

Ewolucja systemu do analizy różnicy bilansowej w dużej spółce dystrybucyjnej

Barbara Kaszowska, Andrzej Włóczyk

Politechnika Opolska, Instytut Elektroenergetyki i Energii Odnawialnej, ul. Prószkowska 76, 45-758 Opole

Streszczenie: W artykule przedstawiono wybrane zależności stosowane w obliczeniach strat energii metodą statystyczną oraz metodą dokładniejszą, wykorzystującą wyniki pomiarów przepływów energii z liczników AMI zainstalowanych u odbiorców oraz liczników bilansujących zainstalowanych w stacjach SN/nN. Przedstawiono zasady funkcjonowania systemu do analizy różnicy bilansowej SARB i jego podstawowe funkcjonalności oparte na analizach statystycznych. Ze względu na coraz szersze możliwości wykorzystania informacji pochodzących z innych systemów informatycznych działających w spółce dystrybucyjnej, przedstawiono modyfikacje rozwojowe w zakresie współpracy z Systemem Zarządzania Majątkiem Sieciowym NAM oraz w zakresie współpracy z Bazą Pomiarową MDM realizując bilansowanie w oparciu o dane pomiarowe z liczników zdalnie odczytywanych, funkcjonującymi w dużej spółce dystrybucyjnej.

Słowa kluczowe: pomiary obciążenia, model sieci elektroenergetycznej, straty energii elektrycznej

1. Wprowadzenie

Obliczanie strat energii elektrycznej jest zadaniem bardzo istotnym z punktu widzenia oceny efektywności działania spółek dystrybucyjnych. Oszacowanie strat technicznych i handlowych, powstających w sieciach rozdzielczych umożliwia podjęcie właściwych działań w spółkach dystrybucyjnych, mających na celu ich zmniejszenie.

W Instytucie Elektroenergetyki i Energii Odnawialnej Politechniki Opolskiej we współpracy z dużą spółką dystrybucyjną podjęte zostały działania, których efektem jest opracowanie i wdrożenie Systemu Analizy Różnicy Bilansowej (SARB) do obliczeń strat energii (różnicy bilansowej) w sieciach rozdzielczych, opartego na metodach statystycznych. System ten jest stale udoskonalany, a jego ewolucja zmierza w kierunku pełnej automatyzacji procesu obliczeniowego opartego na rzeczywistych obciążeniach chwilowych i aktualnych modelach sieci. Osiągnięcie tego celu jest możliwe przy wykorzystaniu istniejących w spółce dystrybucyjnej systemów informatycznych, takich jak System Zarządzania Majątkiem Sieciowym oraz Centralna Baza Pomiarowa.

2. Obliczenia strat sieciowych w spółce dystrybucji energii metodą statystyczną

2.1. Przepływy energii oraz straty energii w sieciach rozdzielczych

Analiza różnicy bilansowej (RB) na dużych obszarach wykonywana jest z wykorzystaniem danych statystycznych. W przykładowej spółce dystrybucyjnej do analizy RB stosuje się system SARB, który wykorzystuje informacje o przepływach energii w sieciach dystrybucyjnych oraz informacje o majątku sieciowym, zawarte w formularzach ARE:

- G10.4 – wielkości energii elektrycznej, sprzedane różnego rodzaju odbiorcom z sieci o różnych poziomach napięcia,
- G10.7 – wielkości energii przepływające między sieciami,
- G10.5 – informacje o elementach majątku sieciowego.

Ideę wykorzystania informacji o przepływach energii oraz wielkości energii sprzedanych w sieciach SN i nN przedstawiono na rysunku 1.

Energia wprowadzona do sieci z transformatorów 110 kV/SN $E_{Tr_WN/SN}$ oraz energia importowana z innych sieci E_{imp} są dostarczone do sieci SN. Energia E_{BK_GPZ} jest dostarczona z baterii kondensatorów zainstalowanych w stacjach 110 kV/SN. Część z tej energii (E_{odd}) jest sprzedawana odbiorcom bezpośrednio ze stacji 110 kV/SN i nie obciąża sieci SN.

Z przedstawionego przepływu energii w sieci SN wynika, że linie elektroenergetyczne SN są obciążone energią $\Delta E_{Tr_SN/nN}$ przepływającą przez transformatory SN/nN, energią E_{odd} oddawaną z sieci SN, stratami technicznymi ΔE_{SN} w liniach SN, stratami technicznymi $\Delta E_{Tr_SN/SN}$ w transformatorach SN/SN, stratami technicznymi $\Delta E_{Tr_SN/nN}$ w transformatorach SN/nN, energią baterii kondensatorów SN E_{BKSN} , stratami dielektrycznymi w bateriach kondensatorów przyłączonych do sieci SN ΔE_{BKSN} .

Autor korespondujący:

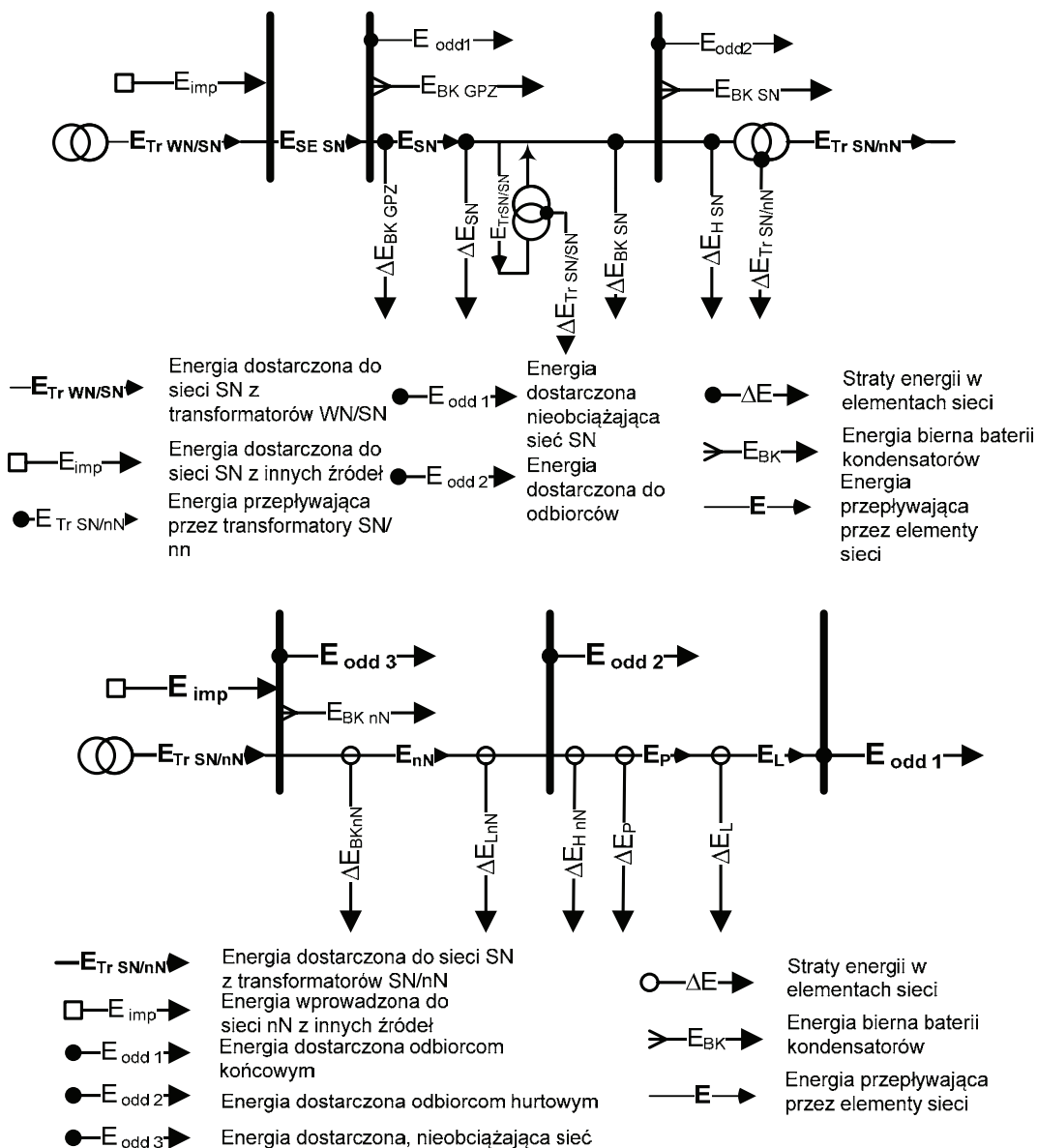
Barbara Kaszowska, b.kaszowska@po.edu.pl

