

METODA STATYSTYCZNO-STOCHASTYCZNA ANALIZ ROZWOJU SIECI

Robert RINK

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
e-mail: r.rink@ien.gda.pl

Streszczenie: Plany rozwojowe sieci elektroenergetycznej, są przygotowywane w oparciu o deterministyczne analizy pracy sieci prowadzonych na modelach charakterystycznych. Artykuł przedstawia możliwości, jakie dają analizy statystyczno-stochastyczne oparte na rocznym profilu pracy sieci i scenariuszu zdarzeń sieciowych w porównaniu do analizy deterministycznej.

Słowa kluczowe: System elektroenergetyczny, planowanie rozwoju, analizy systemu elektroenergetycznego, analiza deterministyczna, analiza stochastyczna, roczny profil godzinowy, profil zapotrzebowania, scenariusz zdarzeń sieciowych.

1. WPROWADZENIE

Plany rozwojowe sieci elektroenergetycznej, podobnie jak plany modernizacyjne, są przygotowywane w oparciu o analizy pracy sieci (ekspertyzy rozwoju sieci, ekspertyzy przyłączeniowe). Analizy wykonywane są z uwzględnieniem wymogów określonych przez Instrukcje Ruchu Sieci Przesyłowej [1]. Zasady przeprowadzania analiz również opisuje szczegółowo [2]. Podstawą części rozptylowej analiz jest podejście deterministyczne, wynikiem jest lista maksymalnych zagrożeń pracy systemu zawierająca: stan elementu zagrożonego (opisany nazwą gałęzi i wartością jego obciążenia albo nazwą węzła i wartością napięcia) oraz zdarzenie (listą elementów których zmiana stanu lub parametrów pracy która wywołała zagrożenie – zwykle wyłączenie).

Innym podejściem jest stosowanie analiz uwzględniających zmienny charakter parametrów pracy sieci i otoczenia. Tworzony jest wówczas profil stanu pracy sieci, który tworzy zestaw modeli systemu elektroenergetycznego (SEE) odzwierciedlających parametry pracy systemu w równoodległych punktach czasu (zwykle w interwale godzinowym) w wybranym okresie (zwykle roku) [3].

2. METODY ANALIZY PRACY SIECI W STANACH STATYCZNYCH

Ze względu na modelowanie systemu można wyróżnić dwie metody analiz rozptylowych:

- opartej na modelach charakterystycznych zapotrzebowania,
- opartej na analizie profilu rocznego zapotrzebowania.

Ze względu na badane zdarzenia można wyróżnić trzy metody analiz rozptylowych:

- deterministyczną – opartą na analizie $n-1$,

- stochastyczną – badanie scenariusza zdarzeń.

W analizach stosuje się zwykle trzy lub cztery modele charakterystyczne zapotrzebowania:

- doliny letniej (LD),
- szczytu letniego (LS),
- szczytu zimowego (ZS),
- doliny zimowej (ZD, nie zawsze wykorzystywane).

W pełniejszych analizach stanu pracy sieci wykorzystuje się dodatkowo modele charakterystyczne w wariantach, np.:

- poziomu generacji wiatrowej,
- poziomu generacji fotowoltaicznej,
- salda wymiany międzysystemowej,
- stanu pracy źródeł generacji/odbiorów,
- konfiguracji sieci.

2.1. Analiza deterministyczna

Cechy analizy deterministycznej:

- brak elementu losowości,
- parametry są zdeterminowane (określone są: wielkość zapotrzebowania, wielkość i konfiguracja generacji, temperatura otoczenia i wynikająca z tego obciążalność elementów sieciowych),
- zachowanie modelu zależy od wartości początkowej i pobudzenia (dla tej samej konfiguracji wejściowej otrzymuje się takie same wyniki obliczeń).

Analiza deterministyczna obejmuje badanie stanu pracy sieci:

- w układzie normalnym (UN),
- w stanach $n-1$ (stany awaryjne),
- w wybranych stanach $n-2$ (stany remontowo-awaryjne).

Wynikami obliczeń rozptylowych są wartości napięć w węzłach, prądów, mocy i obciążeń w gałęzi. Analizy deterministyczne nie uwzględniają zmiennego charakteru parametrów punktu pracy, w szczególności takich, jak temperatura, wietrzność i zachmurzenie, od których zależy obciążalność linii, generacja wiatrowa oraz fotowoltaiczna.

2.2. Analiza stochastyczna

Symulacja stochastyczna pozwala określić wpływ zakłóceń losowych, związanych z istnieniem w modelu zmiennych losowych, na wyniki rozwiązania.

