

Zasady określania wielkości FRR

Opracowane na podstawie art. 157 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej

I. Podstawa prawna i cel dokumentu

- 1) Zasady określania wielkości FRR (dalej: Zasady) zostały opracowane są przez PSE jako jedynego OSP z bloku LFC podlegającego w dacie przedkładania niniejszych Zasad do zatwierdzenia stosowaniu art. 157 ust. 1 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (dalej: SO GL).
- 2) Celem Zasad jest określenie:
 - a) trybu i warunków określania wielkości FRR,
 - b) szczegółowej metodyki wyznaczania wielkości FRR,
 - c) sposobu i zasad informowania uczestników rynków energii o wymaganej wielkości FRR,
 - d) zasad i trybu dokonywania zmian
- 3) W przypadku wystąpienia rozbieżności w zakresie postanowień określonych w Warunkach oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (dalej: IRiESP), obowiązujące będą postanowienia niniejszych Zasad.
- 4) Zasady sporządzone zostały w języku polskim i ta wersja językowa jest obowiązująca. Inne wersje językowe mają charakter wyłącznie informacyjny.

II. Tryb i warunki wdrożenia i wejścia w życie Zasad

- 1) Niniejsze Zasady podlegają konsultacjom z zainteresowanymi stronami zgodnie z art. 11 ust. 1 SO GL zgodnie z poniższymi zasadami:
 - a) OSP publikuje na swojej stronie internetowej komunikat informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji Zasad, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie trwania konsultacji, nie krótszym niż jeden miesiąc;
 - b) po upływie okresu konsultacji oraz uwzględnieniu w należyty sposób opinii zainteresowanych stron, OSP przedkłada Zasady Prezesowi URE do zatwierdzenia wraz z raportem z konsultacji uzasadniającym sposób uwzględnienia uwag zainteresowanych stron;
 - c) OSP publikuje przedłożone Zasady oraz raport z konsultacji na swojej stronie internetowej.
- 2) Zasady podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE i wchodzi w życie z datą określoną w decyzji zatwierdzającej.
- 3) OSP publikuje zatwierdzone Zasady na swojej stronie internetowej.

III. Definicje stosowanych pojęć oraz wykaz skrótów i oznaczeń

- 1) Do celów niniejszych zasad, stosuje się definicje zawarte w:
 - a) Art. 3 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej;
 - b) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej;

