

A1 – Załącznik 1: Regulacja mocy i częstotliwości [E]



Rozdziały

- A. Regulacja pierwotna
- B. Regulacja wtórna
- C. Regulacja trójna
- D. Regulacja czasu
- E. Środki podejmowane w warunkach awaryjnych

Wprowadzenie

W niniejszym załączniku do Tematu 1 - Regulacja mocy i częstotliwości zawarte są objaśnienia i uzasadnienia podstawowych zasad technicznych i organizacyjnych, dotyczących REGULACJI MOCY I CZĘSTOTLIWOŚCI oraz innych mechanizmów UCTE w zakresie regulacji stosowanych przez OSP-y różnych OBSZARÓW / BLOKÓW REGULACYJNYCH OBSZARU SYNCHRONICZNEGO. Załącznik niniejszy stanowiący zbiór oddzielnych zagadnień powinien być wykorzystywany jako materiał uzupełniający do Tematu 1.

Ogólna charakterystyka zawarta jest we wprowadzeniu do Instrukcji pracy systemów połączonych UCTE (patrz ►I), natomiast szczegółowe definicje terminów użytych w niniejszym załączniku zawarte są w słowniku terminologicznym niniejszej Instrukcji (patrz ►G).

Historia zmian

- | | | | |
|------|---------|------------|--|
| V1.9 | projekt | 16.06.2004 | OpHB-Team aktualizacja po procesie konsultacji |
| V1.8 | projekt | 01.03.2004 | nieznaczące zmiany |

Stan obecny

Niniejszy dokument stanowi podsumowanie podstaw technicznych obecnego zestawu zaleceń i zasad UCTE w zakresie regulacji wytwarzania i jakości pracy, przy uwzględnieniu dodatkowych kwestii.

Niniejszy załącznik unieważnia i zastępuje wcześniejsze zasady i zalecenia UCTE dotyczące PIERWOTNEJ i WTÓRNEJ REGULACJI częstotliwości i MOCY czynnej, rezerw regulacyjnych i korekcji CZASU SYNCHRONICZNEGO. Obecna wersja dokumentu (wersja 1.9, poziom E, z dnia 16 czerwca 2004 roku) ma status „wersji ostatecznej”.

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. Regulacja pierwotna

[Instrukcja pracy systemów połączonych UCTE Temat 1 Rozdział A: Regulacja pierwotna, 2004]

[UCTE-Ground Rule for the co-ordination of the accounting and the organisation of the load-frequency control, 1999 / Podstawowe zasady UCTE dotyczące koordynacji rozliczeń oraz organizacji regulacji mocy i częstotliwości, 1999]

[UCPTE-Ground Rules concerning primary and secondary control of frequency and active power within the UCPTE, 1998 / Podstawowe zasady UCPTE dotyczące pierwotnej i wtórnej regulacji częstotliwości i mocy czynnej w UCPTE, 1998]

[UCPTE Rule 31: Control characteristics of the UCPTE interconnected grid, 1982 / Zasada UCPTE nr 31: Charakterystyka regulacji w sieci połączonej UCPTE, 1982]

[UCTE-Ground Rules – Supervision of the application of rules concerning primary and secondary control of frequency and active power in the UCTE, 1999 / Podstawowa zasada UCTE – Kontrola stosowania zasad dotyczących pierwotnej i wtórnej regulacji częstotliwości i mocy czynnej w UCTE, 1999]

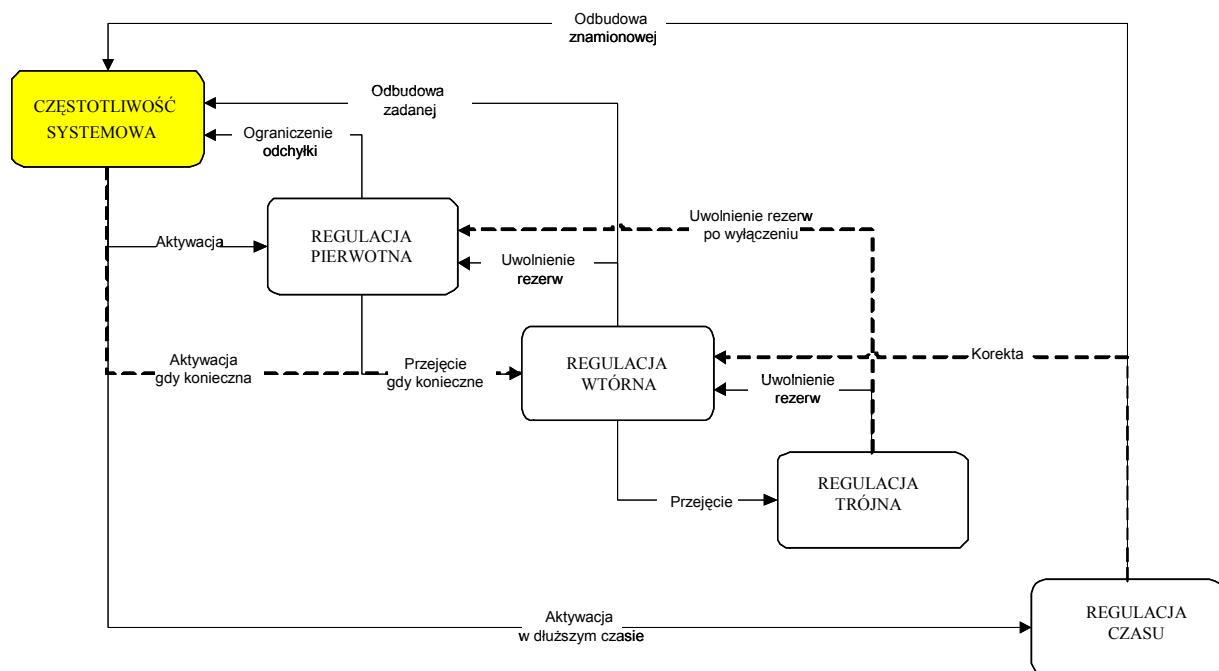
1. Równowaga mocy

W każdym systemie elektroenergetycznym MOC CZYNNA musi być wytwarzana w tym samym czasie, w którym jest konsumowana. Stale musi być utrzymywana równowaga między mocą wytwarzaną a mocą wykorzystaną / zapotrzebowaną, w przeciwnym wypadku występują ODCHYLENIA MOCY. Zakłócenia tej równowagi, powodujące odchylenie CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ od wartości zadanej w pierwszej chwili pokrywane są przez poprzez energię kinetyczną wirujących mas zespołów wytwórczych i silników.

Możliwości przechowywania energii elektrycznej są bardzo ograniczone. Dlatego w przypadku wielkich systemów musi być ona przechowywana w postaci zasobów paliw pierwotnych (węgiel, ropa, woda), a w przypadku systemów małych jako energia chemiczna (baterie akumulatorów). Ponieważ nie jest to wystarczające do utrzymania równowagi mocy w czasie rzeczywistym, wytwarzanie w systemie musi charakteryzować się wystarczającą elastycznością w zakresie zmian poziomu wytwarzania. Elastyczność ta musi wystarczać do pokrycia zarówno zmian zapotrzebowania, jak i awarii elementów wytwórczych i przesyłowych, najlepiej w sposób nieodczuwalny dla użytkowników sieci.

2. Częstotliwość systemowa

Częstotliwość prądu w sieci (CZĘSTOTLIWOŚĆ SYSTEMOWA f) jest miarą prędkości obrotowej synchronicznie pracujących generatorów. Wzrost całkowitego ZAPOTRZEBOWANIA powoduje, że CZĘSTOTLIWOŚĆ SYSTEMOWA (prędkość generatorów) maleje, natomiast spadek ZAPOTRZEBOWANIA powoduje zwiększenie CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ. Wówczas regulacyjne jednostki wytwórcze automatycznie zaczną pracować w REGULACJI PIERWOTNEJ i przywrócone zostanie zbilansowanie zapotrzebowania z wytwarzaniem. Na ODCHYLENIE CZĘSTOTLIWOŚCI wpływa zarówno całkowita inercja systemu, jak również szybkość REGULACJI PIERWOTNEJ. W warunkach pracy bezzakłócenowej CZĘSTOTLIWOŚĆ SYSTEMOWA musi być utrzymywana w ściśle określonym zakresie celem szybkiego i pełnego wykorzystania urządzeń regulacyjnych w odpowiedzi na zakłócenie. Poza okresami korekty CZASU SYNCHRONICZNEGO zadana wartość częstotliwości wynosi 50 Hz.



Nawet w przypadku znacznej ODCHYŁKI / UCHYBU CZĘSTOTLIWOŚCI każdy OBSZAR / BLOK REGULACYJNY utrzymuje swoje połączenia z SĄSIEDNIMI OBSZARAMI REGULACYJNYMI, o ile nie zagraża to bezpieczeństwu pracy własnego systemu.

3. Statyzm generatora

STATYZM GENERATORA s_G jest proporcją (niemianowaną), zwykle wyrażaną w procentach, określoną następującą zależnością:

$$s_G = \frac{-\Delta f / f_n}{\Delta P_G / P_{Gn}} \quad \text{w \%}$$

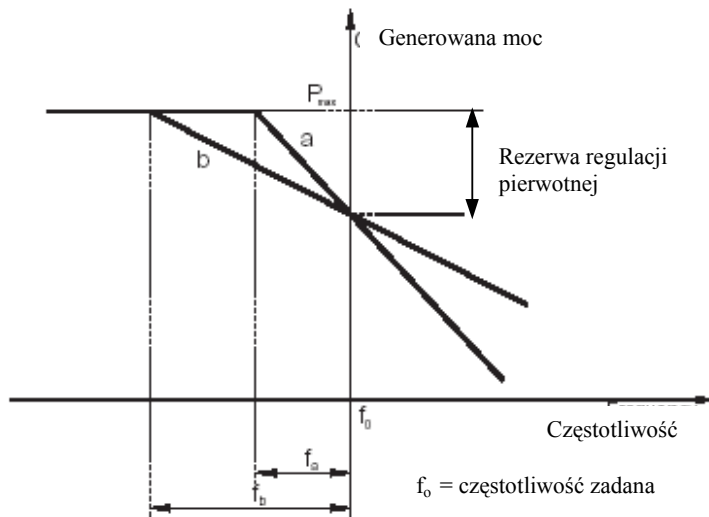
Zmiana CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ jest definiowana następującym wzorem:

$$\Delta f = f - f_n$$

gdzie f_n jest częstotliwością znamionową.

Względna zmiana mocy jest definiowana jako iloraz zmiany mocy ΔP_G na wyjściu generatora (przy pracy w stanie ustalonym i pod warunkiem, że nie został całkowicie wykorzystany ZAKRES REGULACJI PIERWOTNEJ) i mocy znamionowej czynnej tego generatora P_{Gn} .

Udział generatora w likwidowaniu zakłócenia w systemie zależy głównie od STATYZMU GENERATORA oraz REZERWY REGULACJI PIERWOTNEJ danego generatora. Poniższy wykres ilustruje zmiany w mocy na wyjściu dwóch generatorów *a* i *b* o różnych statyzmach, ale posiadających w warunkach pracy ustalonej taką samą wielkość REZERWY REGULACJI PIERWOTNEJ.



W przypadku niewielkiego zakłócenia (UCHYB CZĘSTOTLIWOŚCI $< \Delta f_b$) udział generatora *a* (z regulatorem o mniejszym statyzmie) w pokryciu tego zakłócenia będzie większy niż generatora *b*, którego regulator ma większy statyzm. UCHYB CZĘSTOTLIWOŚCI (Δf_a), przy którym wyczerpie się REZERWA REGULACJI PIERWOTNEJ generatora *a* (to znaczy kiedy moc wytwarzana osiągnie wartość maksymalną P_{max}) będzie mniejszy niż w przypadku generatora *b* (Δf_b), nawet jeśli oba generatory dysponują identycznymi REZERWAMI REGULACJI PIERWOTNEJ.

W przypadku dużych zakłóceń (uchyby częstotliwości $> \Delta f_b$), udział obu generatorów w REGULACJI PIERWOTNEJ w warunkach pracy quasi-stacjonarnej będzie równy.

4. Charakterystyka mocowo- częstotliwościowa sieci (Podatność systemowa)

CHARAKTERYSTYKA MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWA SIECI OBSZARU SYNCHRONICZNEGO / BLOKU jest to iloraz ODCHYLENIA MOCY ΔP_a będącego przyczyną zakłócenia i quasi-stacjonarnej ODCHYLENIA CZĘSTOTLIWOŚCI Δf powstałej na skutek tego zakłócenia (dla deficytu mocy przyjmuje się, wartość ujemną):

$$\lambda_u = \frac{-\Delta P_a}{\Delta f} \text{ w MW/Hz}$$

CHARAKTERYSTYKĘ MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWĄ SIECI λ_i mierzy się dla danego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO i . Odpowiada ona ilorazowi ΔP_i (ODCHYLENIA MOCY zmierzonego na LINIACH WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO i) oraz odchyłki częstotliwości Δf , która pojawiła się w odpowiedzi na zakłócenie (w OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM, na terenie którego powstało zakłócenie należy dodać wartość nadwyżki mocy lub odjąć wartość deficytu mocy będącego przyczyną zakłócenia).

$$\lambda_i = \frac{-\Delta P_i}{\Delta f} \quad \text{w MW/Hz}$$

Udział danego BLOKU / OBSZARU REGULACYJNEGO w CHARAKTERYSTYCE MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWEJ SIECI zależy od zadanej wartości CHARAKTERYSTYKI MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWEJ SIECI λ_{io} tego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO. Zadana wartość otrzymuje się przez pomnożenie wartości zadanej CHARAKTERYSTYKI MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWEJ SIECI λ_{uo} dla całego OBSZARU SYNCHRONICZNEGO przez współczynnik udziału C_i danego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO:

$$\lambda_{io} = C_i \lambda_{uo}$$

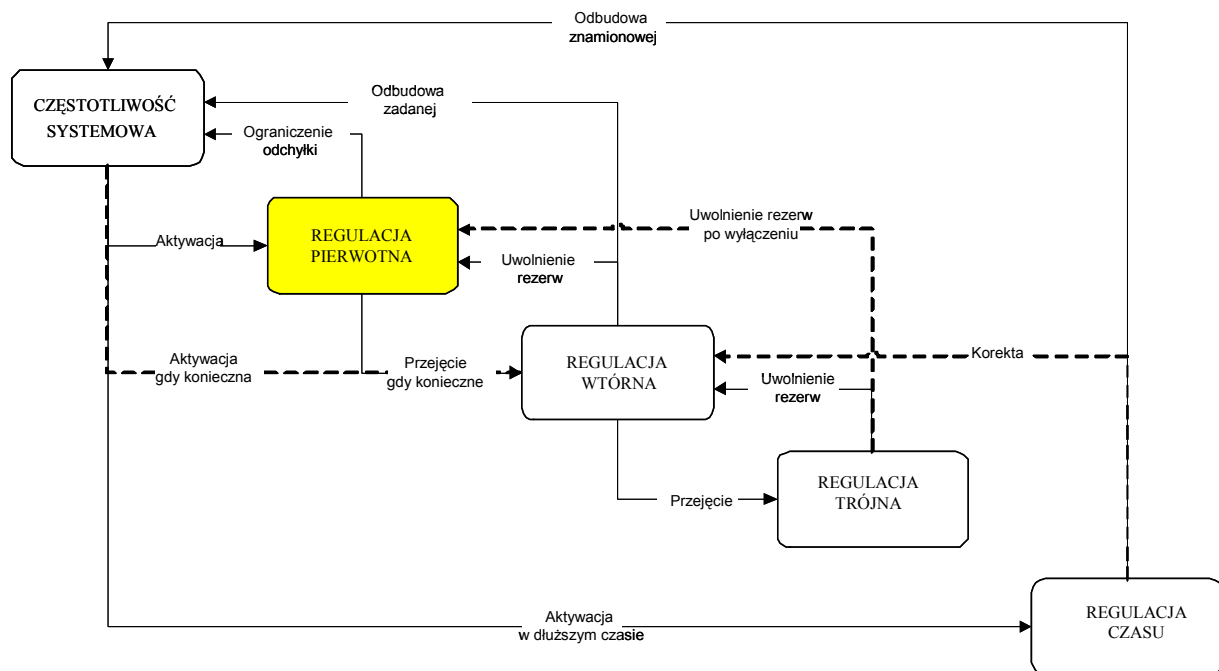
Równanie powyższe wykorzystuje się do wyznaczania żądanego udziału C_i danego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO w REGULACJI PIERWOTNEJ.

