalna Elektricheska Kompania (NEK) z Bułgarii, Romanien Electric Authority (RENEL) z Rumunii, VEAG z Niemiec oraz Verbund z Austrii.

W październiku 1992 r. nastąpiło również utworzenie Komitetu Wykonawczego UCPTE-CENTREL złożonego z 4 członków grupy CENTREL i 7 członków UCPTE sąsiadujących z systemami grupy CENTREL, a także podpisano Katalog Działań ustalający wymagania techniczne, ekonomiczne i organizacyjne niezbędne do realizacji połączenia obu systemów.

Katalog działań określał m.in.:

- Wymagania o pokryciu zapotrzebowania w każdym czasie przez własne elektrownie (również w przypadku wypadnięcia największego bloku elektrownianego); uznano za wystarczającą rezerwę mocy ok. 20-25% w poszczególnych systemach.
- Wymagania odnośnie do regulacji pierwotnej.
  - Dla regulacji pierwotnej każdy partner powinien utrzymywać rezerwę nastawczą wynoszącą co najmniej 2,5% mocy wytwarzanej w swojej sieci.
  - Prędkości zmiany mocy bloków konwencjonalnych muszą wynosić odpowiednio: 50% zakresu nastawczego w 5 s oraz 100% zakresu nastaw w czasie 30 s. Statyka elektrowni powinna się mieścić w zakresie 2 a 6%.
- Wymagania odnośnie do regulacji wtórnej.
  - Sieci partnerów muszą być wyposażone w regulację sieciową wtórną (regulacja częstotliwościowo-mocowa), która wyrównuje zakłócenia tak szybko jak to jest możliwe.
  - Rezerwa wirująca powinna obejmować ok.3-5% mocy w danym czasie zaangażowanej.
  - Odchylenia mocy wymiany, tj. saldo żądane ok.100 MW w stosunku do partnerów UCPTE łącznie.
  - Saldo żądane energii maksymalnie 20 MWh/h z wyrównaniem odchyleń w ciągu jednego tygodnia.
- Wymagania odnośnie do bloków elektrownianych.
  - Maksymalny czas rozruchu do pełnego obciążenia w zakresie od 2 godz. (ze stanu gorącego) do 5 godz. (ze stanu zimnego).
  - Przeciętna liczba rozruchów i odstawień ok.200 na 1 blok w ciągu roku.
  - Zakres częstotliwości dla łączenia bloku do pracy równoległej w przedziale 48,0 ÷ 51,5 Hz.
  - Techniczna moc minimalna w pracy trwałej nie powinna przekraczać 40% mocy znamionowej.
- Wymagania związane z regulacją napięcia.
  - Między partnerami należy uzgodnić pasmo napięcia dla przygranicznych węzłów sieciowych na końcach linii sprzęgłowych przekraczających granice obszarów poszczególnych partnerów.
  - Rozpływy mocy biernej należy utrzymywać możliwie najniższe.
  - Optymalnie wykorzystywać generatory wirujące, przesuwniki fazowe, baterie kondensatorów i kompensatory statyczne.
- Wymagania niezawodnościowe.
  - Sieć spełnia wymagania kryterium (n-1), gdy dla dowolnej technicznie możliwej i ruchowo sensownej sytuacji wyjściowej wytrzymuje wypadnięcie jednego elementu bez niedopuszczalnego ograniczenia swych funkcji. Pozostałe w ruchu elementy sieci nie mogą być obciążone ponad granice ustalone jako dopuszczalne i nie może dojść do poszerzenia zakłócenia. Kryterium (n-1) należy bezwarunkowo utrzymywać tam, gdzie mogłoby dojść do oddziaływania na sieć sąsiada (żadne wspieranie się sieciami sąsiadów dla spełnienia kryterium (n-1)). Dla zapobiegania rozległym zakłóceniom powinny być

podejmowane częściowe zrzuty obciążenia (f ≤ 49 Hz) i różne planistyczne aspekty w zakresie połączeń przygranicznych i elektrowni. Ważne w kraju linie przesyłowe międzynarodowe należy zaprojektować z dostateczną zdolnością przesyłową, aby przy wewnętrznych i zewnętrznych zakłóceniach można było przejąć dodatkowe moce przesyłane. W przypadku całkowitego załamania się pracy sieci niezbędne jest przewidzieć kilka elektrowni, które dla odbudowy ruchu sieci będą mogły być uruchomione ze stanu beznapięciowego. Urządzenia zabezpieczające wszystkich elementów systemu winny wyłączać zakłócenie szybko i selektywnie. Dla instalacji urządzeń informatycznych i dróg komunikacyjnych również powinno być zapewnione kryterium (n-1).