Artykuł recenzowany

nadesłany 08.11.2019 r., przyjęty do druku 17.12.2019 r.



Zezwala się na korzystanie z artykułu na warunkach licencji Creative Commons Uznanie autorstwa 3.0



Rys. 1. Przepływy energii w sieciach rozdzielczych SN i nN
Fig. 1. Energy flow in MV and LV networks

oraz stratami handlowymi ΔE_{HSN} w sieci SN. Stąd, energia przepływająca siecią SN jest równa:

$$E_{SN} = E_{TrSN/nN} + E_{odd2} + \Delta E_{SN} + \Delta E_{TrSN/SN} + \Delta E_{TrSN/nN} + E_{BKSN} + \Delta E_{BKSN} + \Delta E_{HSN} \quad (1)$$

Straty techniczne w liniach i transformatorach obejmują straty napięciowe i obciążeniowe. W metodzie obliczeniowej założono, że tylko połowa strat napięciowych w liniach, transformatorach SN/SN i bateriach kondensatorów obciąża linię SN.

Obliczenie strat napięciowych w elementach sieci SN nie budzi wątpliwości. Natomiast obliczenie strat obciążeniowych stanowi poważny problem ze względu na bardzo dużą liczbę elementów tworzących sieć SN oraz brak dokładnych informacji o przepływach energii w tej sieci.

Straty energii w sieciach SN są równe:

$$\Delta E_{SN} = \Delta E_{TrSN/nN} + \Delta E_{LSN} + \Delta E_{TrSN/SN} + \Delta E_{BKGPZ} + \Delta E_{BKSN} + \Delta E_{HSN} \quad (2)$$

Do sieci nN energia E_{wpr} jest wprowadzana przez transformatory SN/nN. Energia bierna $E_{BK nN}$ dopływa do sieci nN z baterii kondensatorów zainstalowanych w stacjach SN/nN. Część z wprowadzonej energii (E_{odd3}) jest sprzedawana odbiorcom bezpośrednio przyłączonym do stacji SN/nN. Ta część energii nie obciąża sieci nN. Linie nN są obciążone energią E_{odd1} i E_{odd2} , oddawaną z sieci nN, stratami technicznymi ΔE_{LnN} powstającymi w liniach nN, energią baterii kondensatorów nN $E_{BK nN}$, stratami dielektrycznymi $\Delta E_{BK nN}$ w bateriach kondensatorów, przyłączonych do sieci nN, stratami w przyłączach ΔE_p , stratami w licznikach ΔE_L oraz stratami handlowymi ΔE_{HnN} w sieci nN.

Energia przepływająca siecią nN jest więc równa:

$$E_{nN} = \Delta E_{LnN} + E_{odd2} + \Delta E_{HnN} + \Delta E_p + \Delta E_L + E_{odd1} \quad (3)$$

Całkowite straty energii czynnej ΔE_{nN} w sieciach nN wynoszą:

$$\Delta E_{nN} = \Delta E_{CL} + \Delta E_{CP} + \Delta E_{LnN} + \Delta E_{BK nN} + \Delta E_{HnN} = \Delta E_{uCL} + \Delta E_{oCP} + \Delta E_{uLnN} + \Delta E_{oLnN} + \Delta E_{BK nN} + \Delta E_{HnN} \quad (4)$$

gdzie: ΔE_{CL} – straty energii czynnej w licznikach, ΔE_{CP} – straty energii czynnej w przyłączach, ΔE_{LnN} – energii czynnej w liniach nN, ΔE_{uCL} – straty napięciowe energii czynnej w licznikach, ΔE_{oCP} – straty obciążeniowe energii w przyłączach, ΔE_{uLnN} – straty napięciowe energii czynnej w liniach nN, ΔE_{oLnN} – straty obciążeniowe energii czynnej w liniach nN, ΔE_{BKnn} – straty dielektryczne w bateriach kondensatorów przyłączonych do sieci nN, ΔE_{Hnn} – straty handlowe w sieci nN.

2.2. Obliczenia strat energii w liniach elektroenergetycznych metodą statystyczną

Straty energii czynnej w i -tym odcinku linii elektroenergetycznej opisane są następującą, znaną ogólnie zależnością:

$$\Delta E_{oci} = 3PR_i\tau_i \quad (5)$$

gdzie: $R_i = \frac{l_i}{\gamma s_i}$ – rezystancja i -tego odcinka linii, Ω ; τ_i – czas

trwania maksymalnych strat, h; I_i – wartość skuteczna prądu w i -tym odcinku linii, A.

Wartość czasu trwania strat maksymalnych τ_i wyznacza się z [3]:

$$\tau_i = \frac{1}{3} \left(2 \frac{T_{si}}{T_r} + 1 \right) T_{si} \frac{T_{obl}}{T_r} \quad (6)$$

gdzie: T_{si} – roczny czas trwania obciążenia szczytowego, h; T_r – czas roku, h; T_{obl} – okres, dla którego wykonuje się obliczenia, h.

W metodach statystycznych najczęściej wykorzystuje się uproszczone wartości współczynników. W przypadku czasu trwania obciążenia szczytowego, chcąc bardzo dokładnie wykonać obliczenia należałoby czas obliczeń skrócić do jednej doby lub tygodnia z uwzględnieniem dni roboczych i wolnych od pracy. Takie podejście jest bardzo wymagające pomiarowo, może zostać zrealizowane dopiero z wykorzystaniem krótkookresowych pomiarów z liczników elektronicznych współpracujących z systemem akwizycji danych pomiarowych. Dla ujednolicenia, niezależnie od długości okresu obliczeniowego, zawsze stosuje się wartość T_{si} przeliczoną na okres 1 roku. Dzięki temu istnieje możliwość bezpośredniego zestawienia czasów dotyczących różnych elementów (odcinków) w różnych okresach obliczeniowych.

Wartość prądu w punktach zasilania odbiorców określa się na podstawie ilości energii pobranej:

$$I_{odb\ nN\ i} = \frac{E_{odbi}}{\sqrt{3}U_i \cos \varphi_i T_{si} \frac{T_{obl}}{T_r}} \quad (7)$$

gdzie: E_{odbi} – energia odbierana w i -tym punkcie zasilania odbiorców, MWh; $\cos \varphi_i$ – współczynnik mocy w i -tym punkcie zasilania odbiorców.