CHARAKTERYSTYKA MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWA SIECI danego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO powinna być w miarę możliwości stała w rozważanym zakresie częstotliwości. Aby tak było, zakres nieczułości regulatorów turbin powinien być możliwie mały i w żadnym wypadku nie powinien przekraczać ± 10 mHz. Jeśli jakieś regulatory posiadają strefę martwą musi ona zostać pokryta w ramach danego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO.

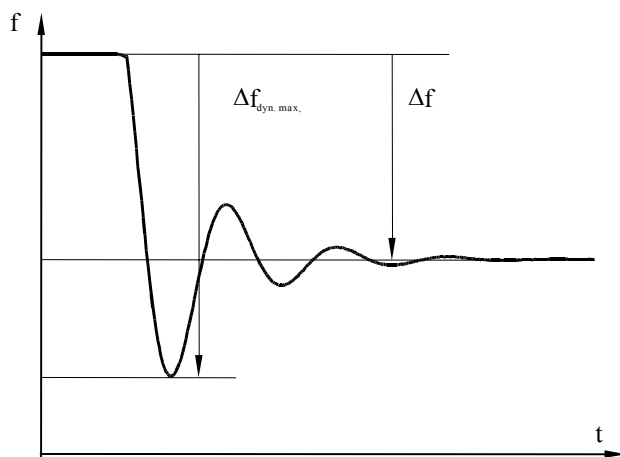
Wartość zadana λ_{uo} CHARAKTERYSTYKI MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWEJ całej sieci jest definiowana przez UCTE zgodnie z zasadami opisanymi w Temacie 1, przy uwzględnieniu pomiarów oraz wiedzy praktycznej i teoretycznej.

5. Podstawowe zasady regulacji pierwotnej

Różnego rodzaju zakłócenia, które zaburzają równowagę między wytwarzaniem a zapotrzebowaniem powodują ODCHYLENIE CZĘSTOTLIWOŚCI, na którą w każdej chwili reagują REGULATORY PIERWOTNE zespołów wytwórczych biorących udział w REGULACJI PIERWOTNEJ.



Dzięki proporcjonalności REGULACJI PIERWOTNEJ oraz wspólnemu zaangażowaniu wszystkich pracujących synchronicznie partnerów, równowaga między mocą wytwarzaną i aktualnym zapotrzebowaniem zostanie natychmiast odbudowana, zapewniając z kolei utrzymanie częstotliwości w dopuszczalnych granicach. Jeśli wartość częstotliwości przekroczy dopuszczalne granice, dla utrzymania pracy synchronicznej wymagane są dodatkowe działania wykraczające poza REGULACJĘ PIERWOTNĄ, takie jak (automatyczny) AWARYJNY ZRZUT OBCIĄŻENIA.



$\Delta f_{dyn.max.}$ = dynamiczna odchyłka częstotliwości
 Δf = quasistacjonarna odchyłka częstotliwości

Odchyłka CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ wywoła w ciągu kilku sekund odpowiedź REGULATORÓW PIERWOTNYCH wszystkich generatorów biorących udział w REGULACJI PIERWOTNEJ. Regulatory zmieniają wielkość mocy dostarczanej przez generatory do momentu, w którym nastąpi ponowne zbilansowanie wytwarzania i zużycia. W momencie ponownego zbilansowania częstotliwość ustabilizuje się na wartości quasi-stacjonarnej, różniącej się od wartości zadanej z powodu STATYZMU GENERATORÓW, które posiadają proporcjonalną charakterystykę pracy. W rezultacie międzysystemowa wymiana mocy w systemie połączonym będzie się różniła od uzgodnionej między przedsiębiorstwami. Po 15 - 30 sekundach kompensację istniejących odchyłek przejmie REGULACJA WTÓRNA (patrz ►A1-B). Zadaniem REGULACJI WTÓRNEJ jest przywrócenie międzysystemowej wymiany mocy do zadanej (planowanej) wielkości oraz jednoczesne przywrócenie CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ do wartości zadanej.

Wielkość $\Delta f_{dyn.max}$ - dynamicznej ODCHYŁKI CZĘSTOTLIWOŚCI zależy przede wszystkim od następujących czynników:

- amplitudy i przebiegu w czasie zakłócenia wpływającego na bilans mocy wytwarzanej i zużywanej;
- energii kinetycznej wirujących zespołów w systemie;
- liczby generatorów uczestniczących w REGULACJI PIERWOTNEJ, REZERWY REGULACJI PIERWOTNEJ oraz jej rozdziału między te generatory;
- charakterystyk dynamicznych zespołów (w tym regulatorów);
- charakterystyki dynamicznej obciążenia, w szczególności efektu samoregulacji obciążenia.

Quasi-stacjonarna ODCHYŁKA CZĘSTOTLIWOŚCI Δf zależy od amplitudy zakłócenia oraz CHARAKTERYSTYKI MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWEJ SIECI, na którą wpływają przede wszystkim:

- statyzm generatorów uczestniczących w REGULACJI PIERWOTNEJ W OBSZARZE SYNCHRONICZNYM;
- wrażliwość obciążenia na zmiany CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ.

6. Zasada solidarności

Każdy OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO (OSP) pracujący w połączeniu synchronicznym musi uczestniczyć w likwidacji zakłócenia zgodnie z odpowiednim współczynnikiem udziału w REGULACJI PIERWOTNEJ. Współczynniki

udziału C_i są regularnie obliczane dla każdego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO lub też dla OSP / partnera pracującego synchronicznie zgodnie z niniejszym wzorem:

$$C_i = \frac{E_i}{E_u}$$

gdzie

E_i jest produkcją energii elektrycznej danego BLOKU / OBSZARU REGULACYJNEGO i (z uwzględnieniem produkcji na eksport oraz zaplanowanej produkcji ze wspólnie eksploatowanych bloków), a

E_u jest całkowitą produkcją (sumą) wszystkich N OBSZARÓW / BLOKÓW REGULACYJNYCH całego OBSZARU SYNCHRONICZNEGO.

Dla zapewnienia, że zasada solidarności jest spełniona, CHARAKTERYSTYKI MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWE SIECI wszystkich OBSZARÓW REGULACYJNYCH powinny być możliwie stałe. Ma to szczególne znaczenie w przypadku małych ODCHYLEK CZĘSTOTLIWOŚCI Δf , przy których „strefy martwe” regulatorów mogą mieć niedopuszczalny wpływ na ilość energii produkowanej w ramach REGULACJI PIERWOTNEJ w tych OBSZARACH REGULACYJNYCH.

7. Cel regulacji pierwotnej

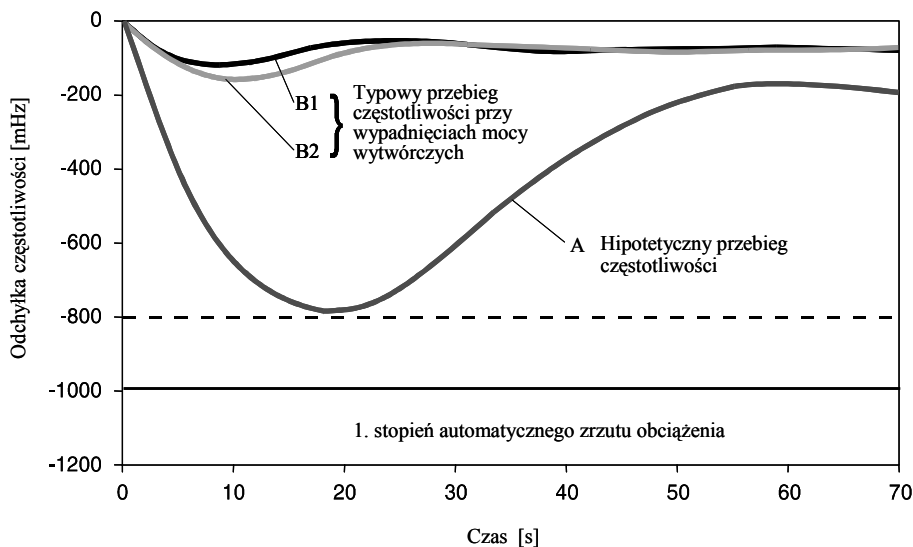
Docelową zdolność REGULACJI PIERWOTNEJ definiuje się na podstawie następujących parametrów i założeń:

- jednoczesnego wypadnięcia dwóch bloków wytwórczych lub wyłączenia odcinka linii lub szyny zbiorczej;
- doświadczenia, wskazującego że zakłócenia prowadzące do jeszcze większej utraty mocy zdarzają się nadzwyczaj rzadko;
- zregulowanie tego rodzaju zakłóceń poprzez aktywizację znacznie większej, niż niezbędna, mocy regulacyjnej może prowadzić do przeciążeń w systemie przesyłowym, zagrażając pracy całego systemu połączonego.

Przyjęta hipoteza uwzględnia niekorzystne wartości parametrów, co zapewnia zachowanie marginesu bezpieczeństwa przy szacowaniu wielkości. W konsekwencji, jest bardzo prawdopodobne, że nawet poważniejsze zakłócenie może w praktyce zostać opanowane bez konieczności AWARYJNEGO ZRZUTU OBCIĄŻENIA. Na podstawie powyższych parametrów i założeń zdefiniowano incydent odniesienia w wysokości 3000 MW dla całego OBSZARU SYNCHRONICZNEGO (patrz ►P1-A-C3).

W warunkach normalnej, niezakłóconej pracy sieci połączonej nagła utrata mocy wytwarzanej o wielkości 3000 MW musi być pokryta wyłącznie przez REGULACJĘ PIERWOTNĄ bez konieczności AWARYJNEGO ZRZUTU OBCIĄŻENIA w odpowiedzi na ODCHYLEKĘ CZĘSTOTLIWOŚCI. Dodatkowo, przy założeniu efektu samoregulacji obciążenia w wysokości 1 %/Hz, wartość bezwzględna ODCHYLEKI CZĘSTOTLIWOŚCI nie może przekroczyć 180 mHz. Podobnie, nagła utrata obciążenia w wysokości 3000 MW nie może doprowadzić do powstania ODCHYLEKI CZĘSTOTLIWOŚCI większej niż 180 mHz. Nie uwzględniając efektu samoregulacji obciążeniu wartość bezwzględna ODCHYLEKI CZĘSTOTLIWOŚCI nie może przekroczyć 200 mHz.

Poniższy rysunek ilustruje przebieg CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ dla przyjętej hipotezy (przypadek A), gdy spełnione są wymagania w zakresie dynamiki aktywizacji mocy regulacyjnej zgodnie z wymaganiami dotyczącymi czasu aktywizacji. Dla wszystkich parametrów modelu przyjęto niekorzystne założenia. Maksymalna wartość bezwzględna ODCHYLEKI CZĘSTOTLIWOŚCI wynosi 800 mHz – co oznacza, że nie został osiągnięty próg AWARYJNEGO ZRZUTU OBCIĄŻENIA.



- A Utrata mocy wytwarzanej: $P = 3000 \text{ MW}$, $P_{\text{sieci}} = 150 \text{ GW}$, efekt samoregulacji obciążenia: $1\% / \text{Hz}$
 B1 Utrata mocy wytwarzanej: $P = 1300 \text{ MW}$, $P_{\text{sieci}} = 200 \text{ GW}$, efekt samoregulacji obciążenia: $2\% / \text{Hz}$
 B2 Utrata mocy wytwarzanej: $P = 1300 \text{ MW}$, $P_{\text{sieci}} = 200 \text{ GW}$, efekt samoregulacji obciążenia: $1\% / \text{Hz}$

Dla porównania przeprowadzono symulacje z wykorzystaniem rzeczywistych parametrów modelu (przypadek B), aby na jednym rysunku pokazać przebiegi typowych ODCHYLEK CZĘSTOTLIWOŚCI związanych z najczęstszymi wypadnięciami. Symulacje te wykazują, że dla utraty mocy o wielkości do 1300 MW wartość bezwzględna ODCHYLEKI CZĘSTOTLIWOŚCI nie przekracza 200 mHz.