- Pozostałe techniczno-sieciowe warunki w sieciach.
- Przeprowadzenie obliczeń rozpływów mocy, prądów zwarciowych oraz stabilnościowych dla zapewnienia niezbędnej pewności zasilania w połączeniu z UCPTE.

3. CHRONOLOGIA WYDARZEŃ W LATACH 1993 - 1995

We wrześniu 1993 r. przeprowadzono z sukcesem próby autonomicznej pracy systemów CENTREL i VEAG (b. NRD).

Na przełomie r.1993/94 nastąpiło przerwanie pracy synchronicznej połączonych systemów elektroenergetycznych b. RWPG wymuszone trudnościami energetycznymi Ukrainy.

W 1994 r. nastąpiła systematyczna poprawa jakości działania systemu grupy CENTREL. Osiągnięto standardy UCPTE w zakresie regulacji pierwotnej i wtórnej.

W lutym 1995 r. CENTREL złożył propozycję rozpoczęcia próbnej synchronizacji pracy z UCPTE razem z systemem VEAG.

W marcu 1995 r. UCPTE zaakceptowało propozycję grupy CENTREL i ustanowiło Komitet Techniczny do opracowania scenariusza pracy synchronicznej z systemem CENTREL.

W sierpniu 1995 r. Komitet Wykonawczy UCPTE-CENTREL akceptuje raport końcowy Komitetu Technicznego o stanie przygotowań.

We wrześniu 1995 r. rozpoczęto ostatnią fazę integracji, a mianowicie:

- 13 września system VEAG zostaje połączony z systemem UCPTE,
- 15-18 września - ostatnie próby systemowe CENTREL'a,
- 23 września - pozytywna ocena wyników prób,
- 28 września - walne zgromadzenie UCPTE akceptuje wyniki prób i ustala, że połączenie systemów CENTREL z UCPTE nastąpi w drugiej połowie października.

W pierwszej połowie 1995 r. w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Pol. Śląskiej w ramach realizacji projektu oceniającego połączenie systemów CENTREL z UCPTE - projektu wykonywanego pod kierownictwem prof. Z. Gacka na zamówienie PSE SA - przeprowadzono ocenę możliwych skutków niezawodnościowych współpracy KSEE z UCPTE.

4. PRZEPROWADZONE OBLICZENIA NIEZWODNOŚCIOWE

4.1. Wprowadzenie

Rozwój Krajowej Sieci Przesyłowej w ciągu najbliższych 3-4 lat będzie ściśle podporządkowany wypełnieniu wniosków wynikających ze studium wykonalności przyłączenia KSEE wraz z pozostałymi krajami grupy CENTREL do UCPTE. Program ten obejmuje:
- modernizację stacji przygranicznych: 400/220/110 kV, 400/110 kV, 220/110 kV,
- modernizację linii 220 kV,
- przystosowanie linii 400 kV i 220 kV wychodzących ze stacji Mikułowa w kierunku zachodnim do zmiany struktury napięć w sieci VEAG w węzłach: Kiesdorf, Hagenverder,
- budowę i modernizację elementów systemu 400 kV Ostrów w celu poprawy niezawodności zasilania obszarów południowo-zachodnich kraju w sytuacji np. awaryjnych wypadów elementów linii Mikułowa-Joachimów.

Program rozwoju infrastruktury przesyłowej będzie skorelowany z wprowadzeniem nowoczesnych środków prowadzenia ruchu, a przede wszystkim z unowocześnieniem systemu łączności elektroenergetycznej oraz wprowadzeniem funkcji EMS w systemie sterowania dyspozytorskiego z poziomu KDM i ODM-ów.

