

ENEA Operator Sp. z o.o.
ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań



KARTA AKTUALIZACJI NR 26/2023
Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci
Dystrybucyjnej

Data wejścia w życie:

Niniejsza Karta aktualizacji nr 26/2023 zmienia postanowienia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – wersja 2.3. („IRiESD”), która została zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzją nr DRR-4321-60(5)/2013/KSm z dnia 16 grudnia 2013 r. wraz z późn. zm.

WERSJA 1.0.

Karta aktualizacji nr 26/2023

Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

1. Planowana data wejścia w życie aktualizacji: 14 dni po dacie opublikowania w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) decyzji Prezesa URE zatwierdzającej Kartę aktualizacji nr 26/2023 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej („IRiESD”).

2. Przedmiot i przyczyna aktualizacji IRiESD

Przedstawione w niniejszej Karcie aktualizacji zmiany zapisów IRiESD obejmują:

- 1) dostosowanie IRiESD do zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej („IRiESP”) wprowadzonych Kartą aktualizacji nr CK/18/2022 IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci zatwierdzoną decyzją Prezesa URE z dnia 30 marca 2023 r., znak: DRR.WRE.4320.8.2022.AOr.JPa2;
- 2) dostosowanie IRiESD do IRiESP wprowadzonych Kartą aktualizacji nr CK/19/2022 IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci zatwierdzoną decyzją Prezesa URE z dnia 29 marca 2023 r., znak: DRR.WRE.4320.8.2023.LK.

3. Zakres zmian IRiESD

L.p.	Rozdział IRiESD	Zapisy podlegające zmianie
1.	Rozdział III IRiESD „Eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci”	Dodaje się pkt III.2.5.
2.	Rozdział IV IRiESD „Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego”	Zmienia się pkt IV.3.4. i pkt IV.3.5.
3.	IRiESD – Słownik skrótów i definicji „ii. Pojęcia i definicje”	Zmienia się definicję: „Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO”
4.	IRiESD – Słownik skrótów i definicji „ii. Pojęcia i definicje”	Dodaje się definicje: „Przełącznik SCO”, „Układ SCO”

4. Nowe brzmienie zapisów IRiESD

1) Dodaje się pkt III.2.5. o następującym brzmieniu:

III.2.5. Wymagania dla obiektów istotnych z punktu widzenia planu obrony systemu lub planu odbudowy.

III.2.5.1. Wymagania techniczne dla:

- 1) obiektów istotnych dla planu obrony systemu lub planu odbudowy, tj. jednostek wytwórczych:
 - a) o mocy 50 MW lub wyższej, do których nie mają zastosowania wymagania określone w NC RfG,
 - b) będących modułami wytwarzania energii typu C i D, do których mają zastosowanie wymagania określone w NC RfG;
- 2) dostawców usług w zakresie odbudowy,

podlegają uzgodnieniu z OSP i zatwierdzeniu przez Prezesa URE (TCM opracowany na podstawie NC ER).

TCM opracowany na podstawie NC ER jest udostępniany przez OSP znaczącym użytkownikom sieci (dalej „SGU”) i dostawcom usług w zakresie odbudowy, w zakresie ich dotyczącym.

- III.2.5.2. Służby dyspozytorskie lub ruchowe SGU i dostawców usług w zakresie odbudowy powinny być wyposażone w systemy łączności głosowej posiadające zdolność do realizacji łączności głosowej z centrum dyspozytorskim OSP i Enea Operator. System realizacji tej łączności głosowej powinien spełniać wymagania techniczne, opracowane przez OSP w porozumieniu z Enea Operator, na podstawie NC ER i publikowane na stronie internetowej OSP, zapewniające komunikację przez co najmniej 24 godziny po wystąpieniu stanu zaniku napięcia na rozdzielni zasilającej potrzeby własne obiektu będącego w posiadaniu SGU lub dostawcy usług w zakresie odbudowy.
- III.2.5.3. SGU i dostawca usług w zakresie odbudowy może powierzyć sterowanie swoim obiektem innemu podmiotowi posiadającemu zdolność do realizacji łączności głosowej, spełniającej wymagania, o których mowa w pkt. III.2.5.2., i w takim przypadku SGU i dostawca usług w zakresie odbudowy odpowiedzialny jest za działania i zaniechania tego innego podmiotu, któremu powierzył sterowanie obiektem, jak za własne działanie lub zaniechanie.
- III.2.5.4. Obiekty istotne dla planu odbudowy, w szczególności rozdzielnie, o których mowa w pkt. III.2.5.5. i pkt. III.2.5.6., wyszczególnione w wykazie opracowanym przez OSP zgodnie z NC ER i stanowiącym element planu odbudowy, podlegają zgłoszeniu Prezesowi URE przez OSP zgodnie z NC ER. Wykaz ten jest aktualizowany przez OSP podczas cyklicznego przeglądu planu odbudowy, prowadzanego zgodnie z NC ER.
- III.2.5.5. Rozdzielnie planowane do przyłączenia do sieci 110 kV Enea Operator uznaje się za obiekty istotne dla planu odbudowy.

