

# **REGULACJA JAKOŚCIOWA W LATACH 2016-2020**

dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych

(którzy dokonali, z dniem 1 lipca 2007 r., rozdzielenia działalności)

Warszawa, wrzesień 2015 r.

## Spis treści

Wstęp .....	3
Mechanizm regulacji jakościowej.....	3
Katalog wskaźników jakościowych .....	3
Ogólne zasady funkcjonowania mechanizmu regulacji jakościowej .....	4
Definicje .....	4
Kluczowe wskaźniki efektywności. ....	7
SAIDI, SAIFI. ....	7
Czas Realizacji Przyłączenia (CRP).....	9
Czas Przekazywania Danych Pomiarowo-Rozliczeniowych (CPD). ....	10
Zasady uwzględniania wpływu regulacji jakościowej w kalkulacji przychodu regulowanego OSD11	
Załącznik nr 1 Metodologia obliczania wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej. 13	
Załącznik nr 2 Zasady przeliczania wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej za 2014 rok zgodnie z nową metodologią.....	19
Załącznik nr 3 Metodologia obliczania wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej. 21	

## **Wstęp**

Rok 2015 jest ostatnim rokiem mijającego okresu regulacji pięciu największych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD). Mając to na uwadze Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (dalej Prezes URE) podjął decyzję o wprowadzeniu elementów regulacji jakościowej. Celem wprowadzenia regulacji jakościowej jest przede wszystkim poprawa jakości świadczonych odbiorcom usług dystrybucji m.in. poprzez poprawę jakości i niezawodności dostarczania energii elektrycznej, poprawę jakości obsługi odbiorców oraz zapewnienie optymalnego poziomu efektywności realizowanych inwestycji.

Regulacja jakościowa będzie dotyczyć pięciu największych OSD oraz będzie obejmować okres 2016-2020, przy czym w 2017 roku zostanie przeprowadzona weryfikacja zastosowanych założeń oraz metod na kolejne lata, tj. 2018-2020.

Niniejszy dokument zawiera określenie kluczowych wskaźników efektywności (KPI), metodę wyznaczenia ich celów w poszczególnych latach regulacji, sposób ich rozliczenia oraz wpływ na przychód regulowany OSD.

W związku z faktem, że dane z wykonania kluczowych wskaźników efektywności za 2016 rok będą znane w 2017 roku, pierwsze rozliczenie osiągniętych celów i zwymiarowanie kary/premii, a w konsekwencji ich wpływ na przychód regulowany, zostanie uwzględnione w procesie zatwierdzania taryf na 2018 rok.

## **Mechanizm regulacji jakościowej**

Wdrożenie regulacji jakościowej wymagało określenia i wypracowania następujących parametrów modelu regulacji:

- katalogu wskaźników jakościowych oraz zasad ich kalkulacji,
- metody wyznaczania celów w zakresie wskaźników jakościowych,
- zasad wpływu realizacji wskaźników jakościowych na przychód regulowany.

### ***Katalog wskaźników jakościowych***

Ustalono, że wskaźnikami mającymi bezpośredni wpływ na przychód regulowany OSD będą następujące kluczowe wskaźniki efektywności:

- SAIDI - wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy,
- SAIFI - wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw,
- Czas Realizacji Przyłączenia (CRP),
- Czas Przekazywania Danych Pomiarowo-Rozliczeniowych (CPD), który zostanie wprowadzony do regulacji jakościowej od 2018 roku.

Dodatkowo, brane jest pod uwagę monitorowanie innych wskaźników jakościowych. Poniżej przedstawiono przykładowe wskaźniki podlegające ewentualnemu monitorowaniu:

- Czas wydania warunków przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
- Czas udzielenia odpowiedzi na zapytanie lub reklamację Klienta dotyczącą rozliczeń,

- Czas udzielenia odpowiedzi na zapytanie lub reklamację Klienta nie dotyczącą rozliczeń,
- Czas udzielenia odpowiedzi na zapytanie lub reklamację dotyczącą rozliczeń skierowaną przez Sprzedawcę występującego w imieniu Klienta,
- Czas udzielenia odpowiedzi na zapytanie lub reklamację nie dotyczącą rozliczeń skierowaną przez Sprzedawcę występującego w imieniu Klienta,
- Czas reakcji na zgłoszenie dotyczące nieprawidłowego funkcjonowania licznika,
- Sprawność procesu zmiany sprzedawcy,
- Sprawność procesu przyłączania mikroinstalacji.

Definicje oraz metody określenia wskaźników podlegających monitorowaniu na cele regulacji jakościowej będą przedmiotem odrębnego dokumentu.

### ***Ogólne zasady funkcjonowania mechanizmu regulacji jakościowej***

#### ***Definicje***

**Punkt startowy** ( $PS_{KPI}$ ) – wyjściowy poziom wskaźnika przyjęty do wyznaczenia celu końcowego oraz celu rozliczeniowego, określony na podstawie danych historycznych,

**Cel końcowy** ( $KPI_{2020}$ ) – poziom wskaźnika w 2020 r.,

**Cel rozliczeniowy** ( $KPI_{2016-2019}$ ) – poziom wskaźnika, wobec którego oceniane jest wykonanie rozliczeniowe, określony dla każdego roku okresu regulacji,

**Wykonanie rozliczeniowe** – równe wykonaniu rzeczywistemu w danym roku,

**Przedział neutralny** ( $Pn_{2016-2020}$ ) – przedział +/- celu rozliczeniowego, dla którego regulacja jakościowa nie ma wpływu na przychód regulowany OSD,

**Rozliczenie roczne** – rozliczenie dokonywane w każdym roku trwania okresu regulacji w oparciu o wykonanie rozliczeniowe i cel rozliczeniowy,

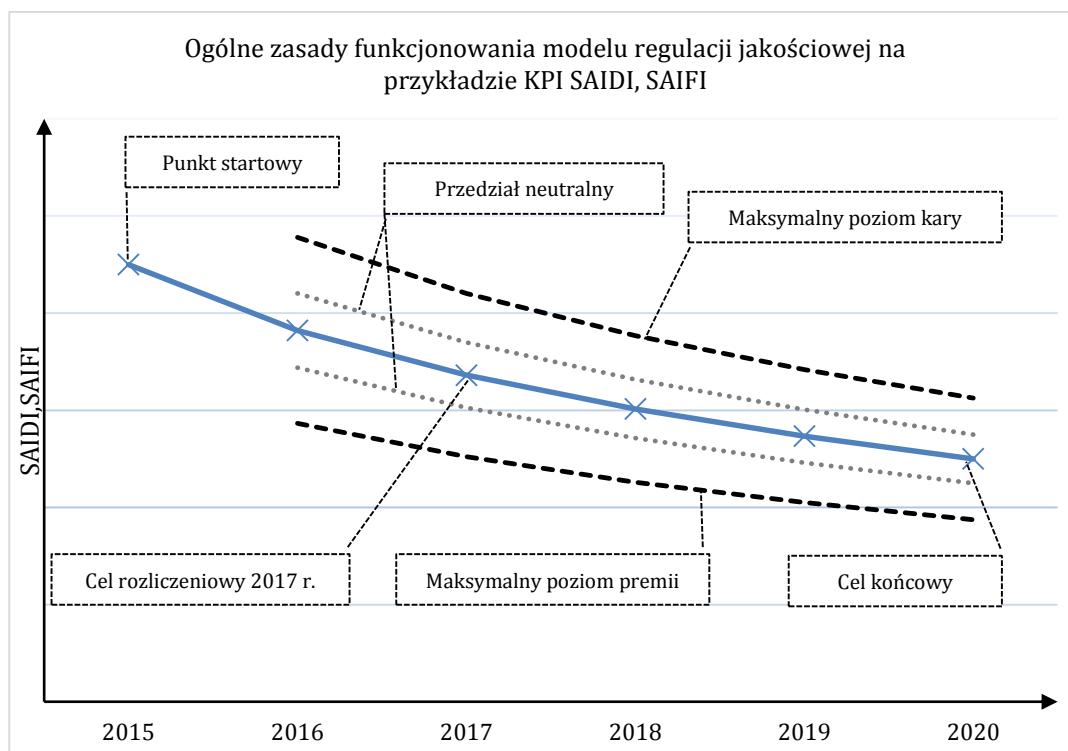
**Maksymalny poziom kary** ( $Mk_{2016-2020}$ ) – poziom wskaźnika, po przekroczeniu którego OSD nie będzie zwiększany poziom kary.

