



Waldemar DOŁĘGA*

Identyfikacja ograniczeń sieciowych infrastruktury elektroenergetycznej

STRESZCZENIE. W artykule dokonano identyfikacji ograniczeń sieciowych infrastruktury elektroenergetycznej. Przeanalizowano różnorodne ograniczenia wynikające z warunków obciążeniowych elementów sieci elektroenergetycznej, ze stabilności napięciowej, z warunków zwarciovych, z warunków równowagi dynamicznej i statycznej, z zakresu regulacji wtórnej oraz z wymagań dotyczących pewności zasilania obszarów wokół elektrowni. Ograniczenia wynikające z warunków obciążeniowych elementów sieci elektroenergetycznej stanowią największą i najbardziej złożoną grupę ograniczeń sieciowych. Wynikają z dopuszczalnej obciążalności linii, która jest zależna od termicznej obciążalności przewodów oraz zwisów. W zależności od charakteru, mogą być nakładane na moc maksymalną lub minimalną generacji elektrowni i odnosić się do określonego stanu i/lub okresu pracy KSE. Ograniczenia wynikające ze stabilności napięciowej są związane ze stanem KSE oraz okresem czasu i dotyczą zwykle: grupy jednostek wytwórczych podłączonych do jednej rozdzielni w stacji, całej elektrowni lub grupy elektrowni. Wynikają głównie ze zbyt niskiego poziomu obciążenia linii przesyłowych w okresie letnim i braku wystarczającej liczby urządzeń do kompensacji generowanej przez nie mocy biernej pojemnościowej. Ograniczenia wynikające z warunków zwarciovych wyznaczają maksymalną liczbę bloków elektrowni, pracujących na jednym systemie szyn przy zadanej konfiguracji pracy sieci. Ograniczenia te pojawiają się w sytuacji konieczności wyłączenia systemów szyn zbiorczych w stacjach elektroenergetycznych, w stanach remontowych lub awaryjnych. Ograniczenia wynikające z warunków równowagi dynamicznej i statycznej wyznaczają dla danej konfiguracji sieci pewną maksymalną liczbę bloków elektrowni, mogących jednocześnie oddawać moc do danej rozdzielni. Ograniczenia te obowiązują stale i są niezależne od: sezonu, dnia i pory dnia. Ograniczenia wynikające z zakresu regulacji wtórnej wprowadzają maksymalną liczbę jednostek

* Dr inż. – Instytut Energoelektryki, Politechnika Wrocławska, Wrocław;
e-mail: waldemar.dolega@pwr.wroc.pl

pracujących na jednym systemie szyn i muszą być kontrolowane zarówno na etapie planowania, jak i na etapie prowadzenia ruchu sieci. Ograniczenia wynikające z wymagań dotyczących pewności zasilania obszarów wokół elektrowni określają pewną minimalną wartość generacji lub minimalną liczbę pracujących jednostek, wymaganych ze względu na pewność zasilania lokalnych odbiorców.

W artykule przedstawiono charakterystykę i omówiono szeroko wspomniane rodzaje ograniczeń sieciowych występujących obecnie w KSE. Mają one zasadniczy wpływ zarówno na obecne funkcjonowanie KSE jak i procesy: prowadzenia ruchu, planowania pracy i planowania rozwoju KSE.

SŁOWA KLUCZOWE: identyfikacja, infrastruktura elektroenergetyczna, ograniczenia sieciowe

Wprowadzenie

Niedostatecznie rozwinięta sieciowa infrastruktura elektroenergetyczna w obszarze przesyłu powoduje występowanie różnorodnych ograniczeń sieciowych. Wynikają one z warunków obciążeniowych elementów sieci elektroenergetycznej, ze stabilności napięciowej, z warunków zwarciovych, z warunków równowagi dynamicznej i statycznej, z zakresu regulacji wtórnej oraz z wymagań dotyczących pewności zasilania obszarów wokół elektrowni (Dołęga 2013).

Różnorodne analizy prowadzone przez wyspecjalizowane służby Operatora Systemu Przesyłowego (w skrócie OSP) na modelach Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (w skrócie KSE) poparte wieloletnimi doświadczeniami i obserwacjami pracy KSE przy wykorzystaniu istniejących i użytkowanych przez OSP komputerowych systemów sterowania, nadzoru i kierowania pracą systemu elektroenergetycznego pozwalają na uzyskanie wiedzy o istniejących w KSE ograniczeniach sieciowych. Ograniczenia te mają zasadniczy wpływ zarówno na obecne funkcjonowanie KSE jak i procesy: prowadzenia ruchu, planowania pracy i planowania rozwoju KSE, dlatego przedstawiono je w artykule.

