

A4 – Załącznik 4: Planowanie Skoordynowane

Rozdziały

A. Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych (Capacity Assessment)

B. Analizy sieciowe UCTE

Historia zmian

V0.4 ostateczna wersja załącznika zaakceptowana przez Komitet Sterujący UCTE
dn. 03.05.2006

Stan obecny

Niniejszy dokument stanowi podsumowanie technicznych opisów i podstaw podzbioru zasad i zaleceń, obowiązujących aktualnie w UCTE, dotyczących planowania skoordynowanego, wraz z elementami uzupełniającymi. Obecna wersja dokumentu (wersja 0.4, Poziom E, z dnia 03.05.2005) ma status „ostatecznej wersji tematu”.

Dokument niniejszy ani inne rozdziały „Instrukcji pracy systemów połączonych UCTE”, jak również jej ustępy nie mogą być publikowane, rozpowszechniane lub zmieniane za pomocą jakichkolwiek środków technicznych ani wykorzystywane w żadnym innym celu poza UCTE bez wcześniejszego pisemnego zezwolenia.

A. Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych

Instrukcja wyznaczania NTC

Definicje

NTC (zdolności przesyłowe netto)

$$NTC = BCE + \Delta E - TRM$$

gdzie:

BCE: wymiana założona w modelu referencyjnym (wymiana planowa)

ΔE : maksymalna zmiana generacji w poszczególnych obszarach regulacyjnych, których dotyczy wyznaczanie zdolności międzyobszarowej na danym profilu , umożliwiającą spełnienie kryterium N-1

TRM: margines bezpieczeństwa

ATC (dostępne zdolności przesyłowe)

$$ATC = NTC - AAC$$

gdzie:

ACC: zarezerwowane zdolności przesyłowe

Przygotowanie Podstawowego Modelu Referencyjnego

Zestaw danych wejściowych (zima, lato) są modelami referencyjnymi UCTE opartymi na snapshotach, które muszą odpowiadać następującym regułom:

- Dla wszystkich węzłów generacji, które powinny być wzięte pod uwagę przy wyznaczaniu NTC, musi być wskazana minimalna i maksymalna wartość mocy. Należy również uwzględnić generatory będące w postoju, wraz z ich parametrami tak, aby w razie potrzeby mogły być załączone i uwzględnione w procesie wyznaczania NTC.
- W przypadkach, w których węzeł sieci przesyłowej jest połączony, poprzez transformator, z siecią promieniową niższego napięcia, do której są przyłączone generatory i odbiory, można zsumować osobno obciążenia i generacje i uwzględnić je w sieci przesyłowej jako węzły (w ten sposób zagregowana generacja w sieci niższego napięcia może być wykorzystana przy wyznaczaniu NTC). W tych przypadkach trzeba wykazać również zagregowane maksymalne i minimalne wielkości generacji. W przypadku bardzo rozległej sieci niższego poziomu, podobna procedura nie jest zalecana; takie sieci powinny być oddzielnie zamodelowane.
- Elektrownie szczytowo-pompowe, które również muszą zostać uwzględnione przy wyznaczaniu NTC, mogą być zdefiniowane poprzez wskazanie minimalnych i maksymalnych wielkości mocy.

Zdefiniowanie Metody Zmiany Generacji

Generatory, które biorą udział w wyznaczaniu NTC muszą być scharakteryzowane przez minimalne i maksymalne wartości mocy. Do wykonania obliczeń NTC można wybrać ograniczoną liczbę generatorów, zwłaszcza, kiedy jest ich dużo w systemie.

Metoda zmiany generacji dotyczy rozdziału całkowitej wielkości pomiędzy różnymi generatorami.

Wybrane generatory są wykorzystywane do wyliczania NTC w następujący sposób: w obszarze jednego z OSP - ów (generatory $i+1,n$) moc czynna generatorów jest zwiększana, a w obszarze drugiego OSP (generatory $j+1,m$) moc czynna jest równocześnie zmniejszana.

Odchylenie można otrzymać następująco:

Metoda A:

Wszystkie wybrane odbiory/generacje są modyfikowane proporcjonalnie

$$P_{new}^{inc} = P_i + \Delta E \cdot \frac{P_i^{max} - P_i}{\sum (P_i^{max} - P_i)}$$

$$P_{new}^{dec} = P_i + \Delta E \cdot \frac{P_i - P_i^{min}}{\sum (P_i - P_i^{min})}$$

warunek dodatkowy: $|\Delta E| \leq \sum (P_{max} - P_i)$

warunek dodatkowy: $|\Delta E| \leq \sum (P_{min} - P_i)$

Korzyści: niemożliwe jest przeciążenie generatora a osiągnięcie wielkości maksymalnej generacji jest dokonywane równocześnie. Równocześnie jest pewne, że linie wyprowadzające (moc) nie są przeciążone, ponieważ ich zdolności przesyłowe są określone na bazie maksymalnej wartości dopuszczalnej.