Cechy analizy stochastycznej:

- każdej zmiennej może być przyporządkowanych kilka wartości funkcji (rodzina zmiennych losowych),

- model opisuje proces, na który wpływ mają czynniki o charakterze losowym.

Analiza stochastyczna, podobnie jak deterministyczna, obejmuje badanie stanu pracy sieci:

- w układzie normalnym,
- w stanach $n-1$,
- w wybranych stanach $n-2$.

Wynikami obliczeń w analizie stochastycznej są profile i rozkłady wartości rozplywów (mocy, napięć, prądów) i obciążeń. Cechą analizy stochastycznej jest uwzględnienie warunków pogodowych, których parametry (temperatura, wietrzność i zachmurzenie) mają charakter stochastyczny i które determinują obciążalność linii, generację wiatrową oraz fotowoltaiczną.

Danymi wejściowymi są wygenerowane profile zapotrzebowania, generacji wiatrowej, fotowoltaicznej, temperatury, wiatru, konfiguracja sieci elektroenergetycznej oraz harmonogramy generacji elektrowni szczytowo-pompowych oraz salda wymiany.

Wynikowe rozkłady dla kolejnych obliczeń mogą się nieco różnić, tak jak różnią się warunki pracy sieci w różnych latach, jednak oddają lepiej charakter rzeczywistych warunków pracy sieci.

3. ROCZNY PROFIL STATYSTYCZNY

Podstawą analizy stochastycznej jest roczny profil statystyczny – zbiór modeli systemu elektroenergetycznego (SEE) odzwierciedlający stan pracy systemu w interwałach dla określonego okresu. Typowo analizowany jest okres jednego roku z interwałem jednej godziny. Roczny godzinowy profil odzwierciedlany jest 8760 modelami. Rozważane są również profile piętnastominutowe, w symulatorach pracy systemu można stosować nawet trzydziestosekundowe interwały. W niniejszej pracy założono odstęp godzinowy, co w niczym nie ogranicza wniosków, a obliczenia można wykonać krótszym interwałem. W pracy omawiana jest analiza rocznego profilu godzinowego.

3.1 Przygotowanie rocznego profilu statystycznego z wprowadzoną odchyłką stochastyczną

Przygotowanie do badań rocznego profilu statystycznego z wprowadzoną odchyłką stochastyczną polegało na przygotowaniu modeli SEE dla każdej godziny roku. Każdy model godzinowy jest modelem deterministycznym, w którym warunki przyjęto na podstawie rozkładów profili, a które w obliczeniach danej analizy pozostają niezmiennie. Profile wejściowe mają charakter statystyczny, są kształtowane na podstawie danych historycznych. Profile zostały zmodyfikowane z przyjętą odchyłką stochastyczną, której rozkład został ukształtowany również w oparciu o dane historyczne.

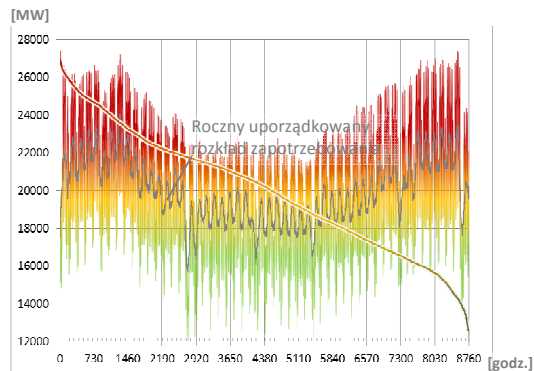
Utworzone roczne modele godzinowe uwzględniają parametry wynikające z będących podstawą ich tworzenia profili:

- zapotrzebowania,
- generacji wiatrowej,
- generacji fotowoltaicznej,
- temperatury otoczenia,
- wiatru.

Zapotrzebowanie

Roczny godzinowy profil zapotrzebowania przedstawiono na rysunku 1. Profil został przygotowany na podstawie rocznego piętnastominutowego zapisu

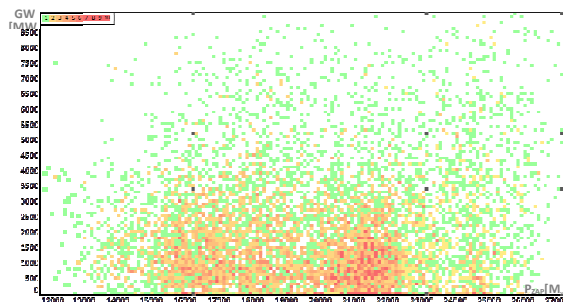
zapotrzebowania publikowanego na stronach PSE. Zapotrzebowanie godzinowe w skali od 12000 MW do 28000 MW przedstawiono w gradiencie kolorów zielonego – żółtego – czerwonego. Szara krzywa przedstawia wartość uśrednioną zapotrzebowania. Na tym zamym rysunku przedstawiono uporządkowany roczny rozkład godzinowy, z którego można określić np. liczbę godzin w roku, w których zapotrzebowanie mieści się w określonym zakresie.