Rozwój i modernizacja Krajowego Systemu Przesyłowego (KSP) zgodnie z Katalogiem Działań ustalonym wspólnie z UCPTE nie powinny ograniczać się wyłącznie do systemu NN, ale powinny również dotyczyć sieci 110 kV i sieci dystrybucyjnych. Jest to tym bardziej ważne, że sieć 110 kV w różnych obszarach kraju spełnia także funkcje przesyłowe. W roku 1994 w PSE SA zostały zakończone prace studialne nad rozwojem podsystemu wytwórczego do roku 2020. Rok 1995 powinien dostarczyć zaktualizowanych opracowań dotyczących:
- programu rozwoju KSP w horyzoncie 2005,
- koncepcji rozwoju KSP w horyzoncie 2020.

Po odłączeniu systemu VEAG od systemu CENTREL i przyłączeniu do UPCTE nastąpiło w sposób istotny obniżenie pewności pracy zachodniej, a zwłaszcza południowo-zachodniej części KSEE z uwagi na nakładającą się na ten stan modernizację Elektrowni TURÓW i brak jeszcze nowych powiązań systemowych 400 kV (projekt OSTRÓW). Zjawisko to występowało najostrzej w przypadku awaryjnego wyłączenia linii 400 kV Dobrzeń-Pasikurowice.

Dla zmniejszenia zagrożeń, które wystąpić mogły po odłączeniu systemu VEAG, wynegocjowano z tą firmą wydzielenie na okres jednego roku ciągu przesyłowego 400 kV Mikułowa-Kiesdorf-Roehrsdorf-Hradec (w Czechach) pozwalającego na rezerwowanie tego rejonu od zachodu, przy awarii linii 400 kV Dobrzeń-Pasikurowice. Niezależnie od tego przygotowano w KSEE specjalne wymuszone układy pracy sieci, minimalizujące skutki takiej awarii do czasu przyłączenia krajów CENTRELA do UCPTE.

4.2. Charakterystyka metody obliczeń niezawodnościowych

O niezawodności sieci 400 i 220 kV decydują z jednej strony: moc źródeł zasilania, ich liczba, rozmieszczenie, a z drugiej strony: struktura sieci i rozłożenie zapotrzebowania mocy w zasilanym obszarze. Źródłami zasilania sieci są stacje elektrowniane. Wskaźniki niezawod-

nościowe takiego źródła są wypadkową niezawodności samej stacji elektroenergetycznej i bloków wytwórczych elektrowni wraz z przyłączami, tj. transformatorami blokowymi i ewentualnymi krótkimi odcinkami linii elektroenergetycznych do jej szyn zbiorczych. Z tych stacji elektrownianych (o charakterze zasilającym - źródłowych) energia elektryczna dostarczana jest do pozostałych stacji o charakterze odbiorczym, które nazwano węzłami sieciowymi odbiorczymi.

Ocena niezawodności sieci 400 kV i 220 kV sprowadza się do oceny wykonania zadań tej sieci. Jako podstawowe zadanie przyjęto tutaj dostawę energii elektrycznej do węzłów tej sieci o odpowiedniej jakości, w wymaganej ilości w danej chwili rozpatrywanego okresu czasu. Z tego zadania wynika połączenie:

a) niezawodności zasilania wezłów sieciowych 400 i 220 kV (o charakterze odbiorczym),
b) zagrożenia niezawodności wynikające ze struktury samej sieci.

Taką ocenę wykonuje się przez wyznaczenie wskaźników niezawodności dla szyn zbiorczych węzłów sieci oraz weryfikację niezawodnościowego kryterium n-1.

Do praktycznej oceny proponuje się wskaźnik:

$$Q = \frac{E_{nd}}{E},$$

gdzie: E_{nd} - roczna oczekiwana ilość energii niedostarczonej,
E - energia zapotrzebowana (wraz ze stratami).

Wskaźnik Q wyznacza się na podstawie wskaźników cząstkowych, które wylicza się dla szyn zbiorczych poszczególnych węzłów sieciowych. Wskaźnikami tymi zwykle są:

- oczekiwana liczba przerw w roku,
- wskaźnik niezdatności,
- energia niedostarczona.

