

## Modernizacja i kierunki rozwoju terenowych sieci niskiego i średniego napięcia

**Streszczenie.** W artykule omawia się problematykę modeli symulacyjnych modernizacji terenowych sieci elektroenergetycznych niskiego i średniego napięcia. Przedstawia się zagadnienie wyboru kryterium optymalizacyjnego, minimalizacji nakładów inwestycyjnych sieci terenowej nn i SN oraz algorytm obliczeniowy dla potrzeb modernizacji sieci. Omawia się problemy modernizacji i kierunki rozwoju sieci nn i SN w praktyce projektowej i eksploatacyjnej.

**Abstract.** The article discusses the problem of simulation models for the modernization of low and medium voltage rural distribution networks. The issues of selecting the optimization criterion, minimizing the investment outlays of the LV and MV rural network as well as the calculation algorithm for the network modernization needs are presented. The problems of modernization and development directions of the LV and MV network in design and operation practice are discussed. **(Modernization and development directions of low and medium voltage rural network).**

**Słowa kluczowe:** sieć rozdzielcza, sieć terenowa nn i SN, modernizacja sieci, kierunki rozwoju.

**Keywords:** distribution network, LV and MV rural network, network modernization, development directions.

### Wstęp

Znaczna część sieci terenowych wszystkich napięć w kraju wymaga modernizacji. Przyczyną tego jest znaczny wzrost obciążenia elektroenergetycznego sieci w stosunku do projektowanego. Zasadniczym problemem przy modernizacji tych sieci jest określenie gęstości rozmieszczania stacji transformatorowych SN/nn (od czego z kolei zależy moc transformatorów) oraz przekroje przewodów linii SN i nn, a tym samym nakłady na modernizację, koszty roczne sieci oraz straty energii. Przedstawia się model matematyczny optymalnej modernizacji sieci terenowej oraz dokładny i uproszczony sposób rozwiązania tego zagadnienia. Sieci wiejskie niskiego i średniego napięcia pracują najczęściej jako otwarte i mocno rozgałęzione. Najczęściej przyczyną konieczności modernizacji sieci terenowych jest [3], [4]:

- a) przekroczenie dopuszczalnych obciążeń transformatorów SN/nn,
- b) przekroczenie dopuszczalnych spadków napięcia linii nn i SN,
- c) zły stan techniczny poszczególnych elementów sieci.

W pierwszym przypadku wymienia się transformator, co zawsze jest możliwe, aż do wyczerpania możliwości konstrukcyjnych stacji. Rozwiązanie tego problemu zwykle jest na ogół proste i stosunkowo tanie. Poprawa stanu technicznego sieci oraz przekroczenie dopuszczalnych spadków napięcia, wymagają znacznych nakładów. Natomiast poprawa jakości napięcia wymaga zwiększenia przekrojów przewodów sieci niskiego napięcia lub/i zagęszczenia stacji transformatorowych SN/nn, co z kolei wymusza konieczność rozbudowy sieci rozdzielczej SN.

### Założenia i dane do obliczeń modernizacji sieci SN i nn

W praktyce projektowej niezbędne są do analiz następujące dane o sieci nn i SN:

- 1) moc szczytowa  $P_S$  (poprzednio), obecnie moc umowna i przyłączeniowa [1];
- 2) współczynniki jednoczesności obciążeń  $k_j$ , zależne od liczby zasilanych zagród, obiektów rolniczych, [2], [5], [7];
- 3) jednostkowe nakłady inwestycyjne poszczególnych elementów sieci.

Wartość nakładów inwestycyjnych obiektów wyraża się następującymi wzorami:

- a) linia niskiego napięcia:

$$(1) \quad K_l = (a_l + b_l \cdot s) \cdot l$$

- b) stacja transformatorowa SN/nn wraz z linią SN zasilającą tą stację

$$(2) \quad K_T = a_T(l) + b_T \cdot S$$

gdzie:  $s$  – przekrój przewodów linii w  $\text{mm}^2$ ,  $l$  – długość linii w m,  $S$  – moc transformatora SN/nn w  $\text{kV}\cdot\text{A}$ ,  $a$  i  $b$  – współczynniki dla linii i transformatorów SN/nn.

- 4) Do dokładniejszej analizy ekonomicznej rozwiązywanego problemu potrzebna jest też znajomość czasu użytkowania mocy szczytowej, jednostkowego kosztu energii oraz stopy dyskonta. Natomiast w przypadku projektowania linii nn i SN na dopuszczalne spadki napięcia, znajomość tych danych jest zbędna. Są one jednak potrzebne przy obliczaniu ekonomicznego przekroju linii i analizie kosztów strat mocy i energii w sieci niskiego i średniego napięcia.