Rys. 1. Roczny godzinowy profil zapotrzebowania

Generacja wiatrowa

Do analizy przyjęto dane generacji wiatrowej (GW) opublikowane na stronach PSE. Na rysunku 2, w osiach zapotrzebowanie (P_{ZAP}) – generacja wiatrowa, przedstawiono punkty o współrzędnych (P_{ZAP} , GW) – 8760 par tych wartości w roku zaokrąglonych do 100 MW. Jeśli para współrzędnych wystąpiła raz, punkt oznaczono kolorem zielonym, jeśli więcej niż raz, oznaczono to gradientem kolorów zielony – żółty – czerwony. Widać, że dla badanego roku najczęściej występowała generacja wiatrowa poniżej 3000 MW skorelowana z zapotrzebowaniem z zakresu od 15500 MW do 25500 MW.



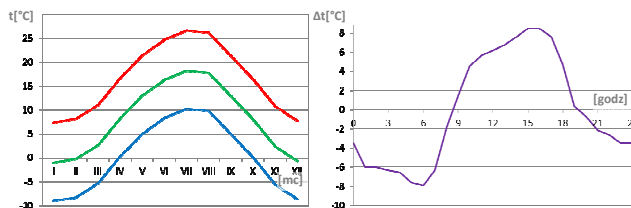
Rys. 2. Rozkład generacji wiatrowej względem zapotrzebowania

Na tych samych współrzędnych zaznaczono 12 ciemnoszarych punktów odzwierciedlających zapotrzebowanie i generację wiatrową przyjęte w jednej z ekspertyz programu rozwoju w trzech modelach charakterystycznych (LD, LS, ZS) w czterech wariantach generacji wiatrowej (GW1 – GW na poziomie 1% zainstalowanej GW, GW2, GW3 – warianty najbardziej prawdopodobne i GW4 – wariant maksymalny – 100%). Modele o maksymalnym zapotrzebowaniu lub maksymalnej generacji wiatrowej statystycznie występują co najwyżej w pojedynczych godzinach w roku.

Temperatura

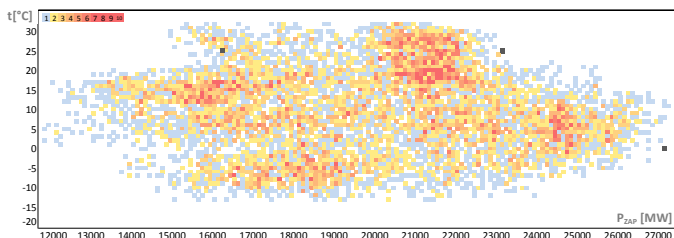
Na rysunku 3 przedstawiono rozkład średnich temperatur miesięcznych w ostatnich latach (kolor zielony),

wraz z przykładowym odchyleniem o $\pm 10^{\circ}\text{C}$. W obliczeniach średnie temperatury miesięczne korygowane są o odchyłkę dobową według średniego rozkładu.



Rys. 3. Rozkład średnich temperatur miesięcznych (po lewej) i rozkład średniego odchylenia od średniej temperatury dobowej (po prawej)

Rysunek 4 przedstawia wygenerowany roczny godzinowy rozkład temperatury (z dokładnością do 1°C) w osi zapotrzebowania (z dokładnością do 100 MW). Zaznaczono 3 ciemnoszare punkty odzwierciedlające temperaturę i zapotrzebowanie w modelach charakterystycznych (LD, LS, ZS).



Rys. 4. Rozkład rocznego profilu temperatury w układzie osi temperatury i zapotrzebowania

3.2 Założenia i zasady algorytmów obliczeniowych

Analizę przeprowadzono w programie PSSE firmy Siemens PTI, tworząc narzędzia w programie Python. Utworzony program (PROGRAM) wykorzystywał funkcje obliczeń rozptylowych PSSE. PROGRAM wykonywał analizę z uwzględnieniem przyjętych reguł opisanych poniżej.