Obliczenia niezawodnościowe zostały wykonane przy użyciu programu NIEM wchodzącego w skład systemu komputerowego ROZWÓJ.

4.3. Zagrożenia przekroczenia wartości granicznych wg kryterium n-1

Struktura sieci 400 kV i 220 kV - powstająca stopniowo przez wiele lat, może okazać się niedostosowana do występujących wymagań stawianych sieci. W przypadku wyłączenia jednego elementu tej sieci może dochodzić do przekroczenia dopuszczalnych wartości parametrów innych - pozostających w pracy - elementów. Ocena niezawodności wg kryterium n-1 praktycznie sprowadza się do określenia przekroczenia dopuszczalnych wartości granicznych obciążeń linii i transformatorów po wyłączeniu jednego elementu systemu. Przy tych badaniach nie może być przewidywana pomoc współpracujących systemów.

Takie badania wykonuje program wchodzący do systemu komputerowego ROZWÓJ. W przypadku stwierdzenia przekroczenia dopuszczalnych wartości granicznych obciążenia jakiegokolwiek elementu zmienia się w pierwszej kolejności obciążenia elektrowni (odstępstwo od ekonomicznego rozdziału obciążeń), a gdy to nie jest wystarczające, wprowadza się ograniczenia zasilania (energia niedostarczona). Jako wynik uzyskuje się zwiększenie kosztów wytwarzania i

ewentualnie kosztów niedostarczonej energii. Ograniczenia zasilania zwykle wskazują na potrzebę rozbudowy sieci.

4.4. Analiza najważniejszych wariantów

Przewidywane na drugą połowę 1995 roku przyłączenie systemu VEAG do UCPTE mogło prowadzić do utraty połączeń polskiego systemu elektroenergetycznego z systemem niemieckim. Tymi połączeniami są:
- linia dwutorowa 220 kV Krajnik-Vierraden,
- linia 400 kV Mikułowa-Kiesdorf,
- linia dwutorowa 220 kV Mikułowa-Hagenwerder.

Połączenia w rejonie Mikułowa-Kiesdorf-Hagenwerder służą obu systemom.

Rozważono 16 stanów pracy współpracujących sieci dla roku wyjściowego, nazwanego rok „0", oraz po trzech latach - rok "3". Założono, że w roku „3" nastąpi rozbudowa sieci w rejonach przygranicznych. Przyjęto dwie wersje rozbudowy tej sieci, mianowicie:

a) rozbudowa tylko sieci polskiej - bez inwestycji w strefie przygranicznej z Niemcami.
Przewidziano tutaj następujące inwestycje:
- stacja Ostrów przechodzi na 400 kV,
- połączenie tej stacji z Plewiskami, Pasikurowicami, Rogowcem i Trębaczowem.

b) rozbudowa sieci polskiej i przygranicznej niemieckiej.
Po stronie polskiej przewidziano takie same inwestycje jak w wersji a). Natomiast po stronie niemieckiej budowę linii 400 kV Mikułowa-Kiesdorf, likwidacja linii 220 kV Mikułowa-Hagenwerder oraz zainstalowanie dwóch transformatorów Kiesdorf-Hagenwerder.

Warianty pracy sieci przedstawiono w tablicy 1.

Tablica 1

Analizowane układy pracy sieci elektroenergetycznych 400/220 kV Polski i Niemiec

Lp.	Rok analizy	Połączenie z Niemcami	Wyłączenia bloków w elektrowniach	Zakres inwestycji dodatkowych
1.	0	załączone	nie ma	brak
2.	0	przerwane	nie ma	brak
3.	3	załączone	nie ma	tylko po stronie polskiej
4.	3	przerwane	nie ma	tylko po stronie polskiej
5.	3	załączone	nie ma	pełna rozbudowa po stronie polskiej i niemieckiej
6.	3	przerwane	nie ma	pełna rozbudowa po stronie polskiej i niemieckiej
7.	0	załączone	jeden blok w MIK	brak
8.	0	przerwane	jeden blok w MIK	brak
9.	3	załączone	jeden blok w MIK	tylko po stronie polskiej
10.	3	przerwane	jeden blok w MIK	tylko po stronie polskiej
11.	3	załączone	jeden blok w MIK	pełna rozbudowa po stronie polskiej i niemieckiej
12.	3	przerwane	jeden blok w MIK	pełna rozbudowa po stronie polskiej i niemieckiej
13.	0	załączone	jeden blok w KIS	brak
14.	0	przerwane	jeden blok w KIS	brak
15.	3	załączone	jeden blok w KIS	tylko po stronie polskiej
16.	3	załączone	jeden blok w KIS	pełna rozbudowa po stronie polskiej i niemieckiej