Wyspecjalizowane służby OSP wykonują trzy podstawowe rodzaje analiz: rozplwyowe, zwarciovowe i równowagi. W ramach pierwszego rodzaju analiz dokonuje się sprawdzenia w stanie ustalonym przepływów mocy czynnej i biernej oraz wartości napięć w systemie elektroenergetycznym oraz wyznacza się właściwe środki przeciwdziałania w przypadku pojawienia się nieprawidłowych stanów. W ramach drugiego rodzaju identyfikuje się rozdzielnie w stacjach elektroenergetycznych z przekroczonymi wartościami prądów zwarcia i określa się takie ich układy pracy, które pozwolą na wyeliminowanie tych przekroczeń. Natomiast w ramach trzeciej grupy analiz dokonuje się identyfikacji zagrożeń utraty stabilności pracy KSE oraz określa się odpowiednie środki zaradcze, aby do tego nie dopuścić.

Analizy pracy sieci przeprowadza się cyklicznie (analizy sezonowe), okazjonalnie np. w związku z wprowadzeniem nowych obiektów (linii, stacji, źródeł wytwórczych) do KSE lub operatywnie w związku z bieżącymi problemami pojawiającymi się w procesie planowania i prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego.

1. Dopuszczalna obciążalność prądowa

Infrastruktura sieciowa w obszarze przesyłu składa się głównie z elektroenergetycznych linii napowietrznych o napięciu 400, 220 i 110 kV. Jednym z ich najważniejszych parametrów jest dopuszczalna obciążalność prądowa. Określona jest wartością prądu, przy której przewody robocze nagrzewają się do temperatury granicznej roboczej (Dołęga 2013). Jest ona definiowana dla ściśle określonych warunków atmosferycznych i założonej temperatury granicznej przewodów roboczych. Wybór wartości temperatury granicznej roboczej przewodów dla linii o napięciu 400, 220 i 110 kV należy do jej właściciela. Norma (PN-EN 50341-1, 2005) zaleca temperaturę 60°C jako wartość optymalną, która pozwala w większym stopniu wykorzystać zdolności przesyłowe przewodów niż w przypadku stosowanej do 1989 r. wartości 40°C (Popczyk red. 2009).

W danych warunkach atmosferycznych temperatura graniczna robocza przewodów linii napowietrznych nie może być długotrwale przekroczona, gdyż prowadzi to do zwiększenia zwisów, a w konsekwencji do zmniejszenia odległości pionowej przewodów roboczych od ziemi i od obiektów krzyżowanych poniżej dopuszczalnych – ze względów bezpieczeństwa publicznego – wartości określonych w normie (PN-EN 50341-1, 2005). Szczególnie istotny, ze względu na możliwość przekroczenia dopuszczalnych odległości, jest przyrost zwisów w zakresie temperatur od 40 do 80°C (Dołęga 2013).

Na temperaturę przewodu, a więc na jego zwis – oprócz prądu obciążenia – istotny wpływ mają zmienne czynniki zewnętrzne, takie jak: prędkość i kierunek wiatru, temperatura powietrza oraz nasłonecznienie (Popczyk red. 2009).

2. Ograniczenia związane z warunkami obciążeniowymi elementów sieci

Podstawowym ograniczeniem przepływu mocy w sieci jest obciążalność linii zależna od termicznej obciążalności przewodów oraz zwisów. W przypadku niektórych linii istnieją dodatkowe ograniczenia, spowodowane niedostosowaniem obciążalności aparatury pól liniowych do możliwości przesyłowych przewodów. W tabeli 1 przedstawiono przykłady linii, w których istniejące ograniczenia przesyłowe mogą prowadzić do trudności w prowadzeniu ruchu.

Ograniczenia obciążeniowe określają maksymalną lub minimalną wartość generacji elektrowni niezbędną dla uniknięcia przeciążeń elementów sieci przesyłowej. W stanie normalnym pracy KSE zwykle nie występują. Ujawniają się w trakcie awarii lub prac remontowych na infrastrukturze przesyłowej. Wówczas sieć przesyłowa pracuje w układzie niepełnym, bowiem część jej elementów jest wyłączona. Liczba potencjalnych stanów remontowych i awaryjnych grożących przeciążeniami jest bardzo duża.