- 2) Poniższe definicje powtórzone są za wskazanymi wyżej dokumentami:
- a) „obszar regulacyjny mocy i częstotliwości” („obszar LFC”) oznacza część obszaru synchronicznego lub cały obszar synchroniczny, fizycznie wydzielony przez punkty pomiaru w połączeniach wzajemnych z innymi obszarami LFC, eksploatowane przez co najmniej jednego OSP wypełniającego obowiązki w zakresie regulacji mocy i częstotliwości;
 - b) „blok regulacyjny mocy i częstotliwości” („blok LFC”) oznacza część obszaru synchronicznego lub cały obszar synchroniczny, fizycznie wydzielony przez punkty pomiaru w połączeniach wzajemnych z innymi blokami LFC, obejmujące co najmniej jeden obszar LFC, eksploatowane przez co najmniej jednego OSP wypełniającego obowiązki regulacji mocy i częstotliwości;
 - c) „rezerwy odbudowy częstotliwości” („FRR”) oznaczają rezerwy mocy czynnej dostępne w celu odbudowy częstotliwości systemu do wartości znamionowej, a w przypadku obszaru synchronicznego obejmującego więcej niż jeden obszar LFC – w celu przywrócenie salda wymiany do wartości grafikowej;
 - d) „czas odbudowy częstotliwości” oznacza maksymalny przewidywany czas po wystąpieniu chwilowego niezbilansowania mocy nie większego niż incydent referencyjny, w którym częstotliwość systemu powraca do standardowego zakresu w przypadku obszarów synchronicznych z tylko jednym obszarem LFC, a w przypadku obszarów synchronicznych z więcej niż jednym obszarem LFC – maksymalny dopuszczalny czas po wystąpieniu chwilowego niezbilansowania mocy danego obszaru LFC, w którym niezbilansowanie jest skompensowane;
 - e) „incydent referencyjny” oznacza maksymalne dodatnie lub ujemne niezbilansowanie występujące chwilowo między wytwarzaniem a odbiorem w obszarze synchronicznym, przyjmowane dla zwymiarowania FCR;
 - f) „automatyczne FRR (aFRR)” oznaczają FRR które można aktywować za pomocą automatycznego regulatora;
 - g) „zwłoka aktywacji automatycznych FRR” oznacza czas między ustawieniem nowej wartości zadanej w regulatorze odbudowy częstotliwości a faktycznym rozpoczęciem dostawy automatycznych FRR;
 - h) „czas pełnej aktywacji automatycznych FRR” oznacza czas między ustanowieniem nowej wartości zadanej w regulatorze odbudowy częstotliwości a aktywacją lub dezaktywacją automatycznej FRR (aFRR);
 - i) „umowa operacyjna bloku LFC” oznacza wielostronną umowę pomiędzy wszystkimi OSP z danego bloku LFC, w przypadku gdy dany blok LFC jest eksploatowany przez więcej niż jednego OSP, a także oznacza metodykę operacyjną bloku LFC, która ma zostać przyjęta jednostronnie przez właściwego OSP, w przypadku gdy blok LFC jest eksploatowany przez tylko jednego OSP;
 - j) „niezbilansowanie bloku LFC” oznacza sumę FRCE, aktywacji FRR i aktywacji rezerwy RR w bloku LFC oraz wymiany mocy kompensowania niezbilansowań, wymiany mocy odbudowy częstotliwości, a także wymiany mocy zastępczej danego bloku LFC z innymi blokami LFC;
- 3) Ponadto w niniejszych Zasadach zastosowano następujące definicje i interpretacje:
- a) „Polski Blok Regulacyjny” oznacza blok LFC obejmujący jeden obszar LFC i system przesyłowy PSE, pokrywający się z polskim obszarem rynkowym, zsynchronizowany z europejskimi systemami przesyłowymi tworzącymi obszar synchroniczny Europy kontynentalnej;
 - b) „normalne odchylenie bilansowe”, oznacza różnicę między wielkościami planowanymi i prognozowanymi, a rzeczywistymi wytwarzania, zapotrzebowania, salda importu i eksportu energii; normalne odchylenia obejmują zaburzenia stochastyczne, deterministyczne i błędy prognoz;
 - c) „zakłócenie” oznacza sporadyczne odchylenia bilansowe, spowodowane chwilowym odchyleniem między wytwarzaniem, a zapotrzebowaniem w obszarze LFC;

- d) „największe zakłócenie w bloku LFC” odpowiada incydentowi referencyjnemu zdefiniowanemu w art. 3 ust. 2 pkt 58 rozporządzenia SO GL;
 - e) „Incydent wymiarowania” zdefiniowany w art. 3 ust. 2 (109) rozporządzenia SO GL składa się z normalnego odchylenia bilansowego i zakłócenia, niezależnie od przyczyn;
 - f) „uchyb obszarowy” („ACE”) oznacza sumę uchybu regulacji mocy („ ΔP ”), to znaczy różnicę pomiędzy zmierzonym rzeczywistym saldem wymiany w czasie rzeczywistym („P”) a sumą grafików wymiany („P0”) określonego obszaru LFC lub bloku LFC, oraz odchyłki regulacji częstotliwości („ $K \cdot \Delta f$ ”), to znaczy iloczynu współczynnika K i odchyłki częstotliwości tego konkretnego obszaru LFC lub bloku LFC, gdzie uchyb obszarowy równa się $\Delta P + K \cdot \Delta f$;
 - g) „uchyb regulacyjny odbudowy częstotliwości” („FRCE”) oznacza uchyb regulacji dla FRP, który jest równy ACE danego obszaru LFC lub równy odchyłce częstotliwości, gdzie obszar LFC odpowiada pod względem geograficznym obszarowi synchronicznemu.
- 4) Stosowane są ponadto następujące skróty:
- a) IRiESP: Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej;
 - b) SO GL: Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej;
 - c) IGCC: International Grid Control Cooperation;
 - d) TDG: Total Desired Generation;
 - e) TRG: Total Requested Generation.