Aby osiągnąć zadany cel regulacji, system musi być prowadzony w taki sposób, aby MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWA CHARAKTERYSTYKA SIECI całego OBSZARU SYNCHRONICZNEGO zmieniała się w stosunkowo wąskim przedziale przy zmianach obciążenia. Biorąc pod uwagę efekt samoregulacji obciążenia daje to poniższe wartości:

Efekt obciążenia	samoregulacji	Obciążenie systemu	Mocowo-częstotliwościowa charakterystyka sieci
1 %/Hz		150 GW	16500 MW/Hz
1 %/Hz		300 GW	18000 MW/Hz
2 %/Hz		150 GW	18000 MW/Hz
2 %/Hz		300 GW	21000 MW/Hz

Dla określenia warunków brzegowych pracy REGULACJI PIERWOTNEJ przyjęto następujące założenia¹:

- Podstawowe założenie / incydent odniesienia: nagłe odchylenie bilansu produkcji i zużycia o wielkość 3000 MW; obciążenie systemu poza szczytem około 150 GW, w szczycie około 300 GW
- Stała czasu uaktywnienia: 10 – 12 sekund
- Efekt samoregulacji obciążenia: 1 %/Hz
- Maksymalna dopuszczalna ODCHYLENIA CZĘSTOTLIWOŚCI: quasi-stacjonarna: ±180 mHz oraz dynamiczna: ±800 mHz

Wartość maksymalnej dynamicznej ODCHYLENIA CZĘSTOTLIWOŚCI wynosząca ±800 mHz uwzględnia margines bezpieczeństwa. Margines ten, wynoszący 200 mHz ma na celu pokrycie następujących zjawisk i niedokładności:

- Możliwa stacjonarna ODCHYLENIA CZĘSTOTLIWOŚCI przed zakłóceniem (50 mHz)
- Nieczułość regulatorów turbin (20 mHz)
- Większa dynamiczna ODCHYLENIA CZĘSTOTLIWOŚCI w miejscu wystąpienia zakłócenia, nie uwzględniona w modelu sieciowym wykorzystanym do symulacji (50 mHz)
- Inne elementy niedokładności modelu (około 10%, 80 mHz)

W przypadku AWARYJNEGO ZRZUTU OBCIĄŻENIA, dla progów zabezpieczeń zwykle wystarczająca jest dokładność 50 – 100 mHz.

8. Rezerwa regulacji pierwotnej

Całkowita wielkość REZERWY REGULACJI PIERWOTNEJ P_{pu} dla całego OBSZARU SYNCHRONICZNEGO wyznaczana jest przez UCTE na podstawie założeń wymienionych w poprzednich podrozdziałach, z uwzględnieniem wartości pomiarowych, wiedzy praktycznej i teoretycznej.

Udziały P_{pi} poszczególnych OBSZARÓW / BLOKÓW REGULACYJNYCH wyznaczane są poprzez pomnożenie rezerwy obliczonej dla całego OBSZARU SYNCHRONICZNEGO przez współczynniki udziału C_i tych OBSZARÓW / BLOKÓW REGULACYJNYCH:

$$P_{pi} = P_{pu} C_i$$

Cała REZERWA REGULACJI PIERWOTNEJ jest aktywowana w odpowiedzi na quasi-stacjonarną ODCHYLENIA CZĘSTOTLIWOŚCI równą -200 mHz lub większą. Podobnie, w odpowiedzi na ODCHYLENIA CZĘSTOTLIWOŚCI +200 mHz lub więcej, moc wytwarzana musi zostać zredukowana o wartość równą całkowitej REZERWIE REGULACJI PIERWOTNEJ.

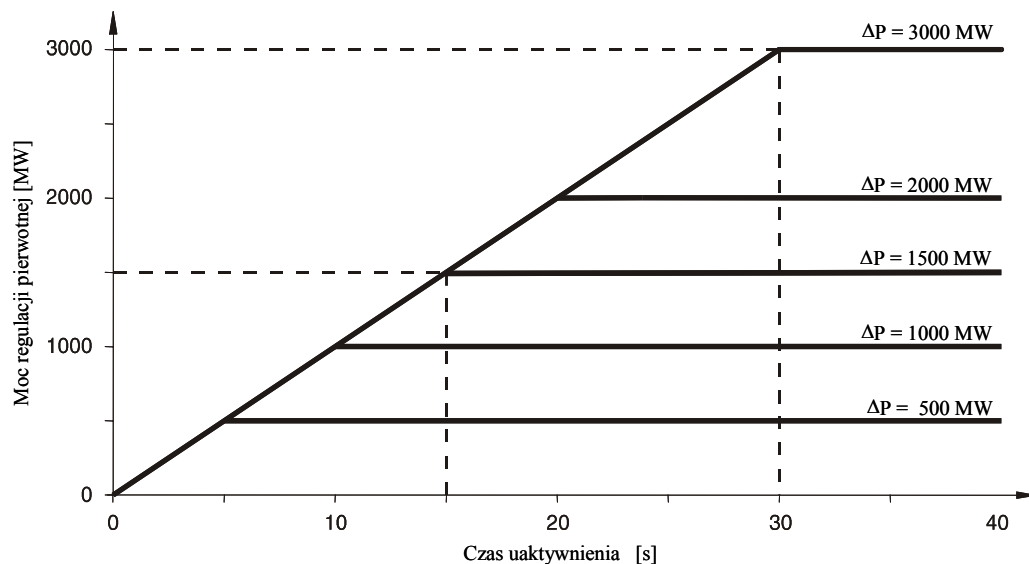
¹ Wartość 3000 MW użyta jako incydent odniesienia zależy od wielkości OBSZARU SYNCHRONICZNEGO i może zostać zmieniona w przypadku rozszerzenia OBSZARU SYNCHRONICZNEGO (lub odłączenia jakiejś jego części)

Aby ograniczyć uaktywnianie REZERWY REGULACJI PIERWOTNEJ w przypadku nieplanowych niezbilansowań CZĘSTOTLIWOŚĆ SYSTEMOWA powinna w dłuższym czasie utrzymywać się w zakresie ± 20 mHz w warunkach normalnej pracy bez zakłóceń.

9. Czas uaktywnienia rezerwy regulacji pierwotnej

Czasy uaktywnienia REZERW REGULACJI PIERWOTNEJ różnych OBSZARÓW / BLOKÓW REGULACYJNYCH powinny być możliwie takie same, w celu zminimalizowania dynamicznej interakcji między tymi OBSZARAMI / BLOKAMI REGULACYJNYMI. W tym przypadku należy ważne jest raczej przewidywane działanie niż logika działania regulatorów.

Poniżej rozważono incydent odniesienia równy 3000 MW (utrata mocy wytwarzanej lub odbioru, patrz ►P1-A-C3) w OBSZARZE SYNCHRONICZNYM. REZERWA REGULACJI PIERWOTNEJ każdego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO (wyznaczona zgodnie z odpowiednim współczynnikiem udziału) musi być w pełni uaktywniona w czasie 15 sekund w odpowiedzi na zakłócenie ΔP mniejsze niż 1500 MW (zakłada się, że w przypadku kiedy ma zostać aktywowana mniejsza rezerwa mocy, trudno będzie osiągnąć czas uaktywnienia poniżej 15 sekund), lub liniowo w przedziale czasu 15...30 sekund w odpowiedzi na zakłócenie w zakresie 1500...3000 MW. Jako minimum wymaga się, że czas uaktywnienia REZERWY REGULACJI PIERWOTNEJ musi być zgodny z poniższym wykresem, który przedstawia zachowanie całego systemu. Wielkość aktywowanej mocy powinna przebiegać zgodnie z liniami na wykresie lub być powyżej tych wartości, dopóki nie odbuduje się bilans mocy wytwarzanej i zużycia. Wielkość mocy dla każdego obszaru / bloku regulacyjnego wyznacza się mnożąc daną wielkość mocy przez odpowiedni współczynnik udziału C_i . Poniższy rysunek ilustruje minimalny czas uaktywnienia rezerwy regulacji pierwotnej w funkcji czasu i wielkości zakłócenia ΔP .



10. Ocena jakości regulacji

Rozróżnia się jakość regulacji w całym OBSZARZE SYNCHRONICZNYM (jakość globalna) od jakości regulacji w danym OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM (jakość lokalna). Wszystkie pracujące synchronicznie przedsiębiorstwa / OSP-y muszą zapewnić u siebie prawidłowe działanie REGULACJI PIERWOTNEJ, co z kolei zapewni odpowiednią globalną jakość regulacji.

Głównym celem kontroli globalnej jakości regulacji jest ocena działania REGULACJI PIERWOTNEJ w całym OBSZARZE SYNCHRONICZNYM. Ocena ta prowadzona jest na podstawie analizy CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ w czasie wystąpienia zakłóceń w sieci. Głównym celem analizy częstotliwości jest oszacowanie stopnia niezawodności pracy sieci połączonej.

CZĘSTOTLIWOŚCIOWO-MOCOWĄ CHARAKTERYSTYKĘ SIECI λ_u całego OBSZARU SYNCHRONICZNEGO oblicza się na podstawie następującej zależności:

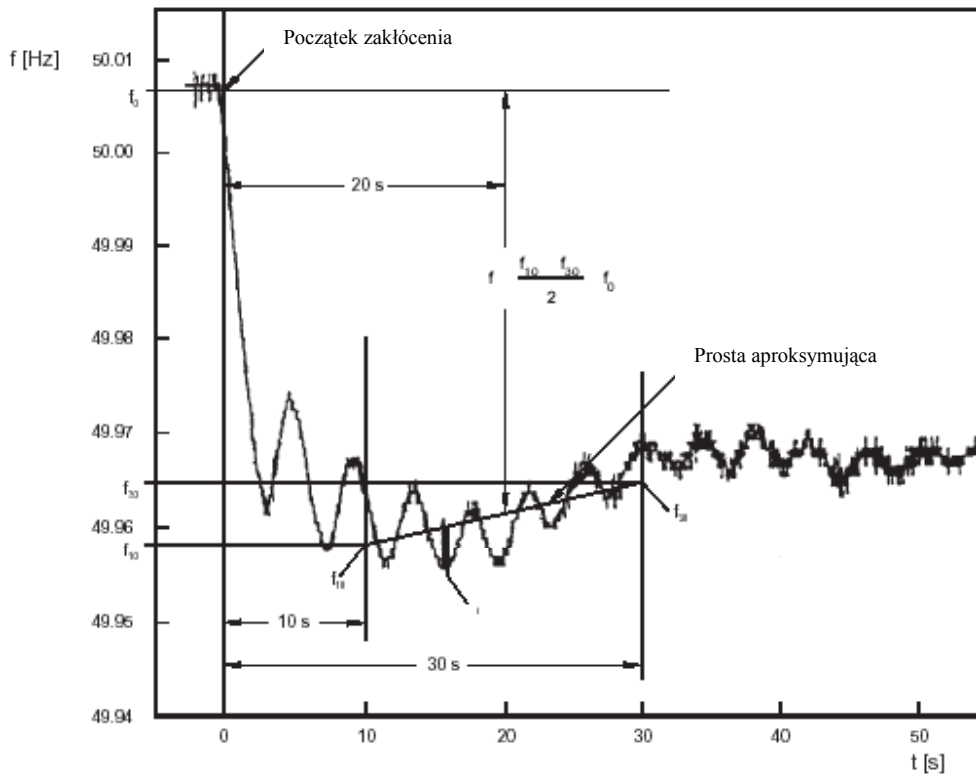
$$\lambda_u = \frac{\Delta P_a}{\Delta f}$$

gdzie

ΔP_a jest zmianą mocy będącą zakłóceniem, a

Δf jest quasi-stacjonarną ODCHYŁKĄ CZĘSTOTLIWOŚCI powstałą w odpowiedzi na zakłócenie.

Quasi-stacjonarną ODCHYŁKĘ CZĘSTOTLIWOŚCI wyznacza się za pomocą prostej aproksymującej przebieg częstotliwości w przedziale między 10 a 30 sekundą po zakłóceniu, tak że suma wartości ODCHYŁEK CZĘSTOTLIWOŚCI ϵ , od tej prostej jest równa zero (linia musi być wyznaczona w taki sposób, żeby suma wartości bezwzględnych odchyłek ϵ miała minimalną wartość, patrz rysunek).



Zakłada się, że większa część REZERWY REGULACJI PIERWOTNEJ jest zaktywizowana po 20 sekundach, kiedy udział REGULACJI WTÓRNEJ w pokrywaniu zakłócenia nie jest jeszcze dostrzegalny.

Kontrola lokalnej jakości regulacji pozwala każdej ze stron ustalić, czy jej udział w REGULACJI PIERWOTNEJ jest zgodny z wymaganiami.

Pracujące synchronicznie przedsiębiorstwo / OSP może kontrolować jakość swojej REGULACJI PIERWOTNEJ poprzez wyznaczenie MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWEJ CHARAKTERYSTYKI SIECI własnego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO za każdym razem, gdy pojawi się zakłócenie i porównując ją z MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWĄ CHARAKTERYSTYKĄ SIECI całego OBSZARU SYNCHRONICZNEGO.

MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWĄ CHARAKTERYSTYKĘ SIECI λ_i danego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO oblicza się na podstawie następującej zależności:

$$\lambda_i = \frac{-\Delta P_i}{\Delta f}$$

gdzie

ΔP_i jest zmianą mocy wytwarzanej w danym OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM w odpowiedzi na zakłócenie, mierzona w miejscach połączeń z innymi obszarami (w tym OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM, w którym wystąpiło zakłócenie należy odpowiednio dodać / odjąć deficyt / nadwyżkę mocy, będącą zakłóceniem), a

Δf jest quasi-stacjonarną ODCHYLEKĄ CZĘSTOTLIWOŚCI powstałą w odpowiedzi na zakłócenie ΔP_a .

Pomiary obu wielkości muszą być dokonywane jednocześnie (znaczniki czasu wszystkich pomiarów muszą być zsynchronizowane). Błąd pomiarów musi być możliwy do oszacowania. W tych OBSZARACH / BLOKACH REGULACYJNYCH, w których szybkie, przypadkowe zmiany w całkowitej wymianie mocy są porównywalne ze zmianami w wymianie mocy ΔP_i , tę ostatnią można wyznaczyć za pomocą prostych aproksymujących, reprezentujących wymianę mocy przed i po zakłóceniu.

Aby możliwe było monitorowanie jakości regulacji zalecana jest stała rejestracja i analiza wypadnięć mocy wytwarzanej lub obciążenia powyżej 1000 MW². Dla tego celu wymagane są następujące informacje:

- miejsce zakłócenia,
- data i czas wystąpienia zakłócenia,
- wielkość mocy wytwarzanej / odbieranej, utraconej na skutek zakłócenia,
- rodzaj zakłócenia.

Pracujące synchronicznie przedsiębiorstwo / OSP, na terenie którego powstało zakłócenie musi udostępnić powyższe informacje wszystkim pracującym synchronicznie partnerom / OSP-om.