TABELA 1. Zestawienie linii, dla których ograniczenia przesyłowe mogą powodować trudności w prowadzeniu ruchu (BWPRSP 2008)

TABLE 1. Juxtaposition of lines for which transmission constraints can cause difficulties in operation of the transmission grid (BWPRSP 2008)

Linia przesyłowa	Napięcie robocze [kV]	Najmniejszy przekrój linii [mm ²]	Obciążalność linii ze względu na przewód T=10°C/25°C [A]	Obciążalność linii ze względu na zwis T=10°C/25°C [A]	Przyczyna ograniczenia przesyłu
Pątnów–Włocławek	220	402	935/808	850/700	zwis +40°C,
Kozienice–Piaseczno	220	402	1010/890	1010/890	zwis +60°C, przekrój przewodu
Adamów–Konin tor 1	220	350	935/822	935/822	zwis +60°C, przekrój przewodu
Adamów–Konin tor 2	220	525	1200/1050	1200/1050	zwis +60°C, przekrój przewodu
Rogowiec–Pabianice tor: 1,2	220	525	1200/1050	1200/1050	zwis +60°C, przekrój przewodu
Rogowiec–Janów	220	400	885/772	885/772	zwis +55°C, przekrój przewodu
Groszowice–Ząbkowice	220	525	1105/948	1005/832	zwis +40°C
Krajnik–Vierraden tor: 1,2	220	525	1280/1145	1280/1145	zwis +80°C, przekrój przewodu
Mikulowa–Czarna	400	2 × 402	1870/1615	1410/1035	zwis +40°C

W planowaniu pracy KSE wymaga się, aby obciążenia wszystkich elementów sieci w planowanym stanie pracy KSE były niższe od wartości dopuszczalnych, oraz aby była spełniona reguła $(n - 1)$ tzn. wyłączenie dowolnego pojedynczego elementu (linii, transformatora, systemu szyn) nie może powodować przeciążeń.

Przy kryterium poprawności pracy sieci pełne sprawdzenie, czy sieć pracuje poprawnie z punktu widzenia obciążeń jej elementów, wymaga wykonania sekwencji sprawdzeń na modelu KSE. W praktyce – ze względu na brak technicznych możliwości – sprawdzeń takich nie wykonuje się na bieżąco. Robione są okresowe analizy, z których wnioski zapisuje się jako wytyczne postępowania w określonych sytuacjach. Jednym ze sposobów wykorzystywania wniosków z okresowych analiz pracy sieci jest wprowadzenie pewnych uproszczonych reguł postępowania, zapobiegających niebezpieczeństwu wystąpienia przeciążeń i nie wymagających regularnego wykonywania obliczeń (Wilczyński i Tymorek 2008). Najczęściej wykorzystywaną regułą jest reguła nie wyłączania więcej niż jednego odejścia z rozdzielni jednocześnie, jeśli nie wymagają tego względy technologiczne (BWPRSP 2008). Regułę tę wykorzystuje się także w stosunku do przekroju sieciowego (ciągu linii łączących dwa obszary, dwie elektrownie lub dwa systemy). Inną tego typu regułą jest reguła równomiernego rozkładania generacji pomiędzy rozdzielnie stacji wyprowadzającej moc z elektrowni w taki sposób, aby w przybliżeniu zachowane były proporcje występujące w układzie normalnym (BWPRSP 2008). Podobne stałe proporcje generacji utrzymuje się pomiędzy elektrowniami. Stosuje się je w celu zminimalizowania niebezpieczeństwa przeciążania się transformatorów sprzęgających łączących rozdzielnie w tej samej stacji oraz głównych ciągów przesyłowych KSE.

Ograniczenia wynikające z warunków obciążeniowych elementów sieci stanowią największą i najbardziej złożoną grupę ograniczeń sieciowych. Ograniczenia te, jak wspomniano, w zależności od charakteru mogą być nakładane na moc maksymalną lub minimalną generacji. Mogą być wyrażane w wartościach mocy czynnej generacji, za pomocą liczby pracujących bloków lub w formie mieszanej (BWPRSP 2008). Mogą obejmować swoim zasięgiem jedną, wiele elektrowni lub część elektrowni (np. grupa jednostek wytwórczych podłączonych do jednej rozdzielni lub pracująca w jednym układzie technologicznym). Czynnikiem, który wprowadza takie ograniczenie może być: wyłączenie jednego lub więcej elementów sieci przesyłowej, wartość generacji elektrowni, czas, wartość eksportu energii lub kombinacja tych elementów. Zagrożonymi elementami ograniczeń może być zarówno pojedynczy element, jak i wiele elementów zamkniętej krajowej sieci 400/220/110 kV oraz sieci przesyłowej sąsiednich państw.

Ograniczenia obciążeniowe w przeważającej liczbie przypadków wymuszają obniżenie maksymalnej wartości generacji elektrowni. Odnoszą się do określonego stanu i/lub okresu pracy KSE. Dla jednej elektrowni może ich być kilka. Wartość generacji elektrowni musi być mniejsza lub co najwyżej równa mocy wytwarzanej, wynikającej z ograniczenia sieciowego. W części przypadków ograniczenia obciążeniowe wpływają na minimalną wartość generacji elektrowni, która powinna być wyższa od mocy wytwarzanej, wynikającej z minimalnego ograniczenia sieciowego.