Wartość skuteczna prądu w i -tym odcinku linii (I_i), wyznaczona może być na podstawie rozplywu prądów w sieci.

Wartość strat energii w całej sieci jest równa sumie strat w poszczególnych odcinkach linii.

$$\Delta E_{oc} = \sum_i \Delta E_{oci} \quad (8)$$

gdzie: ΔE_{oci} – straty energii czynnej w i -tym odcinku linii elektroenergetycznej, określone wzorem (5).

Praktyczne wykonanie obliczeń wymagałoby określenia poziomu obciążenia każdej linii, co praktycznie jest niemożliwe na podstawie danych zagregowanych dla grupy odbiorców zasi-

lanych z określonego obszaru. w okresie obliczeniowym. Natomiast jest możliwe wyznaczenie strat energii elektrycznej jako strat skupionych, tzn. strat energii powstających przy założeniu wystąpienia odbioru na końcu uśrednionego ciągu sieciowego. Takie straty skupione mogą być wyznaczone na podstawie zastępczych wartości prądu obciążenia, rezystancji linii oraz średniego czasu obciążenia szczytowego i nie są one równe stratom rzeczywistym. Straty skupione wyznaczane są wg następującej zależności:

$$\Delta E_{oc\ skup} = \left(\frac{E_{obc}}{\bar{U} \cos \varphi_{cs} T_s \frac{T_{obl}}{T_r}} \right)^2 \frac{l_{cs}}{\gamma s} \frac{1}{3} \left(2 \frac{T_{si}}{T_r} + 1 \right) T_{si} \frac{T_{obl}}{T_r} \quad (9)$$

gdzie: E_{obc} – energia obciążająca analizowaną sieć w czasie T_{obl} , MWh; \bar{U} – średnie napięcie w analizowanej sieci, kV; l_{cs} – długość ciągów sieciowych, km; N_{cs} – liczba ciągów sieciowych.

Niedokładność obliczenia strat energii jest pochodną wielu czynników, do których przede wszystkim zalicza się:

- rozkład obciążenia wzdłuż ciągów sieciowych,
- różne wartości średniego przekroju linii i przekroju handlowego,
- różne gęstości prądów w poszczególnych ciągach sieciowych,
- asymetrię obciążenia,
- różne czasy obciążenia szczytowego.

2.3. Obliczenia strat energii w transformatorach metodą statystyczną

Obliczenie strat dla znanych parametrów eksploatacji sieci odbywa się bezpośrednio na podstawie sumy strat jałowych wszystkich pracujących transformatorów. Ze względu na ograniczony dostęp do aktualnych informacji o pracujących jednostkach oraz konieczności uwzględnienia rzeczywistego napięcia w sieci w stosunku do napięcia znamionowego transformatorów, straty jałowe (napięciowe) $\Delta E_{uCTr\ SN/nN}$ transformatorów energetycznych SN/nN określone są zależnością [1]

$$\Delta E_{uCTr\ SN/nN} = T_{obl} t_{uz\ tr\ SN/nN} k_r \left(\frac{U_{r\ SN}}{U_{n\ tr\ SN/nN}} \right)^2 N_{tr\ SN/nN} a_{uSN/nN} \left(\frac{S_{tr\ SN/nN}}{N_{tr\ SN/nN}} \right)^4 \cdot 10^3 \quad (10)$$

gdzie: $t_{uz\ tr\ SN/nN}$ – względny czas pracy transformatorów SN/nN w analizowanym okresie, $U_{r\ SN}$ – średnie napięcie w sieci SN, $U_{n\ tr\ SN/nN}$ – średnie napięcie znamionowe transformatorów, $S_{tr\ SN/nN}$ – sumaryczna moc transformatorów SN/nN, $a_{uSN/nN}$ – współczynnik strat jałowych transformatorów SN/nN, GW/MVA^{0,75}, określony wzorem:

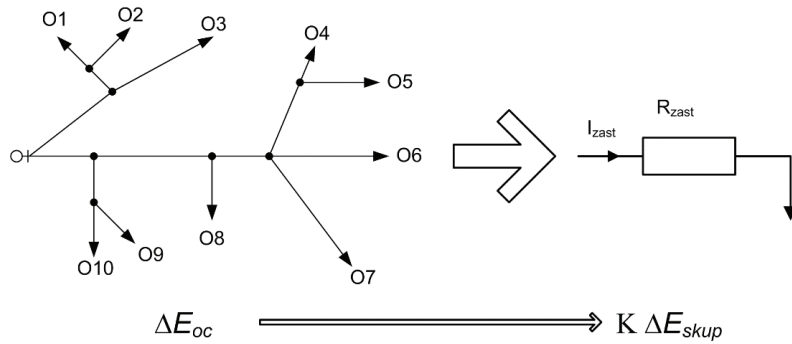
$$a_{uSN/nN} = \frac{\Delta \bar{P}_{Fe\ SN/nN}}{S_{nTSN/nN}^{0,75}} \cdot 10^{-6} \quad (11)$$

gdzie: $\Delta \bar{P}_{Fe\ SN/nN}$ – strata mocy w żelazie w średniej jednostce, kW, obliczona wg wzoru:

$$\Delta \bar{P}_{Fe\ SN/nN} = \frac{\sum_i (S_{nTSN/nNi} \cdot \Delta P_{Fe\ SN/nNi})}{\sum_i (S_{nTSN/nNi})} \quad (12)$$

$\bar{S}_{nTSN/nN}$ – moc znamionowa średniej jednostki, MVA, obliczona wg wzoru

$$\bar{S}_{nTSN/nN} = \frac{\sum_i N_{tr\ SN/nNi} \cdot S_{nTSN/nNi}}{N_{tr\ SN/nN}} \quad (13)$$



Rys. 2. Modelowanie sieci rozdzielczej oraz strat energii elektrycznej

Fig. 2. Modeling of distribution network in applications for computing electric power losses

$S_{nTSN/nNi}$ – moc znamionowa i -tego transformatora, MVA;
 $\Delta P_{Fe\ SN/nNi}$ – straty mocy w żelazie i -tego transformatora, kW;
 $N_{tr\ SN/nN}$ – liczba transformatorów, k_r – współczynnik poprawkowy, wynikający z rozkładu mocy transformatorów.