### Wybór kryterium optymalizacyjnego

W praktyce projektowej elektryfikacji wsi, małych miast sieć elektroenergetyczną projektuje się tak, aby uzyskać minimum nakładów inwestycyjnych przy spełnieniu następujących warunków technicznych [1], [8]:

- a) spadki napięcia elementów sieci powinny być mniejsze od dopuszczalnych,
- b) elementy sieci (linie, transformatory) nie mogą być przeciążone,
- c) muszą być spełnione warunki skuteczności działania ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej.

### Minimalizacja nakładów inwestycyjnych sieci terenowej

Modernizacja sieci terenowej powinna polegać na:

1. Budowie całkowicie nowej sieci nn, stacji transformatorowych SN/nn oraz odczepów linii SN z istniejącej terenowej sieci SN. Poszukuje się takiego rozmieszczenia stacji transformatorowych SN/nn, przy którym całkowite nakłady inwestycyjne będą minimalne.
2. Wzmocnieniu istniejącej sieci z powodu znacznych spadków napięcia. Rozpatruje się tu następujące możliwości poprawy jakości napięcia:
  - a) dobudowanie nowych stacji SN/nn, pozostawienie sieci nn bez zmian,
  - b) zwiększenie przekroju przewodów nn (bez zmiany pozostaje rozmieszczenie i liczba stacji SN/nn, z ewentualną wymianą transformatorów na większe jednostki). Możliwe są tu następujące sposoby

rozwiązywania problemu: wymiana przewodów, dowieszenie drugiego toru na istniejących słupach, lub budowa nowych linii np. po drugiej stronie drogi.

c) podział istniejących linii na sekcje i zasilanie sekcji nie sąsiadujących ze stacją SN/nn liniami kablowymi wyprowadzonymi wprost ze stacji.

W praktyce analiza wzmocnienia sieci istniejącej nn i SN sprowadza się do wyboru najkorzystniejszej z tych możliwości. Autor omawia modernizację sieci nn i SN polegającą na budowie całkowicie nowej stacji SN/nn.

### Budowa całkowicie nowej sieci terenowej

Rozważa się sieć terenową składającą się z następujących elementów:

- odcinka linii SN,
- stacji transformatorowej SN/nn (ST),
- n odcinków linii nn (obwodów) odchodzących ze stacji SN/nn.

Koszt analizowanej sieci będzie sumą kosztów stacji SN/nn wraz z linią zasilającą tę stację, oraz kosztów n linii nn wychodzących ze stacji SN/nn.

Zakłada się, że sieć nn jest napowietrzna, o wartości:

- przekroju przewodów dobranym na dopuszczalny spadek napięcia,
- jednakowej długości wszystkich obwodów wychodzących promieniowo ze stacji SN/nn,
- obciążeniu mocą jednostkową  $P_N$  w [kW/m] (rozłożoną równomiernie wzdłuż obwodu).

Oblicza się optymalną długość linii nn oraz optymalny przekrój sieci niskiego napięcia na podstawie wzorów z prac [6], [7]:

$$(3) \quad l_{opt} = \sqrt[3]{\frac{a_T \cdot C}{2 \cdot n \cdot G \cdot P_z \cdot b_l \cdot \delta_u}}$$

$$(4) \quad s_{opt} = \sqrt[3]{\frac{a^2_T \cdot G \cdot P_z \cdot \delta_u}{4 \cdot n^2 \cdot b_l^2 \cdot C}}$$

gdzie:  $C = 2 \cdot \gamma \cdot \Delta U_d \cdot U_N^2 \cdot 10^{-5}$  - wartość stała [5],  $a_T$  - współczynnik kosztów stałych stacji SN/nn (wzór 2),  $b_l$  - współczynnik kosztów linii nn ze wzoru (1),  $n$  - liczba obwodów linii nn wychodzących ze stacji SN/nn,  $\Delta U_d$  - dopuszczalny spadek napięcia w sieci terenowej [%],  $U_N$  - napięcie znamionowe sieci w [V],  $\gamma$  - konduktywność materiału, z którego wykonano przewody,  $\delta_u$  - współczynnik poprawkowy uwzględniający niejednoczesność obciążenia,  $P_z$  - średnia moc zagrody [W],

$G = \frac{L_z}{l}$  - gęstość zabudowy ( $L_z$  - liczba zagród (gospodarstw) zasilanych z odcinka linii o długości  $l$ ).