Ograniczenia obciążeniowe mogą być też nakładane na więcej niż jedną elektrownię. Są dwie podstawowe przyczyny nakładania tego typu ograniczeń. Zwykle wiąże się to z potrzebą podniesienia generacji w jednej z sąsiadujących elektrowni, gdy w drugiej liczba pracujących bloków jest mniejsza niż zwykle i/lub na ciągach liniowych łączących te elektrownie

prowadzone są prace remontowe (BWPRSP 2008). Takie ograniczenia są nakładane również w przypadku, gdy dla zachowania równomiernego rozłożenia generacji na obszarze kraju wyznacza się dla dwóch lub więcej sąsiadujących elektrowni pewną zadaną wartość generacji. Ograniczenie to jest nakładane albo na sumaryczną wartość generacji grupy elektrowni albo – w zależności od wartości generacji innych elektrowni – na wartość generacji jednej lub więcej elektrowni.

Ograniczenie obciążeniowe może dotyczyć różnych okresów. W praktyce stosuje się różnorodne sposoby jego określania: dowolny okres definiowany za pomocą daty początku i końca, pora roku (zima, lato, okres jesienno-zimowy, okres wiosenno-letni), typ dnia (dzień roboczy, dzień świąteczny, niedziela, robocza sobota, wolna sobota), strefa doby (szczyt wieczorny, szczyt ranny, dolina nocna, dolina popołudniowa) itd.

Ograniczenia związane z maksymalną wartością generacji mocy przy jej wyprowadzeniu z elektrowni wynikają ze zbyt małej przepustowości linii przesyłowych wyprowadzających z nich moc (Maciejewski 2008). Ograniczenia te silnie zależą od aktualnych warunków pracy KSE (poziomu zapotrzebowania na moc, rozkładu generacji, topologii sieci, temperatury otoczenia itp.).

W okresie zimowym ograniczenia tego typu najczęściej występują w elektrowniach Pątnów, Ostrołęka i Dolna Odra (Dołęga 2013). Dla pierwszych dwóch elektrowni ograniczenia te wynoszą 180 MW na jednostkę i spowodowane są koniecznością maksymalizacji generacji mocy biernej w północnej części KSE. W przypadku trzeciej wynikają z ograniczonej przepustowości linii 110 kV, wyprowadzających moc z bloku nr 1 podłączonego do rozdzielni 110 kV. W pozostałych elektrowniach przeważnie nie występują problemy z wyprowadzeniem mocy. Ograniczenia tego rodzaju pojawiają się jedynie w ekstremalnych stanach pracy KSE lub w czasie remontowych lub awaryjnych wyłączeń w sieci. Najbardziej istotne z nich dotyczą elektrowni: Bełchatów, Kozienice i Dolna Odra (Dołęga 2013).

Przykładowo, ograniczenia w wyprowadzeniu mocy z Elektrowni Kozienice występują w okresie zimowym, dotyczą bloków podłączonych do rozdzielni 220 kV i są wprowadzane w stanach awaryjnych odstawień bloków elektrowni Ostrołęka. Przyczyną ograniczeń jest ograniczona przepustowość linii 220 kV Kozienice–Piaseczno i brak drugiej linii 400 kV w relacji Kozienice–Warszawa, mogącej rezerwować silnie obciążoną linię 400 kV Kozienice–Miłosna (OPKS, 2008). Dodatkowe ograniczenia bloków Elektrowni Kozienice, pracujących na szyny 220 kV mogą wystąpić w okresach szczytowego zapotrzebowania i przy pracy na sieć 110 kV tej elektrowni tylko jednego bloku. Ograniczenia generacji bloków podłączonych do rozdzielni 400 kV występują w przypadku remontowego lub awaryjnego wyłączenia autotransformatora 400/220 kV w tej stacji i wynikają z warunków stabilności kątowej.

Ograniczenia związane z minimalną wartością generacji mocy przy jej wyprowadzeniu z elektrowni wynikają z konieczności zapewnienia odpowiedniej jakości i niezawodności pracy KSE (Maciejewski 2011). Wymaga to utrzymywania w niektórych elektrowniach systemowych określonej, minimalnej liczby jednostek wytwórczych w ruchu. Wymuszenie może odnosić się do: konkretnej jednostki wytwórczej, elektrowni lub grupy elektrowni, grupy jednostek wyprowadzających moc do danej rozdzielni lub grupy jednostek wyprowadzających moc do danej grupy rozdzielni (w ramach jednej stacji lub na danym obszarze). Liczbę, rozmieszczenie oraz wielkość generacji jednostek, których praca musi być wymuszana wyznacza się dla

najbardziej prawdopodobnego rozkładu generacji w KSE w analizowanym okresie, uwzględniając warunki obciążeniowe, napięciowe, zwarciove oraz warunki równowagi statycznej i dynamicznej systemu. Dla danej elektrowni (grupy elektrowni lub grupy jednostek) za minimalną wartość generacji przyjmuje się najmniejszą wartość generacji, przy której spełnione jest jeszcze kryterium $n - 1$ (wyłączenie dowolnego elementu KSE nie powoduje przeciążeń