Do obliczeń strat obciążeniowych [1] transformatorów energetycznych $\Delta E_{oc\ tr\ SN/nN}$ wykorzystuje się następujący wzór:

$$\Delta E_{oc\ tr\ SN/nN} = \frac{1}{3} \left(2 \frac{T_{str\ nN}}{T_r} + 1 \right) T_{str\ nN} \frac{T_{obl}}{T_r} \left(\frac{U_{r\ SN}}{U_{n\ SN}} \right)^2 \times \beta_{str\ SN/nN}^2 p_{R\ SN/nN} k_{r\ SN/nN} N_{tr\ SN/nN}^{1/4} a_{o\ SN/nN} S_{tr\ SN/nN}^{3/4} \cdot 10^3 \quad (14)$$

gdzie: $\beta_{str\ SN/nN}$ – średnie obciążenie transformatorów SN/nN, określone wzorem

$$\beta_{str\ SN/nN} = \frac{E_{C\ tr\ SN/nN}}{T_{str\ nN} \frac{T_{obl}}{T_r} S_{tr\ SN/nN} \cos \varphi_{tr\ SN/nN}} \quad (15)$$

$k_{r\ SN/nN}$ – współczynnik uwzględniający rozrzut obciążeń szczytowych v_β transformatorów SN/nN oraz czasów obciążenia szczytowego, $a_{o\ SN/nN}$ – współczynnik jednostkowych strat obciążeniowych, określony wzorem

$$a_{o\ SN/nN} = \frac{\Delta \bar{P}_{Cu\ SN/nN}}{S_{nT\ SN/nN}^{0.75}} \cdot 10^{-6} \quad (16)$$

$\Delta \bar{P}_{Cu\ SN/nN}$ – strata mocy w uzwojeniach w średniej jednostce, kW, obliczona wg wzoru

$$\Delta \bar{P}_{Cu\ SN/nN} = \frac{\sum_i (S_{nTSN/nNi} \cdot \Delta P_{Cu\ SN/nNi})}{\sum_i (S_{nTSN/nNi})} \quad (17)$$

$P_{R\ SN/nN}$ – współczynnik uwzględniający zmiany rezystancji pod wpływem temperatury, $T_{str\ nN}$ – czas trwania maksymalnych strat, h; T_{obl} – czas obliczeniowy, h; T_r – liczba godzin w roku, h; $U_{r\ SN}$ – średnie napięcie w szczycie w sieci SN, kV; $U_{n\ SN}$ – znamionowe napięcie w sieci SN, kV.

Obliczając straty energii w transformatorach wg wzoru (14), najpierw określa się wartości występujących w nim współczynników. Największe problemy stwarza wyznaczenie wartości współczynnika $k_{r\ SN/nN}$. Wartość tego współczynnika jest funkcją średniego obciążenia $\beta_{str\ SN/nN}$ transformatorów SN/nN oraz zmienności obciążeń szczytowych v_β i zmienności czasu obciążeń szczytowych.

Obciążeniowe straty energii elektrycznej oblicza się dla różnych obszarów i ich podobszarów oraz dla różnych przedziałów czasowych. W zależności od potrzeb, agreguje się różne wyniki obliczeń, uzyskując wartości strat energii dla zadanego obszaru lub zadanego przedziału czasowego.

2.4. Modelowanie i parametryzacja sieci elektroenergetycznej

Wpływ różnych czynników na wielkość obliczonych strat energii elektrycznej jest uwzględniony poprzez zastosowanie właściwego modelu sieci, czyli niezbędne jest wyznaczenie rezystancji zastępczej R_{zast} analizowanej sieci elektroenergetycznej (rys. 2).

Średni prąd ciągu sieciowego jest równy:

$$\bar{I} = \frac{E_{obc}}{\sqrt{3} U \cos \varphi N_{cs} T_s \frac{T_{obl}}{T_r}} \quad (18)$$

Ze względu na zróżnicowanie parametrów ciągów sieciowych i zmienność ich obciążenia wprowadza się pojęcie prądu zastępczego, uwzględniającego rozrzut obciążeń ciągów i rzeczywisty rozkład odbiorców wzdłuż ciągów, obliczanego ze wzoru:

$$I_{zast} = k_i k_n \bar{I} \quad (19)$$

gdzie: k_i – wskaźnik korygujący wartość prądu zastępczego ze względu na rozrzut obciążeń poszczególnych ciągów, k_n – wskaźnik korygujący wartość prądu zastępczego, uwzględniający rozkład obciążeń wzdłuż ciągu sieciowego.

Zastępcza rezystancja analizowanej sieci jest równa:

$$\bar{R} = \frac{l}{\gamma \bar{s}} \quad (20)$$

gdzie: l – długość linii rozważanej sieci, km; \bar{s} – średni przekrój linii w rozważanej sieci, mm².

Dla potrzeb obliczeniowych należy wyznaczyć przekrój zastępczy, nazywany przekrojem handlowym:

$$s_{zast} = k_s \bar{s} \quad (21)$$

gdzie: k_s – współczynnik poprawkowy do przeliczenia przekroju średniego na przekrój handlowy.

Ostatecznie otrzymuje się zależność na wartość rezystancji zastępczej sieci:

$$R_{zast} = \frac{l}{\gamma k_s \bar{s}} \quad (22)$$

Różne wartości czasów obciążenia szczytowego oraz wzajemne przesunięcia w czasie obciążeń szczytowych są uwzględnione przez wykorzystanie współczynnika k_{Ts} . Wartość tego współczynnika jest trudna do określenia bez znajomości profili obciążeń występujących w poszczególnych węzłach sieci rozdzielczej.

Zależność między wykorzystywanymi współczynnikami można więc zapisać w postaci:

$$K = \frac{(k_i k_n)^2}{k_s} k_{Ts} \quad (23)$$

W modelu liniowym zakłada się, że jest możliwe wyznaczenie współczynnika K na podstawie obliczeń symulacyjnych rzeczywistych strat energii i strat skupionych części sieci wybranego obszaru. Współczynnik ten jest równy stosunkowi rzeczywistych strat energii do strat skupionych:

$$K = \frac{\Delta E_{oc}}{\Delta E_{skup}} \quad (24)$$

Znajomość tego współczynnika umożliwia wyznaczenie strat energii dla całej rozważanej sieci.

Współczynnik K powinien być wyznaczony dla charakterystycznych obszarów sieci. Rozszerzenie go do całego rejonu dystrybucji nie wpływa na powstanie błędów.

2.5. System SARB do wyznaczania różnicy bilansowej – stan obecny

System SARB jest eksploatowany w spółce dystrybucyjnej od wielu lat, obecnie od 2014 r. na całym obszarze spółki. Istotnym elementem systemu są współczynniki parametryzujące sieć. Obecnie są one określane na podstawie szczegółowych danych dotyczących sieci elektroenergetycznej, zawartych jak wyżej wspomniano, w sprawozdaniach G10.5 oraz dodatkowych danych, w tym dotyczących topologii sieci. Przygotowywanie ich przez służby poszczególnych oddziałów jest pracochłonne, dlatego parametryzowanie sieci wykonywane jest raz w roku.

Aktualne podstawowe funkcjonalności systemu SARB to:

- obliczenia strat energii czynnej i biernej dla sieci WN, SN i nN dla:
 - różnych obszarów i przedziałów czasowych,
 - w podziale na różne elementy wchodzące w skład sieci,
 - wykonywane na podstawie zależności przedstawionych w poprzednich rozdziałach;
- wyznaczanie strat uzasadnionych, w stosunku do których są porównywane obliczone wartości rzeczywiste;
- na podstawie wyników obliczeń można wskazać:
 - obszary, w których występuje zwiększony poziom strat w stosunku do poziomu strat uzasadnionych,
 - rodzaj tych strat (techniczne, handlowe),
 - podział strat między sieci SN i nN,
 - grupę elementów sieci o zwiększonym poziomie strat w stosunku do strat uzasadnionych.

System dokonuje również porównania poziomu różnicy bilansowej w stosunku do majątku zaangażowanego do dystrybucji energii elektrycznej w wyznaczonych obszarach, np. oddziałach.