Zasadniczy wpływ na optymalną długość obwodu i przekrój przewodów sieci, a tym samym na odległość między stacjami SN/nn mają następujące wielkości:

- gęstość zabudowy,
- koszt stały stacji SN/nn wraz z odczepem linii SN,
- liczba obwodów nn odchodzących ze stacji SN/nn.

Pozostałe parametry nie zależą od specyfiki badanej sieci terenowej nn i SN.

Są one następujące:

- dopuszczalny spadek napięcia,
- przyjęta moc szczytowa zagrody obecnie najczęściej moc umowna,
- koszt i konduktywność materiału przewodowego,
- współczynniki jednoczesności (od nich zależy  $\delta_u$ ).

Obliczony na podstawie wzoru (4) przekrój optymalny sieci powinien być zaokrąglony do najbliższego przekroju

znormalizowanego. Jeżeli najbliższy przekrój znormalizowany linii jest większy niż przekrój optymalny to długość obwodu ze względu na spadek napięcia może być większa niż wyznaczona z zależności (3) i odwrotnie, gdy najbliższy przekrój znormalizowany jest mniejszy niż optymalny to i długość obwodu powinna być mniejsza.

O wyborze przekroju sieci powinna zdecydować analiza kosztów obu rozwiązań. Dopuszczalną długość obwodu przy założonym przekroju wyznacza się ze wzoru [6], [7]:

$$(5) \quad l_{max} = \sqrt{\frac{C \cdot s}{P_n \cdot \delta_u}} = \sqrt{\frac{C \cdot s}{G \cdot P_z \cdot \delta_u}} = \sqrt{\frac{C \cdot s \cdot l}{L_z \cdot P_z \cdot \delta_u}}$$

### Algorytm obliczeniowy

Algorytm do modernizacji sieci nn ma postać następującą:

- Na planie sytuacyjnym terenu nanosi się główne ciągi sieci nn. Pomija się więc przyłącza i odgałęzienia do niewielkiej liczby odbiorców (odbiorcy zasilane z tych odgałęzień zasilają się z ciągu głównego w punkcie odgałęzienia).
- Dla głównego ciągu linii nn określa się:
  - długość ciągu,
  - liczbę zagród zasilanych z ciągu (łącznie z odgałęzieniami),
  - liniową gęstość mocy.
- Dla dowolnego krańca ciągu głównego sieci nn należy orientacyjnie określić:
  - długość linii SN do stacji transformatorowej SN/nn mającej zasilić ten odcinek sieci nn, a następnie koszt stały  $a_T$  tej stacji transformatorowej SN/nn wraz z linią SN,
  - liczbę obwodów wychodzących ze stacji SN/nn,
  - współczynnik jednoczesności  $k_j$  i współczynnik  $\delta_u$ .
- Na podstawie wzoru (5) oblicza się optymalną długość linii nn od krańca sieci do pierwszej stacji SN/nn, oraz przekrój tego odcinka sieci. W kroku 3 założono „z góry” niektóre wartości orientacyjne. Dla tak wyznaczonej długości krańcowego odcinka sieci, a tym samym lokalizacji pierwszej stacji SN/nn, koryguje się te założenia. Procedura obliczeń jest iteracyjna.
- W analogiczny sposób jak w punkcie 4 wyznacza się lokalizację i moce kolejnych stacji transformatorowych SN/nn na analizowanym terenie wiejskim.

### Główne problemy modernizacji sieci terenowych SN i nn w praktyce oraz kierunki ich rozwoju

Modernizacja kompleksowa sieci terenowych jest jednym z najpilniejszych i najtrudniejszych problemów do rozwiązania w polskiej elektroenergetyce w najbliższych latach. Według ekspertów potrzeby inwestycyjne najpilniejsze ocenia się na sumę 10 mld zł [6], [7].

Modernizacja sieci terenowych w celu poprawy stanu zaopatrzenia w energię elektryczną wiąże się w konsekwencji z relatywnie wysokimi kosztami inwestycyjnymi nie zapewniającymi rentowności inwestycji, stanowi to poważny problem dla spółek dystrybucyjnych. Część z nich jest w trudnej sytuacji ekonomiczno-finansowej. Więc proces modernizacji w spółkach dystrybucyjnych jest bardzo powolny - spadek wartości netto majątku i wzrost stopnia zamortyzowania sieci przy jednoczesnym zwiększaniu się jej zasobów fizycznych.