TABELA 2. Zestawienie przyczyn występowania ograniczeń na minimalną wartość generacji mocy dla wybranych elektrowni (Dołęga, 2013)

TABLE 2. Reasons for limitations affecting the minimal value of power generation for selected power plants (Dołęga 2013)

Elektrownia	400 kV	220 kV	110 kV
Bełchatów	zapewnienie odpowiedniej pewności zasilania aglomeracji łódzkiej i warszawskiej oraz wystarczającego zakresu regulacji mocy biernej w centralnej części KSE		
Kozienice	zapewnienie odpowiedniej pewności zasilania aglomeracji warszawskiej oraz wystarczającego zakresu regulacji mocy biernej we wschodniej oraz centralnej części KSE		ochrona przed przeciążeniem autotransformatora AT 220/110 kV w stacji Kozienice
Dolna Odra	zapewnienie odpowiedniej pewności pracy tzw. „szyny północnej 400 kV” oraz w stanach awaryjnych ochrona przed przeciążeniem autotransformatora AT 400/2200 kV w stacji Krajnik i linii 220 kV Krajnik–Vierraden		słabe powiązanie sieci zasilającej rejon Szczecina z KSE
Adamów		możliwość przeciążenia autotransformatora AT-1 220/110 kV w stacji Adamów, w przypadku awaryjnego wyłączenia obu torów linii 220 kV Adamów–Konin	możliwość obniżenia napięć w sieci 110 kV, w przypadku awaryjnego wyłączenia autotransformatora AT-1 220/110 kV w stacji Adamów
Pątnów	ochrona przed przeciążeniem linii 220 kV Adamów–Konin oraz zapewnienie odpowiedniego poziomu generacji mocy biernej wymaganej do utrzymania na wymaganym poziomie napięć w rejonie Bydgoszczy, Torunia i Włocławka		ochrona przed przeciążeniem autotransformatora AT 220/110 kV w stacjach Pątnów i Konin oraz zapewnienie odpowiedniego poziomu napięć w rozd. 110 kV Pątnów i Konin
Opole	zapewnienie odpowiedniego zakresu regulacji mocy biernej w południowo-zachodniej części KSE		zapewnienie odpowiedniego zakresu regulacji mocy biernej w południowo-zachodniej części KSE
Turów	możliwość przeciążenia autotransformatora AT 400/220 kV w stacji Mikułowa, w przypadku awaryjnego wyłączenia drugiego autotransformatora AT 400/220 kV w tej stacji lub wyłączenia linii 400 kV Mikułowa–Czarna oraz możliwość przeciążenia linii 220 kV Groszowice–Ząbkowice oraz obniżenia napięć w południowo-wschodniej części kraju, w przypadku awaryjnego wyłączenia linii 400 kV Dobrzeń–Pasikurówice		

TABELA 3. Techniczne możliwości eksportu mocy z KSE do systemów UCTE (OPKS, 2008)

TABLE 3. Technical possibilities for power export from the National Electric Power System to the UCTE System (OPKS 2008)

Stan sieci	Maksymalny dopuszczalny eksport (TTC) [MW]	Margines bezpieczeństwa (TRM) [MW]	Dopuszczalny eksport (NTC) [MW]
Układ pełny	1 500	700	800
Wyłączenie linii 400 kV Krosno Iskrzynia–Rzeszów	1 400	700	700
Wyłączenie linii 220 kV Bujaków–Byczyna	1 300	700	600
Wyłączenie linii 400 kV Wielopole–Nosovice	1 200	700	500
Wyłączenie linii 400 kV Tuczawa–Tarnów i Tuczawa–Rzeszów	1 200	700	500
Wyłączenie linii 220 kV Kopanina–Liskovec i/lub Bujaków Liskovec	1 100	700	400
Wyłączenie linii 400 kV Dobrzeń–Pasikurówice	1 100	700	400
Wyłączenie linii 400 kV Dobrzeń–Albrechtice	800	700	100
Wyłączenie linii 400 kV Krosno Iskrzynia–Lemesany tor 1 lub tor 2	600	600	0
Wyłączenie linii 400 kV Wielopole–Nosovice i Dobrzeń–Albrechtice	200	200	0

elementów sieci, przekroczeń dopuszczalnych wartości napięć, przekroczeń prądów zwarcio-
wych oraz naruszenia wymaganych wartości zapasu równowagi statycznej i dynamicznej)
(BWPRSP 2008). W tabeli 2 przedstawiono zestawienie przyczyn występowania ograniczeń na
minimalną wartość generacji mocy dla wybranych elektrowni.