Generacja:

Utrzymywanie warunków zbliżonych do rzeczywistych, w szczególności:

- Odchyłka losowa w każdej godzinie dla każdego węzła w zakresie $\pm 2,5\%$ o rozkładzie równomiernym.
- Utrzymywanie rezerwy generacji ± 500 MW,
- Bilansowanie za pomocą jednostek wytwórczych JWCD oraz JWCK,
- Kolejność załączania/wyłączania generatorów zgodna z podanymi przez PSE obowiązującymi zasadami,
- Zachowane reguły generacji wymuszonej,
- Utrzymywanie salda wymiany zgodnie z harmonogramem,
- Praca elektrowni szczytowo-pompowych zgodnie z harmonogramem,
- Węzeł bilansujący na obszarze KSE spełnia reguły generacji JWCD.

Generacja wiatrowa

- Wielkość maksymalna ok. 7500 MW,
- Wykorzystany historyczny roczny profil, przeskalowany do wartości maksymalnej GW,

- Odchyłka losowa w każdej godzinie dla każdej FW:
 - w zakresie $\pm 25\%$ z prawdopodobieństwem 0,025 albo
 - w zakresie $\pm 2,5\%$ w pozostałych przypadkach o rozkładzie równomiernym.

Temperatura

- Przyjęty roczny profil temperatury wykorzystuje rzeczywiste pomiary roczne,
- Odchyłka losowa o rozkładzie równomiernym w zakresie $\pm 3^{\circ}\text{C}$ w każdej godzinie,
- Analiza była przeprowadzona jednocześnie dla dwóch temperatur otoczenia, podstawowej i podwyższonej o 5°C ,
- W wersji testowej programu przyjęto jednolity rozkład temperatury dla analizowanego obszaru, docelowo zostanie uwzględnione zróżnicowanie obszarów pod względem temperatury.

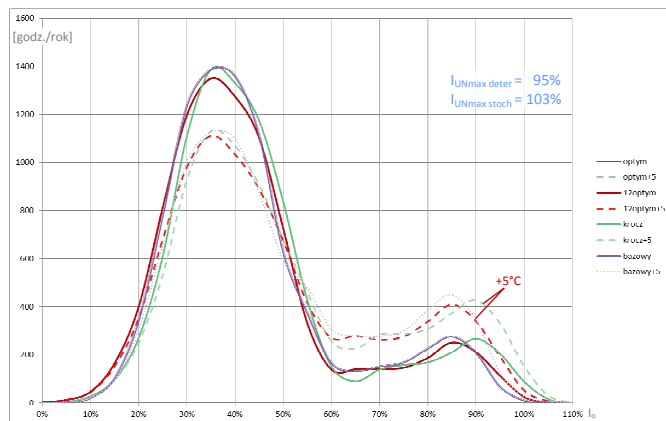
Tworzenie modeli godzinowych

Rozważano cztery metody tworzenia modeli godzinowych UN:

- Tworzenie modeli charakterystycznych i optymalizowane dla każdej godziny - *optym*,
- Tworzenie w oparciu o grupę 12 modeli zoptymalizowanych - *12optym*,
- Tworzenie modelu bieżącej godziny z modelu dla poprzedniej godziny (metoda krocząca) - *krocz*,
- Tworzenie bezpośrednio z modelu/modeli charakterystycznych - *bazowy*.

Rysunek 5 przedstawia przykładowy rozkład obciążenia w UN uzyskany wymienionymi czterema metodami oraz wariantu dla temperatury podwyższonej o 5°C .

Dalsze obliczenia wykonywano w oparciu o grupę 12 modeli zoptymalizowanych, tworząc model dla danej godziny z zapotrzebowaniem i generacją wiatrową, wynikającymi z przyjętych profili, przeskalowując model z grupy 12, w którym wartości zapotrzebowania i generacji wiatrowej są najbliższe. Wyniki analiz tą metodą były bardzo zbliżone do wyników opartych na modelach optymalizowanych dla każdej godziny, przy czym tworzyły się automatycznie znacznie szybciej i pewniej niż przy optymalizowaniu modelu dla każdej godziny. Zdarza się, że wywoływana wówczas funkcja optymalizacji nie znajduje rozwiązania, co powoduje przerwanie obliczeń.



Rys. 5. Przykładowy rozkład obciążenia linii 1 w UN

4. SCENARIUSZ ZDARZEŃ SIECIOWYCH

4.1 Badanie stanów wyłączeń

Podstawą analiz jest badanie pracy sieci w stanach $n-1$. Badanie takie zakłada jednoczesne pojedyncze wyłączenie na badanym obszarze sieci. Jeśli w tym samym momencie w sieci wyłączony jest więcej niż jeden element względem układu normalnego, wówczas badania spełniają kryterium $n-1$, o ile wyłączone elementy są usytuowane w sieci wystarczająco daleko, by wyłączenie jednego elementu nie wpływało na warunki pracy elementów sieci w otoczeniu pozostałych wyłączanych elementów.