Regulacja jakościowa składa się z następujących etapów:

- określenie punktu startowego dla danego KPI ( $PS_{KPI}$ ),
- wyznaczenie celu końcowego dla 2020 r. ( $KPI_{2020}$ ),
- wyznaczenie celów rozliczeniowych dla poszczególnych lat okresu regulacji ( $KPI_{2016-2019}$ ),
- wyznaczenie poziomu przedziału neutralnego dla poszczególnych lat okresu regulacji ( $Pn_{KPI\ 2016-2020}$ ),
- wyznaczenie maksymalnego poziomu kary/premii dla poszczególnych lat okresu regulacji ( $Mk_{KPI\ 2016-2020}$ ,  $Mp_{KPI\ 2016-2020}$ ).

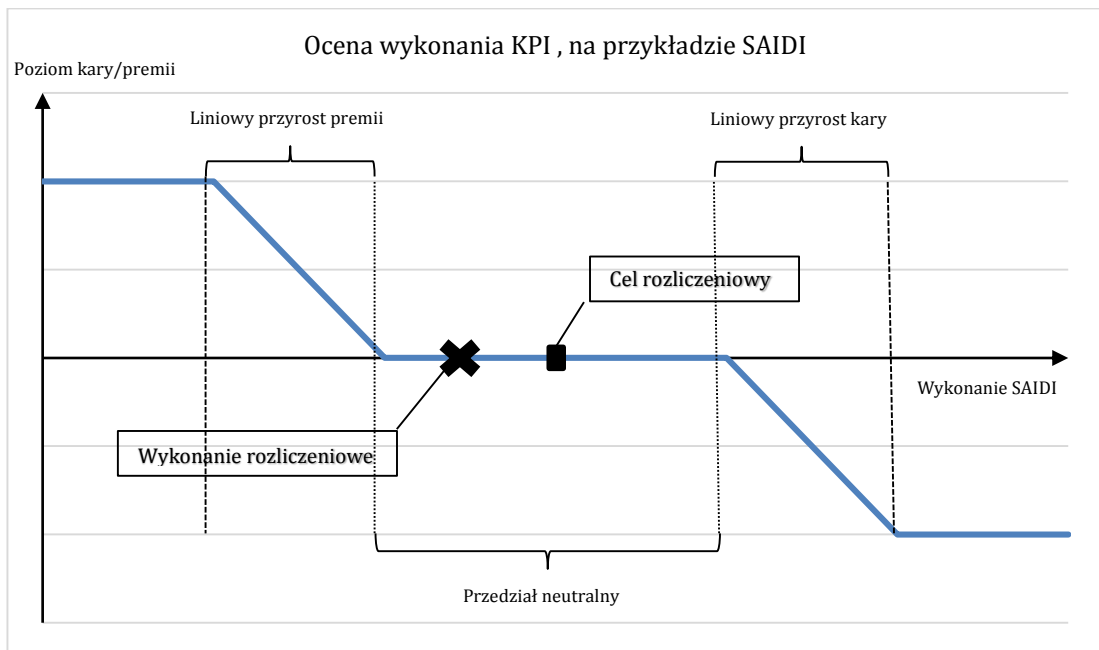
**Zaznaczenia wymaga, że w ostatnich latach sumaryczny poziom nakładów inwestycyjnych 5 największych OSD elektroenergetycznych uległ znacznemu zwiększeniu. Pomimo tych okoliczności, poziom wskaźników SAIDI, SAIFI w Polsce nadal odbiega od średniej Europejskiej. W związku z powyższym Prezes URE uznał, że w okresie regulacji jakościowej, tj. w latach 2016-2020, zostanie zastosowany wariant, w którym nie przewiduje się przyznawania premii.**

Poniższy schemat prezentuje ogólny zarys procesu wdrażania i funkcjonowania regulacji jakościowej.



Ogólne zasady funkcjonowania przedziału neutralnego dla KPI CRP są analogiczne, tyle że w przypadku SAIDI, SAIFI i CPD pożądane jest minimalizowanie wskaźnika KPI zaś w przypadku KPI CRP pożądana jest maksymalizacja tegoż wskaźnika.

Poniżej przedstawiono przyjęte zasady obliczania nagrody i kary w zależności od wykonania KPI SAIDI, SAIFI.



## **Kluczowe wskaźniki efektywności.**

Rozliczenia roczne z roku t-2 będą miały wpływ na przychód regulowany uwzględniony w taryfie na rok t. Pierwsze rozliczenie roczne mające wpływ na przychód regulowany będzie uwzględnione w taryfie na 2018 r.

Przy czym, rozliczenia roczne z lat 2016-2017 następujących wskaźników:

- SAIDI,
- SAIFI,
- Czas Realizacji Przyłączenia (CRP),

będą miały wpływ na przychód regulowany określony w taryfach na lata 2018-2019.

Po przeprowadzonej weryfikacji w 2017 r. oraz wdrożeniu *Modelu Wymiany Informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej w Polsce* regulacja jakościowa od 1 stycznia 2018 r. zostanie uzupełniona o wskaźnik CPD.

W okresie 2016-2017 cele rozliczeniowe KPI będą wyznaczone indywidualnie dla każdego OSD.

**Prezes URE przyjął wariant rozliczenia rocznego na podstawie wskaźników z danego roku, przy braku rozliczenia końcowego na końcu okresu regulacji.**

### ***SAIDI, SAIFI.***

Szczegółowe metody sposobu określania wskaźników SAIDI, SAIFI na potrzeby regulacji jakościowej zostały opisane w dokumencie „*Metodologia obliczania wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej*” stanowiącym załącznik do niniejszego dokumentu. Wskaźniki z okresu od II półrocza 2011 r. do I półrocza 2015 r. zostały przeliczone zgodnie z opracowaniem pn. *Zasady przeliczenia wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej za 2014 rok zgodnie z nową metodologią*. Przy czym, założeniem Prezes URE oraz OSD jest doprowadzenie od roku 2018 do sytuacji, w której wskaźniki SAIDI oraz SAIFI będą określane na podstawie zdarzeń na poziomie niskiego napięcia.

**Punkt startowy  $PS_{2015 - SAIDI/SAIFI}$  dla każdego OSD określono indywidualnie przyjmując, że są to wskaźniki osiągnięte przez OSD w 2014 r.**

**Prezes URE uznał za zasadne ustalenie celów końcowych dla wskaźników SAIDI oraz SAIFI w 2020 roku  $KPI_{2020 - SAIDI/SAIFI}$  jako 50% punktu startowego  $PS_{2015 - SAIDI/SAIFI}$ .**

Wyznaczenie celów KPI na poszczególne lata zostało podzielone na dwa następujące okresy:

- 2016 – 2017,
- 2018 – 2020.

W pierwszym okresie, tj. 2016 – 2017, cele KPI na poszczególne lata okresu regulacji zostały określone dla każdego OSD oddzielnie za pomocą następujących zależności:

$$KPI_{2016,SAIDI} = PS_{2015,SAIDI} \cdot \left(1 - \frac{0,15}{2}\right); KPI_{2016,SAIFI} = PS_{2015,SAIFI} \cdot \left(1 - \frac{0,10}{2}\right),$$
$$KPI_{2017,SAIDI} = PS_{2015,SAIDI} \cdot (1 - 0,15); KPI_{2017,SAIFI} = PS_{2015,SAIFI} \cdot (1 - 0,10).$$

W drugim okresie, tj. 2018 – 2020, cele KPI na poszczególne lata okresu regulacji zostały wyznaczone poprzez zastosowanie funkcji logarytmicznej o podstawie 0,25:

$$KPI_{t,SAIDI/SAIFI} = KPI_{2020,SAIDI/SAIFI} + \log_{0,25}(W_t) \cdot (PS_{2015,SAIDI/SAIFI} - KPI_{2020,SAIDI/SAIFI})$$

gdzie:

$KPI_{t,SAIDI/SAIFI}$  – kluczowy wskaźnik efektywności (cel) dla danego roku okresu regulacji, od 2018 r. do 2020 r., [min/odb.; liczba przerw/odb.];

$PS_{2015,SAIDI/SAIFI}$  – punkt startowy określony na koniec 2015 r., [min/odb.; liczba przerw/odb.];

$KPI_{2020,SAIDI,SAIFI}$  – kluczowy wskaźnik efektywności (cel) dla 2020 r., [min/odb.; liczba przerw/odb.];

$W_t$  – wskaźnik (argument) logarytmu dla 2018 roku wynosi - 0,6250, dla 2019 roku - 0,8125 oraz dla roku 2020 - 1,00 [min/odb.; liczba przerw /odb.].