Nawet jeśli pomiary CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ lub mocy wymiany dokonane w czasie zakłócenia mają dużą niedokładność, to i tak pozwalają na to, aby każde pracujące synchronicznie przedsiębiorstwo / OSP przeprowadziło analizę statystyczną MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWEJ CHARAKTERYSTYKI SIECI oraz uaktywnionej MOCY REGULACJI PIERWOTNEJ, a także porównało wyniki analiz z wartością odpowiadającą całemu OBSZAROWI SYNCHRONICZNEMU.

Wszystkie pracujące synchronicznie przedsiębiorstwa / OSP-y będą dokonywać regularnych kontroli w celu zapewnienia zgodności czasu aktywizacji REZERWY REGULACJI PIERWOTNEJ z odpowiednimi wymaganiami dotyczącymi REGULACJI PIERWOTNEJ.

² Wartość zależy od wielkości OBSZARU SYNCHRONICZNEGO, wartość 1000 MW odnosi się tylko do pierwszej strefy synchronicznej w 2004 roku, dla drugiej strefy synchronicznej wartość ta wynosi w 2004 roku 250 MW.

B. Regulacja wtórna

[Instrukcja pracy systemów połączonych UCTE Temat 1 Rozdział B: Regulacja wtórna, 2004]

[UCPTE Rule 18: Terminology of interconnected operation, 1968 / UCPTE Zasada 18: Terminologia w zakresie współpracy synchronicznej, 1968]

[UCPTE Rule 44: Control of active power in the grid of the UCPTE, 1990 / UCPTE Zasada 44: Regulacja mocy czynnej w sieci UCPTE, 1990]

[UCPTE Rule 1: The practical application of load-frequency control in western Europe, 1955 / UCPTE Zasada 1: Praktyczne stosowanie regulacji mocy i częstotliwości w zachodniej Europie, 1955]

[UCPTE Rule 24: Control equipment for load-frequency control, 1971 / UCPTE Zasada 24: Urządzenia regulacyjne dla celów regulacji mocy i częstotliwości, 1971]

[UCPTE Rule 26: General aspects about the registration and the balance of unintended deviation in the interconnected grid, 1974 / UCPTE Zasada 26: Ogólne aspekty rejestracji i bilansowania nieplanowych odchyleń w sieci połączonej, 1974]

[UCPTE-Ground Rules concerning primary and secondary control of frequency and active power within the UCPTE, 1998 / Podstawowe zasady UCPTE dotyczące pierwotnej i wtórnej regulacji częstotliwości i mocy czynnej w UCPTE, 1998]

1. Wprowadzenie

Każde niezbilansowanie pomiędzy wytwarzaniem z zużyciem powoduje (w czasie rzeczywistym), że zmienia się częstotliwość w całej sieci OBSZARU SYNCHRONICZNEGO. W rezultacie z czasem powstaje ODCHYLENIE CZĘSTOTLIWOŚCI. Dla CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWYCH poniżej 50 Hz całkowite ZAPOTRZEBOWANIE jest większe niż całkowite wytwarzanie, natomiast dla częstotliwości powyżej 50 Hz całkowite ZAPOTRZEBOWANIE jest mniejsze od całkowitego wytwarzania. W praktyce obciążenie podlega ciągłym zmianom, nawet jeśli nie popełniono błędów przy prognozowaniu zapotrzebowania, stąd wymagana jest ciągła REGULACJA WTÓRNA w czasie rzeczywistym. Odchyłka Δf częstotliwości systemowej od wartości zadanej 50 Hz zaktywizuje moc regulacji pierwotnej w całym OBSZARZE SYNCHRONICZNYM:

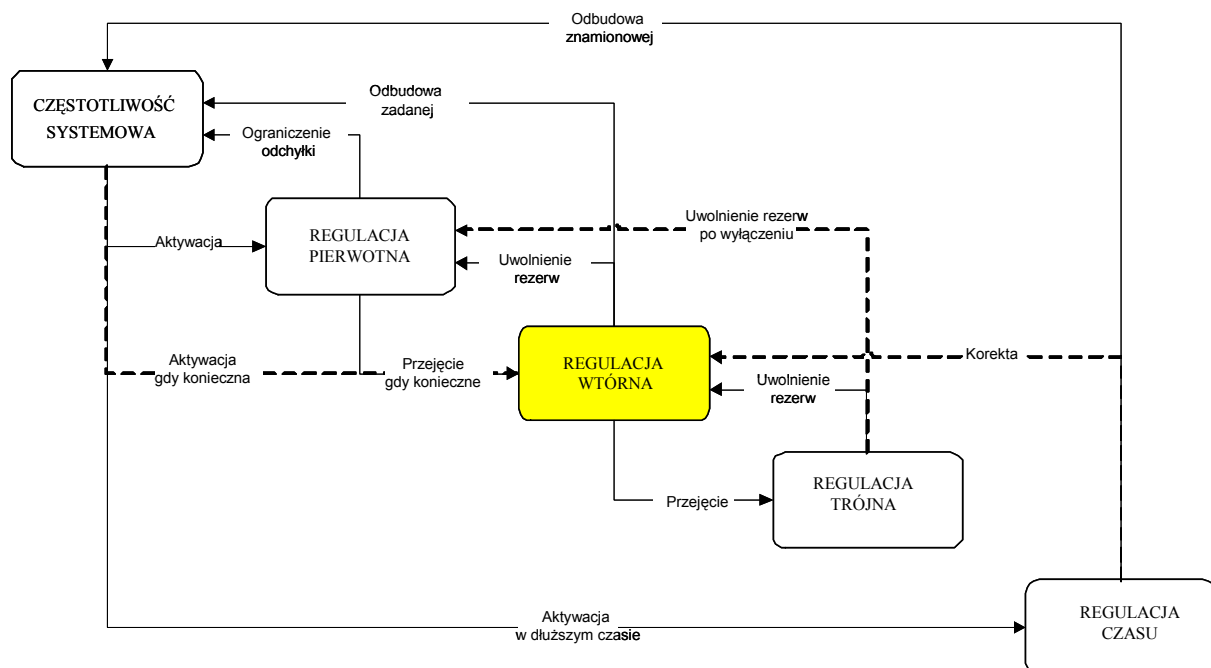
$$\Delta P_u = \lambda_u \cdot \Delta f$$

gdzie

λ_u = MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWEJ CHARAKTERYSTYCE SIECI całego OBSZARU SYNCHRONICZNEGO, to znaczy sumie MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWYCH CHARAKTERYSTYK SIECI wszystkich OBSZARÓW / BLOKÓW REGULACYJNYCH.

W odpowiedzi na nagłe niezbilansowanie między mocą wytwarzaną a zużyciem lub przypadkowe odchylenia równowagi mocy, REGULACJA PIERWOTNA (patrz ►A1-A) umożliwia odbudowanie bilansu - przy wartości częstotliwości innej niż wartość zadana (równej quasi-stacjonarnej ODCHYLENIE CZĘSTOTLIWOŚCI Δf). Ponieważ wszystkie OBSZARY / BLOKI REGULACYJNE uczestniczą w procesie regulacji połączonego systemu, czemu towarzyszą zmiany w bilansie między wytwarzaniem a zużyciem w tych OBSZARACH REGULACYJNYCH, niezbilansowanie mocy wytwarzanej i zużycia w jednym z OBSZARÓW REGULACYJNYCH spowoduje, że moce wymiany pomiędzy poszczególnymi obszarami regulacyjnymi odchyłą się od wartości uzgodnionych (odchyłki mocy wymiany ΔP_i).

Zadaniem REGULACJI WTÓRNEJ (znanej również jako regulacja mocy i częstotliwości, patrz ►A1-B) jest utrzymywanie lub odbudowywanie bilansu mocy w danym OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM oraz, w konsekwencji utrzymywanie lub odbudowywanie CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ f do wartości zadanej 50 Hz a mocy wymiany między SĄSIADUJĄCYMI OBSZARAMI REGULACYJNYMI do wartości zaplanowanych, zapewniając w ten sposób ponowną dostępność całej rezerwy MOCY REGULACJI PIERWOTNEJ. Ponadto, działanie REGULACJI WTÓRNEJ nie może osłabiać działania REGULACJI PIERWOTNEJ. Działania REGULACJI WTÓRNEJ odbywają się jednocześnie i bez przerwy, zarówno w odpowiedzi na mniejsze odchyłki (które nieuchronnie pojawiają się podczas normalnej pracy), jak i w odpowiedzi na większe rozbieżności między wytwarzaniem a zapotrzebowaniem (wynikające na przykład wskutek wypadnięcia bloku wytwórczego). W celu wypełnienia tych wszystkich wymagań działanie REGULACJI WTÓRNEJ oparte na ZASADZIE CHARAKTERYSTYK SIECIOWYCH (patrz ►A1-B-2).



Podczas gdy w procesie REGULACJI PIERWOTNEJ wszystkie OBSZARY REGULACYJNE wspomagają się wzajemnie poprzez dostarczanie MOCY REGULACJI PIERWOTNEJ, to w przypadku REGULACJI WTÓRNEJ wymaga się, aby zadziałała ona tylko w tym OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM, w którym pojawiło się niezbilansowanie, w celu korekty tego niezbilansowania. W rezultacie tylko w tym OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM, w którym pojawiło się niezbilansowanie między wytwarzaniem a zużyciem zadziała regulator, który uaktywni odpowiednią MOC REGULACJI WTÓRNEJ tylko dla tego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO. Parametry REGULATORÓW CENTRALNYCH wszystkich OBSZARÓW REGULACYJNYCH muszą być tak dobrane aby, w idealnych warunkach, zareagował tylko regulator w strefie dotkniętej danym zakłóceniem i zainicjował uwolnienie wymaganej MOCY REGULACJI WTÓRNEJ.

W danym OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM ZAPOTRZEBOWANIE powinno być w każdej chwili pokryte przez produkowaną energię elektryczną i import (z zakupów kontraktowych i/lub produkcji energii ze wspólnie eksploatowanych elektrowni spoza danej strefy). W celu utrzymania tej równowagi muszą być dostępne zdolności wytwórcze wykorzystywane jako

REZERWA REGULACJI WTÓRNEJ, dla pokrycia mocy utraconej wskutek wypadnięcia bloku lub innych zakłóceń w wytwarzaniu, zapotrzebowaniu lub przesyle. W REGULACJI WTÓRNEJ biorą udział wybrane zespoły wytwórcze w elektrowniach, które pracują w pętli regulacyjnej.

REGULACJA WTÓRNA działa w okresach czasu rzędu minut i przez to jest rozłączna czasowo od REGULACJI PIERWOTNEJ. Jej przebieg w czasie wynika z charakterystyki PI (proporcjonalno-całkowej) REGULATORA CENTRALNEGO. Do REGULACJI WTÓRNEJ niezbędne są pomiary CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ oraz MOCY CZYNNEJ na LINIACH WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ danego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO, REGULATOR CENTRALNY, który oblicza zdaną wartość mocy dla zespołów wytwórczych biorących udział w regulacji (patrz ►A1-B-4), oraz przesył tych wartości do odpowiednich zespołów wytwórczych.

Jeśli zapotrzebowanie w sposób ciągły przewyższa produkcję, należy podjąć natychmiastowe działania w celu odbudowania między nimi równowagi (poprzez wykorzystanie rezerw o szybkim rozruchu, zakontraktowaną zmianę obciążenia, AWARYJNE ODŁĄCZANIE OBCIĄŻENIA lub, jako ostateczność, odłączenie części odbiorców). Cały czas należy utrzymywać wystarczającą wielkość zdolności przesyłowych dla możliwości wykorzystania rezerw mocy oraz rezerw pochodzących ze źródeł o szybkim rozruchu.

Ponieważ zabezpieczenie się przed wszystkimi przypadkowymi zakłóceniami produkcji, zapotrzebowania lub przesyłu jest technicznie niemożliwe, wielkość rezerw mocy zależy od poziomu ryzyka uznanego za dopuszczalny. Zasady te należy stosować niezależnie od rozdziału odpowiedzialności pomiędzy strony zaangażowane w proces dostawy energii elektrycznej do odbiorcy.

2. Metoda charakterystyk sieciowych - zasady

Aby określić czy NIEPLANOWE ODCHYLENIE mocy jest związane z niebilansowaniem w danym OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM czy też z aktywizacją MOCY REGULACJI PIERWOTNEJ, we wszystkich OBSZARACH / BLOKACH REGULACYJNYCH musi być stosowana dla celów REGULACJI WTÓRNEJ METODA CHARAKTERYSTYK SIECIOWYCH.

Zgodnie z tą metodą każdy OBSZAR / BLOK REGULACYJNY jest wyposażony w jeden REGULATOR CENTRALNY minimalizujący w czasie rzeczywistym UCHYB REGULACYJNY OBSZARU (ACE) G :

$$G = P_{meas} - P_{prog} + K_{ri} (f_{meas} - f_0)$$

gdzie

P_{meas} jest sumą pomierzonych chwilowych przesyłów mocy czynnej na liniach wymiany międzysystemowej,

P_{prog} jest całkowitym programem wymiany ze wszystkimi SĄSIADUJĄCYMI OBSZARAMI REGULACYJNYMI,

K_{ri} jest WSPÓŁCZYNNIKIEM K danego OBSZARU REGULACYJNEGO - stałą (w MW/Hz) nastawioną na REGULATORZE CENTRALNYM, a

$f_{meas} - f_0$ jest różnicą między pomierzoną chwilową wartością CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ a wartością zadaną.

Jeśli K_{ri} jest równe MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWEJ CHARAKTERYSTYCE SIECI tego OBSZARU REGULACYJNEGO, ACE jest niezbilansowaniem danego OBSZARU REGULACYJNEGO $P_{meas} - P_{prog}$ pomniejszonym o udział tego obszaru w REGULACJI PIERWOTNEJ. Tranzyty mocy uważa się za dodatnie w przypadku eksportu i ujemne w przypadku importu (patrz ►I-J). Stąd dodatnia (lub odpowiednio ujemna) wartość ACE wymaga zmniejszenia (lub odpowiednio zwiększenia) MOCY REGULACJI WTÓRNEJ.