Po przeprowadzeniu testów odbiorowych takiej rozdzielni podlega ona zgłoszeniu przez jej właściciela do OSP:

- 1) bezpośrednio – w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci przesyłowej;
- 2) przez Enea Operator – w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci Enea Operator;
- 3) przez OSDn za pośrednictwem Enea Operator, zgodnie z postanowieniami pkt. V.3. – w przypadku rozdzielni nieposiadających bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową lub z siecią Enea Operator.

OSP uwzględni rozdzielnię w wykazie, o którym mowa w pkt. III.2.5.4., po dokonaniu przez OSP zgłoszenia Prezesowi URE zmian w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu, OSP informuje Enea Operator o aktualizacji tego wykazu. W przypadku, o którym mowa w ppkt. 3), Enea Operator informuje właściwego OSDn, a operator ten informuje właściciela rozdzielni o wprowadzeniu jej do wykazu.

- III.2.5.6. Rozdzielnia istniejąca, do której planowane jest przyłączenie jednostki wytwórczej będącej modułem wytwarzania energii typu D o mocy większej niż 10 MW i mniejszej niż 50 MW, powinna zostać, przy udziale OSP, poddana ocenie Enea Operator pod kątem jej znaczenia dla planu odbudowy. W przypadku uznania jej za obiekt istotny dla planu odbudowy właściciel rozdzielni dokonuje jej zgłoszenia do OSP w sposób określony w pkt. III.2.5.5.

Rozdzielnię istniejącą, do której planowane jest przyłączenie jednostki wytwórczej będącej modulem wytwarzania energii typu D o mocy 50 MW lub wyższej uznaje się za istotną dla planu odbudowy. Właściciel rozdzielni dokonuje jej zgłoszenia do OSP w sposób określony w pkt. III.2.5.5.

Rozdzielnie uznane za istotne dla planu odbudowy, OSP uwzględnia w wykazie o którym mowa w pkt. III.2.5.4., i zgłasza Prezesowi URE zmiany w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu.

Odpowiednio ENEA Operator albo OSDn, informuje właściciela rozdzielni istniejącej, o wprowadzeniu jego obiektu do wykazu i konieczności dostosowania go do wymogów technicznych w okresie do 5 lat od daty zgłoszenia Prezesowi URE.

III.2.5.7. Rozdzielnie uznane za istotne dla planu odbudowy powinny posiadać autonomiczne zasilanie rezerwowe, zapewniające prawidłowe jej działanie przez co najmniej 24 godziny, po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tej rozdzielni.

III.2.5.8. Podstawowe wymagania techniczne dla rozdzielni istotnych dla planu odbudowy, po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tych rozdzielni, obejmują w szczególności zdolność do:

- 1) sterowania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, wyłącznikami w:
 - a) rozdzielni 110 kV,
 - b) w polach SN, zapewniających prawidłowe funkcjonowanie rozdzielni, tj. zasilanie, pracę sprzęgła, dokonywanie pomiarów, w zakresie wykonywania co najmniej trzech operacji łączeniowych „wyłącz – załącz”;
- 2) wykonania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, co najmniej jednej operacji łączeniowej „wyłącz”, wszystkimi wyłącznikami w polach liniowych SN;
- 3) podania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, napięcia od strony WN do pola potrzeb własnych SN;
- 4) przesyłania sygnałów sterowania oraz danych pomiarowych pomiędzy rozdzielnią a centrami dyspozytorskimi OSP i ENEA Operator;
- 5) realizacji łączności głosowej pomiędzy rozdzielnią a centrami dyspozytorskim OSP i ENEA Operator.