IV. Szczegółowe zasady określania wielkości FRR

A. Blok LFC objęty Zasadami

- 1) Niniejsze Zasady dotyczą Polskiego Bloku Regulacyjnego.
- 2) Zasady funkcjonowania Polskiego Bloku Regulacyjnego, reguluje umowa zawarta przez PSE S.A. oraz Ukrenergo w dniu 7 czerwca 2011 r. na czas nieoznaczony, której przedmiotem są kwestie regulacji mocy i częstotliwości w ramach bloku (dalej: Umowa Bloku LFC).
- 3) Na mocy Umowy Bloku LFC, PSE ma określone obowiązki w zakresie regulacji mocy i częstotliwości w odniesieniu do całości Polskiego Bloku Regulacyjnego; stosowne zasady techniczne i organizacyjne wynikają w tym zakresie z załącznika 1 do Instrukcji – Regulacja mocy i częstotliwości; ponadto, strony określiły podstawowe parametry regulacji mocy i częstotliwości dla systemów wchodzących w skład Polskiego Bloku Regulacyjnego, w tym wymaganą wielkość rezerwy regulacji pierwotnej (załącznik 1 do Umowy Bloku LFC).
- 4) W ramach przedmiotowego bloku LFC:
 - a) nie występują obecnie geograficzne ograniczenia rozkładu i wymiany rezerwy FRR, w związku z tym do czasu ewentualnego zidentyfikowania w przyszłości takich ograniczeń, ich wpływ na wyznaczenie wymaganego poziomu rezerwy FRR nie jest uwzględniany w niniejszych Zasadach;
 - b) nie zawarto umów współdzielenia rezerwy FRR z innymi blokami LFC, w związku z tym do czasu ewentualnego zawarcia takich umów, ich wpływ na wyznaczenie wymaganego poziomu rezerwy FRR nie jest uwzględniany w niniejszych Zasadach.

B. Dane wejściowe do metodyki wyznaczania wymaganego poziomu rezerwy FRR

- 1) Do celów wyznaczenia wymaganego poziomu FRR, identyfikuje się odrębne źródła niezbilansowania, cechujące się tym, że:
 - a) łącznie źródła niezbilansowania obejmują wszystkie składowe bilansu mocy, z wyłączeniem:
 - i) skutków awarii systemowych, prowadzących do awaryjnych ograniczeń odbiorców, w tym ograniczeń wynikających z realizacji działań obrony i odbudowy systemu,
 - ii) skutków pozostałych wymuszonych ograniczeń odbiorców,
 - iii) skutków ograniczania wytwórców z przyczyn bilansowych,
 - iv) udzielonej lub otrzymanej pomocy międzyoperatorskiej;
 - b) każde źródło niezbilansowania opisane jest przez dwa szeregi czasowe, z których:
 - i) jeden obejmuje dane rzeczywiste (pomiarowe), lub inne, najlepsze dostępne OSP, przybliżenie danych rzeczywistych (dalej: Szereg Danych Rzeczywistych),
 - ii) drugi opisuje plany lub prognozy danej składowej bilansu mocy, obowiązujące w chwili wyznaczania zapotrzebowania na rezerwę FRR, w ramach procesów planowania dobowego (dalej: Szereg Danych Planowanych),
 - c) każde źródło niezbilansowania jednocześnie spełnia poniższe warunki:
 - i) charakteryzuje się zmiennością poziomu niezbilansowania, która może być zależna od innego zbioru czynników, niż w wypadku innych źródeł niezbilansowania,
 - ii) wykazuje zmienność wielkości niezbilansowania, w istotnej mierze niezależną od wielkości niezbilansowania związanych z pozostałymi źródłami niezbilansowania.
- 2) Wyróżnia się co najmniej następujące źródła niezbilansowania:
 - a) rozbieżność między rzeczywistym zapotrzebowaniem, a prognozą zapotrzebowania,
 - b) rozbieżność między rzeczywistą łączną mocą wytworzoną przez JWCD, a łączną mocą zakontraktowaną w ramach transakcji handlowych w JWCD,
 - c) rozbieżność między rzeczywistą łączną mocą wytworzoną przez nJWCDc, a łączną mocą zaplanowaną i zgłoszoną przez nJWCDc,
 - d) rozbieżność między rzeczywistą łączną mocą wytworzoną przez moce wytwórcze wiatrowe, a łączną mocą zaprognozowanej przez OSP generacji wiatrowej,
 - e) rozbieżność między rzeczywistą łączną mocą wytworzoną przez moce wytwórcze słoneczne, a łączną mocą zaprognozowanej przez OSP generacji słonecznej,
 - f) rozbieżność między wielkością rzeczywistej transgranicznej wymiany handlowej na profilu niesynchronicznym, a łączną mocą wymiany zakontraktowaną w ramach transakcji handlowych na tym profilu.
- 3) Ponadto, do celów wyznaczania wymaganego poziomu FRR, uwzględnia się:
 - a) historyczny poziom niezbilansowania Polskiego Bloku Regulacyjnego, składający się z kolejnych zapisów historycznych niezbilansowania obszaru LFC, zgodnie z wymaganiami dla zapisów historycznych w artykule 157 ust. 2 lit. a) rozporządzenia SO GL,
 - b) łączną historyczną niezbilansowania bloku LFC, wraz z warunkami pracy bloku LFC, a w tym:
 - i) uchyb obszarowy bloku LFC (ACE, oryginalne i skorygowane w procesie IGCC),
 - ii) ΔP (wynikowe i składowe),
 - iii) Δf (wynikowe i składowe),
 - iv) chwilowe wartości TRG i TDG,
 - c) łączną moc minimalną (minima techniczne), moc dyspozycyjną i moc wytwarzaną w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych z czynną automatyką LFC,