Prowadzone przez autorów artykułu oraz w spółce dystrybucyjnej analizy wyników obliczeń strat energii dla różnych obszarów i przedziałów czasowych wskazują, że istotne znaczenie dla dokładności obliczeń ma sposób parametryzacji analizowanej sieci rozdzielczej oraz długość przedziału czasu, dla którego wykonuje się obliczenia [2]. Agregacja wyników obliczeń strat energii po przeprowadzeniu parametryzacji dla mniejszych obszarów sieci (dla RD) oraz dla krótszych przedziałów czasu (miesiące) daje większą dokładność wyników niż przy obliczeniach wykonywanych dla roku i całego oddziału lub całego obszaru spółki.

3. Współpraca systemu SARB z innymi systemami informatycznymi

3.1. Wykorzystanie Systemu Zarządzania Majątkiem Sieciowym

Moduł obliczeniowy dedykowany do obliczeń strat energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej spółki w zakresie całego obszaru, jak i w podziale, np. na oddziały (obszary byłych Zakładów Energetycznych), wykorzystuje dane i współczynniki aktualizowane odpowiednio w cyklach miesięcznych – dane oraz cyklach rocznych – współczynniki. Pomimo zautomatyzowania procesu wprowadzania danych do bazy danych bezpośrednio ze sprawozdań G10.x proces jest czasochłonny.

W spółce dystrybucyjnej w ostatnich latach wdrożono System Zarządzania Majątkiem Sieciowym (NAM), w którym zgromadzono dane dotyczące majątku obejmującego sieci elektroenergetyczne. System umożliwia również tworzenie schematów topologicznych sieci i schematów jednokreskowych. Wykorzystanie tych informacji i zautomatyzowanie procesu pozyskiwania danych do systemu SARB umożliwiłoby częstsze aktualizacje współczynników parametryzujących sieć, jak również tworzenie ich dla nowych obszarów definiowanych na potrzeby analiz różnicy bilansowej.

W zakresie przygotowania współczynników obliczeniowych zostanie więc wykorzystany System Zarządzania Majątkiem Sieciowym NAM wymagający implementacji dedykowanego interfejsu łączącego oba systemy. Istotny pozostaje fakt, że ingerencja w tym zakresie nie wpływa na aktualny standard przechowania danych wejściowych, współczynników i algorytmów obliczeniowych.

Bardzo atrakcyjne jest również pełne wykorzystanie danych MDM, pochodzących z liczników zainstalowanych u odbiorców oraz liczników bilansujących, polegające na wykorzystaniu danych profilowych – rejestracji zliczanej w okresach 15-minutowych energii przez elektroniczne liczniki energii wyposażone w łącza transmisji danych. Tym rodzajem liczników objęto obecnie sieć rozdzielczą WN oraz sieć rozdzielczą SN na podstawie pomiaru energii w stacjach transformatorowych SN/nN po stronie nN. Docelowo pomiarem zostaną objęte wszystkie stacje SN/nN oraz odbiorcy przyłączeni do sieci SN. W obszarze sieci nN dostępne są obecnie rejestracje dokonywane przez liczniki grup taryfowych C2x oraz w wybranych obszarach przez liczniki AMI.

Podjęto więc próbę budowy interfejsów umożliwiających automatyczne pozyskiwanie niezbędnych danych z systemów NAM oraz MDM. Blokowy schemat systemu do obliczeń strat energii przedstawia rysunek 3.

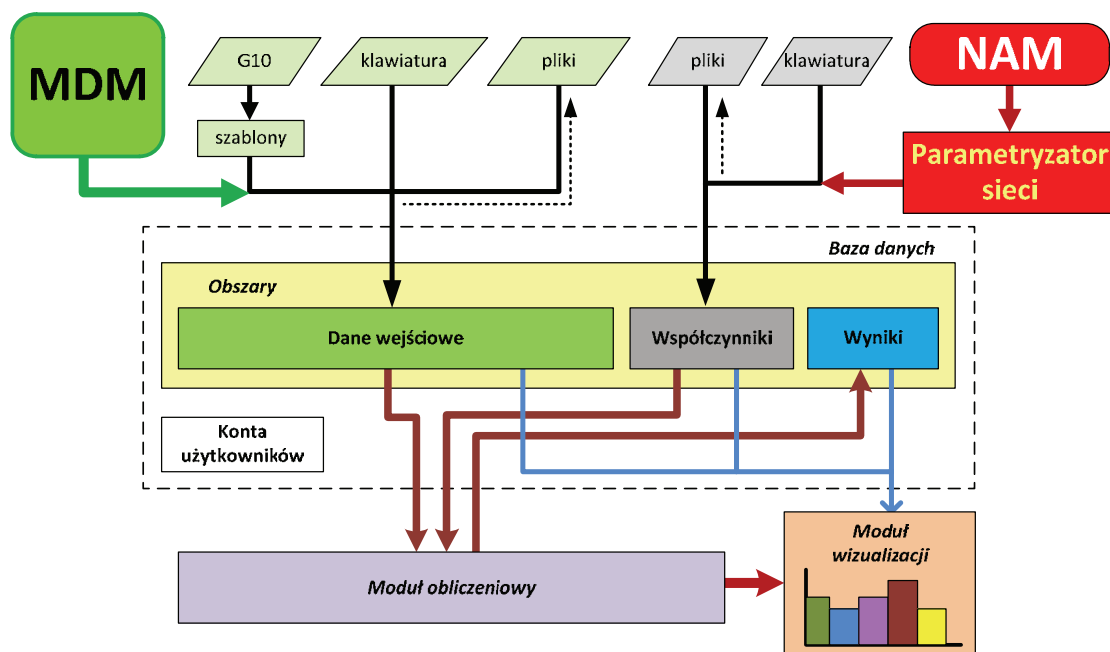
System NAM gromadzi informacje o wszystkich istotnych obiektach sieci elektroenergetycznej WN, SN i nN, tj.:

- stacjach transformatorowych,
- liniach napowietrznych,
- liniach kablowych,
- transformatorach, przekładnikach WN,
- łącznikach, bateriach kondensatorów, rozdzielnicach, złączach kablowych.

Informacje mają postać graficzną, opisową oraz plikową (np. skany dokumentów, zdjęcia, katalogi, DTR).

Niezbędne dane mogą być pozyskane z NAM w dowolnym czasie. Informacje te powiązane są logicznie, co m.in. umożliwia odwzorowanie sieci w postaci przebiegu linii na tle podkładów mapowych, jak ich późniejsze przekształcenie do postaci schematów jednokreskowych umożliwiających prowadzenie różnorodnych obliczeń.

Wykorzystanie bieżących informacji o sieci i obciążeniach w sposób zautomatyzowany może skrócić okresy pomiędzy kolejnymi aktualizacjami zbiorów współczynników zwiększając dokładność obliczeń. Dodatkowym atutem bieżącej aktualiza-



Rys. 3. System obliczeń strat w sieci dystrybucji energii – perspektywa rozwoju

Fig. 3. System of calculations of energy losses – possibilities of development

cji w oparciu o dane pomiarowe parametrów sieci do obliczeń strat energii jest wyeliminowanie błędów parametryzacji spowodowanych elementami odstającymi. Elementy takie mogą często występować w przypadkach, gdy w parametryzowanej sieci występują duże różnice długości linii, bardzo zróżnicowane obciążenia linii lub gęstości przepływających prądów.

Przyjmując, że wyznaczenie parametrów sieci realizuje się w oparciu o wyniki obliczeń rozpiętkowych, oczywistym staje się fakt dostępności informacji o bieżących stratach technicznych analizowanej sieci. Jedynym ograniczeniem do kompleksowego wyznaczenia wskaźników strat sieciowych w pełnym wymiarze jest równoczesny dostęp do danych technicznych i danych pomiarowych.