III.2.5.9. Jeżeli rozdzielnia ujęta w wykazie, o którym mowa w pkt. III.2.5.4., korzysta z infrastruktury zewnętrznej innych obiektów, to obiekty te, w zakresie obsługującym rozdzielnię ujętą w tym wykazie, powinny zapewniać podtrzymanie zdolności telekomunikacyjnych i sterowniczych przez co najmniej 24 godziny po zaniku zasilania podstawowego tych obiektów.

2) Zmienia się pkt IV.3.4., który przyjmuje następujące brzmienie:

IV.3.4. Tryb awaryjny

IV.3.4.1. Tryb awaryjny sieciowy

IV.3.4.1.1. OSP może wprowadzić przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizowane w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców w trybie awaryjnym sieciowym, jeżeli zaistnieje co najmniej jeden z poniższych przypadków:

- 1) gdy jest to konieczne do zapobieżenia rozprzestrzenianiu się lub pogarszaniu stanu zagrożenia;

- 2) w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej uniemożliwiającego zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci;
- 3) w przypadku zagrożenia wystąpienia lub wystąpienia awarii w KSE;
- 4) w przypadku zagrożenia bezpiecznej pracy urządzeń, instalacji lub sieci lub zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.

Tryb awaryjny sieciowy w przypadkach, o których mowa w ppkt. 2) – 4) może być wprowadzony nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IV.3.4.1.2. Wyłączenia awaryjne odbiorców w trybie awaryjnym sieciowym (dalej „wyłączenia awaryjne sieciowe”) są realizowane na polecenie OSP. W szczególnych przypadkach, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, Enea Operator może dokonać wyłączeń awaryjnych sieciowych bez wydania polecenia przez OSP. W takim przypadku Enea Operator jest zobowiązana niezwłocznie powiadomić o tym służby dyspozytorskie OSP-ODM.

IV.3.4.1.3. Wyłączenia awaryjne sieciowe są realizowane w stopniach A1 – A5. Stopnie od A1 do A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej, każdy w przedziale 9 – 11 % prognozowanego zapotrzebowania na moc. Wyłączenia awaryjne sieciowe wprowadzone łącznie w stopniach od A1 do A5 powinny zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc.

IV.3.4.1.4. Wyłączenia awaryjne sieciowe są realizowane:

- 1) poprzez wyłączenia linii o napięciu 110 kV, transformatorów 110 kV/SN lub linii i stacji SN;
- 2) poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada Enea Operator;
- 3) poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez OSDn przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV;
- 4) a po wyczerpaniu wszystkich powyższych działań, poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przesyłowej,

na obszarze wskazanym przez służby dyspozytorskie wydające polecenie o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych sieciowych.

IV.3.4.1.5. Wyłączenia awaryjne sieciowe powinny być zrealizowane niezwłocznie, w czasie nie dłuższym niż:

- 1) 15 minut – w przypadku wprowadzenia stopnia A1,
 - 2) 15 minut – w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni A1 i A2;
 - 3) 30 minut – w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A3;
 - 4) 45 minut – w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A4;
 - 5) 60 minut – w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A5,
- od wydania polecenia dyspozytorskiego.

IV.3.4.1.6. OSP w porozumieniu z Enea Operator ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego

zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach A.

IV.3.4.1.7. Plany wyłączeń awaryjnych sieciowych określające przewidywany efekt wprowadzenia stopni od A1 do A5, opracowują:

- 1) OSP – dla całego KSE, z uwzględnieniem planów, o których mowa w ppkt. 2) i 3);
- 2) Enea Operator – dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDn przyłączonych do sieci Enea Operator i planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV, za której ruch sieciowy odpowiada Enea Operator;
- 3) odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci przesyłowej.

Plany wyłączeń awaryjnych, o których mowa w ppkt. 1) – 3), opracowane na rok 2023 stają się planami wyłączeń awaryjnych sieciowych na rok 2023.

IV.3.4.1.8. W przypadku konieczności wprowadzenia wyłączeń awaryjnych sieciowych w sposób odmienny niż określony w planach wyłączeń awaryjnych sieciowych, OSP może polecić wprowadzenie tych wyłączeń, poprzez wskazanie:

- 1) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez Enea Operator;
- 2) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić wyłączenia awaryjne sieciowe.