Ograniczenia obciążeniowe związane z maksymalną wartością eksportu energii z KSE
wynikają ze zbyt małej przepustowości połączeń wzajemnych. W tabeli 3 przedstawiono
całkowite zdolności przesyłowe (TTC), określające dopuszczalne wartości eksportu w różnych
stanach pracy sieci, przy których spełnione jest kryterium $n - 1$ i zachowany jest dopuszczalny
przepływ na połączeniach międzystemowych. Wartości dla układu pełnego oraz warianty
remontowe zostały wyznaczone przy wysokiej karuzeli mocy przez KSE.

Wyznaczone wartości TTC po uwzględnieniu marginesu bezpieczeństwa przesyłu (TRM)
określają zdolności przesyłowe netto (NTC), czyli dopuszczalne wartości eksportu NTC za-
leżne od układu pracy sieci. Wartości te podlegają bieżącej aktualizacji w ramach procesu
udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzynarodowej.

Przy dużej karuzeli mocy przez KSE głównym ograniczeniem poziomu eksportu jest linia
220 kV Kopanina–Liskowiec, która przeciąża się przy awaryjnym wyłączeniu dwutorowej linii
400 kV Dobrzeń–Albrechtice i Wielopole–Nosovice (OPKS 2008). Zwiększenie przesyłu
karuzelowego pogłębia problemy i zmniejsza zdolności przesyłowe.

W przypadku wyłączeń remontowych lub awaryjnych przeprowadzanych przy wysokiej
karuzeli mocy przez KSE możliwe są kaskadowe wyłączenia wszystkich linii na profilu
południowym oraz przeciążenia elementów na granicy z Niemcami (Dołęga 2013).

3. Ograniczenia związane ze stabilnością napięciową

Problemy napięciowe występujące aktualnie w KSE związane są głównie ze zbyt wy-
sokimi wartościami napięć w dniach wolnych od pracy, szczególnie w okresie letnim. Wy-
nikają ze zbyt niskiego poziomu obciążenia linii przesyłowych i braku wystarczającej liczby
urządzeń do kompensacji generowanej przez nie mocy biernej pojemnościowej (Popczyk red.
2009). Lokalnie występują również problemy ze zbyt niskimi wartościami napięć.

Ograniczenia napięciowe, podobnie jak obciążeniowe, związane są ze stanem systemu oraz
okresem czasu. Ograniczenia te przypisuje się zwykle: do grupy jednostek wytwórczych
podłączonych do jednej rozdzielni, całej elektrowni lub do grupy elektrowni.

W tabeli 4 przedstawiono przedziały wartości napięć w stanach normalnych i awaryjnych.

Zagrożenie utraty stabilności napięciowej występuje głównie w centralnej i północ-
nej części KSE i spowodowane jest brakiem wystarczających rezerw mocy biernej w tym
obszarze.

TABELA 4. Dopuszczalne przedziały wartości napięć w stanach normalnych i awaryjnych (IRiESP 2011)

TABLE 4. Admissible ranges of voltage values in normal and emergency states (IRiESP 2011)

Stan pracy	Rodzaj sieci	Węzły wytwórcze	Węzły odbiorcze
Normalny	Sieć 110 kV	110–123 kV	105–123 kV
	Sieć 220 kV	220–245 kV	210–245 kV
	Sieć 400 kV	400–420 kV	380–420 kV
Awaryjny	Sieć 110 kV	105–123 kV	100–123 kV
	Sieć 220 kV	210–245 kV	200–245 kV
	Sieć 400 kV	380–420 kV	360–420 kV

4. Ograniczenia związane z warunkami zwarciovymi

Ograniczenia związane z warunkami zwarciovymi pojawiają się w sytuacji konieczności wyłączenia systemów szyn zbiorczych w stacjach elektroenergetycznych, w stanach remontowych lub awaryjnych. Praca może wówczas odbywać się na jednym systemie szyn. Moc zwarciova na szynach może przyjąć zbyt dużą wartość, niebezpieczną dla zlokalizowanych tam urządzeń elektroenergetycznych. Dlatego konieczne jest obniżenie poziomu tej mocy poprzez wyłączenie części linii, transformatorów lub generatorów podłączonych do tego systemu.

Ograniczenia zwarciove wyznaczają maksymalną liczbę bloków pracujących na jednym systemie szyn przy zadanej konfiguracji pracy sieci.