W większości przypadków nowo budowane lub modernizowane terenowe linie niskiego napięcia wraz z przyłączami są wykonywane w systemie linii izolowanych. Charakterystycznymi cechami linii izolowanej niskiego napięcia są [7]:

- duża niezawodność, dzięki wyeliminowaniu przewodów gołych (podatnych na zwarcia międzyprzewodowe i doziemienia);

- niewielkie koszty obsługi eksploatacyjnej wskutek ograniczenia wyeliminowania wielu kłopotliwych zabiegów eksploatacyjnych (np. wycinanie gałęzi, czyszczenie izolatorów);
- zmniejszenie właściwie do zera bezpiecznych odstępów względem drzew, budynków i innych linii napowietrznych (co m.in. pozwala na swobodny wybór trasy linii);
- możliwość zastosowania niższych słupów lub łatwej, szybkiej i relatywnie taniej rozbudowy na tych samych konstrukcjach wsporczych linii elektroenergetycznej (wzbogaconej o dodatkowe tory);
- duże bezpieczeństwo obsługi, osób postronnych i ptaków;
- zmniejszenie spadków napięcia dzięki ok. trzykrotnie mniejszej reaktancji jednostkowej niż w tradycyjnych liniach napowietrznych z przewodami gołymi;
- znaczne zmniejszenie ryzyka wystąpienia pożaru wskutek zwarcia i zerwania przewodu (szczególnie w gospodarstwach rolnych i obszarach leśnych);
- możliwość tymczasowej eksploatacji sieci nawet w wypadku złamania lub wyrwania się słupa i opadnięcia przewodów na ziemię;
- możliwość wykonywania zabiegów eksploatacyjnych pod napięciem;
- bezpieczne i łatwe wykonywanie przyłączy (bez konieczności wyłączenia napięcia).

Natomiast terenowe linie średniego napięcia są w większości budowane lub modernizowane jako napowietrzne linie z przewodami gołymi. Choć coraz chętniej wykonuje się je jako linie izolowane. Za najbardziej przydatne w warunkach krajowych rozwiązanie konstrukcyjne elektroenergetycznych linii napowietrznych z przewodami izolowanymi średniego napięcia uznaje się obecnie system PAS (wg. Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej). O takim wyborze zdecydował poziom nakładów inwestycyjnych oraz łatwość montażu i eksploatacji linii budowanych w tym systemie.

Kierunki rozwoju terenowych sieci SN i nn są następujące:

1. Sieci rozdzielcze SN powinny być jednostopniowe o napięciu znamionowym 20kV lub 15kV w zależności od lokalnych warunków. Napięcie 20kV powinno się jednak uznawać za preferowane, tak ze względu na unifikację międzynarodową, jak i fakt, iż linie napowietrzne 15kV (ze znikomymi wyjątkami) mają izolację na napięcie 20kV, a także większość aparatury rozdzielczej jest nominowana tym poziomem napięcia. Napięcie sieci rozdzielczych niskiego napięcia – ze względu na unifikację międzynarodową – posiada od roku 2004 wartość 400/230V.
2. Sieci średniego napięcia powinny pracować w układach otwartych (nie należy przewidywać pracy równoległej transformatorów w stacjach zasilających). Jako standardowe prądy zwarcia dla sieci SN uzasadnione są – występujące już od wielu lat – dwa poziomy: 10kA jako poziom podstawowy i 12,5 kA jako poziom specjalny, stosowany na wybranych obszarach (np. dla sieci miejskich).
3. W obszarach podmiejskich i małych miast typowym rozwiązaniem powinna być sieć kablowa, a w strefach wiejskich – sieć napowietrzna, z niewielkim udziałem kabli (jako fragmentów sieci napowietrznej).
4. Podstawowym układem ciągów liniowych w sieci napowietrznej SN powinien pozostać stosowany obecnie układ magistralno-odgałęźny ze stacjami na pojedynczych odczepach. Wskazano jest, by magistrala miała możliwość drugostronnego zasilania, natomiast odgałęzienia mogą nie mieć połączeń