IV.3.4.1.9. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym sieciowym są realizowane wyłącznie na polecenie OSP. W szczególnych przypadkach, zwłaszcza gdy zagrożone jest bezpieczeństwo osób, Enea Operator, OSDn, jak również odbiorca ujęty w planie wyłączeń awaryjnych sieciowych, może dokonać załączenia bez wydania polecenia przez OSP, przy czym w takim przypadku podmioty te zobowiązane są niezwłocznie poinformować o tym zdarzeniu właściwe służby dyspozytorskie, z podaniem przyczyny.

IV.3.4.2. Tryb awaryjny bilansowy

IV.3.4.2.1. OSP może wprowadzić przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców w trybie awaryjnym bilansowym (dalej „wyłączenia awaryjne bilansowe”), po wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym lub trybie normalnym na polecenie OSP, w przypadku braku możliwości zapewnienia zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w KSE pomimo wcześniejszego wprowadzenia przez OSP innych środków zaradczych.

Wprowadzenie przez OSP wyłączeń awaryjnych bilansowych możliwe jest także przed wprowadzeniem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w czasie uniemożliwiający zastosowanie tego trybu. W takim przypadku wyłączenia awaryjne bilansowe mogą być wprowadzone pomiędzy ogłoszeniem przez OSP powołanego stanu, a obowiązywaniem stopni zasilania zgodnie z pierwszym komunikatem w tej sprawie, wydanym zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne.

IV.3.4.2.2. Wyłączenia awaryjne bilansowe są realizowane na polecenie OSP w stopniach B1 – B15.

Stopnie B1 – B15 powinny zapewniać spadek poboru mocy czynnej, każdy w przedziale 3 – 4 % prognozowanego zapotrzebowania na moc. Wyłączenia awaryjne bilansowe wprowadzone łącznie w stopniach od B1 do B15, powinny zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50 % prognozowanego zapotrzebowania na moc.

- IV.3.4.2.3. Wyłączenia awaryjne bilansowe są realizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu 110 kV, transformatorów 110 kV/SN lub linii i stacji SN.
- IV.3.4.2.4. OSP w porozumieniu z ENEA Operator ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania, dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach B.
- IV.3.4.2.5. Plany wyłączeń awaryjnych bilansowych określające przewidywany efekt wprowadzenia stopni od B1 do B15 opracowują:
- 1) OSP – dla całego KSE, z uwzględnieniem planów, o których mowa w ppkt. 2) i 3);
 - 2) ENEA Operator – dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDn przyłączonych do sieci ENEA Operator i planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV, za której ruch sieciowy odpowiada ENEA Operator;
 - 3) odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej.

Plany wyłączeń awaryjnych bilansowych na rok 2023 są opracowywane po raz pierwszy niezwłocznie po dacie wejścia w życie obowiązku ich opracowania. Do tego czasu, w przypadku konieczności wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych przyjmuje się, że podstawą dla każdej narastająco grupy trzech stopni B (B1 – B3, B4 – B6, ..., B13 – B15) jest odpowiedni stopień A, określony w planie wyłączeń awaryjnych sieciowych obowiązującym na rok 2023.

- IV.3.4.2.6. OSP wydaje ENEA Operator polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych z wyprzedzeniem co najmniej 4 godzin. W przypadkach spowodowanych nagłymi, awaryjnymi wyłączeniami jednostek wytwórczych ujętych w TCM, o którym mowa w pkt. III.2.5.1., czas ten może ulec skróceniu do 2 godzin.
- IV.3.4.2.7. Polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych wydaje OSP wskazując dany stopień B lub ich grupę dla całego KSE oraz czas obowiązywania.
- IV.3.4.2.8. Wyłączenia awaryjne bilansowe powinny być wprowadzane rotacyjnie (rotacja oznacza zastąpienie danego stopnia B innym stopniem B lub grupy stopni B inną grupą stopni B), przy czym wyłączenie awaryjne bilansowe w danym stopniu B powinno trwać nie dłużej niż 4 godziny.
- IV.3.4.2.9. W przypadku zastosowania rotacji wyłączeń awaryjnych bilansowych, należy prowadzić załączenia i wyłączenia odbiorców w taki sposób, aby zminimalizować efekt skokowych zmian obciążenia.
- IV.3.4.2.10. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym bilansowym są realizowane bez zgody OSP, zgodnie z wydanym poleceniem, o którym mowa w pkt. IV.3.4.2.7.