W analizach prowadzonych na potrzeby tej pracy przyjęto, że kryterium $n-1$ jest spełnione, o ile elementy wyłączone jednocześnie nie znajdują się na obszarach sąsiadujących oddziałów operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD). Takie podejście pozwala przyspieszyć obliczenia około czterokrotnie. Czas trwania obliczeń dla rocznego godzinowego scenariusza zdarzeń $n-1$ KSE z jednym wyłączeniem na każdym obszarze oddziału OSD w każdej godzinie trwa około 2÷3 godzin.

4.2 Wypracowanie i realizacja stochastyczno-statystycznych scenariuszy zdarzeń sieciowych

Badania

Analiza obejmuje badania wyłączeń:

- linii NN,
- transformatorów NN/WN,
- linii WN.

Wyłączenia podzielone są na obszary:

- sieć NN,
- grupy obszarów linii WN i transformatorów NN/WN, na których wyłączenia pojedyncze na danym obszarze nie wpływają na pracę pozostałych obszarów.

Jednocześnie wykonywane jest:

- jedno wyłączenie linii w sieci NN,
- po jednym wyłączeniu na każdym z obszarów wewnątrz jednej grupy (kryterium $n-1$).

Badanie scenariuszy można rozróżnić w zależności od liczby iteracji (wyłączeń wykonanych w modelu każdej godziny w każdym obszarze OSD).

Badanie jednego wyłączenia w każdej godzinie

Przy analizie pracy sieci WN i NN KSE, dla każdej godziny jednego wyłączenia na obszarze OSD i jednego w sieci NN, aby dotrzymać kryterium $n-1$, konieczne było czterokrotne wykonanie obliczeń rozplływowych. Wyłączane elementy na każdym obszarze są wybierane w sposób losowy o równomiernym rozkładzie prawdopodobieństwa w zakresie całego roku. Lista dla sieci NN zawierała 540 elementów, listy obszarów OSD zawierały od 35 do 363 elementów. Przykładowo, na obszarze zawierającym 115 elementów, w analizie godzinowej każdy element będzie wyłączony średnio 76,2 ($=8760/115$) razy w roku, każdy element sieci NN będzie wyłączony średnio 16,2 ($=8760/540$) razy w roku. Gdy na przykład dla linii NN oczekiwany łączny czas wyłączenia elementu w roku (LGR) [w godzinach], określany na podstawie wartości typowych dla danego napięcia linii i długości, wynosi 46, wtedy przyjmuje się, że każde badane wyłączenie tej linii trwa średnio 2,8 ($=46/16,2$) godziny i taki czas trwania zdarzenia przyjmuje się do tworzenia wynikowego rozkładu. W przypadku linii ze 115-elementowego obszaru OSD, której LGR wynosi 26,2, każde wyłączenie trwa średnio 0,34

($=26,2/76,2$) godziny i taki czas trwania zdarzenia przyjmuje się do tworzenia wynikowego rozkładu.

Zastosowanie – szybka analiza wstępna.

Badanie wszystkich wyłączeń w każdej godzinie

Można przebadać wszystkie wyłączenia dla każdej godziny, wówczas każdy element sieci jest wyłączany 8760, a czas trwania pojedynczego wyłączenia równa się LGR/8760. Symulacje dla obszaru badanego ($1/4$ KSE) trwały ok. 3,5 doby.

Zastosowanie – dokładna analiza docelowego modelu ze wszystkimi zaproponowanymi inwestycjami.

Badanie 20% wszystkich wyłączeń w każdej godzinie

Przy badaniu 20% wszystkich wyłączeń w jednej godzinie wybieranych stochastycznie o rozkładzie równomiernym w skali roku, obliczenia trwają ok. 16 godzin. Wyniki te pokrywają się bardzo dobrze z wynikami obliczeń z wyłączeniem każdego elementu w każdej godzinie.

Zastosowanie – podstawowy sposób analizy.

5. WSKAŹNIKI NIEZAWODNOŚCI

5.1 Analiza deterministyczna

Analiza deterministyczna jest powszechnie stosowaną metodą analizy wskaźników niezawodności pracy systemu elektroenergetycznego.

Cechy analizy deterministycznej niezawodności:

- wykorzystanie modeli charakterystycznych w jednym bądź w większej liczbie wariantów,
- badanie stanów $n-1$ i $n-2$,
- zakłada się, że każde wyłączenie jest jednakowo prawdopodobne,
- czas trwania wyłączenia nie podlega rozważaniom.

Wynikiem analizy jest lista linii i transformatorów zagrożonych przeciążeniem oraz lista węzłów, w których w przebadanych stanach awaryjnych występuje przekroczenie dopuszczalnych wartości napięć.