Prezes URE postanowił ustalić przedział neutralny ( $Pn_{t,SAIDI/SAIFI}$ ) na poziomie 5% celu KPI określonego na dany rok okresu regulacji.

**Ponadto, w celu ograniczenia negatywnego wpływu ewentualnej kary na przychód regulowany OSD, Prezes URE wprowadzi wskaźnik ograniczający maksymalny poziom kary ( $Km_{t,SAIDI/SAIFI}$ ), który będzie wynosił 25% celu KPI określonego na dany rok okresu regulacji.**

Kary w zakresie progu nieczułości ( $Pn_{t,SAIDI/SAIFI}$ ) oraz progu maksymalnej kary ( $Km_{t,SAIDI/SAIFI}$ ) będą naliczane liniowo.

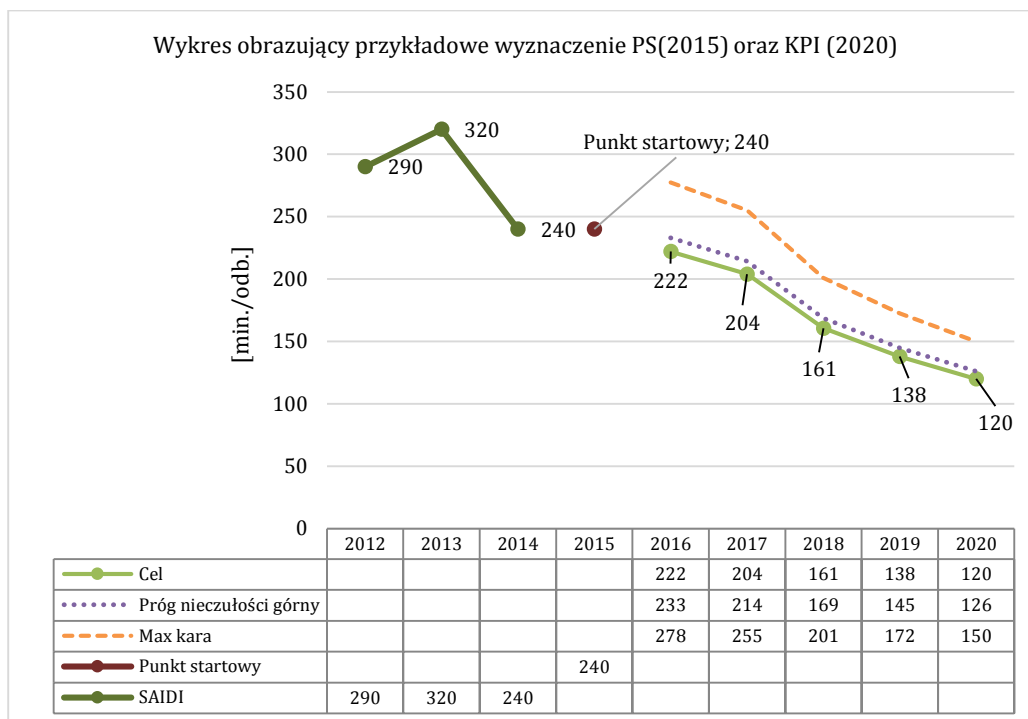
Cele SAIDI, SAIFI w latach 2016 - 2017 zostały wyznaczone bez podziału różnicującego wartości wskaźników w zależności od typu obszaru. Od 2018 roku zostanie wprowadzony podział terytorium kraju na 3 kategorie:

- Miasta na prawach powiatu (miasto na prawach powiatu zgodnie z klasyfikacją GUS),
- Miasta (miasto i gmina miejska (wykazane jako M oraz jako część miejska gminy miejsko-wiejskiej – M-W),
- Wsie (gmina wiejska (wykazana jako G oraz jako część wiejska gminy miejsko-wiejskiej - M-W)).

Prezentowany podział został przygotowany na podstawie wykazu GUS, który stanowi załącznik do instrukcji wypełniania sprawozdania *G-10.8 Sprawozdanie o sprzedaży/dostawie oraz zużyciu energii elektrycznej według jednostek podziału administracyjnego*.

Od 2018 roku zostaną wprowadzone jednolite cele dla każdego OSD w ww. kategoriach obszarowych.





### **Czas Realizacji Przyłączenia (CRP).**

Szczegółowa metoda sposobu określania wskaźnika CRP na potrzeby regulacji jakościowej została opisana w dokumencie „Metodologia obliczania wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej” stanowiącym załącznik do niniejszego dokumentu.

Punkt startowy PS<sub>2015 - CRP IV/V</sub> dla każdego OSD określono indywidualnie jako procentowy poziom zrealizowanych umów o przyłączenie w okresie 18 miesięcy oddzielnie dla IV i V grupy przyłączeniowej, na podstawie danych z lat 2013-2014 oraz przy założeniu że nie uwzględniono 2% umów o najkrótszym oraz najdłuższym czasie realizacji przyłączenia.

**Prezes URE uznał za zasadne ustalenie celów końcowych dla wskaźników CRP w 2020 roku KPI<sub>2020 - CRP IV/V</sub> wg poniższej formuły:**

$$KPI_{2020,CRP\ IV/V} = \frac{PS_{2015,CRP\ IV/V} + 100\%}{2}$$

gdzie:

KPI<sub>2020,CRP IV/V</sub> – kluczowy wskaźnik efektywności (cel) CRP w roku 2020 osobno dla IV oraz V grupy przyłączeniowej, [%];

PS<sub>2015-CRP IV/V</sub> – punkt startowy CRP osobno dla IV oraz V grupy przyłączeniowej, [%].

Wyznaczenie celów KPI na poszczególne lata okresu regulacji zostało określone poprzez zastosowanie funkcji logarytmicznej o podstawie 0,25 dla IV i V grupy przyłączeniowej oddzielnie:

$$KPI_{t,CRP,IV/V} = KPI_{2020,CRP,IV/V} + \log_{0,25} (W_t) \cdot (PS_{2015,CRP,IV/V} - KPI_{2020,CRP,IV/V})$$

gdzie:

KPI<sub>t,CRP,IV/V</sub> – kluczowy wskaźnik efektywności (cel) dla danego roku okresu regulacji, od 2016 r. do 2020 r., osobno dla IV oraz V grupy przyłączeniowej, [%];

PS<sub>2015,CRP,IV/V</sub> – punkt startowy określony na koniec 2015 r., osobno dla IV oraz V grupy przyłączeniowej [%];

KPI<sub>2020,CRP,IV/V</sub> – kluczowy wskaźnik efektywności (cel) dla 2020 r., osobno dla IV oraz V grupy przyłączeniowej [%];