Dla rozpatrywanej sieci 400 i 220 kV polskiej i niemieckiej wykonano obliczenia niezawodnościowe:
- wskaźników niezawodności strukturalnej,
- wg kryterium n-1.

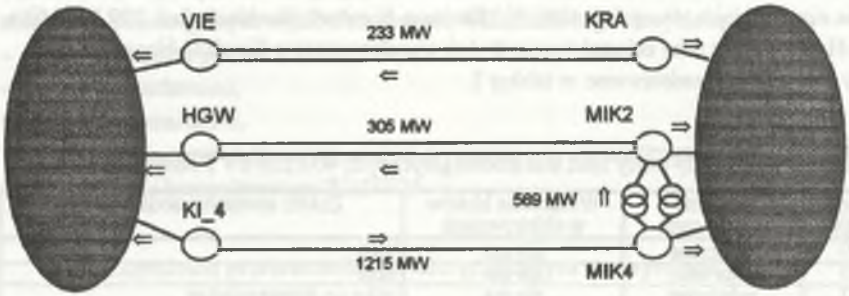
Obliczenia wykonano na komputerze programami systemu ROZWÓJ.
Ocena niezawodności została dokonana na podstawie:
- oczekiwanej liczby przerw w roku, **d**,
- wskaźnika niezdatności, **q**.,

które wyznacza się dla każdego węzła sieci 400 i 220 kV. Stwierdzono, że istotny wpływ na wyniki obliczeń ma rozwiązanie samej stacji i jej układ pracy. Wpływ liczby powiązań z sąsiednimi węzłami jest nieznaczny, ponieważ ich liczba jest najczęściej większa od dwóch.

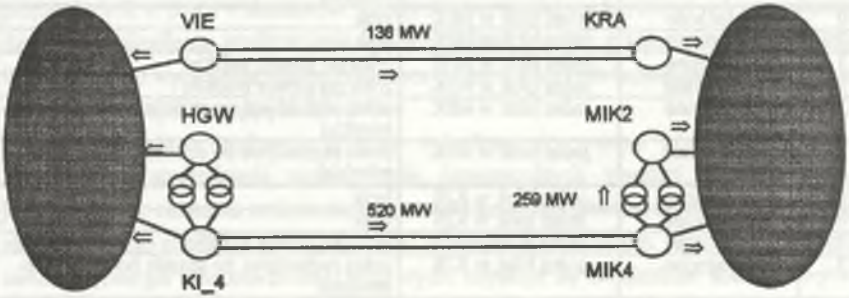
Ocenę niezawodności pracy sieci wg kryterium n-1 wykonano dla 16 układów zestawionych w tablicy 1. Uzyskane wyniki obliczeń (szczegóły w [20]) wykazały, że w żadnym z analizowanych 16 układów pracy nie wystąpiły przekroczenia granicznych obciążeń dopuszczalnych dla linii 400 i 220 kV oraz transformatorów 400/220 kV rozpatrywanej sieci polskiej. Dodać należy tutaj, że rozpatrywane warianty obejmowały przypadki współpracy z UPCTE oraz przypadki bez tej współpracy.