Przekroczenia dopuszczalnych wartości mocy zwarciovych występują obecnie w rozdzielniach 220 kV: Rogowiec, Buczyna, Mikułowa, Joachimów i Siersza (Dołęga 2013). W dwóch pierwszych moce zwarciove przekraczają moce wyłączalne wyłączników i dlatego rozdzielnie te muszą pracować w sposób trwały z rozdzielonymi systemami szyn zbiorczych.

5. Ograniczenia związane z warunkami równowagi statycznej i dynamicznej

System elektroenergetyczny pracuje poprawnie ze względu na warunki równowagi jeśli potrafi w sposób samoczynny, po wytrąceniu go z tego stanu na skutek jakiegoś zakłócenia, ponownie do niego powrócić. Równowagę systemu elektroenergetycznego bada się dla dwóch

podstawowych przypadków obejmujących małe i duże zaburzenia. W pierwszym przypadku mówi się o równowadze statycznej, w drugim o równowadze dynamicznej. Ograniczenia związane zarówno z równowagą statyczną jak i dynamiczną wyznaczają dla danej konfiguracji sieci pewną maksymalną liczbę bloków, mogących jednocześnie oddawać moc do danej rozdzielni. Ograniczenia te obowiązują stale i są niezależne od sezonu, dnia i pory dnia.

Ograniczenia ze względu na równowagę statyczną obecnie praktycznie w KSE nie występują.

Zagrożenie utraty równowagi dynamicznej jednostek wytwórczych występuje w elektrowniach: Bełchatów, Żarnowiec, Kozienice, Pątnów oraz w elektrowni Dolna Odra (przy dużej wartości generacji). Dla ochrony przed utratą równowagi dynamicznej zainstalowano automatyki przeciwkołysaniowo-odciążające (APKO) w elektrowni Bełchatów i Żarnowiec. W pozostałych elektrowniach dla zabezpieczenia się przed utratą synchronizmu zmieniono odpowiednio ustawienia zabezpieczeń oraz wprowadzono prewencyjne ograniczenie generacji w stanach zagrożenia.

6. Ograniczenia związane z zakresem regulacji wtórnej mocy

Regulacja wtórna mocy i częstotliwości w systemie elektroenergetycznym jest realizowana w celu utrzymania stałej częstotliwości i zadanego salda wymiany międzynarodowej. Regulacja wtórna w KSE realizowana jest za pomocą układu automatycznej regulacji częstotliwości i mocy (ARCM). Ograniczenia wynikają z ograniczonego zakresu i szybkości regulacji tego układu. Aby nie dopuścić do sytuacji, gdy zakłócenie na systemie szyn rozdzielni wyprowadzającej moc z elektrowni spowoduje ubytek mocy, którego układ ARCM ze względu na swoje ograniczenia nie będzie mógł zrekompensować w wystarczająco krótkim czasie, wprowadzono zasadę, że suma mocy znamionowych czynnych jednostek wytwórczych pracujących na jednym systemie szyn nie może być większa niż 720 MW (BWPRSP 2008).

Ograniczenia wynikające z maksymalnej liczby jednostek pracujących na jednym systemie szyn muszą być kontrolowane zarówno na etapie planowania, jak i na etapie prowadzenia ruchu sieci.

7. Ograniczenia związane z wymaganiami dotyczącymi pewności zasilania obszaru wokół elektrowni

Ograniczenia związane z wymaganiami dotyczącymi pewności zasilania obszaru wokół elektrowni są bardzo zbliżone do ograniczeń obciążeniowych. Dotyczą elektrowni znajdujących się na obszarach deficytowych pod względem źródeł zasilania, słabo powiązanych

z pozostałą częścią KSE. Dla takich elektrowni równoczesne lub sekwencyjne wyłączenie dwóch linii przesyłowych łączących te elektrownie z pozostałą częścią systemu elektroenergetycznego nie może spowodować załamania się zasilanego przez nie obszaru w pobliżu elektrowni. Ponadto wyłączenie największej jednostki wytwórczej w danym obszarze, dowolnej linii przesyłowej lub dowolnego transformatora zasilającego ten obszar nie może spowodować ograniczeń w zasilaniu odbiorców.

Ograniczenie to określa pewną minimalną wartość generacji lub minimalną liczbę pracujących jednostek, wymaganych ze względu na pewność zasilania lokalnych odbiorców. Wielkości te są przypisane do określonej konfiguracji sieci i zróżnicowane w zależności od pory roku i dnia. Ograniczenia tej grupy przypisuje się zwykle do grupy jednostek podłączonych do jednej rozdzielni.