3.2. Interfejs SARB – NAM

Na rysunku 4 przedstawiono schemat ideowy interfejsu powiązania NAM z systemem obliczeń strat sieciowych SARB oraz modulem bilansującym MB MDM, dedykowany do parametryzacji sieci do obliczeń strat energii metodami statystycznymi przy jednoczesnym wyznaczaniu rzeczywistych, technicznych strat sieciowych w zakresie urządzeń i obszarów zawartych w bazach danych i uzupełnieniu brakujących wyników metodami statystycznymi.

Wykorzystanie zawartości NAM wymaga zastosowania interfejsu, który umożliwi bezbłędne pobranie danych w zakresie parametrów technicznych elementów sieci rozdzielczej oraz struktury sieci.

Obliczenie rozpiętki mocy w sieci może zostać przeprowadzone bezpośrednio w NAM lub po pobraniu informacji o strukturze sieci, korzystając z dowolnego narzędzia. W każdym przypadku, w celu uzyskania wiarygodnych wyników obliczeń należy stosować dodatkowe procedury testujące, które wyeliminują możliwość błędnego połączenia elementu w strukturze sieci oraz błędnego powiązania z danymi charakteryzującymi obciążenia.

W przypadku pobierania wyników obliczeń rozpiętki mocy realizowanych w NAM konieczne staje się wstępne zdefiniowanie obszarów modelowanej sieci. Zastosowane w module obliczeń inżynierskich NAM narzędzia obliczeniowe bazują na

sprawdzonych algorytmach. Dalsze przetwarzanie sprowadza się jedynie do obróbki statystycznej wyników celem wyznaczenia wartości współczynników charakteryzujących element sieciowy lub fragment sieci.

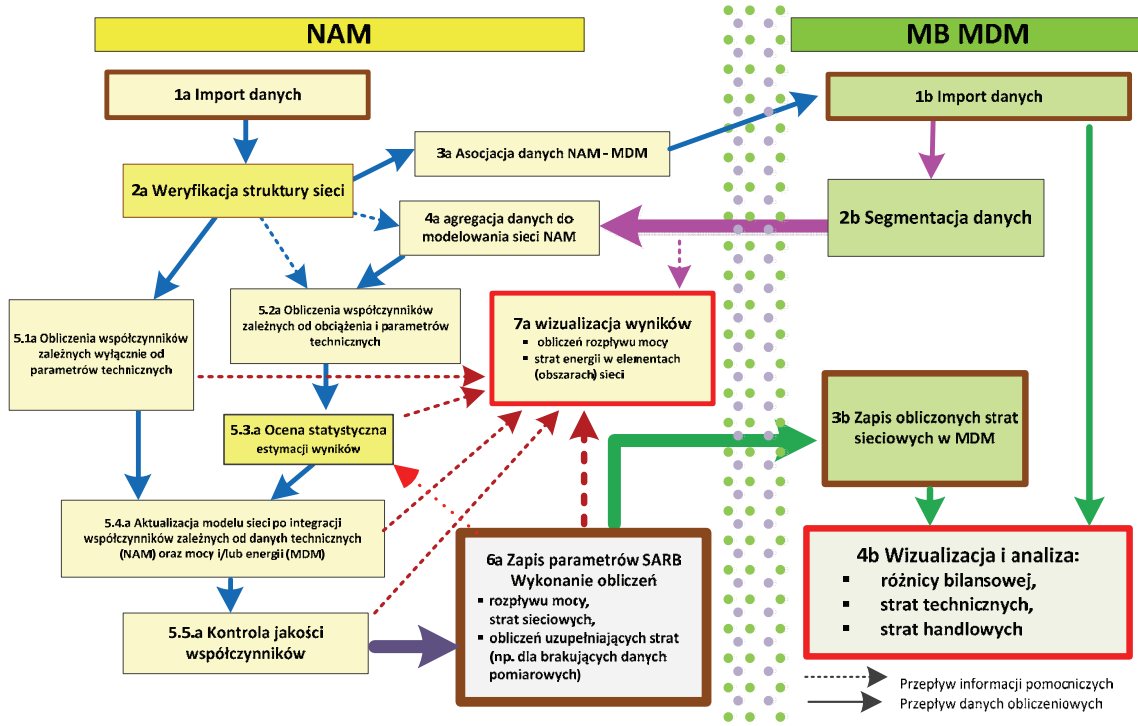
Bardziej wymagającym jest przypadek wyznaczania parametrów charakteryzujących sieć na podstawie struktury i danych technicznych zawartych w NAM oraz obciążeń pobieranych z bazy pomiarowej MDM. Tu pobrane dane o strukturze sieci powinny zostać zweryfikowane już na etapie kreowania modelu matematycznego sieci. Na tym etapie weryfikacja może odbyć się bez konieczności pobierania danych o obciążeniu sieci.

Decydującym elementem procedury obliczeniowej jest pobranie danych z MDM dla określonych punktów scharakteryzowanych w NAM. Wykonanie tego zadania wymaga przeprowadzenia asocjacji miejsc dostarczania energii lub miejsc pomiarowych określonych w NAM z informacjami o punktach poboru energii lub punktach pomiarowych przechowywanych w zbiorach charakteryzujących strukturę układu pomiaru energii elektrycznej.

Pozyskane z MDM dane należy przypisać do węzłów modelu matematycznego sieci. W zależności od rodzaju pozyskanych danych może być konieczne wyznaczenie pochodnej energii pobieranej lub agregacja danych w przypadku, gdy do węzła sieci przypisana jest większa liczba punktów pomiarowych.

3.3. Parametryzacja sieci na podstawie wyników obliczeń rozpiętkowych NAM

Parametryzację rozpoczyna się od importu danych z NAM (rys. 4, blok 1a) w zakresie parametrów technicznych elementów, struktury sieci, wyników obliczeń rozpiętki mocy i ich wstępnej weryfikacji (2a). Działania kontynuuje się wykonując obliczenia współczynników w dwóch odseparowanych torach: dla grupy niezależnej od obciążenia sieci (5.1.a) – straty jałowe (poprzeczne, upływowe) i grupy uzależnionej od wielkości obciążenia (5.2.a) – straty obciążeniowe (podłużne). Szczególnie druga grupa współczynników powinna zostać poddana ocenie (obróbce) statystycznej (5.3.a), której efektem będą wskaźniki do obliczeń strat energii metodami statystycznymi.



Rys. 4. Schemat działania interfejsu NAM – SARB – MDM

Fig. 4. Diagram of the interface NAM – SARB – MDM

Końcowym etapem estymacji współczynników jest ich integracja przez scalenie i zaimplementowanie w modelu matematycznym sieci (5.4a). Tak wyznaczone wartości współczynników zostają poddane końcowej kontroli jakości (5.5.a) i zapisane w bazie SARB (6a).

3.4. Parametryzacja sieci na podstawie obliczeń autonomicznych w SARB

Na rysunku 4 przedstawiono schemat ideowy interfejsów powiązania NAM z systemem obliczeń strat sieciowych SARB oraz modulem bilansującym MB MDM

Parametryzację rozpoczyna się od importu danych z NAM (rys. 4, blok 1a) obejmujących parametry techniczne elementów sieci, strukturę sieci, charakterystykę punktów pomiarowych. Na tej podstawie tworzy się strukturę sieci i dokonuje się jej wstępnej weryfikacji (2a).