Metoda powinna być używana przez OSPy w warunkach normalnych, ponieważ uwzględnia fizyczne ograniczenia podczas pracy sieci przesyłowej. Ostatnia wartość ΔE_{max} jest wyznaczona, kiedy wszystkie generatory lub jeden z elementów sieci osiągnie swoje graniczne parametry ruchowe.

Metoda B:

Ta metoda może być użyta w sytuacjach awaryjnych, kiedy brakuje sygnalizacji lub zakresów generacji, albo jako obliczenia pomocnicze w sytuacji, kiedy osiągnięto już określone wcześniej metodą A wartości.

Wszystkie wybrane przepływy są modyfikowane proporcjonalnie do aktualnej generacji.

$$P_{new}^{inc} = P_i + \Delta E \cdot \frac{P_i}{\Sigma(P_i)}$$

$$P_{new}^{dec} = P_i + \Delta E \cdot \frac{P_i^{max}}{\Sigma(P_i)}$$

W tej metodzie nie bierze się pod uwagę granicznych wielkości generatorów; może to doprowadzić do przeciążenia i w efekcie dać nierealne wartości NTC. Metoda B określa teoretyczne wartości NTC w sieci przesyłowej bez brania pod uwagę fizycznych ograniczeń wytwarzania.

Metoda C

Wybrane wielkości generacji w węzle są modyfikowane proporcjonalnie wg kolejności doboru bloków za każdym razem, gdy osiągnęły one maksymalną lub minimalną wielkość generacji.

Gdzie:

P_i : aktualna wielkość generacji mocy czynnej

P_{new}^{inc} : nowa zwiększona wielkość generacji mocy czynnej, w następnej iteracji będzie to P_i

P_{new}^{dec} : nowa zmniejszona wielkość generacji mocy czynnej, w następnej iteracji będzie to P_i

ΔE : zmiana generacji, ujemna dla wzrostu i dodatnia dla spadku

P_i^{max} : maksymalna dopuszczalna wielkość generacji (MW)

P_i^{min} : minimalna dopuszczalna wielkość generacji (MW)

Obliczanie maksymalnej zmiany generacji (ΔE_{max})

Po wyborze źródła generacji oraz metody wyliczania zmiany generacji dla określenia NTC, zwiększa się iteracyjnie ΔE aż do przekroczenia wymaganego ograniczenia.

Ograniczenia zmian generacji ze względu na bezpieczeństwo pracy sieci

Po każdym kroku iteracji, należy sprawdzić (spełnienie) KRYTERIUM N-1 w poszczególnych sieciach przesyłowych; każdy OSP musi zdecydować, które elementy powinny być brane pod uwagę w analizie KRYTERIUM N-1. Wskazane jest wzięcie pod uwagę, oprócz elementów własnego systemu, również niektórych elementów systemów sąsiednich.

W każdy możliwy sposób, szczegółowe kwestie dotyczące bezpieczeństwa powinny być przekazywane pomiędzy sąsiednimi OSP.

Postępowanie w zakresie zaczeptów transformatorów, mocy biernej i strat

Podczas ustalania NTC, zaczepty transformatorów oraz generacje mocy biernej węzłów PQ pozostają niezmiennione. Zmiany wielkości strat są spowodowane kompensacją w węźle bilansującym zmian przepływów mocy.

B. Analizy Sieciowe UCTE

Zestaw danych UCTE

Potrzeba analizy rozpliwów rozległej europejskiej sieci elektroenergetycznej stwarza konieczność dostarczania przez każdego OSP zestawu danych opisującego model każdej z sieci, łącznie z danymi o generacji i obciążeniu. Dane te są zestawione według formatu UCTE.

Występują trzy typy danych:

- Dane prognostyczne – wykorzystywana przez procedurę DACF,
- Snapshot – informacja pozyskana z systemu czasu rzeczywistego, ilustrująca rzeczywistą sytuację
- Dane referencyjne – pełny opis sieci dla przyszłego sezonu zimowego i letniego.

Zestawy danych dostarczają użyteczną bazę danych pozwalającą na wykonywanie różnego typu studiów, takich jak:

- rozwój sieci UCTE
- określenie wartości NTC

Dane prognostyczne. Te tak zwane zestawy danych DACF są używane do identyfikacji i analizy potencjalnych zagrożeń w sieci.. Szczegółowy opis niniejszych zestawów znajduje się w dalszej części dokumentu.

Snapshoty. Każdy OSP pozyskuje z Systemu Zarządzania Energią (EMS) potrzebne dane rzeczywiste (real time data). Zazwyczaj dane sieciowe pozyskuje się z estymatora stanu. Ponieważ jednak aplikacja jest narzędziem wykorzystującym wielkości statystyczne żeby ułatwić osiągnięcie zbieżności całej sieci europejskiej, zaleca się wykonanie snapshotów po dokonaniu obliczeń rozpliwów. Elementy sieci, aktualnie będące w remoncie, są oznaczane jako wyłączone z operacji. OSP muszą użyć tego samego okresu czasowego w celu dokonania połączenia danych od wszystkich OSP. Zazwyczaj używa się następujących godzin 03:30 i 10:30 CET. Taki wybór jest związany z występowaniem minimalnego i maksymalnego obciążenia sieci UCTE. Jednakże ze względu na szeroką rozpiętość czasową wschodów słońca pomiędzy Półwyspem Iberyjskim i Grecją, zestawy danych nie zawsze odpowiadają ekstremalnym obciążeniom w poszczególnych systemach.