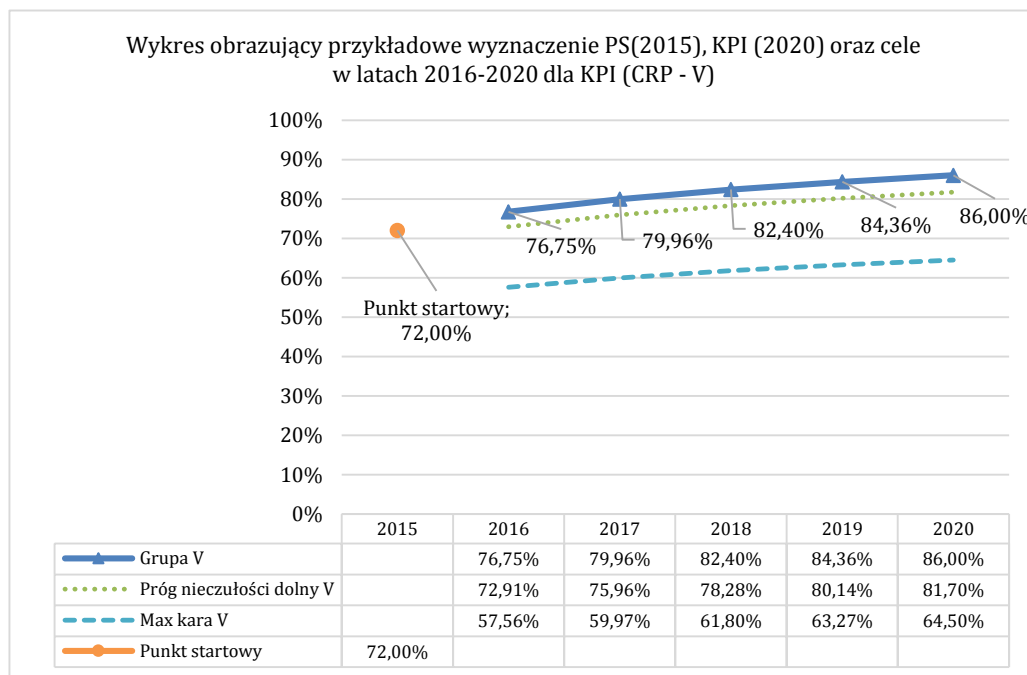
### Regulacja jakościowa 2016-2020

$W_t$  – wskaźnik (argument) logarytmu dla 2016 roku wynosi 0,4 i zwiększa się liniowo o 0,15 do wartości 1 w 2020 r. [%].

Prezes URE postanowił ustalić przedział neutralny ( $Pn_{t,CRP IV/V}$ ) na poziomie -5% celu KPI określonego na dany rok okresu regulacji.

**Ponadto, w celu ograniczenia negatywnego wpływu ewentualnej kary na przychód regulowany OSD, Prezes URE wprowadzi wskaźnik ograniczający maksymalny poziom kary ( $Km_{t,CRP IV/V}$ ), który będzie wynosił -25% celu KPI określonego na dany rok okresu regulacji.**

Kary w zakresie progu nieczułości ( $Pn_{t,CRP,IV/V}$ ) oraz progu maksymalnej kary ( $Km_{t,CRP,IV/V}$ ) będą naliczane liniowo.



### ***Czas Przekazywania Danych Pomiarowo-Rozliczeniowych (CPD).***

Wskaźnik Czas Przekazywania Danych Pomiarowo-Rozliczeniowych (CPD) oraz metodologia jego wyznaczania zostaną zdefiniowane po weryfikacji wyników regulacji jakościowej jaka zostanie przeprowadzona w 2017 roku. CPD powinien być ściśle powiązany z *Modelem Wymiany Informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej*, przy czym czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych nie powinien być dłuższy niż 14 dni kalendarzowych.

**Podkreślenia wymaga fakt, że w związku planowaną w 2017 roku weryfikacją modelu regulacji jakościowej cele KPI określone na lata 2018-2020 mogą ulec zmianie.**

## Zasady uwzględniania wpływu regulacji jakościowej w kalkulacji przychodu regulowanego OSD

Wpływ regulacji jakościowej na przychód regulowany w taryfie roku t, będzie wyliczany zgodnie ze wzorem:

$$Q_t = PR_{\text{bazowy}(t)} \cdot [1,40\% \cdot f(\text{SAIDI}_{t-2}) + 0,50\% \cdot f(\text{SAIFI}_{t-2}) + 1,00\% \cdot f(\text{CRP}_{t-2}) + 0,50\% \cdot f(\text{CPD}_{t-2})],$$

gdzie:

$$f(\text{SAIDI}_{t-2}) = \begin{cases} -1, & KPI_{t-2 \text{ SAIDI}} \geq Km_{t-2 \text{ SAIDI}}, \\ 0, & KPI_{t-2 \text{ SAIDI}} \leq Pn_{t-2 \text{ SAIDI}}, \\ -\frac{(KPI_{t-2 \text{ SAIDI}} - Pn_{t-2 \text{ SAIDI}})}{(Km_{t-2 \text{ SAIDI}} - Pn_{t-2 \text{ SAIDI}})}, & Pn_{t-2 \text{ SAIDI}} < KPI_{t-2 \text{ SAIDI}} < Km_{t-2 \text{ SAIDI}}, \end{cases}$$

$$f(\text{SAIFI}_{t-2}) = \begin{cases} -1, & KPI_{t-2 \text{ SAIFI}} \geq Km_{t-2 \text{ SAIFI}}, \\ 0, & KPI_{t-2 \text{ SAIFI}} \leq Pn_{t-2 \text{ SAIFI}}, \\ -\frac{(KPI_{t-2 \text{ SAIFI}} - Pn_{t-2 \text{ SAIFI}})}{(Km_{t-2 \text{ SAIFI}} - Pn_{t-2 \text{ SAIFI}})}, & Pn_{t-2 \text{ SAIFI}} < KPI_{t-2 \text{ SAIFI}} < Km_{t-2 \text{ SAIFI}}, \end{cases}$$

$$f(\text{CRP}_{t-2}) = f(\text{CRP}_{t-2, \text{IV}}) \cdot 0,1 + f(\text{CRP}_{t-2, \text{V}}) \cdot 0,9,$$

$$f(\text{CRP}_{t-2, \text{IV}}) = \begin{cases} -1, & KPI_{t-2 \text{ CRP IV}} \leq Km_{t-2 \text{ CRP IV}}, \\ 0, & KPI_{t-2 \text{ CRP IV}} \geq Pn_{t-2 \text{ CRP IV}}, \\ -\frac{(Pn_{t-2 \text{ CRP IV}} - KPI_{t-2 \text{ CRP IV}})}{(Pn_{t-2 \text{ CRP IV}} - Km_{t-2 \text{ CRP IV}})}, & Km_{t-2 \text{ CRP IV}} < KPI_{t-2 \text{ CRP IV}} < Pn_{t-2 \text{ CRP IV}}, \end{cases}$$

$$f(\text{CRP}_{t-2, \text{V}}) = \begin{cases} -1, & KPI_{t-2 \text{ CRP V}} \leq Km_{t-2 \text{ CRP V}}, \\ 0, & KPI_{t-2 \text{ CRP V}} \geq Pn_{t-2 \text{ CRP V}}, \\ -\frac{(Pn_{t-2 \text{ CRP V}} - KPI_{t-2 \text{ CRP V}})}{(Pn_{t-2 \text{ CRP V}} - Km_{t-2 \text{ CRP V}})}, & Km_{t-2 \text{ CRP V}} < KPI_{t-2 \text{ CRP V}} < Pn_{t-2 \text{ CRP V}}, \end{cases}$$

$Q_t$  – wpływ regulacji jakościowej na przychód regulowany, [tys. zł];

$f(\text{SAIDI}_{t-2})$  – funkcja wykonania wskaźnika SAIDI w roku t-2;

$f(\text{SAIFI}_{t-2})$  – funkcja wykonania wskaźnika SAIFI w roku t-2;

$f(\text{CRP}_{t-2})$  – funkcja wykonania wskaźnika CRP (czas realizacji przyłączenia) w roku t-2, przy czym waga  $\text{CRP}_{\text{gr.IV}}=10\%$ ,  $\text{CRP}_{\text{gr.V}}=90\%$ ;

$f(\text{CPD}_{t-2})$  - funkcja wykonania wskaźnika CRP zostanie określona po weryfikacji modelu regulacji jakościowej w 2017 roku;

$PR_{\text{bazowy}(t)}$  – przychód regulowany skalkulowany na rok taryfowy t bez uwzględnienia wpływu regulacji jakościowej, [tys. zł];

$KPI_{t-2 \text{ xxx}}$  – cel rozliczeniowy KPI w roku t-2 (SAIDI, SAIFI, CRP, CPD), [min/odb.; liczba przerw/odb.; %];

$Pn_{t-2 \text{ xxx}}$  – przedział neutralny dla danego KPI w roku t-2 (SAIDI, SAIFI, CRP, CPD), [min/odb.; liczba przerw/odb.; %];

$Km_{t-2 \text{ xxx}}$  – maksymalny poziom kary dla danego KPI w roku t-2 (SAIDI, SAIFI, CRP, CPD), [min/odb.; liczba przerw/odb.; %].