Podsumowanie

Niedostatecznie rozwinięta infrastruktura sieciowa w obszarze przesyłu powoduje występowanie różnorodnych ograniczeń sieciowych. Wynikają one z warunków obciążeniowych elementów sieci, ze stabilności napięciowej, z warunków zwarciowych, z warunków równowagi dynamicznej i statycznej, z zakresu regulacji wtórnej oraz z wymagań dotyczących pewności zasilania obszarów wokół elektrowni.

Ograniczenia sieciowe są bardzo zróżnicowane. W zależności od charakteru mogą być nakładane na moc maksymalną lub minimalną generacji elektrowni, mogą dotyczyć bloku lub grupy bloków elektrowni, pojedynczej elektrowni lub grupy elektrowni, mogą dotyczyć jednostek wytwórczych podłączonych do jednej rozdzielni w stacji elektroenergetycznej lub pracujących na jednym systemie szyn zbiorczych i odnosić się do określonej konfiguracji pracy sieci, określonego stanu i okresu pracy KSE.

Ograniczenia sieciowe mają zasadniczy wpływ na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, bowiem wpływają zarówno na obecne funkcjonowanie KSE jak i procesy: prowadzenia ruchu, planowania pracy i planowania rozwoju KSE. Dlatego kluczowe znaczenie ma identyfikacja i usuwanie ograniczeń sieciowych w obszarze infrastruktury elektroenergetycznej.

Literatura

- [1] DOŁĘGA, W. 2013. *Planowanie rozwoju sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii i bezpieczeństwa ekologicznego*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław.
- [2] MACIEJEWSKI, Z. 2008. Sieci przesyłowe jako element bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 11, z. 1, s. 285–298.
- [3] MACIEJEWSKI, Z. 2011. Stan krajowego systemu elektroenergetycznego. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 14, z. 2, s. 244–259.

- [4] POPCZYK, J., red. 2009. *Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice.
- [5] WILCZYŃSKI, A. i TYMOREK, A. 2008. *Analiza możliwości likwidowania ograniczeń w przesyłce energii elektrycznej występujących w warunkach rozwijania mechanizmów rynkowych (ocena różnych metod likwidowania ograniczeń, rola taryf przesyłowych)*. Raport. Politechnika Wroclawska, Wydział Elektryczny, Instytut Energoelektryki. Wrocław.
- [6] PN-EN 50341-1 2005. *Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV. Część 1: Wymagania ogólne. Specyfikacje wspólne*.
- [7] IRiESP 2011. *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, Wersja 1.0*. PSE-Operator S.A., Warszawa.
- [8] BWPRSP 2008. *Bieżące wytyczne prowadzenia ruchu sieci przesyłowej*. PSE-Operator S.A., Departament Usług Operatorskich, Warszawa.
- [9] OPKS 2008. *Ocena pracy krajowej sieci 400-220 kV w okresie zimowym 2008/2009 r. (z uwzględnieniem sieci 110 kV)*. PSE-Operator S.A., Warszawa, listopad 2008.

Waldemar DOŁĘGA

Identification of network constraints in the national electric power infrastructure

Abstract

This paper identifies the network constraints affecting Poland's electric power infrastructure. Diverse constraints are analysed which result from the load conditions of electrical power network elements, voltage stability, short-circuit conditions, dynamic and static balance conditions, the range of secondary control, as well as the requirements of supply certainty for areas around power plants. Constraints which result from the load conditions of the electrical power network elements represent the most numerous and complex group of network constraints. These stem from the permissible current-carrying capacity of the lines, which depends on the thermal capacity of conductors and sags. They can impact the maximum and minimum power of generation, and have definite effects on state and/or National Electric Power System (NEPS) periods of operation. Constraints which result from voltage stability are connected with the state of the NEPS as well as the time period, and usually concern the group of generation units connected to one switching station, whole power plants, or groups of power plants. They result mainly from too low a level of transmission line load in the summer period and a shortage of a sufficient number of devices for capacitive reactive power compensation. Constraints which result from short-circuit conditions determine the maximum number of power units connected with one busbar system during a definite configuration of network operation. They appear in situations where the busbar systems in power substations are switched off during maintenance and emergency conditions. Constraints which result from dynamic and static balance conditions determine for a given network configuration a certain maximum number of power units which can be connected to a given switching station and generate electricity at the same time. These constraints are always operative and independent of the season, day, and hour of the day. Constraints

which result from the range of secondary control determine the maximum number of units that can be operated on one busbar system, and must be inspected both during the planning stage and during the operational stage. Constraints which result from the requirements of supply certainty for areas around power plants define a certain minimum value of generation or minimum number of operated power units required for supply certainty for local users. Network constraints presently existing in the NEPS have a fundamental influence on both the present functioning of the NEPS and on future operational and expansion planning.

KEY WORDS: identification, electric power infrastructure, network constraints