3) Zmienia się pkt IV.3.5., który przyjmuje następujące brzmienie:

IV.3.5. Tryb automatyczny

- IV.3.5.1. Wyłączenia odbiorców w trybie automatycznym realizowane są przez układy SCO, w przypadku obniżenia się częstotliwości do nastawionej na tych układach wartości kryterialnej.
- IV.3.5.2. Układ SCO instaluje Enea Operator oraz odbiorca zobowiązany do instalacji takiego układu zgodnie z przepisami rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, wydanego na podstawie ustawy Prawo energetyczne.
- IV.3.5.3. Odbiorca przyłączony do sieci SN podlega stosowaniu układu SCO przez Enea Operator, do którego sieci jest przyłączony.
- IV.3.5.4. OSDn połączony z siecią SN i nN Enea Operator może podlegać stosowaniu układu SCO zainstalowanego przez Enea Operator, zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy Enea Operator oraz OSDn.
- IV.3.5.5. Czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 150 ms, z zastrzeżeniem, że w przypadku układu SCO, do którego nie mają zastosowania wymagania NC DC, zainstalowanego przed datą 18 grudnia 2022 r., w sieci Enea Operator lub w instalacji odbiorcy przyłączonego do sieci o napięciu 110 kV, czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 300 ms.
- IV.3.5.6. Przekaznik SCO, stosowany w układach SCO, powinien:
- 1) umożliwiać nastawienie wartości częstotliwości z zakresu od 47,00 Hz do 50,00 Hz ze zmianą skokową co 0,05 Hz;
 - 2) umożliwiać nastawienie zwłoki czasowej w zakresie od 0,05 s do 1 s ze zmianą skokową co 0,05 s, jeżeli zastosowanie zwłoki czasowej jest konieczne do prawidłowego działania tego przekaznika;
 - 3) zapewniać dotrzymanie czasu własnego przekaznika na poziomie nie większym niż 100 ms;
 - 4) zapewniać poprawną pracę w zakresie od 0,5 do 1,1 Un;
 - 5) zapewniać dokładność pomiaru częstotliwości nie mniejszą niż 10 mHz;
 - 6) zapewniać identyfikację kierunku przepływu mocy czynnej i mieć możliwość nastawiania lub blokowania jego zadziałania w zależności od nastawionego kierunku przepływu mocy czynnej w miejscu instalacji wyłącznika;
 - 7) zapewniać możliwość zastosowania blokady napięciowej przy obniżonej amplitudzie napięcia poniżej wartości zadanej, przy czym aktywacja zdolności następuje w uzgodnionych z OSP przypadkach.
- IV.3.5.7. Testy układu SCO przeprowadzane są przez jego właściciela co najmniej raz na 5 lat lub w terminie jednego roku od modernizacji tego układu, uwzględniając wymagania techniczne określone w pkt. IV.3.5.5. i pkt. IV.3.5.6. oraz zgodnie z Planem Testów będącym TCM opracowanym na podstawie NC ER.
- IV.3.5.8. OSP, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, przekazuje wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO:
- 1) odbiorcom przyłączonym do sieci przesyłowej;

2) ENEA Operator.

Wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO są wyznaczone zgodnie z załącznikiem do NC ER, dla poszczególnych stopni SCO (poziomów obowiązkowego odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER) w odniesieniu do zapotrzebowania netto KSE.

Przez zapotrzebowanie netto KSE rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania OSP (w tym generację mocy czynnej autoproducentów), powiększoną o wartość importu oraz pomniejszoną o wartość eksportu, mocy pobieranej przez magazyny energii elektrycznej i mocy pobieranej przez elektrownie szczytowo-pompowe, przy czym wielkość ta nie obejmuje mocy potrzeb własnych jednostek wytwórczych oraz potrzeb ogólnych elektrowni.

IV.3.5.9. ENEA Operator na podstawie danych przekazanych przez OSP, o których mowa w pkt. IV.3.5.8., wyznacza wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO na swoim obszarze działania, uwzględniając:

1) odbiorców, o których mowa w pkt. IV.3.5.2., przyłączonych do sieci ENEA Operator;

2) OSDn przyłączonych do sieci ENEA Operator.

IV.3.5.10. Odbiorca, o którym mowa w pkt. IV.3.5.2., przekazuje ENEA Operator, informacje o zainstalowanym układzie SCO i wielkościach mocy czynnej wyłączanej przez ten układ.