**Prezes URE w celu dodatkowego ograniczenia negatywnego wpływu ewentualnej kary na przychód regulowany OSD, postanowił wprowadzić maksymalny poziom kary – obniżenie**

**przychodu regulowanego, który nie może przekroczyć wartości określonej jako  $2\% \cdot PR_{\text{bazowy}(t)}$  i jednocześnie wartości 15% kwoty zwrotu z kapitału w roku t.**

Wpływ regulacji jakościowej będzie uwzględniony w zwrocie z zaangażowanego kapitału według poniższej formuły:

$$Q_{t\%} = 1 + \frac{Q_t}{Z_{\text{bazowe}(t)}}$$

gdzie:

$Q_t$  – wpływ regulacji jakościowej na przychód regulowany w taryfie roku t, [tys. zł]

$Z_{\text{bazowe}(t)}$  – kwota zwrotu z zaangażowanego kapitału uwzględniany w taryfie na rok t kalkulowany zgodnie z *Metodą ustalania Wartości Regulacyjnej Aktywów i zwrotu z zaangażowanego kapitału* z dnia 19 listopada 2008 roku wraz z późniejszymi zmianami, [tys. zł].

Taryfa na 2018 rok (t), będzie uwzględniała w zwrocie z zaangażowanego kapitału wpływ wykonania wskaźników regulacji jakościowej z 2016 roku (t-2).

## Załącznik nr 1 Metodologia obliczania wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej

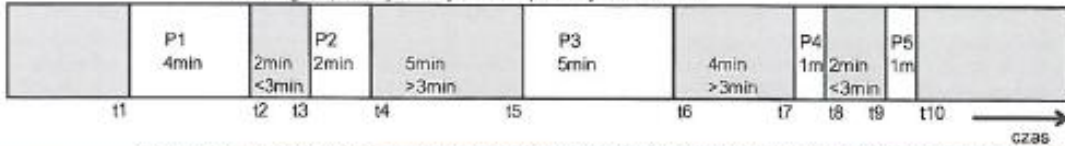
### Metodologia obliczania wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej

1. Regulacja jakościowa, w zakresie odnoszącym się do niezawodności dostaw energii elektrycznej, oparta będzie na dwóch wskaźnikach – SAIDI i SAIFI, obejmujących łącznie: przerwy długie, bardzo długie i katastrofalne, planowe i nieplanowe.
2. Nadrzędnymi aktami regulującymi sposób kwalifikowania przerw są Ustawa Prawo Energetyczne i Rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
3. Wskaźniki niezawodności dostaw obliczane są dla przerw w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców końcowych, będących skutkiem **wszelkich** wyłączeń (planowanych lub nieplanowanych) w sieci WN i SN, tzn. ma miejsce zanik napięcia po stronie SN lub SN i WN (lub zdarzenie równoważne – p. pkt. 4).
4. Elementarnym zdarzeniem ruchowym skutkującym zanikiem napięcia u odbiorców końcowych, wymagającym podania indywidualnych danych ruchowych wykazanych w raportach jest zarejestrowany (automatycznie lub poprzez operację makietową, uwzględniającą rzeczywisty czas wykonania operacji łączeniowej w sieci dystrybucyjnej) zanik napięcia od strony SN na transformatorze SN/nN. Jedynym przypadkiem szczególnym, wymagającym rejestracji i uwzględnienia zdarzenia pomimo obecności napięcia SN, jest wyłączenie tr SN/nN na wszystkich 3 fazach po stronie nN lub wszystkich obwodów nN (co jest równoważne wyłączeniu tr po str. SN).
5. Każde elementarne zdarzenie stanowi oddzielną pozycję w rejestrze prowadzonym przez każdego OSD i jest odwzorowane co najmniej przez:
  - a) symbole identyfikacyjne stacji SN/nN oraz nr tr SN/nN (jeżeli jest ich więcej niż jeden),
  - b) ilość odbiorców dotkniętych przerwą z powodu wyłączenia transformatora (lub transformatorów w przypadku stacji wielotransformatorowej – zgodnie z pkt. 4)
  - c) ilość odbiorców przypisanych do stacji SN/nN lub tr SN/nN
  - d) czas trwania przerwy (data i czas początku oraz data i czas końca)
6. Przy kwalifikacji przerw do obliczania wskaźników, ciąg przerw (bez względu na ich rodzaj) przypisanych do tej samej ilości odbiorców (zasilanych z tej samej stacji SN/nN / tr SN/nN) oddzielonych czasem powrotu napięcia mniejszym niż 3 minuty podlega połączeniu w jedną przerwę. Jeżeli sumaryczny czas tych przerw przekroczy 3 minuty, zostają zakwalifikowane do wyznaczania SAIDI i SAIFI. Czasy powrotów napięcia trwające do 3 minut nie są wliczane do czasu trwania przerwy. Jeżeli sumaryczny czas trwania tych przerw będzie mniejszy lub równy 3 minuty, będą one uwzględniane wyłącznie do wyliczania wskaźnika MAIFI.

CCU

□ P-przerwa w dostarczaniu energii    □ dostarczanie energii

Przebieg 1 - przerwy zidentyfikowane przez system SCADA



Przebieg 1a - przerwy po scaleniu przerw z Przebiegu 1 z uwzględnieniem czasu trwania dostarczania energii do 3 min.



Rejestr źródłowy odwzorujący Przebieg 1

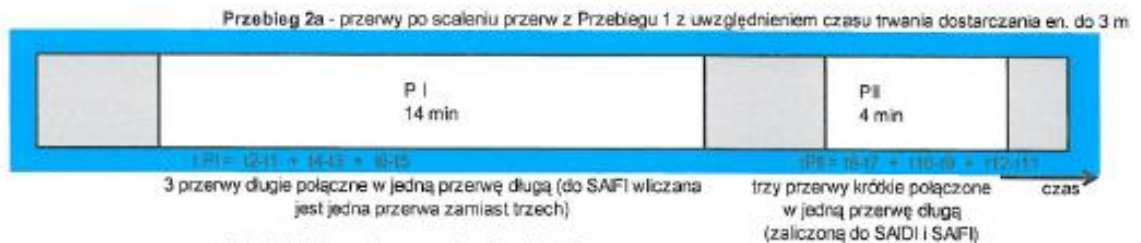
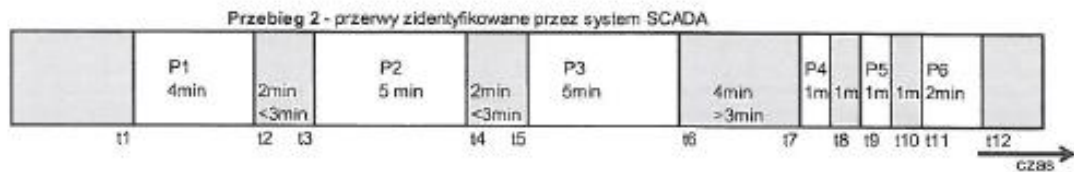
	symbol stacji	początek przerwy	koniec przerwy	czas trwania przerwy	liczba odbiorców
P1	A	11	12	4min	N
P2	A	13	14	2min	N
P3	A	15	16	5min	N
P4	A	17	18	1min	N
P5	A	19	110	1min	N

Rejestr po scaleniu odwzorujący Przebieg 1a - dwie przerwy policzone do SAIDI i SAIFI

	symbol stacji	początek przerwy	koniec przerwy	czas trwania przerwy	liczba odbiorców
P I	A	11	14	5 min	N
P II	A	15	16	5min	N

W powyższym przykładzie (przebieg 1), z punktu widzenia wskaźników SAIDI i SAIFI, będziemy mieli do czynienia z **dwoma** osobnymi przerwami jedna o czasie trwania 6 min i druga 5 min. Trzecia przerwa nie będzie wliczana do kalkulacji SAIDI i SAIFI.