Analiza deterministyczna pozwala dla każdego modelu charakterystycznego określić:

- obciążenie gałęzi w układzie normalnym,
- średnie obciążenie gałęzi w badanych stanach $n-1$ i $n-2$,
- maksymalną wielkość obciążenia gałęzi w badanych stanach $n-1$ i $n-2$ – maksymalne przekroczenie dopuszczalnej wartości,
- listę stanów, w których przekroczone zostały dopuszczalne wartości obciążenia,
- maksymalną odchyłkę napięcia w węzłach od dopuszczalnego zakresu,
- średnie napięcia w węzłach w badanych stanach $n-1$ i $n-2$,
- maksymalne i minimalne napięcia w węzłach w badanych stanach $n-1$ i $n-2$,
- liczbę stanów, w których przekroczone zostały dopuszczalne wartości napięcia.

Wskaźniki probabilistyczne w analizie deterministycznej

Dla każdego modelu charakterystycznego można oszacować typowe wskaźniki probabilistyczne niezawodności SEE. Przykładowym narzędziem wspomagających takie obliczenia jest moduł *Probabilistic*

Reliability Assessment w programie PSSE firmy Siemens PTI.

Cechy modułu *Probabilistic Reliability Assessment*:

- Wykorzystanie modeli charakterystycznych,
- Badanie wybranych stanów $n-1$ i $n-2$,
- Prawdopodobieństwo i czas trwania wyłączenia elementu sieci można określić indywidualnie. Przy braku danych przyjmuje się typowe wartości dla poszczególnych elementów. Uwzględnia się długość i napięcie robocze linii.

Wynikiem analizy są zestawienia typowych wskaźników niezawodności SEE, między innymi oczekiwane ograniczenie (mocy) obciążenia [MW] (I.P.) i oczekiwana ilość niedostarczonej energii [MWh] (E.U.E.). Wartości te są różne dla każdego z modeli i mają charakter poglądowy, są bardzo pomocne w porównaniach różnych wariantów rozbudowy sieci. Wadą takich obliczeń jest brak rozkładu obciążeń. Analiza nie określa wiarygodnie spodziewanego łącznego czasu wystąpienia przekroczenia.

5.2 Analiza statystyczno-stochastyczna

Wypracowanie, badania i analiza wskaźników niezawodnościowych

Do głównych celów ekspertyz należy:

- identyfikacja zagrożenia przeciążeniem elementów sieci,
- określenie zakresu koniecznych modernizacji sieci zapewniających bezpieczną pracę, w szczególności utrzymania obciążeń i napięć w zakresie dopuszczalnych wartości.

Dla określenie zakresu koniecznych modernizacji sieci w analizach operatorzy zalecają przyjęcie kryterium $n-1$. Ewentualne spełnienie kryterium $n-2$ lub założenie całkowitej odporności na stany jednoczesnego awaryjnego więcej niż dwóch elementów drastycznie zwiększyłoby koszty koniecznych modernizacji sieci. Dotychczas podstawą określenia listy modernizacji była analiza deterministyczna modeli charakterystycznych w różnych wariantach stanu SEE. W niniejszej pracy proponuje się oparcie analizy o uzyskane rozkłady obciążeń.

Rozkłady obciążeń pozwalają określić następujące wskaźniki niezawodności SEE:

- przeciążenia (wartość maksymalna obciążenia UN, $n-1$),
- niepokrycie zapotrzebowania,

Zestawienia zawierają między innymi wartości oczekiwane:

- oczekiwane ograniczenie (mocy) obciążenia [MW],
- oczekiwana ilość niedostarczonej energii [MWh],
- oczekiwana częstość zdarzeń [liczba zdarzeń/roku],
- oczekiwany czas trwania zdarzenia [liczba godzin],
- oczekiwany łączny czas zdarzenia w roku [liczba godzin/rok],
- liczba zdarzeń i zdarzenie najgroźniejsze.

Spodziewane korzyści zastosowania analizy stochastycznej:

- wyniki jakościowo-ilościowe (wielkość przekroczeń/spodziewany czas trwania przekroczenia),
- wyniki bliższe rzeczywistości – analiza w oparciu o roczne profile zapotrzebowania zamiast analizy modeli skrajnych przypadków.

W przeciwieństwie do analizy deterministycznej, w analizie statystyczno-stochastycznej oprócz maksymalnej wartości obciążenia, w szczególności ze względu zagrożenia

zniszczeniem przy bardzo przeciążeniach, to wartości oczekiwane ograniczenia mocy i ilości niedostarczonej energii są podstawą formułowania wniosków modernizacyjnych.