- d) zarejestrowane historyczne oraz trwające incydenty wpływające na bilans mocy, dotyczące jednostek wytwórczych, niesynchronicznych połączeń wymiany transgranicznej oraz jednostek odbiorczych,
 - e) przez warunki pracy bloku LFC rozumie się co najmniej jeden z dwóch szeregów czasowych, o których mowa w p. IV.B.1).b) wyżej.
- 4) W celu uwzględnienia zależności wielkości niezbilansowania różnych źródeł niezbilansowania od innych uwarunkowań, do celów wyznaczania wymaganego poziomu FRR mogą być ponadto wykorzystane informacje historyczne dotyczące:
- a) warunków pogodowych,
 - b) daty, w tym dnia tygodnia,
 - c) rodzaju doby (świąt i dni wolnych od pracy oraz innych charakterystycznych rodzajów dób, mogących wykazywać statystycznie istotną korelację z poziomami niezbilansowania jednego lub więcej źródeł niezbilansowania).

C. Dane historyczne o niezbilansowaniu bloku LFC

- 1) Wyznaczanie rezerwy FRR realizowane jest metodą probabilistyczną, gdzie dla zadanego poziomu pewności, że wyznaczona wielkość wymagana rezerwy FRR bloku LFC będzie wystarczająca do pokrycia niezbilansowania; w tym celu niezbędne jest zidentyfikowanie funkcji rozkładu prawdopodobieństwa łącznej wielkości niezbilansowania;
- a) W tym celu, zgodnie z opisem zawartym w sekcji IV.B.1), zidentyfikowane są cząstkowe rozkłady niezbilansowania, związane z odrębnymi i rozłącznymi źródłami niezbilansowania, które są następnie przekształcane w łączną funkcję rozkładu prawdopodobieństwa niezbilansowania;
 - b) Zapisy historyczne, które są wymagane do wyznaczenia wymaganej wielkości rezerwy FRR, obejmują:
 - i) Dane o rozdzielczości czasowej nie mniejszej niż 15 minut, za okres co najmniej dwóch lat kalendarzowych;
 - ii) Odrębnie dla każdego ze zidentyfikowanych źródeł niezbilansowania, o których mowa w p. IV.B.2), Szereg Danych Rzeczywistych oraz Szereg Danych Planowanych;
 - iii) Szereg czasowy rzeczywistej wielkości łącznej niezbilansowania, które było bilansowane z wykorzystaniem rezerw, o którym mowa w p. IV.B.3).b),;
 - iv) Dodatkowe informacje, o których mowa w p. IV.B.4);
 - v) Lista okresów, w których dane któregośkolwiek z powyższych szeregów czasowych są:
 - (1) niedostępne,
 - (2) błędne,
lub
 - (3) są wynikiem jednego ze stanów funkcjonowania systemu, o których mowa wśród wyłączeń wskazanych w IV.B.1), kiedy różnica między co najmniej jednym Szeregiem Danych Rzeczywistych, a odpowiadającym mu Szeregiem Danych Planowanych wynika z takiego stanu funkcjonowania systemu, dla którego nie może być interpretowana, jako faktyczna wielkość niezbilansowana związanego z danym źródłem niezbilansowania (np. wprowadzenie stopni zasilania prowadzi do zużycia energii poniżej wielkości prognozy zapotrzebowania).