CCU



Rejestr źródłowy odwzorowujący Przebieg 2

	symbol stacji	początek przerwy	koniec przerwy	czas trwania przerwy	ilość odbiorców
P1	A	t1	t2	4min	N
P2	A	t3	t4	5min	N
P3	A	t5	t6	5min	N
P4	A	t7	t8	1min	N
P5	A	t9	t10	1min	N
P6	A	t11	t12	2min	N

Rejestr po scaleniu odwzorowujący Przebieg 2a - dwie przerwy zaliczone do SAIFI - SAIDI

	symbol stacji	początek przerwy	koniec przerwy	czas trwania przerwy	ilość odbiorców
P I	A	t1	t6	14min	N
P II	A	t7	t11	4min	N

W powyższym przykładzie (przebieg 2), z punktu widzenia wskaźników SAIDI i SAIFI, będziemy mieli do czynienia z **dwoma** osobnymi przerwami jedna o czasie trwania 14 min i druga 4 min.

Dane do wyliczania wskaźników (ilość odbiorców i czas przerwy) archiwizowane są na potrzeby audytu w postaci rejestrów (preferowany format \*.xls), możliwych do wysłania na żądanie audytora.

7. Odbiorca w aspekcie wyznaczania wskaźników niezawodności jest tożsamy z PPE (Punkt Poboru Energii) w sieci OSD. Jest to, co do zasady, układ pomiarowo-rozliczeniowy.
8. Na ilość odbiorców składa się :
  - ilość PPE w obwodach sieci nN zasilanych z każdego transformatora Sn/nN,
  - ilość PPE dla sieci SN i WN
9. Dla stacji będącej własnością odbiorcy, przyjmuje się liczbę odbiorców równą ilości PPE tego odbiorcy na tej stacji .
10. Liczba odbiorców, do której odniesiony jest wskaźnik (mianownik formuły wskaźnika), jest to liczba odbiorców końcowych (PPE) przyłączonych do sieci OSD wg. stanu na koniec grudnia roku poprzedzającego rok obliczeniowy (ilość wykazana w sprawozdaniu G10.4).

CCU



11. Do obliczania wskaźników SAIDI i SAIFI zaliczana jest każda przerwa trwająca dłużej niż 3 minuty, również wynikająca z przełączeń prowadzonych w sieci (z uwzględnieniem założeń określonych w pkt. 6).
12. Czasy przerw zaliczonych do planowanych, zgodnie z rozporządzeniem systemowym, przyjmuje się wyłącznie te, które wystąpiły i zostały zgłoszone z odpowiednim wyprzedzeniem i mieszczą się w okresie czasu podanym do wiadomości odbiorców w sposób zgodny z zapisami rozporządzenia. Wszystkie inne przerwy są przerwami nieplanowanymi. Jeżeli czas zakończenia przerwy przekroczy czas zakończenia przerwy planowej lub początek przerwy będzie wcześniejszy niż planowy, to czasy przerwy wykraczające poza czasy planowe zostaną zaliczone do przerwy nieplanowanej. Do wskaźnika SAIFI uwzględniona zostanie tylko jedna przerwa, wynikająca z wyłączenia planowanego, o ile nie zostanie przedzielona powrotem napięcia na czas co najmniej trzech minut.
13. Obliczanie wskaźnika (SAIDI, SAIFI) następuje w oparciu o formuły podane w rozporządzeniu, przy zastosowaniu dowolnego narzędzia obliczeniowego.
14. Do przerw wliczane są wszystkie zdarzenia niezależnie od przyczyny ich wystąpienia, a więc także przerwy spowodowane przez odbiorców, strony trzecie, będące skutkiem poleceń straży pożarnej, warunków atmosferycznych itp.
15. Do przerw nie są wliczane przerwy w dostarczaniu energii powstałe na żądanie lub wnioski odbiorcy jak również wstrzymania dostarczania o charakterze działań windykacyjnych.
16. Przerwy występujące na przełomie miesiąca/roku należy przypisać do miesiąca/roku, w którym się zakończyły.

**Wymagania techniczne pozwalające na obliczanie wskaźników niezawodności dostaw energii zgodnie z przyjętą metodologią**

1. OSD posiadają moduły systemów dyspozytorskich (lub inne analogiczne narzędzie) służące do automatycznej rejestracji danych o zdarzeniach w sieci, skutkujących przerwą u odbiorców. Ich działanie oparte jest o identyfikację ciągów beznapięciowych w sieci dokonywane przez system dyspozytorski SCADA. Zakłada się, że min. 95% stacji WN/SN będzie wyposażonych w telemechanikę.
2. Zmiana stanu łącznika, nie posiadającego odwzorowania poprzez telemechanikę, musi zostać bez zbędnej zwłoki odwzorowana w systemie dyspozytorskim poprzez czynność dyspozytora tzw. operację makietową. W przypadku braku możliwości natychmiastowego wykonania operacji makietowej, w rejestrze zdarzenia musi zostać wpisany czas rzeczywistego dokonania zmiany położenia łącznika. Algorytm obliczeniowy powinien uwzględniać rzeczywisty czas wykonania operacji łączeniowej.
3. Rejestracja automatyczna uzupełniana jest wpisami dekretującymi dokonywanymi nadążnie przez prowadzącego ruch sieci (np. rodzaj przerwy oraz inne parametry zdarzenia).

CCG



4. OSD zapewniają dostępność na żądanie URE aktualnego wykazu (najlepiej generowanego z systemu rejestrującego) wszystkich stacji SN/nN lub transformatorów w przypadku stacji wielotransformatorowych, z ilością przypisanych odbiorców, stanowiącego element audytu. Aktualizacja przypisania odbiorców do stacji wykonywana będzie co najmniej raz w roku. Nowe obiekty będą dopisywane do rejestru na bieżąco (wraz z informacją o ilości PPE przypisanych do tego obiektu).

## AUDYTOWALNOŚĆ

1. OSD wnioskuje o przeprowadzenie pierwszego audytu systemu, o którym mowa w pkt. 1 założeń technicznych po 1.01.2015r, certyfikującego wdrożone algorytmy i narzędzia.
2. OSD zobowiązują się przysyłać na żądanie URE raporty zgodnie z pkt. 5, które stanowią podstawę obliczenia wskaźników
3. Audytor otrzyma prawo wglądu do systemów w celu weryfikacji danych podanych w ww raportach
4. Raporty zawierać będą dane, które posłużyły do obliczenia wartości wskaźników za raportowany okres

## PRZELICZENIE WSKAŹNIKÓW WSTECZ i dodatkowe zastrzeżenia

1. OSD proponują przyjęcie informacji przesłanych w ankiecie w XII 2013r. (sporządzonych z wyłączeniem awarii w sieci nN) za lata 2012 i uzupełnionych o rok 2013, jako bazy referencyjnej dla przyszłej regulacji jakościowej
2. Założeniem URE oraz OSD jest doprowadzenie w przyszłości do sytuacji, w której wskaźniki SAIDI, SAIFI będą określane na podstawie rejestracji zdarzeń na poziomie niskiego napięcia.
3. Zaproponowane zasady obliczania wskaźników SAIDI, SAIFI zostaną wdrożone pod warunkiem, że nie zostaną wprowadzone istotne zmiany w sposobie ich wyznaczania w trakcie rozpoczynających się prac nad *6th CEER Benchmarking Report on Quality of Supply*.
4. OSD deklaruje wdrożenie/modyfikację systemów IT i modernizację obiektów energetycznych w zakresie doposażenia w układy telemechaniki, niezbędnych do raportowania wskaźników wg przedstawionej metodologii, od 1.01.2015r., z następującymi zastrzeżeniami:

a)TAURON Dystrybucja SA

„Ewidencja przerw w dostarczaniu energii w TD stanowiąca materiał audytowalny, zgodny z zasadami zaproponowanymi przez zespół jakościowy, jest możliwa od 1.01.2015 r. w zakresie 10 z 11 Oddziałów. W Oddziale w Jeleniej Górze wcześniej musi zostać wdrożona SCADA SYNDIS (obecnie jest w użyciu Prins -

BTC) a następnie uruchomiony i wdrożony rejestrator zdarzeń awaryjnych (OMS) połączony interfejsem z AWAREM Centralnym. Zakończenie zadania planowane jest na koniec I kw. 2015r. Biorąc pod uwagę czas potrzebny na wdrożenie do pracy produkcyjnej, realnym terminem jest koniec 1-go półrocza 2015r."

b) ENERGA Operator SA

Nie ma możliwości prezentowania wyłączeń w podziale na transformatory SN/nN. W rejestrze wyłączeń wizualizowane są jedynie stacje, w których doszło do wyłączenia transformatora. W przypadku stacji wielotransformatorowych, w których doszło do wyłączenia tylko jednego z kilku transformatorów, rzeczywista liczba wyłączonych odbiorców modyfikowana (pomniejszana) jest ręcznie przez dyspozytora (jest to działanie zgodnie z zapisami pkt 4 i 5 Metodologii).

c) PGE Dystrybucja S.A.