IV.3.5.11. ENEA Operator powinna zapewniać możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego sieci, uwzględniając odbiorców, o których mowa w pkt. IV.3.5.3., przyłączonych do sieci ENEA Operator, 45 % zapotrzebowania netto ENEA Operator w każdej chwili czasu, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy wyłączanej w obszarze jego sieci.

Przez zapotrzebowanie netto ENEA Operator rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania ENEA Operator (w tym generację mocy czynnej autoproducentów), powiększoną o saldo wymiany mocy czynnej z OSP, uwzględniającą saldo wymiany mocy czynnej z innymi OSDp oraz pomniejszoną o wartość mocy pobieranej przez magazyny energii elektrycznej i mocy pobieranej przez elektrownie szczytowo - pompowe, przy czym wielkość ta nie obejmuje mocy potrzeb własnych jednostek wytwórczych oraz potrzeb ogólnych elektrowni.

IV.3.5.12. Odbiorca, o którym mowa w pkt. IV.3.5.2., powinien zapewnić w każdej chwili czasu, możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego instalacji odbiorczej, 45 % mocy czynnej pobieranej z tej sieci.

IV.3.5.13. Postanowień pkt. IV.3.5.12. nie stosuje się w odniesieniu do odbiorcy posiadającego jednostki wytwórcze, którego produkcja pokrywa co najmniej 50 % jego zapotrzebowania na energię elektryczną w roku poprzedzającym obowiązek określony w pkt. IV.3.5.14. W tym przypadku wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo ENEA Operator, zobowiązany jest uzgodnić z OSP indywidualnie, biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne odbiorcy oraz zastosowane technologie urządzeń, instalacji i sieci. W przypadku niezgodnienia z OSP wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo ENEA Operator, zobowiązany jest do przedłożenia OSP opinii niezależnej firmy eksperckiej,

w której zostaną określone, w przypadku takiego odbiorcy, rekomendowane wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO.

- IV.3.5.14. OSDn i odbiorcy, o których mowa w pkt. IV.3.5.2., do dnia 15 września każdego roku realizują obowiązki, o których mowa w pkt. IV.3.5.9. – IV.3.5.13., oraz informują ENEA Operator o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.
- ENEA Operator do dnia 30 września każdego roku realizuje obowiązki, o których mowa w pkt. IV.3.5.9. – IV.3.5.13., oraz informuje OSP o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.
- IV.3.5.15. Na podstawie informacji przekazanych zgodnie z pkt. IV.3.5.14., ENEA Operator w stosunku do odbiorców przyłączonych do jego sieci, opracowuje plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, uwzględniając parametry określone w załączniku do NC ER.
- ENEA Operator przekazuje opracowany plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, OSDn i odbiorcom przyłączonym do sieci ENEA Operator, ujętych w tym planie.
- IV.3.5.16. Przy stosowaniu układów SCO należy stosować zasadę, o której mowa w NC ER, tj. minimalizowania odłączania jednostek wytwórczych, w szczególności tych, które zapewniają inercję.
- IV.3.5.17. Załączenie odbiorcy wyłączanego wskutek zadziałania układu SCO odbywa się wyłącznie na polecenie OSP.
- IV.3.5.18. ENEA Operator w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do jego sieci może dokonać kontroli spełnienia wymagań dotyczących układów SCO, a w przypadku zadziałania układu SCO, ustala przyczynę i zakres zadziałania tego układu.

- 4) W IRIESD – Słownik skrótów i definicji w „Pojęciach i definicjach” zmienia się definicję „Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO”.

**Samoczynne
częstotliwościowe
odciążanie – SCO**

Samoczynne wyłączanie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości (automatyczne odłączenie odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER), spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.

- 5) W IRIESD – Słownik skrótów i definicji w „Pojęciach i definicjach” dodaje się definicje „Przełącznik SCO”, oraz „Układ SCO”.

Przełącznik SCO

Wyodrębniony przełącznik albo funkcja w terminalu zabezpieczeniowym lub sterowniku układu sterowania stacji, które wykonują pomiar częstotliwości i porównanie częstotliwości zmierzonej z nastawioną wielkością kryterialną, po przekroczeniu której generowany jest sygnał sterujący w celu wyłączenia odbioru za pomocą wyłączników.

Układ SCO

Zespół urządzeń wykonujących pomiar częstotliwości za pomocą przełącznika SCO, dystrybucję sygnałów sterujących i wyłączenie odbioru za pomocą wyłączników.