W każdym OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM wartość ACE musi być utrzymywana blisko wartości równej zero. Ten cel ma dwa wymiary:

- **zbilansowanie obszaru / bloku regulacyjnego.** Jeśli wartość zmierzona CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ f_{meas} jest równa wartości zadanej częstotliwości f_0 , ACE jest niezbilansowaniem OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO, to znaczy różnicą pomiędzy pomierzonymi P_{meas} a planowanymi wymianami P_{sched}
- **niezakłócanie działania regulacji pierwotnej.** Moc dostarczona przez REGULACJĘ PIERWOTNĄ w rozważanym OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM określona jest wielkością $-\lambda_i(f_{meas} - f_0)$. Ta wielkość mocy musi być odjęta od wielkości niezbilansowania, aby nie zneutralizować działania REGULACJI PIERWOTNEJ. Jest to prawdziwe, jeśli $K_{ri} = \lambda_i$. Ze względu na niedokładności efektu somoregulacji obciążenia można przyjąć wartość K_{ri} nieco wyższą niż λ_i , tak że REGULACJA WTÓRNA nieco wzmocni działanie REGULACJI PIERWOTNEJ, ale nie będzie jej przeciwdziałać.

Jeśli $\Delta f = f_{meas} - f_0 = 0$, to w warunkach zbilansowania obszaru ($P_{meas} = P_{prog}$) wartość ACE będzie także równa zero.

Dla uproszczenia METODĘ CHARAKTERYSTYK SIECIOWYCH wyjaśniono poniżej na przykładzie systemu połączonego składającego się tylko z dwóch OBSZARÓW REGULACYJNYCH.

a) Przed zakłóceniem:

Przyjęto, że przed zakłóceniem sytuacja jest następująca:

$\Delta f = 0$ (aktualna wartość częstotliwości f = zadana wartość częstotliwości f_0)

$\Delta P_{12} = 0$ (aktualna wymiana mocy = planowana wymiana mocy)

b) Zakłócenie i regulacja pierwotna:

Przypuśćmy, że w sieci 2 doszło do wypadnięcia mocy wytwórczej o wielkości P_a . REGULACJA PIERWOTNA stabilizuje częstotliwość przy wartości $f_0 + \Delta f$. Dla całego systemu uzyskuje się następującą zależność: $\Delta f = P_a / \lambda_u$, gdzie λ_u jest MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWĄ CHARAKTERYSTYKĄ SIECI. Ponieważ utracona została moc wytwarzana, wartość P_a jest ujemna; stąd Δf będzie także miało wartość ujemną.

W odpowiedzi na ODCHYLEKĘ CZĘSTOTLIWOŚCI Δf oraz ze względu na różne MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWE CHARAKTERYSTYKI SIECI równe odpowiednio λ_1 i λ_2 , REGULACJA PIERWOTNA uaktywni odpowiednio moce o następujących wielkościach:

$$\Delta P_1 = -\lambda_1 \cdot \Delta f$$

$$\Delta P_2 = -\lambda_2 \cdot \Delta f$$

Utracona moc zostanie pokryta przez wartości ΔP_1 i ΔP_2 : $\Delta P_1 + \Delta P_2 = -\Delta P_a$, a częstotliwość ustabilizuje się na wartości niższej o wartość Δf .

c) Działanie regulacji wtórnej

Wymiana mocy ΔP między dwoma OBSZARAMI REGULACYJNYMI nie będzie już równa zero, lecz przyjmie wartość $\Delta P_{12} = \Delta P_1$; z punktu widzenia OBSZARU REGULACYJNEGO 1 jest to eksport mocy, to znaczy ma ona wartość dodatnią $\Delta P_{21} = (-\Delta P_{12})$, z punktu widzenia OBSZARU REGULACYJNEGO 2 jest to import mocy, to znaczy ma ona wartość ujemną.

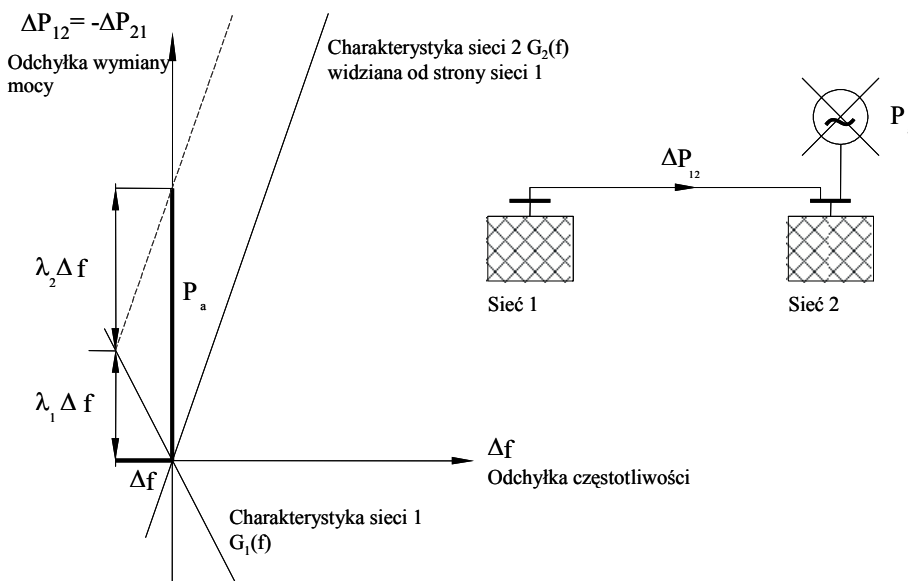
Jeśli spełniony jest warunek, że wartość K_{r1} nastawiona na regulatorze obszaru 1 jest równa wartości λ_1 , a wartość K_{r2} nastawiona na regulatorze obszaru 2 jest równa wartości λ_2 , wtedy dla odchyłek regulacyjnych G_1 i G_2 otrzymuje się następującą zależność:

$$G_1 = \Delta P_{12} + K_{r1} \cdot \Delta f = \Delta P_1 + (-\Delta P_1) = 0$$

co oznacza, że regulator 1 nie reaguje, a REGULACJA PIERWOTNA w OBSZARZE REGULACYJNYM 1 będzie działała tak długo, jak długo będzie utrzymywała się Δf ; w OBSZARZE REGULACYJNYM 1 nie uaktywni się REGULACJA WTÓRNA. Dla obszaru 2, UCHYB REGULACYJNY OBSZARU wyniesie:

$$G_2 = \Delta P_{21} + K_{r2} \cdot \Delta f = -\Delta P_1 + (-\Delta P_2) = \Delta P_a$$

co oznacza, że regulator 2 zaktywizuje REGULACJĘ WTÓRNA, a REGULACJA PIERWOTNA w OBSZARZE REGULACYJNYM 2 będzie działała tak długo, jak długo będzie utrzymywała się Δf ; utracona moc P_a będzie pokryta dzięki działaniu REGULATORA CENTRALNEGO w obszarze 2, tak że odchyłka związana z utratą mocy P_a zostanie zredukowana do zera.



Jeśli zachowanie REGULACJI WTÓRNEJ ma być takie, jak opisano powyżej muszą być spełnione następujące warunki:

- Elektrownie pracujące w REGULACJI WTÓRNEJ muszą dysponować wystarczającą MOCĄ REGULACJI WTÓRNEJ dostępną przez cały czas, co zapewni że na skutek zmian poleceń regulatora centralnego zmieni się moc wytwarzana przez zespoły wytwórcze (REZERWA REGULACJI WTÓRNEJ), patrz ►►A1-B-6.
- G_i nie może zawierać żadnego dodatkowego członu, na przykład członu korygującego dla automatycznego minimalizowania nieplanowej wymiany energii w godzinie lub też innego rodzaju kompensacji.

3. Współczynnik K

Dla zapewnienia, że REGULACJA WTÓRNA zostanie uaktywniona jedynie w tym OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM, który jest źródłem zakłócenia wszystkie wartości WSPÓŁCZYNNIKÓW $K - K_{ri}$ nastawiane na REGULATORACH CENTRALNYCH teoretycznie powinny być równe MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWYM CHARAKTERYSTYKOM SIECI λ_i OBSZARÓW REGULACYJNYCH (jeśli ma być spełnione równanie Darrieus'a)

MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWA CHARAKTERYSTYKA SIECI danego OBSZARU REGULACYJNEGO zmienia się w zależności od zmiany mocy znamionowych zespołów wytwórczych pracujących w danej chwili. W rezultacie, można by stwierdzić, że K_{ri} powinno być ciągle zmieniane aby uwzględnić aktualny skład generatorów. Jednakże należy tego unikać, gdyż nieskoordynowane zmiany nastaw K_{ri} przez pracujących synchronicznie partnerów spowodują większe rozbieżności w zachowaniu regulacji niż rozbieżności spowodowane zachowaniem stałej wartości K_{ri} dla różnych obszarów.

Ze względu na niedokładności efektu somoregulacji obciążenia można przyjąć wartość WSPÓŁCZYNNIKA $K - K_{ri}$ nieco wyższą niż znamionowa wielkość MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWEJ CHARAKTERYSTYKI SIECI, tak że REGULACJA WTÓRNA nieco wzmocni działanie REGULACJI PIERWOTNEJ, ale nie będzie jej przeciwdziałać.

4. Regulator centralny

Pożądane zachowanie w czasie REGULATORA CENTRALNEGO osiąga się stosując proporcjonalno-całkową (PI) charakterystykę pętli regulacyjnej, zgodnie z następującym równaniem:

$$\Delta P_{di} = -\beta_i \cdot G_i - \frac{1}{T_{ri}} \int G_i \cdot dt$$

gdzie:

ΔP_{di} = korygująca zmienna REGULATORA CENTRALNEGO sterującego jednostkami uczestniczącymi w regulacji w i -tym OBSZARZE REGULACYJNYM;

B_i = współczynnik proporcjonalności (wzmocnienie) REGULATORA CENTRALNEGO w i -tym OBSZARZE REGULACYJNYM;

T_{ri} = stała czasowa całkowania REGULATORA CENTRALNEGO w i -tym OBSZARZE REGULACYJNYM;

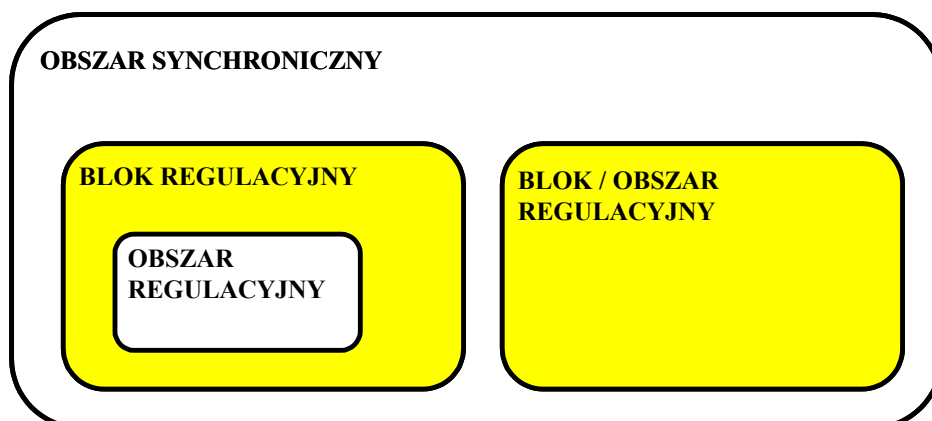
G_i = UCHYB REGULACYJNY OBSZARU (ACE) dla i -tego OBSZARU REGULACYJNEGO.

Jeśli CZĘSTOTLIWOŚĆ SYSTEMOWA i ODCHYLENIA MOCY wymiany mają wrócić do swoich wartości zadanych w wymaganym czasie (bez dodatkowej regulacji) należy zastosować odpowiedni człon całkujący. Nadmiernie duży człon proporcjonalny może mieć szkodliwy skutek dla stabilności pracy synchronicznej. W szczególności jeśli do REGULACJI WTÓRNEJ wykorzystywane są elektrownie wodne pojawia się ryzyko, że zwiększenie członu proporcjonalnego wywoła kołysania w sieci. Naturalny okres kołysań mieści się obecnie w zakresie od 3 do 5 sekund, ale może się zmienić wraz z rozszerzeniem OBSZARU SYNCHRONICZNEGO.

Jeśli ACE utrzymuje się ciągle w zakresie wartości dodatnich lub ujemnych, prowadząc do pełnego wykorzystania REZERW REGULACJI WTÓRNEJ należy ograniczyć człon całkujący. Charakter REGULACJI WTÓRNEJ o niekończącym się działaniu pozwala na odzyskiwanie regulacji, jak tylko ACE osiągnie wartość zero. Aby zapewnić prawidłową REGULACJĘ WTÓRNĄ w całym OBSZARZE SYNCHRONICZNYM, nastawienia parametrów REGULATORÓW CENTRALNYCH we wszystkich OBSZARACH / BLOKACH REGULACYJNYCH muszą uwzględniać wspólne dla wszystkich wytyczne.

5. Organizacja i hierarchia regulacji

Cały OBSZAR SYNCHRONICZNY składa się z wielu połączonych ze sobą OBSZARÓW / BLOKÓW REGULACYJNYCH, ze scentralizowaną REGULACJĄ WTÓRNĄ w każdym z nich. Każdy OBSZAR / BLOK REGULACYJNY może podzielić się na podobszary regulacyjne wykorzystujące własną REGULACJĘ WTÓRNĄ, dopóki nie zakłóca to pracy w połączeniu. Hierarchia REGULACJI WTÓRNEJ zawiera OBSZAR SYNCHRONICZNY z BLOKAMI REGULACYJNYMI z (opcjonalnie) uwzględnieniem OBSZARÓW REGULACYJNYCH przedstawiona jest na poniższym rysunku:



Jeśli BLOK REGULACYJNY zawiera wewnętrzne OBSZARY REGULACYJNE, to REGULACJA WTÓRNA wewnątrz tego BLOKU REGULACYJNEGO może być zorganizowana zgodnie z jednym z poniższych schematów (podstawowym założeniem jest, że rodzaj wewnętrznej organizacji nie może wpływać na jakość lub zachowanie REGULACJI WTÓRNEJ pomiędzy BLOKAMI REGULACYJNYMI):

- **scentralizowany:** REGULACJA WTÓRNA w BLOKU REGULACYJNYM jest prowadzona centralnie przez jeden regulator (jako jeden OBSZAR REGULACYJNY); operator bloku ma ten sam zakres odpowiedzialności, co operator OBSZARU REGULACYJNEGO;
- **pluralistyczny:** REGULACJA WTÓRNA prowadzona jest w sposób zdecentralizowany dla więcej niż jednego OBSZARU REGULACYJNEGO; jeden OSP, KOORDYNATOR BLOKU prowadzi regulację za cały blok względem sąsiednich systemów za pomocą własnego regulatora i własnych mocy regulacyjnych, podczas gdy reszta OSP-ów wchodzących w skład bloku samodzielnie prowadzi regulację własnych OBSZARÓW REGULACYJNYCH w sposób zdecentralizowany;
- **hierarchiczny:** REGULACJA WTÓRNA prowadzona jest w sposób zdecentralizowany dla więcej niż jednego OBSZARU REGULACYJNEGO; jeden OSP, KOORDYNATOR BLOKU prowadzi regulację za pomocą nadrzędnego regulatora blokowego, który bezpośrednio wpływa na podrzędne regulatory wszystkich OBSZARÓW REGULACYJNYCH w BLOKU REGULACYJNYM; koordynator bloku może, ale nie musi posiadać własnych mocy regulacyjnych.