W pięciu Oddziałach po niezbędnych pracach wdrożeniowych będzie możliwe raportowanie wskaźników terminie od 1.01.2015 roku

Trzy Oddziały PGE Dystrybucja S.A. będą gotowe do raportowania wskaźników w terminie od 1.07.2015 roku.

Uzasadnienie:

Oddział Białystok – dostawca systemu SCADA, BTC Prins, nie ma w ofercie działającego modułu, który umożliwi obliczanie wskaźników przerw w zasilaniu. Jednocześnie deklaruje gotowość jego wykonania i wdrożenia. Czas potrzebny na przeprowadzenie tych czynności nie pozwala na dotrzymanie terminu 1.01.2015 r.

Oddział Skarżysko-Kamienna – Eksploatowana wersja systemu WindEx pracuje w 12 Centrach Dyspozytorskich i nie jest to system scalony. Na lata 2015-2018 zaplanowana została jego modernizacja do wersji CIM. W związku z tym konieczne jest wdrożenie modułu AWAR w eksploatowanej wersji SCADY, z zastrzeżeniem, że zakupiony moduł będzie pracował także w zmodernizowanej wersji systemu. Z tego tytułu konieczny zakres prac nie pozwala na dotrzymanie terminu 1.01.2015 r

Oddział Warszawa – znajduje się obecnie w trakcie wdrożenia systemu SCADA. Zgodnie z zapisami umowy, jego wdrożenie wraz z modułem do obliczania wskaźników przerw w zasilaniu zakończy się 30.06.2015 roku.

**Stanowisko przedstawione w niniejszym dokumencie zostało wypracowane i uzgodnione przez Zespół Techniczny PTPIREE ds. Aspektów Technicznych Taryfy Jakościowej (SAIFI/SAIFI) i Urząd Regulacji Energetyki.**

CCG

## **Załącznik nr 2 Zasady przeliczania wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej za 2014 rok zgodnie z nową metodologią**

### **Definicje:**

Metodologia / Nowa metoda – ujednolicona Metodologia obliczania wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej opracowana przez Zespół Techniczny PTPIREE ds. Aspektów Technicznych Taryfy Jakościowej (SAIDI / SAIFI) i Urząd Regulacji Energetyki. OSD proponują przeliczenie wskaźników niezawodności dostaw SAIDI i SAIFI za 2014 rok w następującym zakresie:

1. Wykluczenie zdarzeń na niskim napięciu (zgodnie z pkt. 3. Metodologii obliczania wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej – zał. 1, dalej *Metodologii*)
2. Przypisanie rzeczywistej liczby PPE do stacji (zgodnie z pkt. 4. założeń technicznych Metodologii)
3. Uwzględnienie zasady z Metodologii, pkt. 6., wskazującej, że przerwy muszą być rozdzielone powrotem napięcia dłuższym niż 3 minuty

W zakresie pkt. 1. przeliczenie wskaźników za 2014 rok zostanie wykonane na podstawie rzeczywistych danych o przerwach (rzeczywistym przypisaniu przerw na poszczególne poziomy napięcia).

W zakresie pkt. 2. przeliczenie wskaźników za 2014 zostanie dokonane po zakończeniu prac OSD związanych z przypisaniem rzeczywistej liczby PPE do stacji. W zależności od sposobu ewidencji przerw w 2014 roku u danego OSD (ewidencja przerw w podziale na stacje lub ciągi SN) przeliczenie wskaźników zostanie dokonane jednym z następujących sposobów (dopuszcza się możliwość wykorzystania obydwu podejść w zależności od dostępności danych historycznych i wykorzystywanych narzędzi IT na różnych obszarach tego samego OSD):

- A. W przypadku ewidencji w podziale na stacje – przeliczenie wskaźników z uwzględnieniem rzeczywistej liczby PPE przyłączonych do obwodów stacji
- B. W przypadku ewidencji w podziale na ciągi SN – przeliczenie wskaźników zgodnie z pkt. A, z wykorzystaniem metody statystycznej na reprezentatywnej próbce przerw. Metoda ta polega na określeniu średniej różnicy pomiędzy wskaźnikami wyznaczonymi dotychczasową metodą (po wyłączeniu przerw na niskim napięciu) a nową metodą, odniesionej do populacji PPE przypisanej do wybranych ciągów SN i zastosowanie tej średniej różnicy do przeliczenia wskaźników z perspektywy całego OSD

W zakresie pkt. 3 przeliczenie wskaźników za 2014 rok zostanie dokonane jednym z następujących sposobów (dopuszcza się możliwość wykorzystania obydwu podejść w zależności od dostępności danych historycznych i wykorzystywanych narzędzi IT na różnych obszarach tego samego OSD (w zależności od granulacji danych historycznych dotyczących przerw):

- A. Przeliczenie wskaźników z uwzględnieniem rzeczywistego etapowania (trwania) przerw dla wszystkich przerw przy zastosowaniu odpowiedniego narzędzia IT
- B. Przeliczenie wskaźników z wykorzystaniem metody statystycznej na reprezentatywnej próbce przerw, analogicznie jak w punkcie 2.

Tak więc, w odniesieniu do punktów B. przeliczenie polegać będzie na wybraniu reprezentatywnej próbki przerw (planowanych i nieplanowanych), przypisanie stacjom SN/nN rzeczywistych ilości PPE, agregacji przerw wg. punktu 3, a następnie, na tak przygotowanych danych, wyliczenie wskaźników SAIDI i SAIFI odniesionych do ilości PPE zasilanych z ciągów SN biorących udział w wybranych przerwach. W dalszej kolejności wyznaczenie względnej różnicy (współczynnik korekcyjny) i odniesienie jej do wskaźników wyliczonych za okres 2014 roku metodą dotychczasową.

Powyższa metoda w zakresie pkt. 2-3. uzasadnia przyjęcie błędu szacunku wskaźników na poziomie nie mniejszym niż +/- 10% wynikającego w szczególności z:

1. Różnorodnych zasad wyliczenia wskaźników w poszczególnych obszarach OSD oraz w poszczególnych latach przed rokiem 2015, których ujednoczenie nie jest możliwe (w załączeniu została zaprezentowana lista wymagań, koniecznych do uwzględnienia przy przeliczaniu);
2. Różnej jakości narzędzi służących rejestracji danych o przerwach w poszczególnych OSD, historycznie będących w wielu przypadkach w innej strukturze organizacyjnej. Ich jakość była sukcesywnie doskonalona wpływając na dokładność rejestracji danych a tym samym zastosowanie nowej Metodologii;
3. Różnorodności stosowanych formatów i zakresów danych o awariach, skutkujących brakami lub niepełnymi możliwościami przeliczenia wskaźników;
4. Braku możliwości odtworzenia przebiegu części zdarzeń – szczególnie kolejnych etapów złożonych awarii;
5. Specyfiki struktur baz danych – m.in. wspomnianej wcześniej ewidencji z przypisaniem zdarzeń do stacji lub ciągów;
6. Zmienności ilości PPE w czasie – przypisanie PPE, przygotowywane obecnie przez większość OSD zostanie opracowane dla stanu na koniec roku 2014. Przeliczenie powinno bazować na rozkładzie PPE na koniec roku 2013 – takie dane mogą być częściowo niedostępne.