Referencyjny zestaw danych. Niniejsze zestawy danych nie są wykorzystywane w analizach prognostycznych na dzień następny(w ramach DACF), ale dla średnich i długich terminów planowania. Prognoza średnioterminowa jest sporządzana dla lata bądź zimy, w celu stworzenia dobrej podstawy do wyliczania NTC. Prognoza długoterminowa jest sporządzana w celu umożliwienia wykonywania studiów dotyczących rozwoju zsynchronizowanej sieci UCTE. Do referencyjnego zestawu danych muszą być włączone wszystkie dane dotyczące sieci i generacji, w tym również minimalne i maksymalne wartości graniczne mocy czynnej i biernej (MW, Mvar) dla każdego generatora/elektrowni. Wszystkie elementy sieci są traktowane jako pracujące.

Procedura DACF

Kolejne etapy modułowej krótkoterminowej analizy rozptyłów oraz bezpieczeństwa pracy sieci:

- W oparciu o zestaw danych swojej sieci, każdy OSP zbiera dane dla uzgodnionego okresu czasu (przewidywany grafik pracy elektrowni pracujących na napięciu 750-/380-/220-kV, topologia, itp.) i dopasowuje do odpowiedniego zestawu danych rozptylowych w sposób następujący:
 - i. Wydziela z zestawu danych część reprezentującą jego własną sieć poprzez podział wszystkich linii międzysystemowych w ich elektrycznym środku (dzieli parametry na pół) i dodanie umownego węzła (jego nazwa zaczyna się literą „X”).
 - ii. Zamienia generację we własnej sieci na oparty na węzłach zagregowany grafik wytwarzania (uwzględniający import/eksport) oraz dostosowuje topologię sieci, położenie zaczeów transformatorów itp. Zgodnie ze spodziewanym stanem na w danej godzinie prognozy dla następnego dnia.
 - iii. Dostosowuje obciążenia w swoim regionie w oparciu o zbliżony szacunkowy rozkład obciążeń, uwzględniając wytwarzanie w systemie dystrybucyjnym. Jest to dokonywane w ten sposób, aby sumaryczne wytwarzanie pomniejszone o straty oraz całkowity odbiór, było zgodne z saldem planu wymiany (np. sumie planowej wymiany mocy, łącznie z wytwarzaniem w elektrowniach zamodelowanym jako WIRTUALNE POŁĄCZENIA MIĘDZYSYSTEMOWE)
 - iv. Określa prawdopodobną rzeczywistą produkcję mocy biernej (Mvar) w sieci danego kraju tak, aby rozptyły osiągnęły właściwy poziom napięcia.
 - v. Koryguje obciążenie/generację w umownych węzłach tak, aby pokryły saldo planu wymiany zgodnie z oszacowanymi w przybliżeniu przepływami na POŁĄCZENIACH MIĘDZYSYSTEMOWYCH. Skorygowane przepływy nie mają wpływu na wyniki uzyskane po scaleniu połączonego systemu, ponieważ ich jedynym celem jest niezależne sprawdzenie poprawności danych sieci OSP.
 - vi. Przeprowadza niezależne obliczenia rozptylowe w oparciu o zestawy danych OSP, w celu sprawdzenia właściwego udziału węzła bilansującego (używanego jedynie do kompensacji strat sieciowych) oraz wiarygodności rezultatów (MW, Mvar, napięcie)
- Do wymiany planów wymiany wykorzystuje się system VULCANUS, skoro są usunięte jego usterki (np. WIRTUALNE POŁĄCZENIA MIĘDZYSYSTEMOWE wspólnych elektrowni). Każdy TSO wybiera ostatni dostępny i dogodny zestaw danych rozptylowych DACF.
- Po skompletowaniu zestawów danych rozptylowych od wszystkich OSP-ów, wszystkie zestawy winny zostać połączone (dane referencyjne będą wskazane) poprzez powiązanie węzłów X i nadaniu w nich wartości obciążenia/generacji równej zero.
- Dla OSPów (lub nawet grup OSPów), dla których nie jest dostępny zestaw danych z odpowiedniego okresu czasu należy skorygować wytwarzanie a także obciążenie, liniowo lub z wykorzystaniem innych informacji, tak, aby sumaryczne wytwarzanie pomniejszone o straty następnie pomniejszone o sumę odbiorów, było zgodne z saldem planu wymiany (np. sumie planowej wymiany mocy).

- Wykonuje się analizę bezpieczeństwa dla wszystkich POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH w połączonym zestawie danych DACF.

Ilustracja procedury DACF.

Zdefiniowaną procedurę DACF ilustruje poniższy rysunek.