Metoda obliczeń

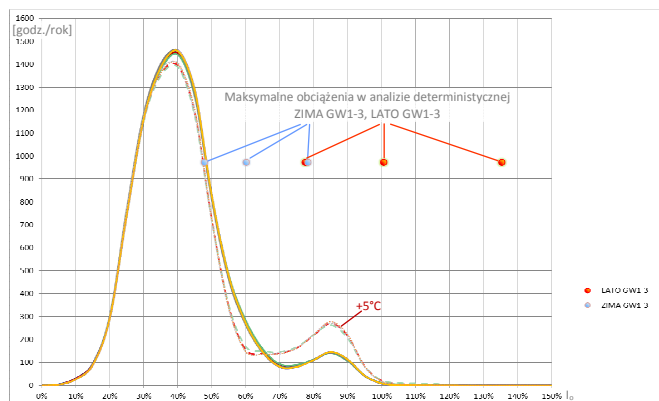
Dla każdej kolejnej godziny dla i -tego elementu:

1. Obliczana jest wielkość [%] obciążenia z zaokrągleniem do 5%.
2. Obliczany jest czas przypadający na dane zdarzenie.
3. Czas zdarzenia jest dodawany do sumy czasu wystąpienia danej wielkości obciążenia.

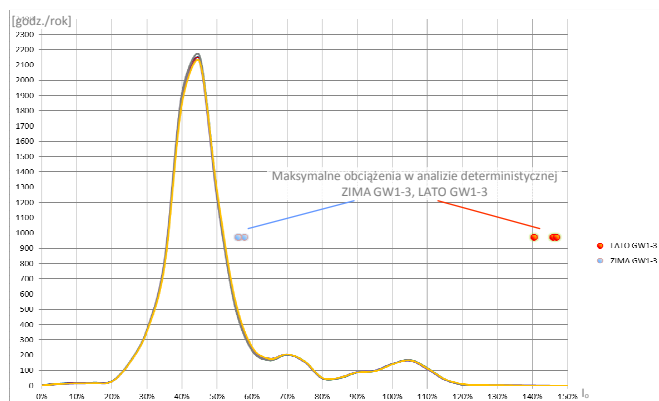
Na przykład, obliczenia wykazały, że dla danej godziny obciążenie danej gałęzi wynosi $I_0=98\%$ i znajduje się w przedziale (95%;100%). Zgodnie z parametrami wybranej gałęzi łączny oczekiwany łączny czas zdarzenia w roku przypadający na jedną godzinę wynosi 0,2 godziny. Zatem do łącznego czasu zdarzenia wystąpienia wartości obciążenia w przedziale (95%;100%) dodajemy 0,2 godziny. Wynikiem analizy są tablice rozkładu obciążenia. Pierwsza tablica zawiera wyniki dla sieci w układzie normalnym, druga tablica zawiera wyniki dla sieci w stanach $n-1$, trzecia – $n-1$ z podwyższoną temperaturą.

Rozkłady obciążeń – przykładowe wyniki

Na rysunkach 5+7 przedstawiono uzyskane w badaniach rozkłady dla wybranych linii. Rysunek 5 przedstawia przykładowy rozkład obciążenia w układzie normalnym dla wybranej gałęzi, przykładowe rozkłady obciążeń w stanach wyłączeń przedstawiają rysunki 6 i 7 uzyskane z serii obliczeń – jednego a badaniem wszystkich wyłączeń i czterech z badaniem 20% wyłączeń w każdej godzinie. Widać, że wszystkie rozkłady się pokrywają.



Rys. 6. Przykładowy rozkład obciążenia linii 1 w stanach $n-1$ (z wariantem podwyższonej temperatury)



Rys. 7. Przykładowy rozkład obciążenia linii 2 w stanach $n-1$

Rysunek 6 pokazuje również rozkłady dla podwyższonej temperatury o 5°C.

Rozkład w układzie normalnym z rysunku 5 oraz rozkład w stanach wyłączeń z rysunku 6, pozwalają porównać oceny zagrożenia danej gałęzi przeprowadzonej analizą deterministyczną i analizą stochastyczną.

Analiza deterministyczna została przeprowadzona dla trzech modeli charakterystycznych zapotrzebowania (LD, LS, ZS) w trzech wariantach generacji wiatrowej. W układzie normalnym największa obliczona wartość obciążenia wynosi 95% (rys. 5). Maksymalne obciążenie w badanych wariantach i modelach w stanach wyłączeń wynosi 135% (rys. 6). W wynikach analizy stochastycznej tej samej linii, największa wartość obciążenia w układzie normalnym wynosi 103%, a oczekiwany łączny czas obciążenia powyżej 100% w roku wynosi jedną godzinę w roku. W stanach wyłączeń maksymalna wartość obciążenia osiągnęła wartość 129%. Oczekiwany łączny czas obciążenia w zakresie (100%;120%) w roku wynosi 23,5 godziny (0,27% roku), a powyżej 120% - 1,4 godziny (0,016% roku).