- 2) Uwzględniany okres zapisów historycznych:
- a) Okres uwzględniany dla przedmiotowych zapisów musi być reprezentatywny i obejmować co najmniej okres trzech pełnych lat, kończący się nie wcześniej niż 6 miesięcy przed datą wyznaczenia cząstkowych rozkładów niezbilansowania;

- b) O ile to możliwe, po uwzględnieniu niezasadności uwzględnienia danych, o których mowa w p. 1)b)v) wyżej, uwzględniany okres powinien obejmować:
 - i) co najmniej dwie dane kwadransowe dla każdej godziny handlowej każdej doby, która nie podlegała wykluczeniu,
 - ii) w każdym miesiącu, dane z co najmniej 15 dni roboczych oraz co najmniej 8 dni wolnych.

D. Parametry wymiarowania i aktywacji automatycznych i ręcznych rezerw FRR

- 1) Wymagany stosunek automatycznych FRR do nieautomatycznych FRR określa się następująco:
 - a) Całkowity wolumen osobno dodatniej i ujemnej rezerwy FRR dla bloku LFC, jest sumą automatycznego i ręcznego FRR dla normalnego odchylenia bilansowego, powiększoną o sumę automatycznego i ręcznego FRR dla zakłóceń, w odpowiednim kierunku (dodatnim lub ujemnym);
 - b) Wskazane wyżej wielkości wymaganych rezerw automatycznego FRR oraz wymaganych rezerw ręcznego FRR, odrębnie w kierunku dodatnim oraz ujemnym, określają stosunek między automatycznym i ręcznym FRR dla bloku LFC.
 - c) Požadany poziom minimalnego udziału rezerwy automatycznej FRR powinien wynosić co najmniej 40% całkowitego wolumenu FRR, przy czym nie mniej niż 400MW automatycznej FRR, z zastrzeżeniem:
 - i) wielkość rezerwy aFRR będzie dostępna w zgłoszonych ofertach.
 - ii) udział aFRR w całkowitym wolumenie FRR może zostać zrewidowany przez OSP, przy uwzględnieniu możliwości zapewnienia odpowiednich kryteriów jakości regulacji obszaru regulacyjnego przy zwiększonym udziale manualnej FRR oraz kosztu pozyskania rezerw.
- 2) Do celów wymiarowania rezerwy FRR przyjmuje się, iż czas pełnej aktywacji nie przekroczy:
 - a) 5 minut dla automatycznej rezerwy FRR,
 - b) 12,5 minut dla ręcznej rezerwy FRR.
- 3) Jako horyzont badania zmienności zapotrzebowania na rezerwy FRR w dniu n przyjmuje się okres rozpoczynający się w momencie ustalenia wielkości rozpoczęcia kontraktacji rezerw FRR na ten dzień, powiększony o czas niezbędny do wyznaczenia wymaganego poziomu rezerwy FRR.