Wskaźniki za lata II połowa 2011-2013 zostaną przeliczone współczynnikiem korekcyjnym k rozumianym jako procentowa różnica pomiędzy wartością wskaźników za 2014 wyliczonych zgodnie z niniejszą metodą a wartością wskaźników za 2014 rok wyliczonych dotychczas stosowaną metodą.

Termin realizacji prac związanych z przeliczeniem wskaźników niezawodności dostaw SAIDI i SAIFI za 2014 rok według nowej metody z uwzględnieniem założeń powyżej został wyznaczony na koniec I kwartału 2015 roku.

## Załącznik nr 3 Metodologia obliczania wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej

### Metodologia wyznaczania wskaźnika czas realizacji przyłączenia na potrzeby przyszłego modelu regulacji jakościowej

Stanowisko przedstawione w niniejszym dokumencie zostało wypracowane i uzgodnione przez Zespół Techniczny PTPIREE ds. Przyłączenia i Urząd Regulacji Energetyki

Celem niniejszego dokumentu jest szczegółowy opis metodologii wyznaczania wskaźnika czas realizacji przyłączenia.

#### I. Wstęp

- 1) Elementem nowego modelu regulacji jakościowej odnoszącym się do realizacji procesu przyłączenia odbiorców do sieci dystrybucyjnej, będzie wskaźnik **czas realizacji przyłączenia** (zwany dalej „KPI CRP”).
- 2) Kwalifikacja odbiorców OSD do odpowiednich grup przyłączeniowych odbywa się na podstawie: ustawy Prawo energetyczne oraz rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
- 3) Mając na uwadze, że realizacja procesu przyłączenia odbiorców zakwalifikowanych do II i III grupy przyłączeniowej jest dużo bardziej skomplikowana, wielowątkowa oraz w większości przypadków zależna od wymagań odbiorców (w tym również w zakresie czasu realizacji przyłączenia), KPI CRP powinien być mierzony jedynie dla odbiorców z IV i V grupy przyłączeniowej. Jednocześnie spowoduje to, że pomiar KPI CRP obejmie ilościowo większość odbiorców OSD, przyłączanych do sieci w danym okresie.

#### II. Definicja

Czas realizacji przyłączenia (KPI CRP) - wyrażony w dniach kalendarzowych czas realizacji umów o przyłączenie instalacji odbiorczych podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, w rozumieniu zapisów rozporządzenia systemowego, liczony od daty zawarcia umowy o przyłączenie, do daty wysłania przez OSD powiadomienia o gotowości do świadczenia usług dystrybucji.

#### III. Zasady przygotowania danych do wyznaczenia KPI CRP

- 1) OSD gromadzą dane dotyczące czasu realizacji umów o przyłączenie z odbiorcami z IV i V grupy przyłączeniowej.
- 2) Dla wyznaczenia KPI CRP uwzględnia się **wyłącznie zrealizowane przez OSD umowy o przyłączenie**, tj. umowy dla których w danym okresie wysłano powiadomienie o gotowości do świadczenia usług dystrybucji.
- 3) Okres sprawozdawczy dla KPI CRP wynosi 6 miesięcy. KPI CRP będzie wyznaczany w oparciu o dane za rok kalendarzowy lub okres ostatnich 12 miesięcy.
- 4) Umowy o przyłączenie, w których w ramach jednej umowy o przyłączenie, określono więcej niż jeden etap realizacji, w KPI CRP uwzględnia się jedynie czas realizacji pierwszego etapu. W tym przypadku czas realizacji przyłączenia liczony jest od daty zawarcia umowy o przyłączenie do daty wysłania do przyłączanego podmiotu pierwszej informacji o gotowości do świadczenia usług dystrybucji.

- 5) Do wyznaczenia KPI CRP uwzględnia się jedynie umowy o przyłączenie, które skutkują poniesieniem nakładów inwestycyjnych po stronie OSD, tj. umowy w ramach których następuje budowa/przebudowa/modernizacja przyłącza i/lub sieci.
- 6) Wskaźnik KPI CRP nie uwzględnia umów o przyłączenie, których realizacja wynika wyłącznie z prac po stronie przyłączanego podmiotu, np. przebudowa instalacji wewnętrznej, rozdział instalacji wewnętrznej, albo umów o przyłączenie, w których obowiązkiem OSD jest wyłącznie prosta wymiana zabezpieczeń (tj. wymiana wkładek bezpiecznikowych, wymiana wkładek bezpiecznikowych z podstawami tego samego typu o wyższym prądzie znamionowym, wymiana wyłączników instalacyjnych nadmiarowo – prądowych) lub wymiana/montaż układu pomiarowo – rozliczeniowego.
- 7) Mając na uwadze kwalifikacje odbiorców do grup przyłączeniowych, w przypadku umów o przyłączenie budynków wielolokalowych, o kwalifikacji do grupy przyłączeniowej będzie decydowała grupa przyłączeniowa określona w danej umowie o przyłączenie. Jeżeli jedna umowa o przyłączenie, obejmuje przyłączenie instalacji odbiorczych zakwalifikowanych do IV i V grupy przyłączeniowej, umowę w KPI CPR uwzględnia się w IV grupie przyłączeniowej.

#### **IV. Szczegółowy sposób wyznaczenia wskaźnika KPI CRP**

- 1) Dla potrzeb regulacji jakościowej, realizację procesu przyłączania OSD opisuje się KPI CRP oddzielnym dla IV i V grupy przyłączeniowej.
- 2) KPI CRP określa jaką część umów o przyłączenie dla odbiorców z IV i V grupy przyłączeniowej OSD powinien realizować w okresie do 18 miesięcy. W tym przypadku, elementem modelu regulacji jakościowej byłby określony indywidualny poziom (wartość %) zrealizowanych umów o przyłączenie w okresie do 18 miesięcy.
- 3) W celu wyznaczenia KPI CRP dla realizacji procesu przyłączania należy, w danym okresie czasu wyznaczyć ilość umów zrealizowanych w terminie do 18 miesięcy a następnie określić stosunek tej wartości do wszystkich umów o przyłączenie zrealizowanych w danym okresie w danej grupie przyłączeniowej.
- 4) Ustalenie odsetka umów o przyłączenie realizowanych w terminie do 18 miesięcy będzie możliwe w toku dalszych prac URE-PTPIREE .

#### **V. Monitoring czasu przyłączenia**

- 1) Źródłem danych do wyznaczenia wskaźnika KPI CRP będą systemy informatyczne wspomagające realizację procesu przyłączeniowego w poszczególnych OSD.
- 2) Dane niezbędne do wyliczenia wskaźników (daty zawarcia umów o przyłączenie, daty wysłania informacji o gotowości do świadczenia usług dystrybucji) będą eksportowane na potrzeby sporządzenia rejestru niezbędnego do obliczenia wskaźnika lub na potrzeby audytu w postaci raportu \*.xls

#### **VI. Audytowalność**

- 1) OSD dostarczają w uzgodnionym terminie, raport stanowiący podstawę do obliczenia KPI CRP za dany okres.

CCU

- 2) Audytor otrzyma dostęp do danych w systemach informatycznych stanowiących źródło danych dotyczących KPI CRP.

**VII. Data rozpoczęcia pomiaru czas realizacji przyłączenia i dane historyczne**

- 1) Raportowanie KPI CRP wg przedłożonej metodologii będzie możliwe dla umów o przyłączenie zrealizowanych po 1 stycznia 2014 roku.
- 2) W terminie do dnia 31 grudnia 2014 roku, OSD wdrożą niezbędne zmiany w użytkowanych systemach informatycznych wspomagających realizację procesu przyłączeń, niezbędne do raportowania wskaźnika KPI CRP według przyjętej metodologii.
- 3) OSD w uzgodnionym w toku dalszych prac URE-PTPiREE terminie, przedstawią dane historyczne za okres od 1 stycznia 2013 roku, zgodnie z przyjętą metodologią.

1667