5. Stacje SN/nn powinny być lokalizowane możliwie w środku obciążenia oraz tak, aby możliwe było wyprowadzenie jak największej liczby linii nn.
6. Dla sieci niskiego napięcia należy przewidywać w zasadzie układy otwarte. Można jednak rozpatrywać celowość stosowania tzw. uproszczonej sieci zamkniętej, jako jednego ze sposobów poprawy warunków napięciowych w istniejącej sieci.
7. W sieciach napowietrznych nn – niezależnie od rodzaju stosowanych przewodów linii: gołe czy izolowane – należy przewidywać układ magistralno-odgałęźny z magistralą zasilaną jednostronnie (połączenia rezerwujące ewentualnie tylko dla pojedynczych odbiorców wymagających zwiększonej pewności zasilania). Przyłącza i odgałęzienia przyłączone bezpośrednio do linii bez stosowania łączników.
8. Dla obszarów wiejskich podstawowym rozwiązaniem powinno być:
  - przy odbiorcach rozproszonych – sieć przewodów izolowanych zawieszanych na słupach;
  - przy zabudowie ciągłej lub zwartej – sieć kabli ziemnych lub mieszana: kabli ziemnych i przewodów izolowanych.

Tradycyjne linie z przewodami gołymi powinny być tylko rozwiązaniem uzupełniającym, stosowanym na terenach niezadrzewionych.

Postęp techniczny w budowie sieci spowodował, że coraz powszechniejsze jest stosowanie łączników zdalnie sterowanych (ŁZS), które poprawiają pewność zasilania i umożliwiają stosowanie nowych układów rozległych sieci średniego napięcia.

## Wnioski

1. Dokonana analiza elektroenergetycznych sieci terenowych niskiego i średniego napięcia potwierdza pilną konieczność modernizacji tych sieci.
2. Przedstawione w referacie środki i metody działania niezbędne do przeprowadzania procesów modernizacji sieci terenowych w razie ich powodzenia znacznie poprawią pewność dostaw energii elektrycznej i jej odpowiednią jakość.
3. Głównym problemem są środki finansowe niezbędne do przeprowadzenia dużych działań modernizacyjnych w sieci terenowej wartości których eksperci oceniają w granicach 10 mld złotych.
4. Duża dysproporcja między nakładami jakie Rejony Energetyczne i Spółki Dystrybucyjne muszą ponieść na odtworzenie infrastruktury elektroenergetycznej a nikłymi zyskami jakie osiągną, w wyniku tego procesu nie rokuje dobrze na tempo modernizacji. Dodatkowo mała „gęstość poboru energii elektrycznej” na terenach wiejskich (poziom zużycia energii na wsi i w rolnictwie jest niższy niż pod koniec lat osiemdziesiątych i znacznie niższy od osiągalnego w krajach Unii Europejskiej) wpływa na to, że dystrybutor energii z przyczyn ekonomicznych nie jest zainteresowany modernizacją sieci terenowych. Ten fakt dodatkowo komplikuje trudną sytuację finansową części Zakładów Energetycznych. Żeby zachować płynność finansową ograniczają one wydatki na odtworzenie majątku trwałego.
- 5.

**Autor:** dr hab. inż. Jerzy Marzecki, prof. PW; Politechnika Warszawska, Wydział Elektrycznym Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, e-mail: [Jerzy.Marzecki@ien.pw.edu.pl](mailto:Jerzy.Marzecki@ien.pw.edu.pl)

## LITERATURA

1. Marzecki J.: *Terenowe sieci elektroenergetyczne*, Oficyna Wydawnicza PW, Warszawa 2017;
2. Billinton R., Ali S., Wacker G.: *Rural distribution system reliability worth evaluation using individual customer outage cost characteristics*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 26, Issue 4, May, 2004, pp. 235-240;
3. Marzecki J.: *Wybrane problemy techniczne terenowych sieci elektroenergetycznych*, Przegląd Elektrotechniczny, Nr 1, 2005;
4. Marzecki J.: *Analiza ekonomiczna terenowych sieci elektroenergetycznych*, Przegląd Elektrotechniczny, Nr 4, 2005;
5. *Materiały konferencji „Elektroenergetyczne Sieci Rozdzielcze – Sieci 2012”*, Instytut Energoelektryki Politechnika Wroclawska, Komitet Elektrotechniki PAN, Wrocław, 2012;
6. *Materiały Konferencyjne I Ogólnopolskiej konferencji „Elektroenergetyczne Sieci Wiejskie” ETW 2002*, Zarząd Główny SEP, Jachranka k/Warszawy, 2002;
7. *Materiały Konferencyjne II Ogólnopolskiej konferencji „Elektroenergetyczne Sieci Wiejskie” ETW 2004*, Zarząd Główny SEP, Jachranka k/Warszawy, 2004;
8. Billinton R., Cui L., Pan Z., Wang P.: *Probability distribution development in distribution system reliability evaluation*. Electric Power Components & Systems, Sep. 2002, Vol. 30, Issue 9, p. 907.