E. Określanie wielkości incydentu referencyjnego

- 1) Przez wielkości incydentu referencyjnego rozumie się wielkość chwilowej zmiany mocy czynnej, która może wynikać z wystąpienia dowolnego spośród zdefiniowanych niżej incydentów referencyjnych o różnych przyczynach.
- 2) W celu wyznaczenia wielkości incydentu referencyjnego, analizuje się niezależnie następujące rodzaje zdarzeń, mogących prowadzić do chwilowego niebilansowania mocy czynnej:
 - a) incydenty związane z wytwarzaniem mocy:
 - i) w kierunku dodatnim: moc dyspozycyjna największego bloku wytwórczego, nie będącego w stanie odstawienia awaryjnego lub remontowego,
 - ii) w kierunku ujemnym: nie dotyczy,
 - b) incydenty związane z poborem mocy:
 - i) w kierunku dodatnim: nie dotyczy,
 - ii) w kierunku ujemnym: moc przyłączeniowa największego pojedynczego punktu poboru odbiorcy końcowego, przyłączonego do systemu przesyłowego,
 - c) incydenty związane z wymianą międzynarodową na profilu niesynchronicznym:

- i) w kierunku dodatnim: największa moc znamionowa pojedynczego dyspozycyjnego łącza przesyłowego na profilu asynchronicznym (wszystkie tory prądowe),
- ii) w kierunku ujemnym: największa moc znamionowa pojedynczego dyspozycyjnego łącza przesyłowego na profilu asynchronicznym (wszystkie tory prądowe),
- d) incydenty związane z magazynowaniem energii:
 - i) w kierunku dodatnim: największa łączna moc znamionowa oddawania energii z pojedynczego magazynu energii (w tym z elektrowni szczytowo pompowej),
 - ii) w kierunku ujemnym: nie dotyczy.
- 3) Jako incydent referencyjny dla bloku LFC, w kierunku dodatnim i osobno w kierunku ujemnym, przyjmowany jest największy z incydentów referencyjnych, u uwzględnieniu kierunku zmiany bilansu mocy czynnej.
- 4) Definiuje się:
 - a) wielkość incydentu referencyjnego w kierunku ujemnym: P_{IRefU} [MW] oraz
 - b) wielkość incydentu referencyjnego w kierunku dodatnim: P_{IRefD} [MW].
- 5) Wielkości te przyjmuje się jako niezmiennie w okresie obowiązywania ogłoszonych wielkości incydentów referencyjnych.

F. Wymagany poziom pewności pokrycia dodatniego i ujemnego niezbilansowania

- 1) Wymaga się, by całkowita wielkość dodatniej rezerwy FRR dla bloku LFC była wystarczająca do pokrycia dodatniego niezbilansowania bloku LFC przez co najmniej 99% czasu, w oparciu o dane historyczne o których mowa w sekcji IV.B.
- 2) Wymaga się, by całkowita wielkość ujemnej rezerwy FRR dla bloku LFC była wystarczająca do pokrycia ujemnego niezbilansowania bloku LFC przez co najmniej 99% czasu, w oparciu o dane historyczne o których mowa w sekcji IV.B.
- 3) Rezerwa mocy FRR bloku LFC musi być wystarczająca do przestrzegania bieżącego celu FRCE bloku LFC.
- 4) Stosując probabilistyczną metodologię obliczania prawdopodobieństw, o której mowa w ust. 1 i 2 niniejszego artykułu, OSP bierze pod uwagę:
 - a) Ograniczenia wynikające z ewentualnego naruszenia bezpieczeństwa pracy i wymagań dostępności FRR określonych w umowie bloku LFC;
 - b) Wszelkie oczekiwane znaczące zmiany w rozkładzie niezbilansowania bloku LFC; lub
 - c) Inne istotne czynniki wpływające na sytuację bilansową w okresie, którego dotyczy wyznaczana wymagana wielkość rezerwy FRR.