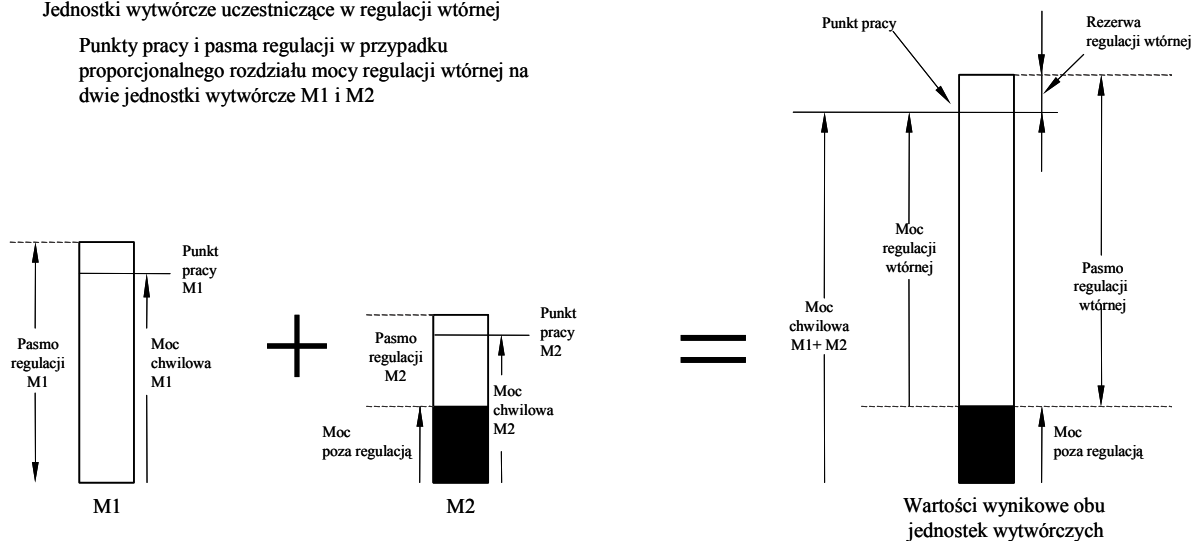
6. Pasma regulacji wtórnej i rezerwa regulacji wtórnej

PASMO REGULACJI WTÓRNEJ jest to zakres MOCY REGULACJI WTÓRNEJ, w którym w danym czasie REGULATOR CENTRALNY może automatycznie działać, w obu kierunkach (dodatnim i ujemnym) od punktu pracy MOCY REGULACJI WTÓRNEJ. REZERWA REGULACJI WTÓRNEJ jest dodatnią częścią PASMA REGULACJI WTÓRNEJ pomiędzy punktem pracy i wartością maksymalną. Część PASMA REGULACJI WTÓRNEJ już aktywowana w punkcie pracy nazywana jest MOCĄ REGULACJI WTÓRNEJ.

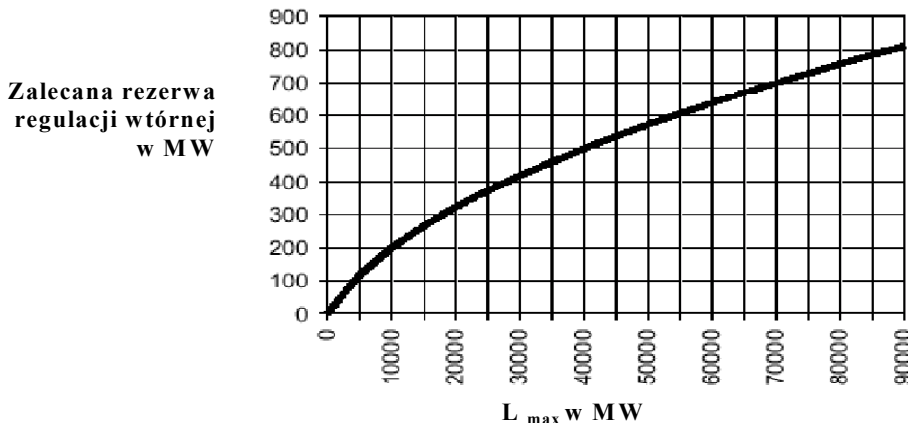
Wielkość wymaganej rezerwy regulacji wtórnej zależy zwykle od wielkości typowych zmian obciążenia, zmian grafików oraz rodzaju jednostek wytwórczych. Zalecana minimalna wielkość rezerwy związana ze zmiennością obciążenia pokazana jest na poniższym rysunku:

Jednostki wytwórcze uczestniczące w regulacji wtórnej

Punkty pracy i pasma regulacji w przypadku proporcjonalnego rozdziału mocy regulacji wtórnej na dwie jednostki wytwórcze M1 i M2



Jeśli zapotrzebowanie w sposób ciągły przewyższa produkcję, pomimo dostępności mocy rezerwowej, należy podjąć natychmiastowe działania w celu odbudowania między nimi równowagi (poprzez wykorzystanie REGULACJI TRÓJNEJ, rezerw o szybkim rozruchu, zakontraktowaną zmianę obciążenia lub AWARYJNY ZRZUT OBCIĄŻENIA (w niektórych krajach nazywane „odłączaniem obciążenia”) lub, jako ostateczność, awaryjne odłączenie części odbiorców). Cały czas należy utrzymywać wystarczające zdolności przesyłowe umożliwiające wykorzystanie rezerw mocy regulacyjnej oraz rezerw pochodzących ze źródeł o szybkim rozruchu (patrz ►A1-C).

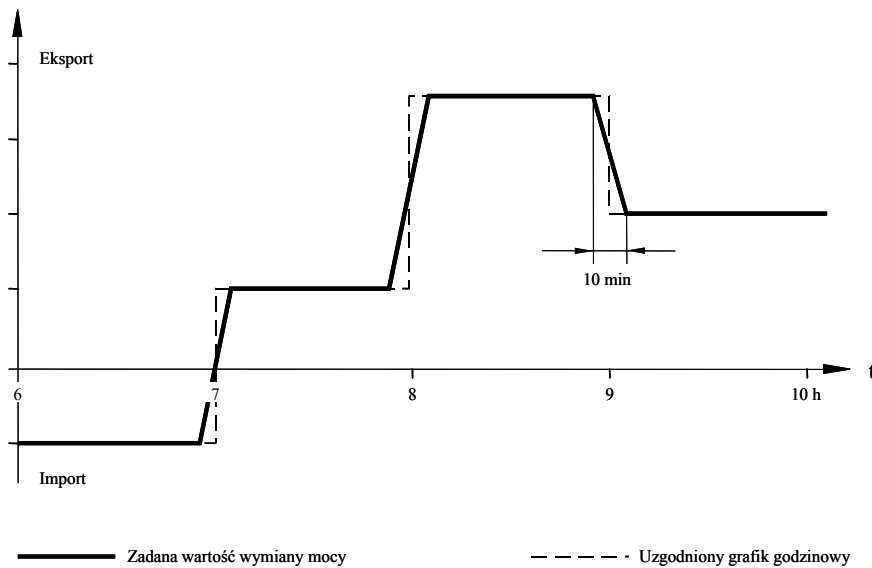


Szybkość zmian mocy na zaciskach generatorów wykorzystywanych w REGULACJI WTÓRNEJ musi być wystarczająca dla celów tej REGULACJI WTÓRNEJ. Jest ona definiowana jako procent mocy znamionowej generatora w jednostce czasu i ściśle zależy od rodzaju generatora³. Zwykle dla elektrowni na opalanych ropą lub gazem wielkość ta wynosi 8% na minutę. W przypadku elektrowni wodnych zbiornikowych szybkość zmiany mocy mieści się w zakresie od 1.5 do 2.5% mocy znamionowej na sekundę. W elektrowniach opalanych węglem kamiennym wielkość ta mieści się w zakresie od 2 do 4% mocy na minutę, dla elektrowni na węgiel brunatny od 1 do 2% na minutę. Maksymalna zmiana mocy w elektrowniach jądrowych wynosi około od 1 do 5% na minutę. Podane przeciętne wartości zmian mocy generatorów wykorzystuje się jako pomoc przy definiowaniu optymalnego czasu korekcji.

6. Programy wymiany

Algebraiczna suma uzgodnionych godzinowych PROGRAMÓW WYMIANY transgranicznej między OBSZARAMI / BLOKAMI REGULACYJNYMI oraz SĄSIEDNIMI OBSZARAMI REGULACYJNYMI tworzy zadaną wartość mocy wymiany dla REGULATORA CENTRALNEGO danego OBSZARU REGULACYJNEGO. Aby zmiana programu nie wywołała nadmiernych zmian przepływów na połączeniach międzysystemowych wymagane jest przekształcenie skokowej zmiany programu w rampę (linearyzacja) trwającą 10 minut, rozpoczynającą się 5 minut przed zmianą uzgodnionego PROGRAMU WYMIANY i kończącą się 5 minut po zmianie (patrz przykład na rysunku poniżej), niezależnie od przedziału (godzina, 30 minut lub 15 minut) grafikowania (szczegóły grafikowania i rozliczania patrz ►P2 oraz ►A2).

³ Rodzaj generatorów wykorzystywanych do REGULACJI WTÓRNEJ w danym OBSZARZE REGULACYJNYM zależy od struktury wytwarzania / źródeł energii pierwotnej dostępnych w danym obszarze geograficznym i dlatego nie są one rozmieszczone równomiernie w całym OBSZARZE SYNCHRONICZNYM.



Aby zapobiec powstawaniu niezamierzonych odchyłek częstotliwości oraz znacznych działań regulacyjnych w warunkach niezakłóconej pracy od OPERATORÓW SYSTEMÓW PRZESYŁOWYCH (OSP) wymaga się dotrzymywania pełnej zgodności czasu przy zmianie PROGRAMÓW WYMIANY, w szczególności w przypadkach gdy dotyczy to zmian rzędu kilkuset MW. W szczególności należy zapewnić że zdolności wytwórcze będą odpowiednio przywoływane lub odłączane, zwłaszcza gdy dotyczy to okresów zmian taryfy o godzinie 06:00 i 22:00.

Duże zmiany w GRAFIKACH lub planowane zmiany pracy elektrowni nie mogą mieć negatywnego wpływu na pracę systemu porównywalnego na przykład z wystąpieniem zakłócenia.

7. Jakość regulacji w warunkach pracy normalnej

Aby można było monitorować w sposób ciągły jakość regulacji wtórnej, dla każdego miesiąca dokonuje się oceny statystycznej ODCHYLEŃKI CZĘSTOTLIWOŚCI wyznaczając odchylenie standardowe:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (f_i - f_0)^2} \quad (n \text{ jest ilością wartości średnich 15-minutowych})$$

oraz ilość i czas trwania korekt częstotliwości. Muszą być również monitorowane ODCHYLEŃKI CZĘSTOTLIWOŚCI o $|\Delta f| > 50$ mHz względem wartości zadanej ?, jak również mierzony musi być też czas, w którym $|\Delta f|$ przekraczała 50 mHz.

A. 8. Jakość regulacji przy dużych zakłóceniach

Jakość REGULACJI WTÓRNEJ musi być monitorowana poprzez pomiary i analizę działania regulacji poszczególnych OBSZARÓW / BLOKÓW REGULACYJNYCH po nagłej utracie wytwarzania lub odbioru powyżej 1000 MW⁴ (incydent obserwowany).

Wszystkie niezbędne dane będą dostarczane przez OSP-y / przedsiębiorstwa pracujące synchronicznie. Pomiary CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ oraz mocy wymiany podczas zakłócenia pozwalają na dokonanie analizy statystycznej działania regulacji.

Reakcja czy też odpowiedź OBSZARU SYNCHRONICZNEGO na duże zakłócenie P_a (wypadnięcie bloku lub utrata obciążenia) w danym OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM oraz powrót CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ f do jej wartości początkowej (jakość REGULACJI WTÓRNEJ) monitorowane są przy pomocy opisanej poniżej „metody trąbkowej”.

Na podstawie doświadczeń oraz wieloletniej obserwacji CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ zdefiniowane zostały odpowiednie obwiednie tzw. krzywe trąbkowe o przebiegu $H(t) = f_0 \pm A \cdot e^{-t/T}$, wykorzystywane w celu oceny jakości REGULACJI WTÓRNEJ OBSZARÓW / BLOKÓW REGULACYJNYCH. Jeśli przebieg CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ przy działaniu REGULACJI WTÓRNEJ utrzymuje się w obszarze ograniczonym tymi krzywymi, to proces regulacji oceniany jest jako prawidłowy z technicznego punktu widzenia.

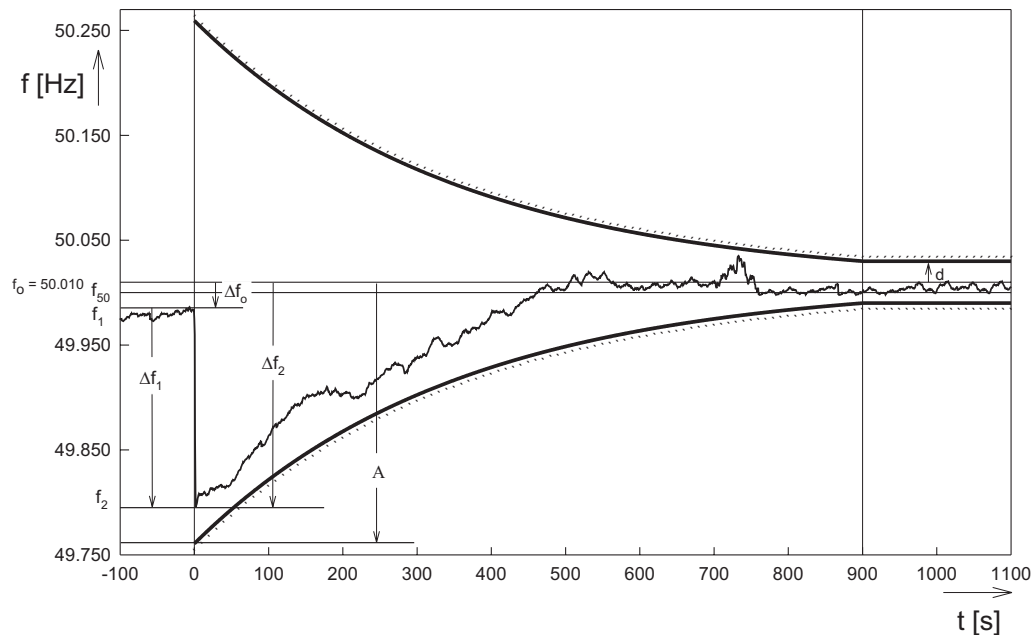
Krzywe trąbkowe dla danego zakłócenia określone są przy wykorzystaniu następujących wielkości (patrz rysunek poniżej):

- wartość zadana częstotliwości f_0 (na rysunku: $f_0 = 50.01$ Hz)
- rzeczywista wartość częstotliwości przed zakłóceniem f_1 (na rysunku: f_1 jest różne od f_0)
- maksymalne odchylenie częstotliwości po zakłóceniu Δf_2 , względem wartości zadanej f_0
- wartość utraconej mocy generowanej ΔP_a , będącej zakłóceniem.