Mimo że maksymalna wartość obciążenia w stanach wyłączeń w obu analizach jest podobna to przeprowadzone obie analizy prowadzą do różnych wniosków. Wnioski na podstawie analizy deterministycznej zalecają modernizację linii ze średnim priorytetem. Analiza stochastyczna pokazuje, że modernizację tej linii można rozważyć z co najwyżej niskim priorytetem, bez zagrożenia dla bezpieczeństwa pracy tej linii, można z jej modernizacji zrezygnować.

Innym wskaźnikiem pokazującym stopień zagrożenia jest wartość niedostarczonej energii, który uwzględnia wielkości przeciążenia oraz czas wystąpienia danego obciążenia. Wartość niedostarczonej energii można wyznaczyć według zależności (1):

$$E.U.E. = Z \cdot \sum_{t=i_{dop}+1}^{t_{max}} I_{oi}^2 \cdot dt_i \quad (1)$$

gdzie:

- Z - impedancja gałęzi [Ω],
- I_{oi} - obciążenie gałęzi [A],
- dt_i - czas obciążenia I_{oi} [h],
- i_{dop} - indeks, dla którego obciążenia I_{oi} osiąga maksymalną wartość dopuszczalną,

i_{max} - indeks, dla którego obciążenia I_{oi} osiąga maksymalną wartość.

6. WNIOSKI

W obecnie wykonywanych analizach:

- Stosowane metody analiz rozptylowych opierają się na analizie deterministycznej KSE zwykle trzech lub czterech modeli charakterystycznych zapotrzebowania. Takie podejście ogranicza obraz do maksymalnych zagrożeń, w szczególności maksymalnych przekroczeń.
- Żaden z najczęściej stosowanych programów do obliczeń rozptylowych, nie jest wyposażony w gotowe narzędzia analizy rozptylowej uwzględniającej profile zapotrzebowania i generacji OZE oraz zmienność temperatury otoczenia.

Analiza badań scenariuszy zdarzeń sieciowych oparta na profilach godzinowych tworzonych metodą statystyczno-stochastyczną:

- zapewnia bardziej wiarygodne wyniki niż analizy oparte na modelach charakterystycznych,
- pozwala optymalnie rekomendować inwestycje – co pozwoli Operatorowi na efektywniejsze dysponowanie środkami,
- pozwala dość szybko uzyskać wiarygodne wyniki i wesprzeć redagowanie wniosków szczególnie tam, gdzie analiza deterministyczna jest wymagana a daje niejednoznaczne wyniki,
- umożliwia jakościowo-ilościowe określenie zagrożenia w postaci krzywej liczby godzin w roku wystąpienia zagrożenia.

7. BIBLIOGRAFIA

1. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. Wersja 2.0 zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-1(4)/2011/LK z dnia 15 grudnia 2011 r.
2. Machowski J., Kacejko P., Robak S., Miller P., Wanczer M.: Analizy systemu elektroenergetycznego w średniookresowym planowaniu rozwoju. Przegląd Elektrotechniczny, czerwiec 2013
3. Onen A., Gul A.: Efficiency and cost evaluation of distribution systems based on multiple time points. Modern Electric Power Systems, Wrocław 6-9 czerwca 2015 r.

STATISTICAL AND STOCHASTIC METHOD OF ANALISES OF POWER SYSTEM DEVELOPMENT PLANS

Power system development plans are prepared in the basis of deterministic grid analyses of base models – summer light load, summer peak load, winter peak load, winter light load. This approach reduces the view to maximum threats, in particular the maximum overloads and overvoltages. The models have a defined size of the load demand, the size and location of the generation and the lines capacity. Wind and photovoltaic generation and lines capacity depend on the changing nature of temperature, wind and clouds, which are not taken into account in deterministic analyses.

The possibilities offered by analyses based on the annual power system profiles and contingencies scenarios compared to the deterministic ones are presented in the paper. Such approach provides much more reliable results and enables to recommend efficient tailored investments. Statistical and stochastic analyses supplement conclusions drawn in deterministic analyses especially when these give ambiguous results. This enables the qualitative and quantitative determination of risks in the line load distribution.

Keywords: Power system analyses, development planning, deterministic analyses, stochastic analyses, 8760 profile, load profile, contingencies scenario.