G. Metoda probabilistyczna wyznaczania FRR – zasady ogólne

- 1) Na podstawie danych historycznych o sytuacji bilansowej, na dobę przed zamknięciem każdego kwadransa handlowego, wyznaczany jest, zależny od prognozowanych warunków pracy systemu i charakterystyki doby rozkład niezbilansowania, rozumianego jako ryzyko odchylenia FRCE od bieżących parametrów docelowych obszaru LFC, zakładając brak działań regulacyjnych w celu ich przywrócenia.
- 2) Wymagana wielkość FRR wyznaczana jest w oparciu o bazujące na danych historycznych oszacowania rozkładów odchylenia, wynikających z poszczególnych przyczyn niezbilansowania, z uwzględnieniem:
 - a) charakterystyki sezonowej wszystkich źródeł niezbilansowania,

- b) przypisanej do każdej doby charakterystyki dni roboczych, wolnych, świąt i relacji między nimi,
 - c) optymalnego grupowania zmiennych losowych opisujących poszczególne odchylenia, uwzględniającego charakterystykę rozkładów i licznosc próbek danych empirycznych, na podstawie których zostały one oszacowane,
 - d) współczynniki kalibrowania, odzwierciedlające relację między łącznym zaobserwowanym rozkładem niebilansowania oraz obserwowanymi historycznymi wartościami odchyleń pochodzących z różnych źródeł niebilansowania.
- 3) Rozkłady niepewności dla poszczególnych składników bilansu (źródeł niebilansowania) będzie aktualizowany w oparciu o nowo rejestrowane pomiary w ustalonej częstotliwości, nie rzadszej niż raz na kwartał.
- 4) Rozkład łącznego niebilansowania będzie wyznaczany na bieżąco, z uwzględnieniem planów/prognoz warunków pracy systemu oraz charakterystyki danej doby.

H. Wyznaczanie dodatniej rezerwy FRR

- 1) Wymiarowanie dodatniej rezerwy FRR wyznaczone jest jako maksimum:
- a) 99 centyla rozkładu dodatnich historycznych łącznych niebilansowań, przy uwzględnieniu charakterystyki doby oraz prognozowanego stanu pracy systemu elektroenergetycznego (prawdopodobieństwo warunkowe),
 - b) dodatniego incydentu referencyjnego, reprezentującego największe dodatnie niebilansowanie, wynikające z chwilowej zmiany mocy czynnej wskutek zakłócenia.

I. Wyznaczanie ujemnej rezerwy FRR

- 1) Wymiarowanie ujemnej rezerwy FRR wyznaczone jest jako maksimum:
- a) 99 centyl rozkładu ujemnych historycznych łącznych niebilansowań, przy uwzględnieniu charakterystyki doby oraz prognozowanego stanu pracy systemu elektroenergetycznego (prawdopodobieństwo warunkowe),
 - b) Ujemnego incydentu referencyjnego, reprezentującego największe ujemne niebilansowanie, wynikające z chwilowej zmiany mocy czynnej wskutek zakłócenia.

V. Zasady publikacji wielkości FRR

- 1) OSP publikuje Zasady oraz powiadomienie i aktualizacje w zakresie stosowania Zasad na swojej stronie internetowej: www.pse.pl
- 2) OSP publikuje informacje o poziomie FRR w trybie i na warunkach określonych w SO GL.

VI. Wejście w życie oraz okres przejściowy

- 1) Do czasu zebrania danych historycznych, o których mowa w sekcji IV.C za okres spełniający warunki tam wskazane, przez okres przejściowy 1 roku prowadzona będzie obserwacja i ocena poziomu bezpieczeństwa osiąganego przy wyznaczonym poziomie rezerwy FRR
- 2) Zależnie od wyników obserwacji, o której mowa powyżej, stosowanie niniejszej metodyki może być ograniczone.

VII. Referencje

Referencje:

- [1] Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220 z 25.8.2017 r., s. 1).
- [2] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.6.2019 r., s. 54).
- [3] ENTSO-E Automatic Frequency Restoration Reserve Process; Implementation Guide version 1.0, 2019-06-26.
- [4] Kaspar Knorr, Alexander Dreher, Diana Böttger, *Common dimensioning of frequency restoration reserve capacities for European load-frequency control blocks: An advanced dynamic probabilistic approach*, Electric Power Systems Research, Volume 170, 2019, Pages 358-363, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.01.037>.
- [5] M. Cauwet, E. Karangelos, L. Wehenkel and B. Georis, *Static VS dynamic FRR sizing for power systems with increasing amounts of renewables*, 2019 IEEE Milan PowerTech, Milan, Italy, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2019.8810534.