Na podstawie wyników obliczeń komputerowych obciążeń wybranych linii i transformatorów w strefie przygranicznej dla układu normalnego sporządzono grafiki przepływów w strefie przygranicznej:

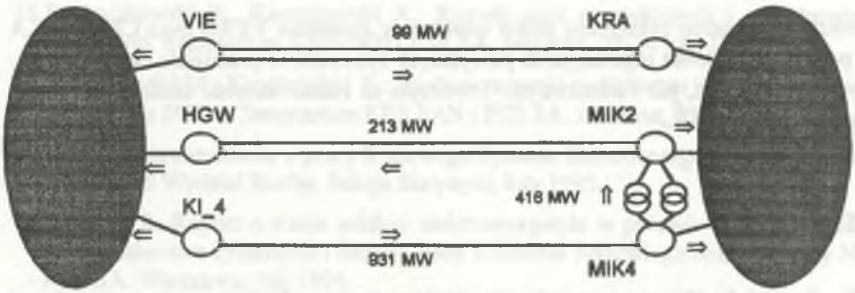
- dla roku „0", stan normalny



- dla roku „3" inwestycje przygraniczne w obszarze Niemiec i Polski - stan normalny



- dla roku „3" inwestycje tylko w obszarze Polski - stan normalny



Z analizy wynika, że w stanie obecnym linia dwutorowa Mikułowa-Hagenwerder służy do zasilania niemieckiej sieci 220 kV. Wówczas moc dostarczana jest z węzła Kiesdorf linią 400 kV przez stacje Mikułowa 400/220 kV linią dwutorową 220 kV do stacji Hagenwerder - patrz szkic dla roku „0".

W roku „3" rozpatrywano dwie wersje o różnym zakresie inwestowania, a wyniki przedstawiono na powyższych szkicach.

5. WNIOSKI WYNIKAJĄCE Z ANALIZY NIEZAWODNOŚCIOWEJ

5.1. Wykonane obliczenia dotyczyły wyłącznie wskaźników niezawodności węzłów sieciowych 400 i 220 kV, na podstawie:
- badania niezawodności strukturalnej,
- badania niezawodności wg kryterium n-1dla stanu obecnego sieci NN (rok „0") oraz dla stanu sieci w najbliższych 3 latach (rok „3"). Nie obliczano natomiast niedostarczonej energii wskutek przerw w zasilaniu oraz jej kosztu. Wynika to z braku dostatecznie rzetelnych danych, szczególnie dla sieci niemieckiej.

5.2. Wykonane obliczenia niezawodności strukturalnej oparto na aktualnych danych statystycznych o awaryjności elementów sieciowych 400 i 220 kV w KSEE. Wykazały one nieznaczną poprawę wskaźników niezawodności „d" i „q" dla kilku węzłów NN dla roku „3" w porównaniu ze stanem obecnym.

5.3. Obliczenia niezawodnościowe wg kryterium n-1 wykonano na podstawie aktualnych danych o planowanych i realizowanych inwestycjach sieciowych. Obliczenia wykazały, że przeciążenia w tzw. układach normalnych pracy sieci NN nie występują ani obecnie, ani w przyszłości. Pogorszenie pewności zasilania KSEE może nastąpić obecnie wskutek ewentualnego przerwania połączenia z UPCTE. Jednakże nawet w tym ostatnim przypadku obliczenia wg kryterium n-1 wykazały, że przeciążenia w układzie normalnym

w KSEE nie wystąpią. Minimalnemu pogorszeniu mogą natomiast ulec wskaźniki niezawodnościowe, szczególnie w południowo-zachodniej części kraju.

5.4. Wykonane dotychczas praktyczne próby współpracy systemów VEAG oraz CENTRELA [19] potwierdziły dobrą regulacyjność powyższych systemów w przedziale czasowym zarówno sekundowym, jak i minutowym. Stworzyło to realne warunki skutecznej współpracy KSEE z UPCTE.