Ze względu na konieczność uzupełnienia modelu sieci o rzeczywisty poziom obciążenia, konieczne jest powiązanie punktów struktury sieci rozdzielczej z punktami poboru energii zdefiniowanymi w MDM (3.a). Asocjacja jest zadaniem bardzo ważnym, gdyż systemy NAM i MDM są niezależne, tzn. w NAM najważniejszym jest miejsce dostarczania energii MDE, natomiast w MDM punkt poboru energii (PPE).

Odpowiednio przygotowane zapytanie powoduje pobranie (1b) i zestawienie odpowiedniego zestawu informacji o przepływach energii zarejestrowanych w licznikach (2b).

Pozyskane dane pomiarowe poddaje się agregacji (4a) odpowiednio do ustalonej struktury sieci (2a) a następnie wykonuje obliczenia rozprywu mocy. Dalszy ciąg procesu obliczeniowego przebiega analogicznie jak w przypadku parametryzacji na podstawie wyników obliczeń NAM.

Wykonuje się obliczenia współczynników w dwóch odseparowanych torach: dla grupy niezależnej od obciążenia sieci (5.1.a) – straty jałowe (poprzelne, upływowe) i grupy uzależnionej od wielkości obciążenia (5.2.a) – straty obciążeniowe (podłużne). Grupa współczynników zależnych od obciążenia zostaje poddana obróbce statystycznej (5.3.a) celem wyznaczenia wskaźników do obliczeń strat energii metodami statystycznymi.

Końcowym etapem estymacji współczynników jest ich integracja i zaimplementowanie w modelu matematycznym sieci (5.4a). Wyznaczone wartości współczynników zostają poddane końcowej kontroli jakości (5.5.a) i zapisane w bazie SARB (6a).

Obliczenia strat energii czynnej realizuje się w oparciu o dane rejestrowane periodycznie w odstępach 15-minutowych. Stąd straty mocy czynnej w transformatorze SN/nN są równe [4]:

$$\Delta P_{tr\ SN/nN} = \Delta P_{Cu} \frac{S^2}{S_{nT}^2} \quad (25)$$

$$\Delta P_{tr\ SN/nN\ 15} = \frac{\Delta P_{Cu}}{S_{nT}^2} \frac{E_{15}^2}{\left(\frac{1}{4}h\right)^2} \quad (26)$$

$$\Delta E_{oC\ tr\ SN/nN\ 15} = \frac{4 \cdot \Delta P_{Cu}}{S_{nT}^2} \sum_{i=1}^N E_{15,i}^2 \quad (27)$$

$$R_{15\ tr\ SN/nN,k} = \frac{4 \cdot \Delta P_{Cu,k}}{S_{nT,k}^2} \quad (28)$$

a straty energii wynoszą:

$$\Delta E_{oC\ tr\ SN/nN} = \sum_{k=1}^M \left(R_{15\ tr\ SN/nN,k} \sum_{i=1}^N E_{15,i,k}^2 \right) \quad (29)$$

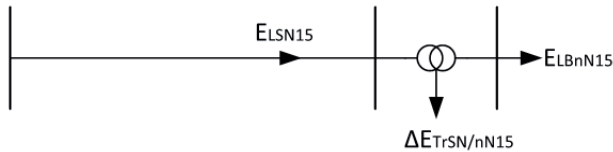
gdzie: S – obciążenie transformatora, N – liczba pomiarów, M – liczba transformatorów, k – numer transformatora, i – numer przedziału czasowego, $\Delta P_{tr\ SN/nN}$ – straty mocy czynnej wyznaczone na podstawie mocy pozornej obciążającej transformator, $\Delta P_{tr\ SN/nN\ 15}$ – straty mocy czynnej obliczone na podstawie pomiaru energii w okresie 15 minut, ΔP_{Cu} – znamionowe straty

mocy w uzwojeniach transformatora, $R_{15\text{ SN}/nN,k}$ – rezystancja zastępcza k -tego transformatora do obliczeń strat energii na podstawie pomiaru energii w okresie 15 minut, $E_{15,i,k}$ – energia obciążająca k -ty transformator, w i -tym przedziale czasowym, równa:

$$E_{15,i,k} = \sqrt{E_{C,15,i,k}^2 + E_{b,15,i,k}^2}.$$

W powyższych wzorach obliczeniowych pominięto wpływ napięcia zasilającego oraz temperatury.

Straty energii w linii SN w najprostszym przypadku wyznacza się na podstawie danych rejestrowanych periodycznie w odstępach 15-minutowych w licznikach bilansujących AMI, zainstalowanych w stacjach SN/nN (rys. 5).



Rys. 5. Przepływ energii w linii SN
Fig. 5. Energy flow in MV line

Energia czynna przepływająca linią SN E_{CLSN15} w przedziale 15-minutowym w układzie przedstawionym na rysunku 5 jest równa:

$$E_{CLSN15} = E_{CLBnN15} + \Delta E_{CTrSN/nN15} \quad (30)$$

gdzie: $E_{CLBnN15}$ – odczyt z licznika bilansującego przepływu energii czynnej w przedziale 15-minutowym, pozostałe wielkości – jak w poprzednich wzorach.

Straty mocy czynnej w linii SN są równe:

$$\Delta P_{LSN} = 3I^2 R_{LSN} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_{LSN} \quad (31)$$

$$P = \frac{E_{CLSN15}}{h/4} \quad Q = \frac{E_{BLSN15}}{h/4} \quad (32)$$

$$\Delta P_{LSN15} = \frac{16E_{CLSN15}^2 + 16E_{BLSN15}^2}{U^2} R_{LSN} \quad (33)$$

Stąd straty energii w przedziale 15-minutowym są równe:

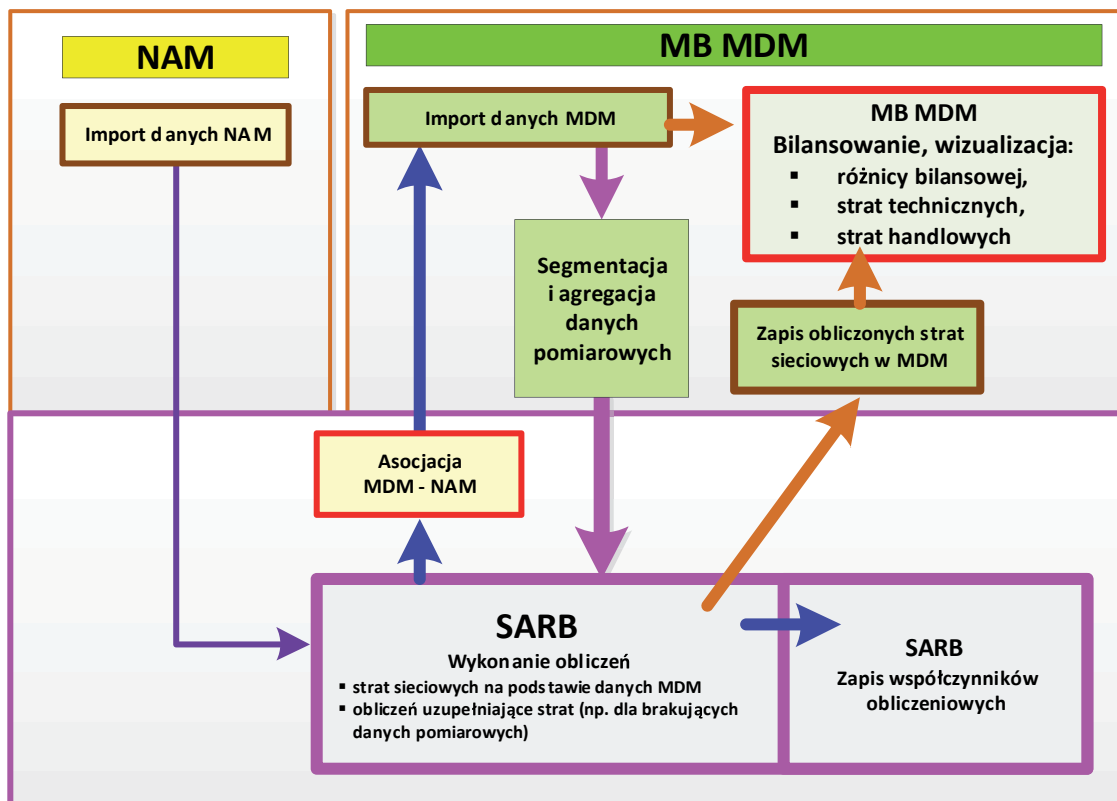
$$\begin{aligned} \Delta E_{oCLSN15} &= \Delta P_{LSN15} t = \frac{16E_{CLSN15}^2 + 16E_{BLSN15}^2}{U^2} R_{LSN} \cdot \frac{1}{4} h = \\ &= \frac{4(E_{CLSN15}^2 + E_{BLSN15}^2)}{U^2} R_{LSN} \end{aligned} \quad (34)$$