Dla wymienionych powyżej parametrów występuje następująca zależność (patrz poniższy rysunek):

$$\Delta f_2 = f_2 - f_0 = \Delta f_1 + \Delta f_0$$

⁴ Wartość 1000 MW odnosi się tylko do pierwszej strefy synchronicznej, dla drugiej strefy synchronicznej wartość ta wynosi obecnie 250 MW.



Krzywa trąbkowa (obwiednia) wyznaczana jest z następującej zależności:

$$H(t) = f_0 \pm A \cdot e^{-t/T}$$

Wartość A przyjęto na podstawie wieloletnich obserwacji częstotliwości i wynosi ona

$$A = 1.2 \cdot \Delta f_2$$

CZĘSTOTLIWOŚĆ SYSTEMOWA musi zostać przywrócona do wartości zadanej z dokładnością $d = \pm 20 \text{ mHz}$ w ciągu 900 sekund (15 minut) po wystąpieniu zakłócenia. Dlatego stała czasowa T krzywej trąbkowej jest wyznaczana z następującego wzoru:

$$T = \frac{900}{\ln\left(\frac{A}{d}\right)} \quad \text{gdzie } T \leq 900 \text{ s} \quad \text{i} \quad |d| = 20 \text{ mHz}$$

Rodzina krzywych opisana dalej i pokazana na rysunku poniżej ilustruje wymaganą odpowiedź częstotliwości systemowej po wypadnięciu mocy ΔP_a .

Przy wypadnięciu mocy obowiązuje następująca zależność:

$$\lambda_u = \frac{\Delta P_a}{\Delta f_1} \quad \text{lub} \quad \Delta f_1 = \frac{\Delta P_a}{\lambda_u}$$

Zależność ta przyporządkowuje każdemu wypadnięciu mocy odpowiadającą mu odchyłkę częstotliwości Δf_1 .

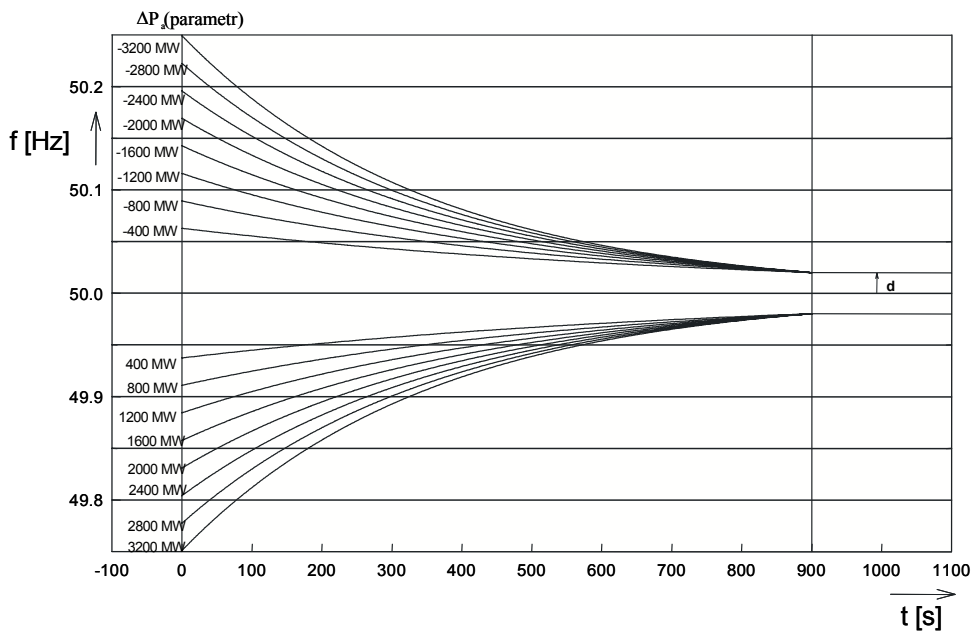
Wieloletnia obserwacja częstotliwości wykazała, że ODCHYLENIE CZĘSTOTLIWOŚCI Δf_0 jest często większa (do $\pm 30 \text{ mHz}$) przed zakłóceniem niż po zakończeniu procesu regulacji wtórnej (do $\pm 20 \text{ mHz}$). Wynika to z nieczułości REGULACJI PIERWOTNEJ i WTÓRNEJ oraz z niedokładności

pomiarów. Jest to uwzględnione w rodzinie krzywych poprzez zwiększenie współczynnika A^* o 30 mHz:

$$A^* = \pm 1.2 \cdot (|\Delta f_1| + 30 \text{ mHz}) = \pm 1.2 \cdot \left(\frac{1}{\lambda_u} \cdot |\Delta P_a| + 30 \text{ mHz} \right)$$

Wszystkie inne wartości początkowe nie zmieniają się. W ten sposób otrzymuje się następującą rodzinę krzywych $H^*(t)$

z ΔP_a jako parametrem:



$$H^*(t, \Delta P_a) = f_0 \pm A^* \cdot e^{-t/T}, \quad H^*(t, \Delta P_a) = f_0 \pm 1.2 \cdot \left(\frac{1}{\lambda} \cdot |\Delta P_a| + 30 \text{ mHz} \right)$$

Wielkość częstotliwości systemowej zależy od wielu okoliczności, czynników fizycznych oraz podstawowych mechanizmów regulacji (patrz ►A1-A), których nie można jasno rozróżnić dla ogółu przypadków. Dlatego zwykle dokonuje się analiz każdego przypadku osobno.

C. Regulacja trójna

[Instrukcja pracy systemów połączonych UCTE Temat 1 Rozdział C: Regulacja trójna, 2004]

[UCPTE-Ground Rules concerning primary and secondary control of frequency and active power within the UCPT, 1998 / Podstawowe zasady UCPT dotyczące pierwotnej i wtórnej regulacji częstotliwości i mocy czynnej w UCPT, 1998]

1. Wprowadzenie

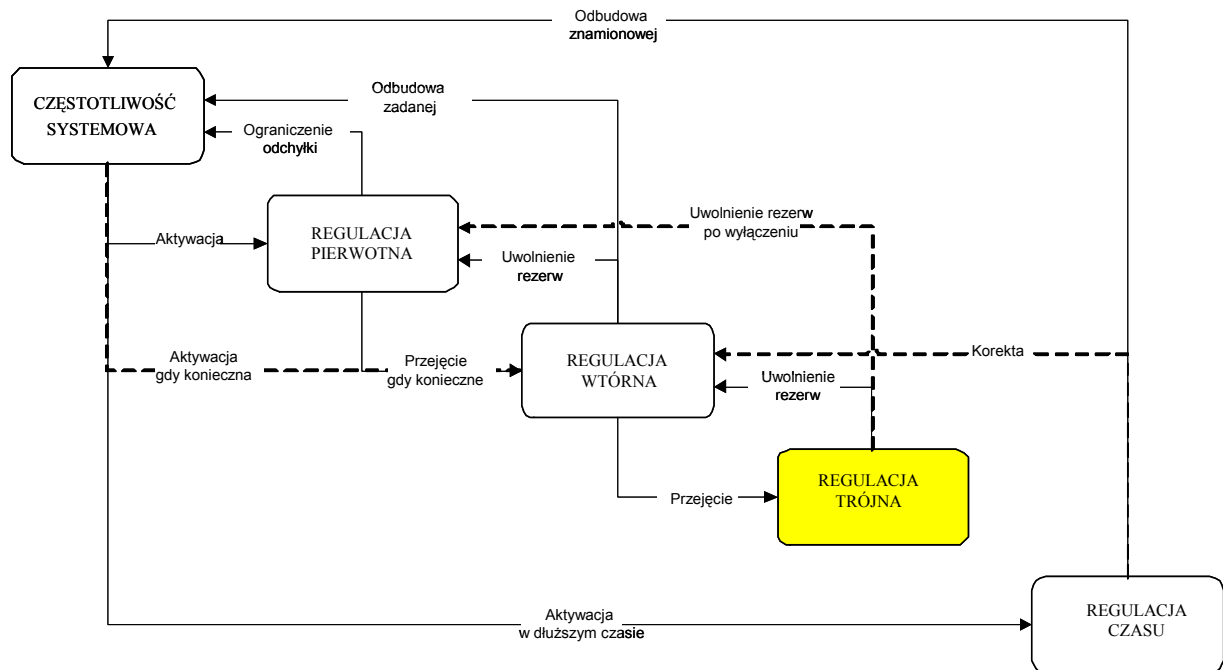
REGULACJA TRÓJNA jest to każde automatyczna lub ręczna zmiana punktu pracy uczestniczących w niej generatorów lub obciążenia, w celu:

- zagwarantowania dostarczenia odpowiedniej wielkości REZERWY REGULACJI WTÓRNEJ we właściwym czasie,
- możliwie najlepszego, ze względów ekonomicznych, rozdziału MOCY REGULACJI WTÓRNEJ między poszczególne generatory.

Zmiana ta może być osiągnięta poprzez:

- załączenie lub odłączenie generatorów (turbin gazowych, elektrowni zbiornikowych i szczytowo-pompowych, zwiększenie lub zmniejszenie mocy generatorów w ruchu);
- zmianę rozdziału obciążenia generatorów uczestniczących w regulacji wtórnej;
- zmianę planu mocy wymiany między pracującymi synchronicznie przedsiębiorstwami;
- sterowanie obciążeniem (na przykład scentralizowane telepolecenia lub kontrolowany AWARYJNY ZRZUT OBCIĄŻENIA).

Zwykle działanie REGULACJI TRÓJNEJ (jako przejęcie lub uzupełnienie REGULACJI WTÓRNEJ) jest ograniczone do okresów GRAFIKOWANIA, lecz zasadniczo ma ten sam wpływ na pracę połączoną jak REGULACJA WTÓRNA.

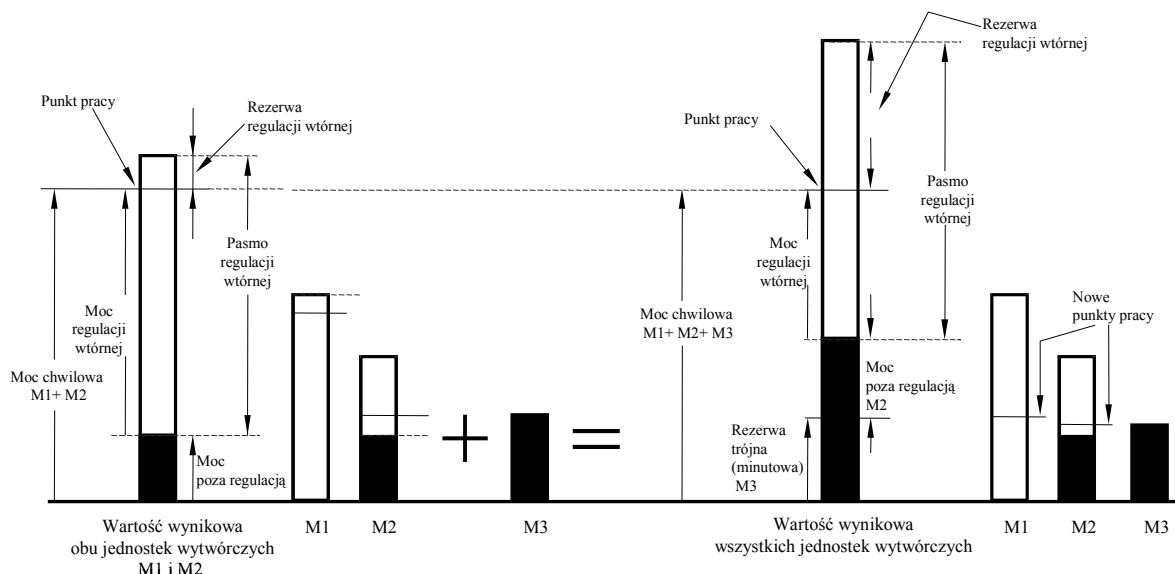


2. Rezerwa regulacji trójnej

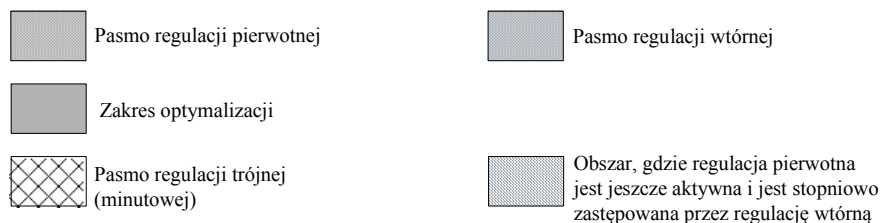
Moc, która może być automatycznie lub ręcznie przywoływana w ramach REGULACJI TRÓJNEJ, w celu zapewnienia / odbudowania odpowiedniej REZERWY REGULACJI WTÓRNEJ nazywana jest REZERWĄ REGULACJI TRÓJNEJ / rezerwą 15-minutową⁵. REZERWA REGULACJI TRÓJNEJ musi być wykorzystana w taki sposób, aby uczestniczyła w odbudowie PASMA REGULACJI WTÓRNEJ, jeśli to konieczne (szczegóły REGULACJI WTÓRNEJ patrz ►A1-B).

⁵ Ponieważ zwykle 15-minutowe są okresy GRAFIKOWANIA.