LITERATURA

1. Goc W., Bargiel J.: Ocena niezawodności układów sieciowych dla potrzeb optymalizacji ich rozwoju. Rozdział w opracowaniu pt. "Koncepcja metodyczna programu mikrokomputerowego ROZWÓJ. IEiSU Pol. Śląskiej, Gliwice 1992.
2. Bargiel J., Goc W., Teichman B.: Opracowanie programu komputerowego do ilościowej oceny niezawodności sieci przesyłowej. IEiSU Pol. Śląskiej, Gliwice 1990.
3. Bargiel J., Buchta F., Goc W., Kocot H., Teichman B.: Koncepcja gromadzenia danych o awaryjności elementów sieciowych 110 do 400 kV - aktualizacja wskaźników nieciągłości zasilania. IEiSU Politechniki Śląskiej, Gliwice 1994.
4. Bargiel J., Goc W.: Nowelizacja statystyki zakłóceń w sieciach elektroenergetycznych wysokiego napięcia. Zeszyty Naukowe Pol. Śląskiej "Elektryka", z.137, Gliwice 1994.
5. Koglin H. J.: Modelle und Methoden. Energiewirtschaftliche Tagesfragen nr 37, 1987.
6. Instrukcja badania zakłóceń w elektrowniach i sieciach elektroenergetycznych. Warszawa 1985.
7. Fass R., Koglin H. J.: Computer Aided Collecting Disturbances in HV and EHV Networks According to the Enhanced Scheme of the German VDEW-Statistic. CIGRE, Avignon 1992.
8. VDEW- Störung und Schadenstatistik Auswertung der Störungen mit Verlaufsangaben des Probelaufes von 1991, FGH Mannheim, 1993.
9. Nick W. R.: - Zuverlässigkeitskenngrössen aus der VDEW Störungs - und Schadenstatistik. Aachen Berichte, 1992.
10. Goc W.: Porównawcza ocena niezawodności zasilania krajowej sieci 110 kV w etapach jej rozwoju. Materiały Międzynarodowego Sympozjum "Jakość zasilania z układów sieciowych" 23-24 września 1986 r. Porąbka-Kozubnik, Gliwice 1986.
11. Goc W., Bargiel J., Kamiński A.: Die Versorgungszuverlässigkeit beim Ausbau von 110 kV-Netzen. Energietechnik 40, H10. Oktober 1990.
12. Goc W., Bargiel J., Kamiński A: Reliability of the Supply in Connection with the Extension of the 110 kV Power Grids. International Meeting on the Safety and Reliability of Energy Systems, IIASA Luxemburg, Austria; Sopron - Hungary July 2-4, 1990.
13. Goc W.: Oszacowanie ilościowe stanów obliczeniowych do oceny niezawodności zasilania obszarów odbiorczych. ZN Pol. Śląskiej "Elektryka", z.127. Gliwice 1992.

14.Bargiel J.: Miary niezawodności zasilania z systemu elektroenergetycznego. ZN Pol. Śląskiej "Elektryka", z.127. Gliwice 1992.

15.Frydrychowski R., Kaczanowski A.: Rozwój sieci przesyłowych i współpracy międzynarodowej. Seminarium KPE PAN i PSE SA, Jabłonna, 23-24 luty 1995.

16.Kwiatkowski M., Krochmalski R.: Studium rozwoju podsystemu wytwarzania energii elektrycznej do 2020 r. Seminarium KPE PAN i PSE SA, Jabłonna, 23-24 luty 1995.

17.Robocze sprawozdanie o pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w 1994 r., PSE SA - KDM Wydział Ruchu, Sekcja Statystyki, luty 1995.

18.Popczyk J.: Raport o stanie polskiej elektroenergetyki w połowie 1995 r. Raport autorski dla Ministerstwa Przemysłu i Handlu, pana Klemensa Ścierskiego oraz dla Rady Nadzorczej PSE SA. Warszawa, maj 1995.

19.Zieliński Z.: Wyniki prób wydzielonej pracy połączonych systemów elektroenergetycznych CENTREL i VEAG. Energetyka nr 8, 1994.

20.Praca zbiorowa: „Określenie możliwych dla KSEE skutków niezawodnościowych współpracy równoległej z UCPTE". Gliwice, lipiec 1995 r. - praca nie publikowana.

Recenzent: Prof.dr hab.inż. Andrzej Kłos

Wpłynęło do Redakcji dnia 1 grudnia 1995 r.

Abstract

A short historical draft of the integration process of the Polish Power System (PPS) with the West-European Power System (UCPTE) and the most relevant events that occurred in the period 1993 - 18.10.1995 (date of linking) are done as an introduction.

Next the computational results obtained within the framework of accomplishing of the project of the reliability estimation of the linking between the both systems has been presented and discussed.

The reliability calculations were carried out for various variants - as well planned as emergency states - of cooperation between PPS and UCPTE. The calculations confirmed both possibillity and purposefullness of the above systems connection. Neither overloads nor substantial systems deterioration of reliability factors have appeared in any of the considered variants.