natomiast przy uwzględnieniu M przedziałów 15-minutowych:

$$\Delta E_{oCLSN} = \sum_{k=1}^M \Delta E_{oCLSN15k} = \sum_{k=1}^M \frac{4(E_{CLSN15}^2 + E_{BLSN15}^2)}{U^2} R_{LSN} \quad (35)$$

W przypadku, gdy po stronie SN są przyłączeni odbiorcy końcowi lub są zainstalowane baterie kondensatorów SN, we wzorze (30) należy uwzględnić dodatkowe rodzaje energii przepływających linią SN.

Porównując wzory do obliczeń strat obciążeniowych czynnych analizowanymi metodami (14) i (29) oraz (24) i (35) należy



Rys. 6. Schemat działania interfejsu MDM – SARb
Fig. 6. Diagram of the functioning of interface MDM – SARb

stwierdzić, że wykorzystanie danych MDM bardzo pozytywnie wpłynie na jakość wyników obliczeń strat energii.

3.5. Interfejs SARB – MDM

Integracja systemów MDM i SARB wymaga zastosowania rozwiązań, które nie spowodują zakłóceń w działaniu centralnej bazy pomiarowej.

Opracowany interfejs został zoptymalizowany pod kątem poziomu wykorzystania serwera bazy danych. Powiązanie poszczególnych elementów przedstawiono na rysunku 6. W tym celu, po pobraniu danych technicznych z NAM wykonuje się asocjację punktów pomiarowych MDM w stworzonym do tego celu module „asocjacji MDM_NAM”.

Kierowane do bazy zapytanie SQL powoduje wybranie właściwych danych, ich wstępną obróbkę w zakresie umożliwiającym bezpośrednie obliczenie strat energii w pojedynczym elemencie sieci lub w elementach w wybranym obszarze.

Wyniki obliczeń mogą zostać wykorzystane do parametryzowania analizowanej grupy urządzeń oraz bezpośrednio do wyznaczania strat technicznych w sieciach. Niezależnie od celu wykonywanych obliczeń, wyniki powinny zostać zapisane w bazach odpowiednio: w zakresie obliczeń strat energii – w MDM oraz wartości współczynników obliczeniowych w bazie SARB.

4. Zakończenie

W artykule przedstawiono działania zmierzające do zwiększenia efektywności i dokładności obliczeń strat sieciowych w spółce dystrybucyjnej. Dotychczas stosowana metodologia

obliczeń strat sieciowych była oparta na metodach statystycznych. Powodowało to, że uzyskane wyniki były obciążone błędami, których wielkość zależała od okresu obliczeń, wielkości obszaru, dokładności oszacowania wykorzystywanych współczynników parametryzujących sieć.

Aktualne możliwości techniczne pozwalają na automatyzację procesu modelowania sieci w oparciu o aktualne i dokładne dane techniczne charakteryzujące sieć rozdzielczą. Jednocześnie, wykorzystanie wyników pomiarów poboru energii elektrycznej, pochodzących z liczników AMI oraz z liczników bilansujących pozwala na zwiększenie dokładności obliczeń strat energii.

Bibliografia

1. Kaszowska B., Włóczyk A., *Agregacja wolumenu strat energii elektrycznej w transformatorach dla zadanych obszarów i przedziałów czasowych*. „Rynek Energii”, Nr 2, 2012, 69–72.
2. Jeziorny D., Kaszowska B., Nowak D., Włóczyk A., *Integracja danych pomiarowych i systemu zarządzania majątkiem sieciowym do obliczeń strat energii elektrycznej*. Rynek energii elektrycznej. Rozwój i eksploatacja. Monografie – Politechnika Lubelska. Lublin, 2017.
3. Praca zb. (pod red. J. Kulczyckiego), *Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych*. PTPiREE, 2009.
4. Kaszowska B., Włóczyk A., *Integration of Application Employed for Balance Difference Analysis with Network Asset Management and Measurement Data Management Systems in a Large Distribution Company*. Modern Electric Power Systems, 2019.

Evolution of Application for Balance Difference Analysis in a Large Distribution Company

Summary: The article reports the results of a study of the principles of the performance of the statistical system for balance difference analysis (SORB), its basic and new functionalities, modifications applied during its development and integration with the Network Asset Management System (ENAM) and the Measurement Data Management (MDM) in a distribution company. The system provides an output in the form of sets of coefficients, on the basis of which commercial losses are identified in the balance difference in individual branches of a distribution company and distribution networks with different voltage levels. Data on assets including distribution networks is collected in ENAM. The system also offers the possibility to develop topological network diagrams and single-line diagrams. The use of this information and the automation of the data acquisition process for the analysis of balance difference enables more frequent updates of the parameterization parameters of the network, as well as the development of new areas in them established for the analysis of the balance difference analysis. The interaction between the system applied for the analysis of the balance difference with MDM will enable the full exploitation of measurement data, involving the use of profiled data – registration counted over the periods of 15 minutes of energy use by electronic energy meters equipped with data transmission links. Such meters are applied in the HV distribution network and the MV distribution network based on the energy measurements in MV/LV transformers in the locations of LV stations. Ultimately, the measurements will cover all MV/LV stations and recipients connected to the MV network.

Keywords: loads measuring, power network model, electric energy losses

dr hab. inż. Barbara Kaszowska, prof. PO

b.kaszowska@po.edu.pl
ORCID: 0000-0002-0864-1721

Kierownik Katedry Elektroenergetyki w Instytucie Elektroenergetyki i Energii Odnawialnej, Wydział Elektrotechniki, Automatyki i Informatyki, Politechnika Opolska.



dr inż. Andrzej Włóczyk

a.wloczyk@po.edu.pl
ORCID: 0000-0002-7422-0909

Adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki w Instytucie Elektroenergetyki i Energii Odnawialnej, Wydział Elektrotechniki, Automatyki i Informatyki, Politechnika Opolska.