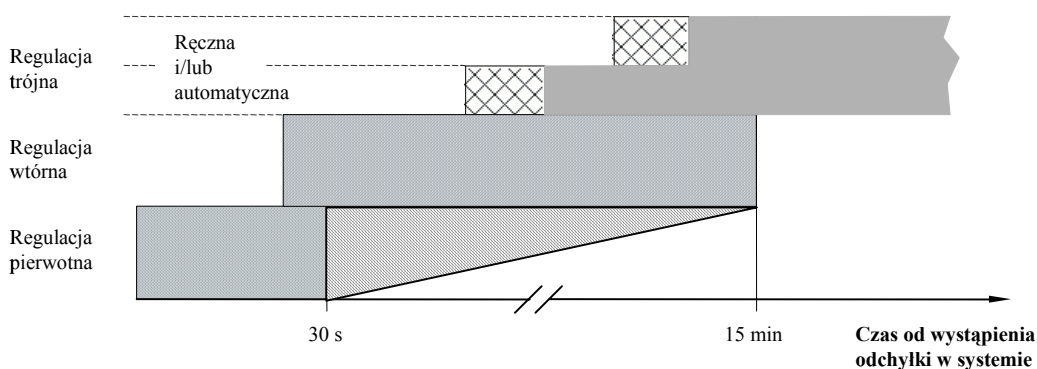
Zwiększenie rezerwy regulacji wtórnej poprzez załączenie, jako rezerwy trójnej (minutowej) jednostki wytwórczej M3 nie uczestniczącej w regulacji wtórnej



Odbudowa właściwego PASMA REGULACJI WTÓRNEJ może na przykład trwać do 15 minut, podczas gdy REGULACJA TRÓJNA w odniesieniu do optymalizacji pracy sieci i wytwarzania nie musi być jeszcze w tym czasie zakończona. Czasy (częściowo zachodzące na siebie) działania REGULACJI PIERWOTNEJ, WTÓRNEJ i TRÓJNEJ pokazano na rysunku poniżej.



Rodzaj regulacji



3. Ograniczenia mocy

Aby spełnić wymagania mocowe przy obliczeniach należy uwzględnić następujące elementy mocy niedyspozycyjnej:

- jednostki wytwórcze odstawione długoterminowo;
- jednostki wytwórcze odstawione do remontów i okresowych przeglądów;
- ograniczenia mocy związane z ograniczeniami w dostawach paliw (na przykład ograniczenia w dostawach gazu w miesiącach szczytu zimowego);
- ograniczenia mocy związane z ochroną środowiska (na przykład temperatura wody chłodzącej w lecie, zanieczyszczenie, itp.);
- ograniczenia mocy elektrowni wodnych związane z ograniczeniami hydrologicznymi lub ograniczeniami środowiskowymi (na przykład ograniczenia przepływu, itp.);
- rezerwa regulacji pierwotnej;
- rezerwy na pokrycie zmian w wytwarzaniu i zużyciu (rezerwa wtórna i trójna).

Dodatkowo do tych czynników, związanych bezpośrednio z produkcją należy uwzględnić również ograniczenia sieciowe, które mogą być przyczyną redukcji przesyłu produkowanej mocy.

D. Regulacja czasu

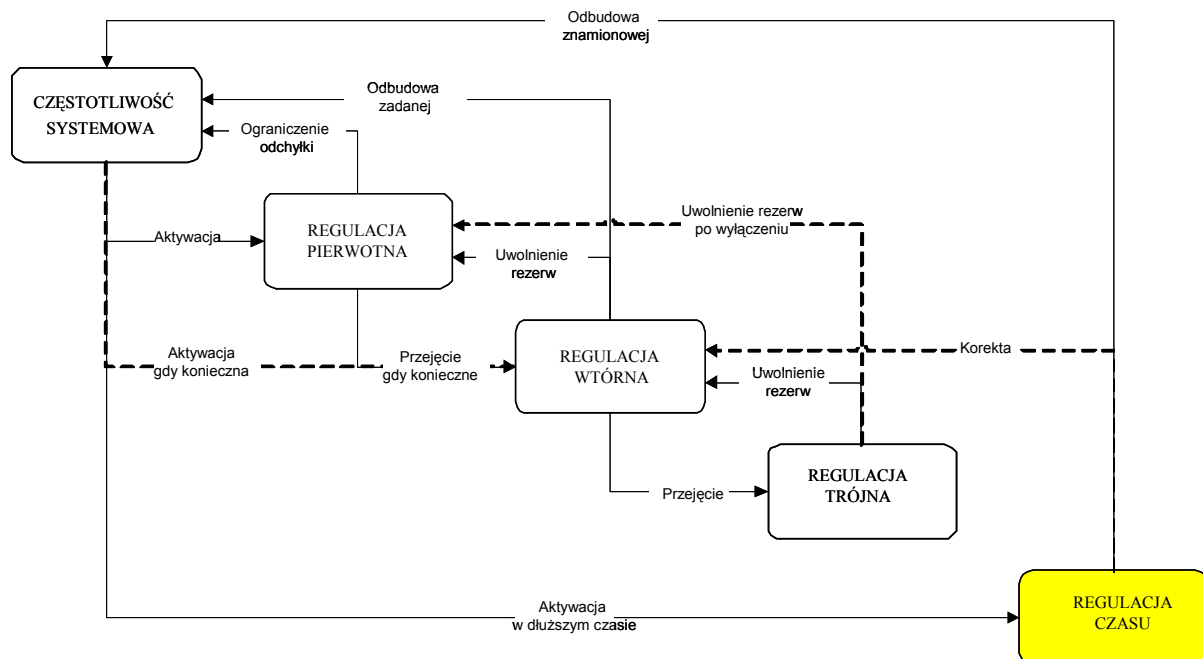
[Instrukcja pracy systemów połączonych UCTE Temat 1 Rozdział D: Regulacja czasu, 2004]

[UCPTE Rule: Technical rule for the correction of synchronous time, 1998 / Zasady UCPTE: Zasady techniczne dotyczące korekty czasu synchronicznego, 1998]

[UCPTE Rule: Recommendations for the frequency in the interconnected operation of the UCPTE, 1996 / Zasady UCPTE: Zalecenia dotyczące częstotliwości przy pracy synchronicznej w UCPTE, 1996]

1. Podsumowanie

Jeśli średnia CZĘSTOTLIWOŚĆ SYSTEMOWA w OBSZARZE SYNCHRONICZNYM różni się od częstotliwości znamionowej 50 Hz, to skutkiem jest rozbieżność między CZASEM SYNCHRONICZNYM a czasem uniwersalnym (UTC). To przesunięcie czasu służy jako wskaźnik jakości REGULACJI PIERWOTNEJ, WTÓRNEJ i TRÓJNEJ (równowaga mocy) i nie może przekraczać 30 sekund. Za obliczanie CZASU SYNCHRONICZNEGO oraz organizację korekty czasu odpowiedzialne jest centrum regulacyjne w Laufenburgu w Szwajcarii. Korekta polega na ustawieniu we wszystkich OBSZARACH / BLOKACH REGULACYJNYCH wartości zadanej częstotliwości dla REGULACJI WTÓRNEJ na poziomie 49.99 Hz lub 50.01 Hz, w zależności od rodzaju korekty, dla wszystkich okresów danej doby (od godziny 0 do 24).



Jakość CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ będzie uważana za zadowalającą w okresie jednego miesiąca jeśli:

- odchylenie standardowe dla 90% i 99% przedziałów pomiarowych jest mniejsza niż odpowiednio 40 mHz i 60 mHz w danym miesiącu dla całego miesięcznego okresu;

- liczba dni pracy z częstotliwością zadaną 49.99 Hz lub 50.01 Hz nie przekracza ośmiu (do potwierdzenia w praktyce).

E. Środki podejmowane w warunkach awaryjnych

[Instrukcja pracy systemów połączonych UCTE Temat 1 Rozdział E: Środki podejmowane w warunkach awaryjnych, 2004]

[UCPTE Rule 15: Measures for frequency control and precautions for the decrease of the frequency value, 1965 / UCPTE Zasada 15: Środki podejmowane dla celów regulacji częstotliwości oraz dla obniżenia wielkości częstotliwości, 1965]

[UCPTE Rule 33: Recommendations for measures for frequency control and large disturbances, 1983 / UCPTE Zasada 33: Zalecenia dotyczące środków podejmowanych w celu regulacji częstotliwości i w przypadku wystąpienia dużych zakłóceń, 1983]

[UCPTE Rule: Recommendations for the frequency in the interconnected operation of the UCPTE, 1996 / Zasada UCPTE: Zalecenia dotyczące częstotliwości przy pracy synchronicznej w UCPTE, 1996]

1. Wprowadzenie

Bezpośrednie środki podejmowane w warunkach awaryjnych opierają się w pewnym stopniu na założeniu, że w przypadku dużego zakłócenia (krótkotrwałego i niezależnie od lokalizacji), bardziej akceptowalne są lokalne ograniczenia w dostawach energii elektrycznej niż konsekwencje rozszerzających się wyłączeń sieciowych skutkujących wielogodzinnymi wyłączeniami mocy. Podstawowe zasady „bezpieczeństwa operacyjnego” opisane są w temacie 3 (patrz ►P3).

Głównym kryterium sygnalizującym sytuację awaryjną jest CZĘSTOTLIWOŚĆ SYSTEMOWA, będąca parametrem globalnym. Ponieważ ma ona tę samą wartość w całym systemie połączonym wszyscy partnerzy automatycznie uczestniczą w usunięciu problemu poprzez automatyczne zadziałanie REGULATORÓW PIERWOTNYCH (patrz ►A1-A). Wskaźnikami lokalnymi, informującymi o możliwej sytuacji awaryjnej są „przeciążenia międzynarodowych LINII WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ”, na skutek których mogą zadziałać automatyczne urządzenia zabezpieczające, a co za tym idzie izolacja pewnej części systemu. Ważnymi sygnałami lokalnymi informującymi o sytuacji awaryjnej jest również „obniżenie napięcia w elementach sieci przesyłowej”, co może spowodować lawinę napięć na skutek nienormalnie dużych przepływów w sieci przesyłowej mocy biernej.

Przeciwdziałania regulatora centralnego i środków podejmowanych w warunkach awaryjnych (na przykład w przypadku obrony systemu przy dużym spadku częstotliwości) można uniknąć podejmując skoordynowane działania.

2. Zalecenia dla awaryjnego zrzutu obciążenia.

Dla celów AWARYJNEGO ZRZUTU OBCIĄŻENIA muszą być zdefiniowane odpowiednie progi częstotliwości. UCTE zaleca, aby jej członkowie rozpoczęli pierwszy etap automatycznego odłączania obciążenia w odpowiedzi na wartość częstotliwości w systemie nie niższą niż 49 Hz.

- Nagłe zakłócenie o wielkości 3000 MW mocy generowanej w danej chwili w warunkach pracy normalnej bez żadnych innych zakłóceń musi zostać pokryte wyłącznie przez działanie REGULATORÓW PIERWOTNYCH, bez uaktywnienia zależnego od częstotliwości AWARYJNEGO ZRZUTU OBCIĄŻENIA.

- W przypadku spadku częstotliwości do wartości 49 Hz, wskutek automatycznego AWARYJNEGO ZRZUTU OBCIĄŻENIA odłącza się minimum 10% - 20% obciążenia. Plany odłączania opracowywane są przez OSP-y na szczeblu krajowym. W przypadku niższych wartości CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWYCH, synchronicznie pracująca sieć UCTE może podzielić się na podobszary. W takim przypadku, w tych obszarach, w których występuje brak mocy wytwórczych zaistnieją znacznie trudniejsze warunki. Z tego też powodu, rozszerzające się zadziałania zabezpieczeń dla AWARYJNEGO ZRZUTU OBCIĄŻENIA w odpowiedzi na spadek częstotliwości pozwoli zmniejszyć obciążenie systemu do poziomu wystarczającego dla przywrócenia zbilansowania w tych obszarach, zanim osiągnięty zostanie próg, przy którym elektrownie przechodzą na pracę wyspową z zasilaniem potrzeb własnych lub też wyłączane są agregaty wytwórcze.

Następne stopnie odciążania ze zrzutem około 10 – 15% obciążenia powinny mieć miejsce przy częstotliwościach odpowiednio 48.7 Hz i 48.4 Hz (lub jak w przypadku Francji – 48.5 Hz i 48.0 Hz). Partnerzy powinni akceptować AWARYJNY ZRZUT OBCIĄŻENIA także wtedy, gdy zakłócenie pojawiło się poza ich OBSZAREM REGULACYJNYM.

Częstotliwości, przy których następują kolejne zrzuty obciążenia powinny być modyfikowana przez danego OSP – nawet nieznaczne jej odchylenia spowodują stopniowe zwiększenie obciążenia.

- Wielkość AWARYJNEGO ZRZUTU OBCIĄŻENIA dla każdego stopnia należy określić tak, aby zminimalizować możliwość dalszego, niekontrolowanego podziału systemu, utraty wytwarzania lub awarii totalnej.

3. Zalecenia dla elektrowni.

W stosunku do elektrowni odnoszą się następujące możliwe środki stosowane w warunkach awaryjnych:

- Przy 49.8 Hz elektrownie szybkiego startu powinny być przyłączone do sieci
- W warunkach awaryjnych oraz wtedy, gdy to konieczne tryb pracy jednostek wytwórczych (cieplnych) powinien/może zmienić się z trybu regulacji mocy w tryb regulacji prędkości obrotowej. Szybka zmiana wszystkich parametrów dla całego zakresu pracy jest możliwa, ale wysoko nieekonomiczna.
- Elektrownie automatycznie i bezzwłocznie odłączają się od systemu przy częstotliwości 47.5 Hz⁶ i bronią zasilania potrzeb własnych. Praca elektrowni poniżej tej częstotliwości jest zagrożona (utrata mocy w urządzeniach potrzeb własnych, niebezpieczeństwo wibracji, zniszczeń łopatek turbiny i fundamentów budynku głównego).

⁶ Krytyczny dolny limit częstotliwości systemowej 47,5 Hz (a także górny limit 52,5 Hz) jest krytyczny przede wszystkim dla zespołów wytwórczych ponieważ może z przyczyn bezpieczeństwa spowodować automatyczne odłączenie generatorów.

4. Zalecenia dla elektrowni w zakresie regulacji U/Q

Środki podejmowane w warunkach awaryjnych w zakresie regulacji U/Q mogą być wspierane przez:

- transformatory z regulacją (przełączaniem zacze­pów) pod obciążeniem.
- kompensatorów statycznych

Należy podjąć środki w celu utrzymania źródeł mocy biernej w pobliżu miejsc poboru celem zminimalizowania przesyłu mocy biernej przez sieć.